

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

На правах рукописи



ЛЕДУХОВСКИЙ Григорий Васильевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ
И ОБОСНОВАНИЕ НОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ДЕАЭРАЦИИ ВОДЫ**

Специальность: 05.14.14 – Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени доктора технических наук

Том 2

ПРИЛОЖЕНИЯ

Научный консультант: д-р т. наук, профессор

Барочкин

Евгений Витальевич

ИВАНОВО – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Приложение 1. Окончательные результаты измерения параметров в опытах при проведении дополнительных экспериментальных исследований на деаэраторах.....	3
Приложение 2. Окончательные результаты измерения параметров в опытах при проведении экспериментальных исследований на деаэраторах различных конструкций, выполненных за рамками диссертации.....	16
Приложение 3. Материалы по испытаниям турбоагрегатов с конденсаций пара.....	35
Приложение 4. Описание программного комплекса «Поверочный тепловой расчет и обработка результатов испытаний конденсаторов паровых турбин».....	62
Приложение 5. Материалы по испытаниям и разработке нормативных энергетических характеристик насосного оборудования с частотным регулированием производительности.....	74
Приложение 6. Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, разработанных по тематике диссертационного исследования.....	84
Приложение 7. Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, разработанных за рамками диссертационного исследования (при разработке использованы отдельные результаты, полученные в диссертации).....	91
Приложение 8. Документы, подтверждающие практическую реализацию результатов работы.....	100
Приложение 9. Примеры режимных карт по эксплуатации деаэрационных установок, разработанных в рамках работы.....	128
Приложение 10. Основные положения предложенной структуры технологической инструкции по эксплуатации атмосферных деаэрационных установок (применительно к деаэраторам участка химводоочистки теплосилового цеха (ТСЦ) ОАО «Северсталь»).....	136
Приложение 11. Пример расчета экономии условного топлива за один из месяцев при установке гидромфты питательного насоса на энергоблоке ст. № 5 Печорской ГРЭС.....	152
Приложение 12. Экспериментальные данные по эффективности деаэрации охлаждающей воды и скорости коррозии в системах водяного охлаждения обмотки статора турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением.....	159

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Окончательные результаты измерения
параметров в опытах при проведении
дополнительных экспериментальных
исследований на деаэраторах**

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДСА-200 Ивановской ТЭЦ-1, теплотехнические
и химические параметры)**

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	1	2	3	4	5
Гидравлическая нагрузка деаэратора					
Расход деаэрированной воды, т/ч	24,0 ± 0,8	23,5 ± 0,8	19,0 ± 0,6	23,0 ± 0,8	24,0 ± 0,8
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	260 ± 40	280 ± 41	340 ± 43	240 ± 39	160 ± 35
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	10 ± 8	40 ± 8	60 ± 8	60 ± 8	30 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,07 ± 0,05	9,22 ± 0,05	9,51 ± 0,05	9,72 ± 0,05	9,09 ± 0,05

Продолжение таблицы П.1.1

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	6	7	8	9	10
Гидравлическая нагрузка деаэратора					
Расход деаэрированной воды, т/ч	24,8 ± 0,8	23,0 ± 0,8	22,5 ± 0,8	22,7 ± 0,8	22,0 ± 0,7
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	220 ± 38	120 ± 33	160 ± 35	80 ± 29	340 ± 43
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	50 ± 8	10 ± 8	50 ± 8	5 ± 7	15 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,44 ± 0,05	9,02 ± 0,05	9,60 ± 0,05	8,81 ± 0,05	9,12 ± 0,05

Продолжение таблицы П.1.1

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	11	12	13	14	15
Гидравлическая нагрузка деаэратора					
Расход деаэрированной воды, т/ч	18,0 ± 0,6	19,0 ± 0,6	12,0 ± 0,4	11,8 ± 0,4	16,5 ± 0,6
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	320 ± 43	350 ± 44	270 ± 41	250 ± 40	320 ± 43
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	90 ± 8	15 ± 8	90 ± 8	70 ± 8	110 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,65 ± 0,05	9,34 ± 0,05	9,66 ± 0,05	9,64 ± 0,05	9,73 ± 0,05

Продолжение таблицы П.1.1

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах		
	16	17	18
Гидравлическая нагрузка деаэратора			
Расход деаэрированной воды, т/ч	12,0 ± 0,4	10,0 ± 0,3	10,5 ± 0,4
Химические параметры качества деаэрированной воды			
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	270 ± 41	190 ± 37	170 ± 36
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	60 ± 8	60 ± 8	40 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,38 ± 0,05	9,63 ± 0,05	9,4 ± 0,05

Окончание таблицы П.1.1

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах		
	19	20	21
Гидравлическая нагрузка деаэратора			
Расход деаэрированной воды, т/ч	10,3 ± 0,4	10,0 ± 0,3	10,2 ± 0,3
Химические параметры качества деаэрированной воды			
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	200 ± 38	160 ± 35	180 ± 36
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	90 ± 8	45 ± 8	40 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,76 ± 0,05	9,57 ± 0,05	9,23 ± 0,05

Таблица П.1.2

Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДА-300 ст. № 4 ХВО ТСЦ ОАО «Северсталь»,
теплотехнические и химические параметры)

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах			
	1	2	3	4
Гидравлическая нагрузка деаэратора				
Расход деаэрированной воды, т/ч	55 ± 1	56 ± 1	164 ± 4	144 ± 4
Химические параметры качества деаэрированной воды				
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1350 ± 63	1320 ± 62	1640 ± 66	1280 ± 62
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	240 ± 8	230 ± 8	190 ± 8	155 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,42 ± 0,05	9,41 ± 0,05	9,09 ± 0,05	9,14 ± 0,05
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	6 ± 3	3 ± 3	8 ± 3	10 ± 3

Таблица П.1.3

Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДА-50/15 котельной «Южная» МУП «Теплоэнергия» г. Череповец,
теплотехнические и химические параметры)

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	1	2	3	4	5
Гидравлическая нагрузка деаэратора					
Расход деаэрированной воды, т/ч	13,5 ± 0,3	12,1 ± 0,3	16,2 ± 0,4	18,5 ± 0,4	20,1 ± 0,4
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	470 ± 47	480 ± 47	480 ± 47	500 ± 48	580 ± 50
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	65 ± 8	50 ± 8	53 ± 8	45 ± 8	42 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,44 ± 0,05	9,07 ± 0,05	8,92 ± 0,05	9,19 ± 0,05	9,30 ± 0,05

Продолжение таблицы П.1.3

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	6	7	8	9	10
Гидравлическая нагрузка деаэратора					
Расход деаэрированной воды, т/ч	18,2 ± 0,4	22,6 ± 0,5	21,8 ± 0,5	19,4 ± 0,4	16,2 ± 0,4
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	560 ± 49	570 ± 50	580 ± 50	640 ± 51	650 ± 51
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	38 ± 8	38 ± 8	25 ± 8	65 ± 8	70 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	9,19 ± 0,05	8,76 ± 0,05	8,86 ± 0,05	9,09 ± 0,05	9,06 ± 0,05

Продолжение таблицы П.1.3

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах		
	11	12	13
Гидравлическая нагрузка деаэратора			
Расход деаэрированной воды, т/ч	$14,4 \pm 0,3$	$15,6 \pm 0,3$	$17,4 \pm 0,4$
Химические параметры качества деаэрированной воды			
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	640 ± 51	820 ± 55	830 ± 55
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	73 ± 8	143 ± 8	115 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	$9,37 \pm 0,05$	$9,62 \pm 0,05$	$9,36 \pm 0,05$

Окончание таблицы П.1.3

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах		
	14	15	16
Гидравлическая нагрузка деаэратора			
Расход деаэрированной воды, т/ч	$15,1 \pm 0,3$	$16,8 \pm 0,4$	$19,9 \pm 0,4$
Химические параметры качества деаэрированной воды			
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	820 ± 55	1050 ± 59	1100 ± 59
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	112 ± 8	132 ± 8	136 ± 8
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	$9,37 \pm 0,05$	$9,73 \pm 0,05$	$9,59 \pm 0,05$

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДСА-75 Костромской ГРЭС, теплотехнические
и химические параметры)**

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах			
	1	2	3	4
Теплотехнические параметры				
Расход деаэрированной воды, т/ч	$21,5 \pm 0,3$	$41,5 \pm 0,4$	$59,5 \pm 0,5$	$38,5 \pm 0,4$
Уровень воды в деаэрационном баке, мм	1450 ± 15	1350 ± 14	1250 ± 13	450 ± 8
Давление пара в деаэрационной колонке, избыточное, кгс/см ²	$0,20 \pm 0,05$	$0,20 \pm 0,05$	$0,20 \pm 0,05$	$0,20 \pm 0,05$
Температура выпара деаэратора, °С	$104,9 \pm 0,8$	$104,9 \pm 0,8$	$105,0 \pm 0,8$	$104,9 \pm 0,8$
Температура конденсата выпара на выходе из охладителя выпара, °С	$82,2 \pm 0,9$	$79,7 \pm 1,0$	$66,6 \pm 0,9$	$79,6 \pm 0,9$
Температура конденсата пара на выходе из подогревателя химочищенной воды, °С	$102,2 \pm 1,1$	$101,2 \pm 0,9$	$97,9 \pm 0,9$	$101,0 \pm 1,0$
Температура химочищенной воды на входе в водо-водяной подогреватель, °С	$30,0 \pm 0,5$	$29,8 \pm 0,6$	$28,9 \pm 0,6$	$29,2 \pm 0,7$
Температура химочищенной воды на входе в охладитель выпара деаэратора, °С	$53,6 \pm 0,6$	$48,9 \pm 0,6$	$47,5 \pm 0,7$	$50,2 \pm 0,6$
Температура химочищенной воды на входе в пароводяной подогреватель, °С	$72,2 \pm 0,7$	$63,0 \pm 0,6$	$57,5 \pm 0,7$	$63,4 \pm 0,7$
Температура химочищенной воды на входе в деаэратор, °С	$85,6 \pm 0,8$	$75,2 \pm 0,7$	$68,7 \pm 0,7$	$76,5 \pm 0,8$
Температура деаэрированной воды на выходе из деаэратора, °С	$103,9 \pm 1,0$	$102,8 \pm 1,2$	$102,6 \pm 1,1$	$103,9 \pm 0,9$
Температура деаэрированной воды на выходе из водо-водяного подогревателя, °С	$80,4 \pm 0,8$	$82,9 \pm 0,9$	$83,6 \pm 0,8$	$82,8 \pm 0,9$
Химические параметры				
Массовая концентрация растворенного кислорода в химочищенной воде на входе в водо-водяной подогреватель, мкг/дм ³	2000 ± 83	2010 ± 83	1995 ± 82	1990 ± 82
Массовая концентрация растворенного кислорода в подпиточной (деаэрированной) воде, мкг/дм ³	1 ± 3	1 ± 3	1 ± 3	1 ± 3
Щелочность общая подпиточной (деаэрированной) воды, мкг-экв/дм ³	900 ± 11	1000 ± 12	730 ± 9	790 ± 9

Окончание таблицы П.1.4

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах			
	1	2	3	4
Водородный показатель pH_{25} подпиточной (деаэрированной) воды, ед. pH	$9,46 \pm 0,05$	$9,30 \pm 0,05$	$9,24 \pm 0,05$	$9,15 \pm 0,05$
Щелочность по фенолфталеину подпиточной (деаэрированной) воды, мкг-экв/дм ³	115 ± 9	110 ± 9	50 ± 8	70 ± 8

Таблица П.1.5

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэраторы ДА-200 ТЭЦ-ЭВС-2 ОАО «Северсталь», теплотехнические
и химические параметры)**

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах					
	1	2	3	4	5	6
Гидравлическая нагрузка деаэратора						
Расход деаэрированной воды, т/ч	47 ± 1	73 ± 1	71 ± 1	133 ± 3	45 ± 1	73 ± 1
Химические параметры качества деаэрированной воды						
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1800 ± 68	1750 ± 67	1650 ± 66	1300 ± 62	1200 ± 61	1550 ± 65
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	125 ± 8	105 ± 8	140 ± 8	55 ± 8	160 ± 8	138 ± 8
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	10 ± 3	12 ± 4	8 ± 3	11 ± 3	15 ± 4	14 ± 4

Продолжение таблицы П.1.5

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах					
	7	8	9	10	11	12
Гидравлическая нагрузка деаэратора						
Расход деаэрированной воды, т/ч	66 ± 1	130 ± 3	81 ± 2	72 ± 1	121 ± 2	49 ± 1
Химические параметры качества деаэрированной воды						
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1700 ± 67	1600 ± 66	1550 ± 65	1500 ± 64	1550 ± 65	1650 ± 66
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	153 ± 8	65 ± 8	125 ± 8	140 ± 8	80 ± 8	140 ± 8
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	18 ± 4	5 ± 3	12 ± 4	15 ± 4	10 ± 3	18 ± 4

Продолжение таблицы П.1.5

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах					
	13	14	15	16	17	18
Гидравлическая нагрузка деаэратора						
Расход деаэрированной воды, т/ч	80 ± 2	76 ± 2	58 ± 1	81 ± 2	100 ± 2	65 ± 1
Химические параметры качества деаэрированной воды						
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1650 ± 66	1650 ± 66	1400 ± 63	1100 ± 59	1350 ± 63	1300 ± 62
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	125 ± 8	167 ± 8	120 ± 8	105 ± 8	60 ± 8	150 ± 8
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	16 ± 4	10 ± 3	15 ± 4	9 ± 3	8 ± 3	12 ± 4

Продолжение таблицы П.1.5

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах					
	19	20	21	22	23	24
Гидравлическая нагрузка деаэратора						
Расход деаэрированной воды, т/ч	78 ± 2	88 ± 2	64 ± 1	73 ± 1	95 ± 2	68 ± 1
Химические параметры качества деаэрированной воды						
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1300 ± 62	1200 ± 61	1500 ± 64	1450 ± 64	1550 ± 65	1550 ± 65
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	125 ± 8	55 ± 8	110 ± 8	115 ± 8	110 ± 8	115 ± 8
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	22 ± 4	18 ± 4	16 ± 4	6 ± 3	0 ± 3	5 ± 3

Продолжение таблицы П.1.5

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах					
	25	26	27	28	29	30
Гидравлическая нагрузка деаэратора						
Расход деаэрированной воды, т/ч	130 ± 3	130 ± 3	103 ± 2	150 ± 3	86 ± 2	54 ± 1
Химические параметры качества деаэрированной воды						
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1550 ± 65	1500 ± 64	1250 ± 61	1350 ± 63	1400 ± 63	1500 ± 64
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	90 ± 8	55 ± 8	50 ± 8	63 ± 8	110 ± 8	105 ± 8
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	8 ± 3	12 ± 4	5 ± 3	15 ± 4	20 ± 4	18 ± 4

Окончание таблицы П.1.5

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах		
	31	32	33
Гидравлическая нагрузка деаэратора			
Расход деаэрированной воды, т/ч	82 ± 2	83 ± 2	56 ± 1
Химические параметры качества деаэрированной воды			
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1700 ± 67	1800 ± 68	1650 ± 66
Щелочность по фенол-фталейну, мкг-экв/дм ³	65 ± 8	113 ± 8	111 ± 8
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	10 ± 3	12 ± 4	5 ± 3

Таблица П.1.6

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДСА-100 ст. № 1 турбинного цеха участка ВЭР КХП
ОАО «Северсталь», теплотехнические и химические параметры)**

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	1	2	3	4	5
Теплотехнические параметры					
Расход деаэрированной воды, т/ч	$11,7 \pm 0,4$	$19 \pm 0,6$	$32,7 \pm 1,0$	$49,7 \pm 1,5$	$80 \pm 2,4$
Температура исходной воды, °С	$39,3 \pm 1,0$	$39,8 \pm 1,0$	$40,9 \pm 1,0$	$41,5 \pm 1,0$	$41,8 \pm 1,0$
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	66 ± 10	202 ± 23	84 ± 11	40 ± 7	17 ± 5
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	—	—	1300 ± 62	—	—
Щелочность по фенол-фталейну, мкг-экв/дм ³	—	—	0 ± 0	—	—
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы П.1.6

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	6	7	8	9	10
Теплотехнические параметры					
Расход деаэрированной воды, т/ч	104 ± 3,1	115 ± 3,5	125 ± 3,8	16,3 ± 0,5	38,3 ± 1,1
Температура исходной воды, °С	42,5 ± 1,1	42,8 ± 1,1	43,1 ± 1,1	56,2 ± 1,4	59,5 ± 1,5
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	6 ± 4	4 ± 3	2 ± 3	39 ± 7	115 ± 15
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	—	—	—	1150 ± 60	—
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	—	—	—	250 ± 8	—
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	—	—	—	9,76 ± 0,05	—

Продолжение таблицы П.1.6

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	11	12	13	14	15
Теплотехнические параметры					
Расход деаэрированной воды, т/ч	48 ± 1,4	70,7 ± 2,1	83,3 ± 2,5	105 ± 3,2	111,3 ± 3,3
Температура исходной воды, °С	59,3 ± 1,5	58,8 ± 1,5	59,6 ± 1,5	60 ± 1,5	60,1 ± 1,5
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	111 ± 14	45 ± 8	25 ± 6	12 ± 4	10 ± 4
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	—	—	—	—	—
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	—	—	—	—	—
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы П.1.6

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	16	17	18	19	20
Теплотехнические параметры					
Расход деаэрированной воды, т/ч	126,7 ± 3,8	18,3 ± 0,5	33,3 ± 1	50 ± 1,5	66,7 ± 2
Температура исходной воды, °С	57,8 ± 1,4	79,5 ± 2,0	81,2 ± 2,0	82,4 ± 2,1	81,1 ± 2,0
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	6 ± 4	20 ± 5	45 ± 8	81 ± 11	92 ± 12
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	—	—	950 ± 57	—	—
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	—	—	150 ± 8	—	—
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	—	—	9,64 ± 0,05	—	—

Продолжение таблицы П.1.6

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	21	22	23	24	25
Теплотехнические параметры					
Расход деаэрированной воды, т/ч	83,3 ± 2,5	100 ± 3	116,7 ± 3,5	126,7 ± 3,8	16,7 ± 0,5
Температура исходной воды, °С	80,1 ± 2,0	79,2 ± 2,0	82,2 ± 2,1	83,1 ± 2,1	98 ± 2,5
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	53 ± 8	31 ± 6	19 ± 5	15 ± 5	2 ± 3
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	—	—	—	—	820 ± 55
Щелочность по фенол-фталеину, мкг-экв/дм ³	—	—	—	—	190 ± 8
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	—	—	—	—	9,38 ± 0,05

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах				
	26	27	28	29	30
Теплотехнические параметры					
Расход деаэрированной воды, т/ч	$33,3 \pm 1,0$	$50 \pm 1,5$	$66,7 \pm 2,0$	$83,3 \pm 2,5$	$93,3 \pm 2,8$
Температура исходной воды, °С	$97,5 \pm 2,4$	$97,2 \pm 2,4$	$97,1 \pm 2,4$	$97 \pm 2,4$	$97 \pm 2,4$
Химические параметры качества деаэрированной воды					
Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	5 ± 4	9 ± 4	10 ± 4	9 ± 4	7 ± 4
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	—	820 ± 55	—	—	—
Щелочность по фенол-фталейну, мкг-экв/дм ³	—	140 ± 8	—	—	—
Водородный показатель рН ₂₅ , ед. рН	—	$9,48 \pm 0,05$	—	—	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**Окончательные результаты измерения
параметров в опытах при проведении
экспериментальных исследований на деаэраторах
различных конструкций, выполненных
за рамками диссертации**

П.2.1. Результаты испытаний деаэраторов ДА-300м и ДСА-300 (колонка с двумя струйными отсеками) участка химводоочистки теплосилового цеха ОАО «Северсталь» (данные теплотехнического контроля и показатели, характеризующие десорбцию растворенного кислорода – из кандидатской диссертации автора [155]; показатели, характеризующие удаление из воды угольной кислоты – из кандидатской диссертации А.А. Короткова [156], подготовленной при научных консультациях автора)

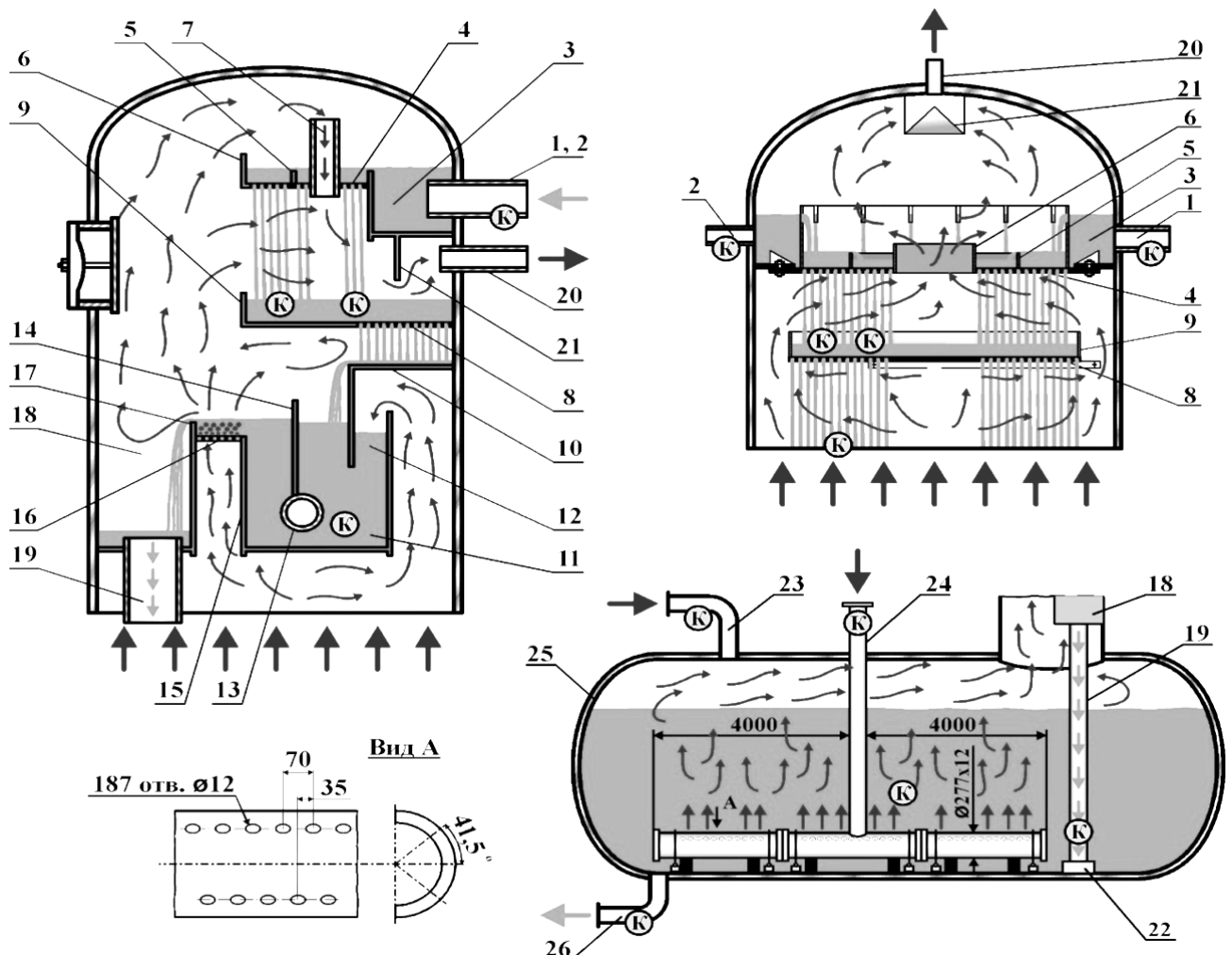


Рисунок П.2.1. Конструктивные схемы деаэрационных колонок деаэраторов ДА-300м (слева сверху) и ДСА-300 (справа сверху), деаэрационных баков (внизу):
 1, 2 – штуцеры подвода основного потока воды и воды из охладителя выпара;
 3 – смесительный колодец; 4 – тарелка струеобразующая; 5 – секционирующий порог;
 6, 9, 17 – ограничительный порог; 7 – пароперепускная труба; 8 – перепускная тарелка;
 10 – переливная полка; 11 – барботажный колодец; 12 – пароперепускное устройство;
 13 – барботажный коллектор деаэрационной колонки (не используется, отглушен); 14
 и 15 – перегородки канала подъемного движения; 16 – непровальный барботажный лист;
 18 – сливной колодец; 19 – опускной трубопровод (на деаэраторе ДСА-300 отсутствует);
 20 – штуцер отвода выпара; 21 – брызгоотражатель; 22 – сливной стакан (на деаэраторе
 ДСА-300 отсутствует); 23 и 24 – штуцеры подвода соответственно основного и барбо-
 тажного пара; 25 – барботажный коллектор деаэрационного бака; 26 – штуцер отвода де-
 аэрированной воды; литерой «К» обозначены точки отбора проб воды

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДСА-300 с двумя струйными отсеками в колонке,
теплотехнические параметры)**

Номер опыта	Химически очищенная вода на входе в деаэратор		Барботажный пар на входе в деаэратор		
	Температура, °С	Расход, м ³ /ч	Температура, °С	Давление избыточное, кгс/см ²	Расход, т/ч
1Б	65,6 ± 3,5	203,0 ± 2,1	151,7 ± 1,3	0,382 ± 0,017	2,0 ± 0,1
1	68,1 ± 2,7	171,8 ± 1,9	—	—	—
2	68,4 ± 2,3	169,4 ± 1,1	—	—	—
2Б	70,9 ± 2,8	302,6 ± 1,8	151,7 ± 1,3	0,541 ± 0,012	7,5 ± 0,1
3Б	66,8 ± 1,7	298,4 ± 1,9	156,9 ± 1,1	0,659 ± 0,011	7,6 ± 0,0
4Б	69,1 ± 0,5	248,7 ± 1,9	166,1 ± 1,3	0,563 ± 0,011	7,4 ± 0,0
3	69,0 ± 1,1	250,7 ± 1,7	—	—	—
5Б	58,3 ± 1,7	288,1 ± 1,8	185,2 ± 1,2	0,626 ± 0,011	8,9 ± 0,1
6Б	58,2 ± 0,7	219,4 ± 1,6	180,4 ± 1,1	0,572 ± 0,017	8,3 ± 0,1
7Б	77,1 ± 1,7	233,3 ± 2,2	167,7 ± 0,9	0,406 ± 0,016	4,7 ± 0,1
4	77,8 ± 2,6	228,3 ± 1,9	—	—	—
5	71,9 ± 0,8	159,8 ± 1,5	—	—	—
6	68,3 ± 0,9	80,6 ± 0,6	—	—	—

Продолжение таблицы П.2.1.1

Номер опыта	Основной пар на входе в деаэратор		Расход выпара деаэратора, т/ч	Уровень воды в деаэраторном баке, мм	Температура деаэрированной воды на выходе из деаэраторного бака, °С
	Температура, °С	Давление избыточное, кгс/см ²			
1Б	133,9 ± 2,1	0,225 ± 0,011	0,096 ± 0,005	2199 ± 15	103,1 ± 0,4
1	132,2 ± 1,7	0,227 ± 0,009	0,356 ± 0,008	1402 ± 13	102,2 ± 0,5
2	137,8 ± 1,1	0,278 ± 0,014	0,096 ± 0,009	1398 ± 20	104,0 ± 0,3
2Б	142,0 ± 2,1	0,309 ± 0,014	0,270 ± 0,010	1800 ± 19	105,7 ± 0,3
3Б	144,8 ± 1,1	0,293 ± 0,010	0,300 ± 0,008	1820 ± 10	105,8 ± 0,4
4Б	148,7 ± 1,3	0,160 ± 0,008	0,097 ± 0,011	2173 ± 43	102,4 ± 0,5
3	157,0 ± 1,0	0,223 ± 0,015	0,101 ± 0,009	1826 ± 15	103,5 ± 0,2
5Б	167,7 ± 2,3	0,209 ± 0,011	0,122 ± 0,012	2182 ± 16	104,3 ± 0,5
6Б	163,2 ± 1,5	0,185 ± 0,008	0,125 ± 0,007	1997 ± 7	103,8 ± 0,2
7Б	152,9 ± 1,5	0,219 ± 0,011	0,083 ± 0,009	1972 ± 27	104,8 ± 0,5
4	135,5 ± 1,2	0,202 ± 0,012	0,099 ± 0,009	2384 ± 35	103,1 ± 0,2
5	130,4 ± 0,9	0,227 ± 0,018	0,111 ± 0,008	1654 ± 17	103,7 ± 0,2
6	151,1 ± 1,1	0,154 ± 0,013	0,423 ± 0,012	1998 ± 8	101,9 ± 0,3

Продолжение таблицы П.2.1.1

Но- мер опы- та	Давление из- быточное в надводном пространстве деаэрационно- го бака, кгс/см ²	Давление избыточное в верхней части де- аэрацион- ной колон- ки, кгс/см ²	Температура неохлажденных проб воды, °С			Давле- ние ат- мосфер- ное, кПа
			Внутрен- няя сторо- на распре- делитель- ной тарел- ки	Внешняя сторона распреде- литель- ной та- релки	На выхо- де струй- ной сту- пени (се- редина)	
1Б	0,225 ± 0,014	0,215 ± 0,014	89,4 ± 0,5	96,6 ± 0,6	102,9 ± 0,6	98,6 ± 0,1
1	0,217 ± 0,015	0,207 ± 0,014	103,3 ± 0,7	100,2 ± 0,7	98,9 ± 0,6	98,5 ± 0,0
2	0,283 ± 0,011	0,279 ± 0,009	101,7 ± 0,6	101,5 ± 0,7	101,7 ± 0,6	98,5 ± 0,0
2Б	0,309 ± 0,013	0,291 ± 0,013	100,6 ± 0,8	96,7 ± 0,5	101,4 ± 0,6	98,5 ± 0,0
3Б	0,299 ± 0,011	0,278 ± 0,010	102,2 ± 0,6	95,1 ± 0,7	103,2 ± 0,6	99,3 ± 0,1
4Б	0,156 ± 0,007	0,142 ± 0,008	97,6 ± 0,7	92,9 ± 0,5	100,5 ± 0,6	99,5 ± 0,1
3	0,222 ± 0,013	0,205 ± 0,011	100,8 ± 0,6	96,1 ± 0,6	100,8 ± 0,6	99,6 ± 0,1
5Б	0,199 ± 0,010	0,181 ± 0,009	100,4 ± 0,6	93,2 ± 0,6	103,0 ± 0,6	99,6 ± 0,1
6Б	0,184 ± 0,026	0,172 ± 0,024	96,8 ± 0,7	92,8 ± 0,6	101,8 ± 0,7	99,5 ± 0,1
7Б	0,225 ± 0,018	0,207 ± 0,016	99,7 ± 0,6	97,3 ± 0,6	102,7 ± 0,6	99,3 ± 0,0
4	0,208 ± 0,018	0,191 ± 0,014	101,1 ± 0,7	96,9 ± 0,6	102,3 ± 0,6	99,3 ± 0,0
5	0,225 ± 0,011	0,218 ± 0,010	104,9 ± 0,7	103,5 ± 0,6	103,2 ± 0,6	99,4 ± 0,1
6	0,147 ± 0,012	0,138 ± 0,011	97,8 ± 0,7	98,3 ± 0,6	100,2 ± 0,6	99,3 ± 0,0

Таблица П.2.1.2

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДСА-300 с двумя струйными отсеками в колонке,
химические параметры)**

Но- мер опы- та	Химически очищенная вода на входе в деаэратор					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1400 ± 112	0 ± 0	7,500 ± 0,050	6600 ± 1055	228,0 ± 4,6	6355 ± 257
1	1420 ± 114	0 ± 0	7,500 ± 0,050	6160 ± 1036	225,0 ± 4,5	6595 ± 267
2	1440 ± 115	0 ± 0	7,515 ± 0,050	6600 ± 1055	222,0 ± 4,4	6600 ± 267
2Б	1380 ± 110	0 ± 0	7,525 ± 0,050	6600 ± 1055	212,0 ± 4,2	6440 ± 261
3Б	1740 ± 139	0 ± 0	7,580 ± 0,050	6600 ± 1055	283,0 ± 5,6	6930 ± 280
4Б	1750 ± 140	0 ± 0	7,625 ± 0,050	5720 ± 1017	284,0 ± 5,7	6500 ± 263
3	1680 ± 134	0 ± 0	7,630 ± 0,050	5720 ± 1017	282,0 ± 5,6	6110 ± 247
5Б	1470 ± 118	0 ± 0	7,465 ± 0,050	5940 ± 1027	234,5 ± 4,7	6730 ± 272
6Б	1455 ± 116	0 ± 0	7,480 ± 0,050	5940 ± 1027	234,5 ± 4,7	6730 ± 272
7Б	1450 ± 116	0 ± 0	7,440 ± 0,050	7480 ± 1089	234,5 ± 4,7	6280 ± 254
4	1440 ± 115	0 ± 0	7,380 ± 0,050	8360 ± 1121	239,5 ± 4,8	6280 ± 254
5	1460 ± 117	0 ± 0	7,250 ± 0,050	7040 ± 1072	—	5820 ± 236
6	1450 ± 116	0 ± 0	7,230 ± 0,050	8140 ± 1113	253,0 ± 5,1	5510 ± 223

Продолжение таблицы П.2.1.2

Но- мер опы- та	Пар, подаваемый в деаэратор (основной пар)					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	14 ± 1	3 ± 0	9,022 ± 0,050	0 ± 0	3,0 ± 0,1	0 ± 3
1	—	—	—	—	—	—
2	—	—	—	—	—	—
2Б	—	—	—	—	—	—
3Б	—	—	—	—	—	—
4Б	—	—	—	—	—	—
3	—	—	—	—	—	—
5Б	14 ± 1	3 ± 0	9,020 ± 0,050	0 ± 0	3,0 ± 0,1	0 ± 3
6Б	14 ± 1	3 ± 0	9,025 ± 0,050	0 ± 0	3,0 ± 0,1	0 ± 3
7Б	19 ± 2	4 ± 0	9,020 ± 0,050	0 ± 0	3,0 ± 0,1	0 ± 3
4	27 ± 2	0 ± 0	5,220 ± 0,050	45320 ± 1728	—	43 ± 5
5	18 ± 1	0 ± 0	5,120 ± 0,050	45320 ± 1728	—	375 ± 18
6	17 ± 1	0 ± 0	5,060 ± 0,050	45980 ± 1734	6,0 ± 0,1	176 ± 10

Продолжение таблицы П.2.1.2

Но- мер опы- та	Вода из середины деаэраторного бака					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1250 ± 100	0 ± 0	—	—	—	287 ± 14
1	1350 ± 108	0 ± 0	7,650 ± 0,050	3520 ± 898	213,0 ± 4,3	454 ± 21
2	1340 ± 107	0 ± 0	7,600 ± 0,050	4400 ± 951	212,5 ± 4,3	398 ± 19
2Б	1330 ± 106	0 ± 0	8,250 ± 0,050	1980 ± 775	208,0 ± 4,2	69 ± 6
3Б	1630 ± 130	20 ± 2	8,365 ± 0,050	4400 ± 951	273,0 ± 5,5	77 ± 6
4Б	1640 ± 131	40 ± 3	8,530 ± 0,050	0 ± 0	273,0 ± 5,5	60 ± 5
3	1620 ± 130	0 ± 0	7,630 ± 0,050	3520 ± 898	—	527 ± 24
5Б	1350 ± 108	0 ± 0	8,020 ± 0,050	1760 ± 752	220,5 ± 4,4	117 ± 8
6Б	1340 ± 107	0 ± 0	8,735 ± 0,050	0 ± 0	226,5 ± 4,5	78 ± 6
7Б	1390 ± 111	0 ± 0	8,155 ± 0,050	1760 ± 752	—	152 ± 9
4	1360 ± 109	0 ± 0	7,500 ± 0,050	5720 ± 1017	—	579 ± 26
5	1360 ± 109	0 ± 0	7,560 ± 0,050	4400 ± 951	—	491 ± 23
6	1410 ± 113	0 ± 0	7,670 ± 0,050	3740 ± 912	240,0 ± 4,8	417 ± 20

Продолжение таблицы П.2.1.2

Но- мер опы- та	Деаэрированная вода на выходе из деаэрационного бака					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1200 ± 96	150 ± 12	—	0 ± 0	—	91 ± 7
1	1360 ± 109	0 ± 0	7,680 ± 0,050	3300 ± 883	221,0 ± 4,4	503 ± 23
2	1370 ± 110	0 ± 0*	7,705 ± 0,050	3960 ± 925	223,0 ± 4,5	445 ± 21
2Б	1320 ± 106	65 ± 5	8,790 ± 0,050	0 ± 0	210,0 ± 4,2	12 ± 3
3Б	1630 ± 130	150 ± 12	9,080 ± 0,050	0 ± 0	292,0 ± 5,8	0 ± 3
4Б	1660 ± 133	120 ± 10	8,975 ± 0,050	0 ± 0	284,5 ± 5,7	9 ± 4
3	1620 ± 130	0 ± 0	7,950 ± 0,050	2640 ± 834	—	527 ± 24
5Б	1370 ± 110	110 ± 9	8,995 ± 0,050	0 ± 0	232,0 ± 4,6	12 ± 4
6Б	1360 ± 109	145 ± 12	9,145 ± 0,050	0 ± 0	234,5 ± 4,7	2 ± 3
7Б	1360 ± 109	60 ± 5	8,735 ± 0,050	0 ± 0	—	23 ± 4
4	1360 ± 109	0 ± 0**	7,600 ± 0,050	3960 ± 925	—	573 ± 26
5	1440 ± 115	0 ± 0	7,600 ± 0,050	3080 ± 868	—	535 ± 24
6	1390 ± 111	0 ± 0***	7,755 ± 0,050	3080 ± 868	237,5 ± 4,8	420 ± 20

Примечания:* неустойчиво, в одной из проб результат измерения 15 мкг-экв/дм³;** неустойчиво, в одной из проб результат измерения 40 мкг-экв/дм³;*** неустойчиво, в одной из проб результат измерения 55 мкг-экв/дм³.

Продолжение таблицы П.2.1.2

Но- мер опы- та	Вода с внешней стороны распределительной тарелки					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	—	—	—	—	—	—
1	—	—	—	—	—	—
2	—	—	—	—	—	—
2Б	1320 ± 106	0 ± 0	6,875 ± 0,050	18260 ± 1369	199,0 ± 4,0	1290 ± 55
3Б	1680 ± 134	0 ± 0	6,850 ± 0,050	23320 ± 1457	268,0 ± 5,4	1557 ± 65
4Б	1630 ± 130	0 ± 0	7,005 ± 0,050	20680 ± 1413	268,5 ± 5,4	1575 ± 66
3	1600 ± 128	0 ± 0	7,300 ± 0,050	8800 ± 1135	—	1169 ± 50
5Б	1360 ± 109	0 ± 0	6,765 ± 0,050	27500 ± 1520	219,0 ± 4,4	1733 ± 72
6Б	1380 ± 110	0 ± 0	7,165 ± 0,050	11880 ± 1226	216,0 ± 4,3	1284 ± 54
7Б	1390 ± 111	0 ± 0	7,170 ± 0,050	12320 ± 1238	—	992 ± 43
4	1360 ± 109	0 ± 0	7,600 ± 0,050	5280 ± 996	—	771 ± 34
5	—	—	—	—	—	—
6	—	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы П.2.1.2

Но- мер опы- та	Вода с внутренней стороны распределительной тарелки					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1400 ± 112	—	—	—	—	—
1	—	—	—	—	—	—
2	—	—	—	—	—	—
2Б	1340 ± 107	0 ± 0	6,880 ± 0,050	16280 ± 1329	208,0 ± 4,2	940 ± 41
3Б	1650 ± 132	0 ± 0	6,925 ± 0,050	21560 ± 1428	271,0 ± 5,4	995 ± 43
4Б	1630 ± 130	0 ± 0	7,285 ± 0,050	10120 ± 1177	269,5 ± 5,4	517 ± 24
3	1640 ± 131	0 ± 0	7,480 ± 0,050	6160 ± 1036	—	925 ± 40
5Б	1410 ± 113	0 ± 0	6,885 ± 0,050	19140 ± 1386	217,5 ± 4,4	953 ± 41
6Б	1360 ± 109	0 ± 0	7,325 ± 0,050	8140 ± 1113	217,5 ± 4,4	1041 ± 45
7Б	1380 ± 110	0 ± 0	7,385 ± 0,050	7260 ± 1081	—	710 ± 31
4	1380 ± 110	0 ± 0	7,120 ± 0,050	14080 ± 1281	—	—
5	—	—	—	—	—	—
6	—	—	—	—	—	—

Окончание таблицы П.2.1.2

Но- мер опы- та	Вода на выходе из деаэрационной колонки					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг- экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1300 ± 104	0 ± 0	—	—	—	1119 ± 48
1	1300 ± 104	0 ± 0	7,180 ± 0,050	8800 ± 1135	207,0 ± 4,1	2300 ± 95
2	1290 ± 103	0 ± 0	7,180 ± 0,050	8360 ± 1121	208,0 ± 4,2	1660 ± 69
2Б	1330 ± 106	0 ± 0	7,320 ± 0,050	7040 ± 1072	202,0 ± 4,0	541 ± 25
3Б	1630 ± 130	0 ± 0	7,325 ± 0,050	9240 ± 1150	267,0 ± 5,3	555 ± 25
4Б	1630 ± 130	0 ± 0	7,485 ± 0,050	6380 ± 1046	267,0 ± 5,3	501 ± 23
3	1620 ± 130	0 ± 0	7,790 ± 0,050	3080 ± 868	268,0 ± 5,4	443 ± 21
5Б	1370 ± 110	0 ± 0	7,145 ± 0,050	10120 ± 1177	217,0 ± 4,3	769 ± 34
6Б	1350 ± 108	0 ± 0	7,490 ± 0,050	5280 ± 996	217,0 ± 4,3	623 ± 28
7Б	1385 ± 111	0 ± 0	7,600 ± 0,050	4840 ± 974	—	478 ± 22
4	1380 ± 110	0 ± 0	7,830 ± 0,050	3080 ± 868	—	577 ± 26
5	1380 ± 110	0 ± 0	7,430 ± 0,050	5720 ± 1017	—	892 ± 39
6	—	—	—	—	—	—

Таблица П.2.1.3

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДА-300м, теплотехнические параметры)**

Но- мер опы- та	Химически очищенная вода на входе в деаэратор		Барботажный пар на входе в деаэратор		
	Температура, °C	Расход, м ³ /ч	Температура, °C	Давление избы- точное, кгс/см ²	Расход, т/ч
1Б	59,5 ± 1,9	300,4 ± 1,1	194,5 ± 1,2	0,613 ± 0,021	3,4 ± 0,0
2Б	61,3 ± 2,0	300,6 ± 2,0	195,4 ± 1,0	0,612 ± 0,018	3,4 ± 0,1
1	60,4 ± 2,0	169,8 ± 2,4	—	—	—
2	60,4 ± 2,2	170,3 ± 1,9	—	—	—
3	57,0 ± 0,9	170,7 ± 1,5	—	—	—
4	76,2 ± 1,1	140,1 ± 1,4	—	—	—
3Б	76,7 ± 1,2	250,2 ± 1,2	197,0 ± 0,9	0,616 ± 0,015	3,0 ± 0,1
4Б	75,0 ± 1,3	250,5 ± 1,8	191,9 ± 0,9	0,518 ± 0,009	1,5 ± 0,0
5Б	73,1 ± 1,8	299,9 ± 2,1	225,0 ± 1,0	1,010 ± 0,014	6,0 ± 0,1
6Б	48,8 ± 2,0	300,7 ± 2,1	225,4 ± 1,0	1,085 ± 0,021	6,4 ± 0,0
7Б	49,9 ± 2,2	300,3 ± 1,9	224,6 ± 0,9	1,120 ± 0,022	6,2 ± 0,1
8Б	63,6 ± 2,1	360,8 ± 1,5	214,8 ± 1,0	1,028 ± 0,014	7,0 ± 0,1
9Б	47,1 ± 1,5	160,9 ± 1,9	219,8 ± 1,1	1,002 ± 0,018	7,5 ± 0,1
10Б	70,0 ± 0,9	160,2 ± 2,1	211,8 ± 1,6	0,973 ± 0,011	5,0 ± 0,1
11Б	70,6 ± 1,1	359,6 ± 2,0	217,6 ± 1,0	1,166 ± 0,012	5,0 ± 0,1
12Б	70,9 ± 1,1	359,2 ± 1,9	216,2 ± 1,2	1,153 ± 0,016	5,2 ± 0,1
13Б	67,1 ± 2,2	358,1 ± 1,9	206,0 ± 1,0	1,065 ± 0,017	2,2 ± 0,1
14Б	68,2 ± 2,0	358,3 ± 1,9	205,4 ± 1,1	1,087 ± 0,019	2,2 ± 0,1

Продолжение таблицы П.2.1.3

Но- мер опы- та	Основной пар на входе в деаэратор		Температура химиче- ски очищенной воды на входе в охлади- тель выпара, °C	Температура химиче- ски очищенной воды на выходе из охлади- теля выпара, °C
	Температура, °C	Давление избы- точное, кгс/см ²		
1Б	192,5 ± 0,9	0,192 ± 0,015	19,5 ± 0,1	52,4 ± 0,1
2Б	189,5 ± 1,1	0,218 ± 0,021	20,8 ± 0,1	28,9 ± 0,1
1	187,4 ± 2,0	0,117 ± 0,009	20,4 ± 0,2	42,4 ± 0,1
2	179,4 ± 1,9	0,122 ± 0,019	18,9 ± 0,1	27,9 ± 0,1
3	185,2 ± 0,9	0,120 ± 0,014	19,7 ± 0,1	21,7 ± 0,1
4	198,3 ± 0,9	0,186 ± 0,016	19,6 ± 0,2	33,3 ± 0,2
3Б	196,2 ± 2,0	0,207 ± 0,018	19,2 ± 0,2	51,3 ± 0,2
4Б	200,0 ± 1,6	0,207 ± 0,011	19,2 ± 0,2	50,2 ± 0,2
5Б	219,6 ± 1,5	0,123 ± 0,019	22,8 ± 0,1	32,8 ± 0,2
6Б	220,4 ± 1,3	0,192 ± 0,020	20,4 ± 0,1	36,7 ± 0,2
7Б	218,4 ± 1,8	0,212 ± 0,009	19,6 ± 0,1	20,2 ± 0,2
8Б	212,4 ± 1,9	0,156 ± 0,015	20,8 ± 0,1	27,8 ± 0,1
9Б	216,2 ± 1,9	0,113 ± 0,015	20,2 ± 0,1	34,7 ± 0,1
10Б	216,0 ± 1,7	0,120 ± 0,018	20,2 ± 0,2	35,8 ± 0,2
11Б	215,4 ± 2,0	0,255 ± 0,013	23,7 ± 0,2	37,4 ± 0,2
12Б	211,2 ± 2,0	0,253 ± 0,018	24,4 ± 0,2	54,3 ± 0,2
13Б	213,2 ± 2,0	0,255 ± 0,018	23,0 ± 0,1	51,4 ± 0,1
14Б	211,8 ± 1,0	0,259 ± 0,020	21,2 ± 0,1	22,3 ± 0,1

Продолжение таблицы П.2.1.3

Но- мер опы- та	Конденсат выпара деаэратора на выходе из охладителя выпара		Давление избыточ- ное в верхней части деаэрационной ко- лонки, кгс/см ²	Температура деаэрированной во- ды на выходе из де- аэрационного бака, °C
	Температура, °C	Расход, м ³ /ч		
1Б	81,1 ± 0,1	1,684 ± 0,002	0,190 ± 0,020	103,8 ± 0,3
2Б	58,1 ± 0,1	0,215 ± 0,008	0,206 ± 0,008	104,6 ± 0,3
1	72,9 ± 0,1	0,748 ± 0,001	0,110 ± 0,009	100,5 ± 0,2
2	75,2 ± 0,1	0,244 ± 0,003	0,116 ± 0,013	100,5 ± 0,4
3	35,1 ± 0,1	0,138 ± 0,007	0,114 ± 0,012	100,2 ± 0,3
4	66,9 ± 0,2	0,458 ± 0,010	0,156 ± 0,008	102,1 ± 0,4
3Б	76,4 ± 0,2	1,060 ± 0,007	0,173 ± 0,012	103,5 ± 0,2
4Б	75,5 ± 0,2	1,173 ± 0,006	0,179 ± 0,017	103,3 ± 0,3
5Б	57,2 ± 0,2	0,430 ± 0,007	0,105 ± 0,009	100,8 ± 0,4
6Б	61,9 ± 0,1	0,655 ± 0,005	0,130 ± 0,007	101,7 ± 0,4
7Б	25,1 ± 0,2	0,815 ± 0,008	0,148 ± 0,021	102,9 ± 0,4
8Б	50,5 ± 0,2	0,948 ± 0,009	0,105 ± 0,019	102,2 ± 0,4
9Б	60,3 ± 0,2	0,596 ± 0,005	0,100 ± 0,017	102,4 ± 0,4
10Б	62,1 ± 0,2	0,526 ± 0,011	0,106 ± 0,014	100,7 ± 0,4
11Б	61,4 ± 0,2	0,467 ± 0,009	0,225 ± 0,011	105,2 ± 0,3
12Б	73,3 ± 0,2	1,103 ± 0,007	0,224 ± 0,008	105,2 ± 0,3
13Б	71,7 ± 0,1	1,064 ± 0,005	0,210 ± 0,013	105,0 ± 0,3
14Б	25,8 ± 0,2	1,386 ± 0,006	0,223 ± 0,017	104,4 ± 0,3

Продолжение таблицы П.2.1.3

Но- мер опы- та	Температуры неохлажденных проб воды, °C			
	после первого отсека струйной ступени	после второго отсека струйной ступени	из барботажного колодца деаэраци- онной колонки	из опускных труб деаэрационной колонки
1Б	95,4 ± 0,6	100,9 ± 0,5	101,5 ± 0,2	103,7 ± 0,3
2Б	83,7 ± 0,7	100,0 ± 0,6	102,3 ± 0,2	104,3 ± 0,3
1	86,3 ± 0,7	94,1 ± 0,6	97,8 ± 0,4	100,2 ± 0,2
2	80,8 ± 0,4	89,4 ± 0,4	96,5 ± 0,3	100,1 ± 0,3
3	70,3 ± 0,6	89,3 ± 0,5	94,8 ± 0,3	98,4 ± 0,2
4	89,0 ± 0,5	96,1 ± 0,5	99,9 ± 0,3	102,0 ± 0,3
3Б	93,2 ± 0,6	96,3 ± 0,4	101,0 ± 0,3	103,1 ± 0,2
4Б	92,9 ± 0,6	98,1 ± 0,5	101,4 ± 0,3	102,7 ± 0,3
5Б	85,0 ± 0,4	91,6 ± 0,4	98,7 ± 0,3	100,8 ± 0,3
6Б	89,2 ± 0,4	99,1 ± 0,4	100,1 ± 0,3	102,8 ± 0,2
7Б	61,8 ± 0,5	93,8 ± 0,5	100,6 ± 0,3	102,8 ± 0,2
8Б	81,5 ± 0,5	92,3 ± 0,5	98,2 ± 0,3	101,9 ± 0,2
9Б	84,7 ± 0,6	87,4 ± 0,5	98,7 ± 0,2	102,1 ± 0,3
10Б	87,5 ± 0,5	94,6 ± 0,4	98,3 ± 0,4	99,5 ± 0,3
11Б	92,0 ± 0,4	101,5 ± 0,5	102,5 ± 0,3	105,2 ± 0,3
12Б	95,5 ± 0,4	101,4 ± 0,5	101,9 ± 0,2	105,2 ± 0,3
13Б	96,7 ± 0,4	101,9 ± 0,6	101,6 ± 0,2	104,9 ± 0,3
14Б	83,2 ± 0,4	98,9 ± 0,6	102,1 ± 0,2	104,3 ± 0,3

Окончание таблицы П.2.1.3

Номер опыта	Уровень воды в деаэрационном баке, мм	Давление атмосферное, кПа
1Б	1902 ± 18	100,1 ± 0,0
2Б	1774 ± 19	100,1 ± 0,1
1	1744 ± 21	100,0 ± 0,0
2	1835 ± 34	100,0 ± 0,0
3	1671 ± 30	99,9 ± 0,0
4	1883 ± 25	99,8 ± 0,1
3Б	1653 ± 29	100,0 ± 0,1
4Б	1813 ± 21	100,0 ± 0,0
5Б	1444 ± 20	99,7 ± 0,0
6Б	1521 ± 24	99,7 ± 0,1
7Б	1780 ± 26	99,7 ± 0,0
8Б	1670 ± 23	99,9 ± 0,0
9Б	1700 ± 24	100,2 ± 0,0
10Б	1758 ± 27	100,2 ± 0,0
11Б	1850 ± 29	99,7 ± 0,1
12Б	1900 ± 24	99,7 ± 0,0
13Б	1840 ± 11	99,8 ± 0,0
14Б	1870 ± 14	99,7 ± 0,0

Таблица П.2.1.4

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДА-300м, химические параметры)**

Но- мер опыта	Химически очищенная вода на входе в деаэрактор					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1680 ± 134	0 ± 0	7,770 ± 0,050	4400 ± 951	257,5 ± 5,2	5150 ± 209
2Б	1650 ± 132	0 ± 0	7,815 ± 0,050	4400 ± 951	257,0 ± 5,1	5140 ± 209
1	1720 ± 138	0 ± 0	7,675 ± 0,050	4420 ± 952	292,5 ± 5,9	5800 ± 235
2	1740 ± 139	0 ± 0	7,685 ± 0,050	4620 ± 963	299,0 ± 6,0	5740 ± 233
3	1760 ± 141	0 ± 0	7,730 ± 0,050	4400 ± 951	292,0 ± 5,8	5760 ± 233
4	1360 ± 109	0 ± 0	7,600 ± 0,050	6600 ± 1055	206,0 ± 4,1	5080 ± 206
3Б	1380 ± 110	0 ± 0	7,765 ± 0,050	4400 ± 951	201,0 ± 4,0	6110 ± 247
4Б	1360 ± 109	0 ± 0	7,745 ± 0,050	4180 ± 938	202,0 ± 4,0	6160 ± 249
5Б	1420 ± 114	0 ± 0	7,310 ± 0,050	7920 ± 1105	196,5 ± 3,9	8145 ± 329
6Б	1420 ± 114	0 ± 0	7,345 ± 0,050	7700 ± 1097	-	9500 ± 383
7Б	1440 ± 115	0 ± 0	7,400 ± 0,050	7480 ± 1089	199,5 ± 4,0	9480 ± 382
8Б	1320 ± 106	0 ± 0	7,220 ± 0,050	8800 ± 1135	196,0 ± 3,9	9500 ± 383
9Б	1410 ± 113	0 ± 0	7,265 ± 0,050	9460 ± 1157	191,5 ± 3,8	10060 ± 405
10Б	1400 ± 112	0 ± 0	7,415 ± 0,050	7260 ± 1081	186,5 ± 3,7	8490 ± 343
11Б	1425 ± 114	0 ± 0	7,325 ± 0,050	8580 ± 1128	194,0 ± 3,9	8050 ± 325
12Б	1440 ± 115	0 ± 0	7,290 ± 0,050	8360 ± 1121	208,5 ± 4,2	8105 ± 327
13Б	1450 ± 116	0 ± 0	7,300 ± 0,050	7920 ± 1105	213,0 ± 4,3	8560 ± 345
14Б	1440 ± 115	0 ± 0	7,180 ± 0,050	7480 ± 1089	212,0 ± 4,2	8060 ± 325

Продолжение таблицы П.2.1.4

Но- мер опыта	Пар, подаваемый в деаэратор (основной пар)					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	35 ± 3	12 ± 1	9,421 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	0 ± 3
2Б	35 ± 3	12 ± 1	9,410 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	0 ± 3
1	44 ± 4	11 ± 1	9,420 ± 0,050	0 ± 0	4,0 ± 0,1	8 ± 3
2	38 ± 3	10 ± 1	9,340 ± 0,050	0 ± 0	4,0 ± 0,1	8 ± 3
3	38 ± 3	10 ± 1	9,340 ± 0,050	0 ± 0	4,0 ± 0,1	8 ± 3
4	-	-	-	-	2,0 ± 0,0	0 ± 3
3Б	40 ± 3	5 ± 0	9,330 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	12 ± 3
4Б	20 ± 2	4 ± 0	9,520 ± 0,050	0 ± 0	3,0 ± 0,1	10 ± 3
5Б	46 ± 4	0 ± 0	8,270 ± 0,050	880 ± 629	2,0 ± 0,0	0 ± 3
6Б	36 ± 3	12 ± 1	9,550 ± 0,050	0 ± 0	-	0 ± 3
7Б	40 ± 3	9 ± 1	8,398 ± 0,050	760 ± 606	2,0 ± 0,0	0 ± 3
8Б	27 ± 2	10 ± 1	9,570 ± 0,050	0 ± 0	3,0 ± 0,1	0 ± 3
9Б	52 ± 4	0 ± 0	8,750 ± 0,050	440 ± 527	2,0 ± 0,0	0 ± 3
10Б	47 ± 4	7 ± 1	9,320 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	0 ± 3
11Б	38 ± 3	8 ± 1	9,360 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	0 ± 3
12Б	38 ± 3	8 ± 1	9,360 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	2 ± 3
13Б	31 ± 2	5 ± 0	9,450 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	0 ± 3
14Б	31 ± 2	5 ± 0	9,450 ± 0,050	0 ± 0	2,0 ± 0,0	0 ± 3

Продолжение таблицы П.2.1.4

Но- мер опыта	Деаэрированная вода на выходе из деаэрационного бака					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1530 ± 122	190 ± 15	9,245 ± 0,050	0 ± 0	244,0 ± 4,9	2 ± 3
2Б	1528 ± 122	140 ± 11	9,295 ± 0,050	0 ± 0	240,0 ± 4,8	2 ± 3
1	1650 ± 132	50 ± 4	8,835 ± 0,050	0 ± 0	272,0 ± 5,4	96 ± 7
2	1620 ± 130	15 ± 1	8,575 ± 0,050	0 ± 0	270,5 ± 5,4	124 ± 8
3	1640 ± 131	0 ± 0	8,400 ± 0,050	880 ± 629	271,0 ± 5,4	126 ± 8
4	1271 ± 102	11 ± 1	8,710 ± 0,050	0 ± 0	190,0 ± 3,8	109 ± 7
3Б	1301 ± 104	111 ± 9	9,370 ± 0,050	0 ± 0	196,5 ± 3,9	11 ± 4
4Б	1301 ± 104	71 ± 6	9,290 ± 0,050	0 ± 0	195,0 ± 3,9	10 ± 3
5Б	1330 ± 106	70 ± 6	9,155 ± 0,050	0 ± 0	192,0 ± 3,8	0 ± 3
6Б	1298 ± 104	103 ± 8	9,510 ± 0,050	0 ± 0	190,5 ± 3,8	0 ± 3
7Б	1244 ± 100	24 ± 2	8,730 ± 0,050	0 ± 0	179,5 ± 3,6	39 ± 5
8Б	1264 ± 101	74 ± 6	9,090 ± 0,050	0 ± 0	185,0 ± 3,7	3 ± 3
9Б	1273 ± 102	70 ± 6	9,275 ± 0,050	0 ± 0	182,0 ± 3,6	0 ± 3
10Б	1377 ± 110	78 ± 6	9,180 ± 0,050	0 ± 0	182,0 ± 3,6	0 ± 3
11Б	1314 ± 105	62 ± 5	9,095 ± 0,050	0 ± 0	183,0 ± 3,7	4 ± 3
12Б	1328 ± 106	68 ± 5	9,150 ± 0,050	0 ± 0	184,5 ± 3,7	3 ± 3
13Б	1298 ± 104	48 ± 4	9,090 ± 0,050	0 ± 0	179,5 ± 3,6	15 ± 4
14Б	1300 ± 104	0 ± 0	8,450 ± 0,050	880 ± 629	177,0 ± 3,5	48 ± 5

Продолжение таблицы П.2.1.4

Но- мер опыта	Вода из середины деаэрационного бака					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1570 ± 126	130 ± 10	9,070 ± 0,050	0 ± 0	268,0 ± 5,4	4 ± 3
2Б	1551 ± 124	61 ± 5	8,805 ± 0,050	0 ± 0	263,5 ± 5,3	3 ± 3
1	1660 ± 133	25 ± 2	8,515 ± 0,050	0 ± 0	292,5 ± 5,9	146 ± 9
2	1650 ± 132	0 ± 0	8,255 ± 0,050	880 ± 629	302,0 ± 6,0	131 ± 8
3	1680 ± 134	0 ± 0	7,950 ± 0,050	880 ± 629	247,0 ± 4,9	150 ± 9
4	1302 ± 104	2 ± 0	8,510 ± 0,050	0 ± 0	206,0 ± 4,1	116 ± 8
3Б	1286 ± 103	55 ± 4	8,950 ± 0,050	0 ± 0	215,0 ± 4,3	42 ± 5
4Б	1335 ± 107	44 ± 4	8,745 ± 0,050	0 ± 0	215,0 ± 4,3	65 ± 6
5Б	1350 ± 108	0 ± 0	8,368 ± 0,050	440 ± 527	199,5 ± 4,0	44 ± 5
6Б	1294 ± 104	64 ± 5	8,915 ± 0,050	0 ± 0	-	31 ± 4
7Б	1340 ± 107	0 ± 0	7,670 ± 0,050	2640 ± 834	199,0 ± 4,0	78 ± 6
8Б	1292 ± 103	0 ± 0	7,935 ± 0,050	1760 ± 752	-	20 ± 4
9Б	1306 ± 104	46 ± 4	8,640 ± 0,050	0 ± 0	198,5 ± 4,0	19 ± 4
10Б	1382 ± 111	57 ± 5	8,585 ± 0,050	0 ± 0	205,5 ± 4,1	14 ± 4
11Б	1330 ± 106	0 ± 0	8,415 ± 0,050	880 ± 629	199,0 ± 4,0	84 ± 6
12Б	1366 ± 109	26 ± 2	8,440 ± 0,050	0 ± 0	204,0 ± 4,1	101 ± 7
13Б	1340 ± 107	0 ± 0	8,490 ± 0,050	440 ± 527	203,0 ± 4,1	88 ± 7
14Б	1340 ± 107	0 ± 0	7,750 ± 0,050	2640 ± 834	196,0 ± 3,9	179 ± 10

Продолжение таблицы П.2.1.4

Но- мер опыта	Вода после первого отсека струйной ступени					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1570 ± 126	0 ± 0	7,410 ± 0,050	7260 ± 1081	246,0 ± 4,9	1733 ± 72
2Б	1590 ± 127	0 ± 0	6,950 ± 0,050	21340 ± 1425	245,8 ± 4,9	2481 ± 102
1	1640 ± 131	0 ± 0	7,070 ± 0,050	15840 ± 1320	288,5 ± 5,8	4700 ± 191
2	1720 ± 138	0 ± 0	6,830 ± 0,050	23100 ± 1454	287,5 ± 5,8	4900 ± 199
3	1680 ± 134	0 ± 0	6,770 ± 0,050	33440 ± 1598	285,0 ± 5,7	5250 ± 213
4	-	-	7,140 ± 0,050	-	193,0 ± 3,9	-
3Б	1380 ± 110	0 ± 0	7,050 ± 0,050	14300 ± 1286	210,0 ± 4,2	5383 ± 218
4Б	1360 ± 109	0 ± 0	7,015 ± 0,050	15400 ± 1310	204,5 ± 4,1	8445 ± 341
5Б	1390 ± 111	0 ± 0	6,515 ± 0,050	30580 ± 1562	193,5 ± 3,9	8800 ± 355
6Б	1330 ± 106	0 ± 0	6,960 ± 0,050	12540 ± 1243	-	2027 ± 84
7Б	1420 ± 114	0 ± 0	-	-	190,5 ± 3,8	-
8Б	1300 ± 104	0 ± 0	6,900 ± 0,050	15840 ± 1320	188,0 ± 3,8	3990 ± 163
9Б	1360 ± 109	0 ± 0	6,595 ± 0,050	28850 ± 1539	188,5 ± 3,8	7305 ± 295
10Б	1400 ± 112	0 ± 0	6,990 ± 0,050	-	-	-
11Б	1380 ± 110	0 ± 0	6,675 ± 0,050	23320 ± 1457	191,0 ± 3,8	4178 ± 170
12Б	1380 ± 110	0 ± 0	6,900 ± 0,050	15840 ± 1320	191,5 ± 3,8	3127 ± 128
13Б	1370 ± 110	0 ± 0	7,150 ± 0,050	9240 ± 1150	191,5 ± 3,8	2460 ± 101
14Б	1380 ± 110	0 ± 0	6,330 ± 0,050	36960 ± 1640	201,0 ± 4,0	8867 ± 358

Продолжение таблицы П.2.1.4

Но- мер опыта	Вода после второго отсека струйной ступени					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1540 ± 123	180 ± 14	9,375 ± 0,050	0 ± 0	249,0 ± 5,0	24 ± 4
2Б	1513 ± 121	20 ± 2	8,690 ± 0,050	0 ± 0	240,0 ± 4,8	98 ± 7
1	1600 ± 128	0 ± 0	7,310 ± 0,050	26840 ± 1511	268,0 ± 5,4	6400 ± 259
2	1710 ± 137	0 ± 0	7,010 ± 0,050	16720 ± 1338	275,5 ± 5,5	5200 ± 211
3	1680 ± 134	0 ± 0	7,060 ± 0,050	14520 ± 1291	281,0 ± 5,6	3750 ± 153
4	1340 ± 107	0 ± 0	7,140 ± 0,050	11880 ± 1226	190,0 ± 3,8	6750 ± 273
3Б	1300 ± 104	0 ± 0	7,390 ± 0,050	7480 ± 1089	198,0 ± 4,0	2310 ± 95
4Б	1360 ± 109	0 ± 0	7,285 ± 0,050	8360 ± 1121	205,5 ± 4,1	2988 ± 123
5Б	1370 ± 110	0 ± 0	6,745 ± 0,050	16940 ± 1343	195,5 ± 3,9	4323 ± 176
6Б	1278 ± 102	57 ± 5	8,975 ± 0,050	0 ± 0	-	104 ± 7
7Б	1320 ± 106	0 ± 0	-	-	184,5 ± 3,7	-
8Б	1272 ± 102	0 ± 0	8,320 ± 0,050	660 ± 585	191,0 ± 3,8	464 ± 22
9Б	-	0 ± 0	-	-	-	-
10Б	1370 ± 110	0 ± 0	6,730 ± 0,050	17380 ± 1352	196,0 ± 3,9	4513 ± 184
11Б	1350 ± 108	0 ± 0	7,720 ± 0,050	3300 ± 883	180,0 ± 3,6	826 ± 36
12Б	1340 ± 107	0 ± 0	8,480 ± 0,050	440 ± 527	183,0 ± 3,7	314 ± 16
13Б	1337 ± 107	47 ± 4	9,010 ± 0,050	0 ± 0	193,8 ± 3,9	139 ± 9
14Б	1360 ± 109	0 ± 0	6,790 ± 0,050	12320 ± 1238	192,0 ± 3,8	5830 ± 236

Продолжение таблицы П.2.1.4

Но- мер опыта	Вода из барботажного колодца деаэрационной колонки					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	æ ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	-	-	—	—	24,0 ± 0,5	—
2Б	-	-	—	—	36,0 ± 0,7	—
1	1630 ± 130	0 ± 0	8,185 ± 0,050	1760 ± 752	273,5 ± 5,5	294 ± 15
2	1660 ± 133	0 ± 0	7,725 ± 0,050	2860 ± 851	271,0 ± 5,4	383 ± 18
3	1640 ± 131	0 ± 0	7,900 ± 0,050	2200 ± 796	-	746 ± 33
4	1320 ± 106	0 ± 0	7,460 ± 0,050	6160 ± 1036	192,0 ± 3,8	1222 ± 52
3Б	1310 ± 105	0 ± 0	7,930 ± 0,050	2200 ± 796	200,5 ± 4,0	295 ± 15
4Б	1320 ± 106	0 ± 0	8,080 ± 0,050	1980 ± 775	202,5 ± 4,1	294 ± 15
5Б	1360 ± 109	0 ± 0	7,560 ± 0,050	3960 ± 925	-	272 ± 14
6Б	-	-	-	-	-	-
7Б	-	-	-	-	-	-
8Б	-	-	-	-	-	-
9Б	1240 ± 99	0 ± 0	7,210 ± 0,050	6140 ± 1035	170,1 ± 3,4	529 ± 24
10Б	1380 ± 110	0 ± 0	7,085 ± 0,050	8580 ± 1128	199,0 ± 4,0	1264 ± 54
11Б	-	-	-	-	-	-
12Б	-	-	-	-	-	-
13Б	-	-	-	-	-	-
14Б	-	-	-	-	-	-

Но- мер опыта	Вода из опускных труб деаэрационной колонки					
	Щ _о , мкг-экв/дм ³	Щ _{фф} , мкг-экв/дм ³	рН, ед. рН	С _{со₂} , мкг/дм ³	α ₂₅ , мкСм/см	Со ₂ , мкг/дм ³
1Б	1510 ± 121	0 ± 0	8,255 ± 0,050	660 ± 585	243,0 ± 4,9	21 ± 4
2Б	1540 ± 123	0 ± 0	7,710 ± 0,050	3960 ± 925	237,5 ± 4,8	24 ± 4
1	1640 ± 131	0 ± 0	8,255 ± 0,050	1320 ± 698	276,0 ± 5,5	172 ± 10
2	1630 ± 130	0 ± 0	7,885 ± 0,050	2200 ± 796	278,0 ± 5,6	205 ± 11
3	1660 ± 133	0 ± 0	7,800 ± 0,050	3520 ± 898	270,0 ± 5,4	415 ± 20
4	1280 ± 102	0 ± 0	8,190 ± 0,050	1320 ± 698	206,0 ± 4,1	760 ± 36
3Б	1290 ± 103	0 ± 0	8,130 ± 0,050	1980 ± 775	204,5 ± 4,1	220 ± 11
4Б	1320 ± 106	0 ± 0	7,970 ± 0,050	2420 ± 816	211,0 ± 4,2	215 ± 11
5Б	1330 ± 106	0 ± 0	7,275 ± 0,050	5280 ± 996	194,5 ± 3,9	190 ± 11
6Б	1320 ± 106	0 ± 0	7,950 ± 0,050	2860 ± 851	-	107 ± 7
7Б	-	-	-	-	182,0 ± 3,6	538 ± 25
8Б	1270 ± 102	0 ± 0	7,315 ± 0,050	8578 ± 1128	187,0 ± 3,7	180 ± 10
9Б	1300 ± 104	0 ± 0	7,460 ± 0,050	3520 ± 898	181,0 ± 3,6	194 ± 11
10Б	1350 ± 108	0 ± 0	7,795 ± 0,050	1980 ± 775	182,5 ± 3,7	928 ± 40
11Б	1340 ± 107	0 ± 0	7,500 ± 0,050	4180 ± 938	187,0 ± 3,7	266 ± 14
12Б	1320 ± 106	0 ± 0	7,770 ± 0,050	3960 ± 925	187,5 ± 3,8	262 ± 13
13Б	1330 ± 106	0 ± 0	8,125 ± 0,050	1760 ± 752	185,0 ± 3,7	212 ± 11
14Б	1320 ± 106	0 ± 0	7,220 ± 0,050	7040 ± 1072	192,0 ± 3,8	488 ± 23

П.2.2. Результаты испытаний деаэратора ДСА-300 (колонка с одним струйным отсеком) участка химводоочистки теплосилового цеха ОАО «Северсталь» (данные из кандидатской диссертации А.А. Короткова [156], подготовленной при научных консультациях автора)

Конструкция деаэратора и аналогична конструкции деаэратора ДСА-300 по рисунку П.2.1.1, но деаэрационная колонка включает только один струйный отсек (отсутствует нижняя струеобразующая тарелка).

Таблица П.2.2.1

**Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэратор ДСА-300 ст. № 1 ХВО ТСЦ ОАО «Северсталь» с одним струйным отсеком в колонке, теплотехнические и химические параметры)**

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах			
	1	2	3	4
Химочищенная вода на входе в деаэратор				
Расход, т/ч	$76,4 \pm 1,4$	$68,7 \pm 1,8$	$181,1 \pm 2,1$	$170,2 \pm 2,2$
Температура, °С	$65,5 \pm 0,8$	$71,8 \pm 0,9$	$70,1 \pm 1,1$	$68,3 \pm 0,7$
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1400 ± 112	1380 ± 110	1720 ± 138	1500 ± 120
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Водородный показатель pH, ед. pH	$7,505 \pm 0,050$	$7,532 \pm 0,050$	$7,485 \pm 0,050$	$7,558 \pm 0,050$
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	6550 ± 1047	6680 ± 1068	6660 ± 1065	6650 ± 1063
Барботажный пар на входе в деаэратор				
Расход, т/ч	$5,08 \pm 0,1$	$3,67 \pm 0,1$	$4,96 \pm 0,1$	$5,17 \pm 0,1$
Температура, °С	$150,5 \pm 1,2$	$155,8 \pm 1,3$	$160,4 \pm 1,3$	$158,8 \pm 1,3$
Давление избыточное, кгс/см ²	$0,652 \pm 0,011$	$0,644 \pm 0,011$	$0,488 \pm 0,009$	$0,450 \pm 0,008$
Основной пар на входе в деаэратор				
Температура, °С	$138,8 \pm 1,2$	$141,5 \pm 1,3$	$135,2 \pm 1,2$	$138,9 \pm 1,2$
Давление избыточное, кгс/см ²	$0,217 \pm 0,011$	$0,225 \pm 0,011$	$0,285 \pm 0,014$	$0,298 \pm 0,015$
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	14 ± 1	14 ± 1	14 ± 1	14 ± 1
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	4 ± 0	4 ± 0	4 ± 0	4 ± 0

Показатель, единица измерения	Значение показателя в опытах			
	1	2	3	4
Водородный показатель pH, ед. pH	9,024 ± 0,05	9,025 ± 0,05	9,028 ± 0,05	9,025 ± 0,05
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Деаэрированная вода на выходе из деаэратора				
Температура, °C	103,8 ± 1,1	103,5 ± 1,0	102,9 ± 0,9	103,4 ± 1,1
Щелочность общая, мкг-экв/дм ³	1300 ± 104	1300 ± 104	1620 ± 130	1420 ± 114
Щелочность по фенолфталеину, мкг-экв/дм ³	332 ± 26	335 ± 26	189 ± 15	193 ± 15
Водородный показатель pH, ед. pH	9,585 ± 0,05	9,458 ± 0,05	9,315 ± 0,05	9,255 ± 0,05
Массовая концентрация свободной углекислоты, мкг/дм ³	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0	0 ± 0
Выпар деаэратора				
Расход, т/ч	0,164 ± 0,005	0,217 ± 0,006	0,406 ± 0,008	0,323 ± 0,007
Давление избыточное, кгс/см ²	0,215 ± 0,011	0,221 ± 0,011	0,198 ± 0,01	0,185 ± 0,009
Прочее				
Давление избыточное в надводном пространстве деаэрационного бака, кгс/см ²	0,228 ± 0,011	0,284 ± 0,014	0,205 ± 0,01	0,198 ± 0,01
Уровень воды в деаэрационном баке	1852 ± 19	1675 ± 17	1715 ± 14	1812 ± 18
Давление атмосферное, кПа	97,8 ± 0,1	97,8 ± 0,1	97,7 ± 0,1	97,7 ± 0,1

П.2.3. Результаты испытаний деаэрационной установки на базе деаэратора ДЦВ-200 ОАО «ОмПО «Иртыш», г. Омск (данные из кандидатской диссертации А.Н. Рослякова [158])

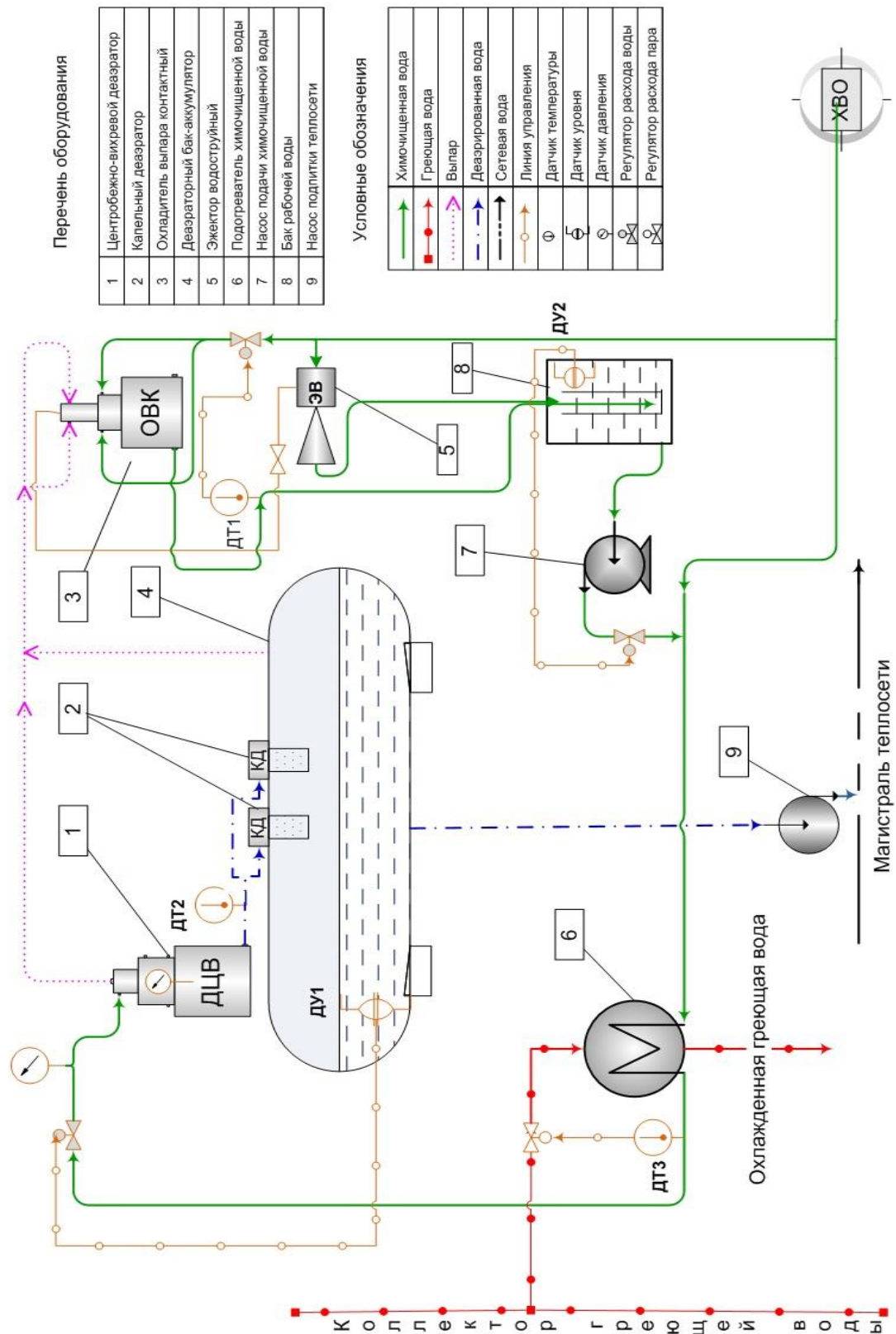


Рисунок П.2.2. Технологическая схема деаэрационной установки на базе деаэратора ДЦВ-200

Результаты первичной обработки экспериментальных данных
(деаэрационная установка на базе центробежно-вихревого деаэратора ДЦВ-200
ОмПО «Иртыш», теплотехнические и химические параметры)

Номер опыта	Атмосферное давление, кПа	Расход деаэрированной воды, м ³ /ч	Массовая концентрация растворенного кислорода в воде, мг/дм ³		
			Перед ДЦВ	После ДЦВ	После деаэрационного бака
1	99,9 ± 0,6	120,1 ± 0,7	3,710 ± 0,374	2,040 ± 0,207	0,250 ± 0,028
2	99,9 ± 0,6	160,1 ± 1,0	4,100 ± 0,413	2,435 ± 0,247	0,266 ± 0,030
3	100,3 ± 0,6	121,3 ± 0,7	3,920 ± 0,395	1,755 ± 0,179	0,280 ± 0,031
4	100,3 ± 0,6	119,2 ± 0,7	6,405 ± 0,644	4,610 ± 0,464	2,110 ± 0,214
5	100,3 ± 0,6	62,1 ± 0,4	4,940 ± 0,497	3,130 ± 0,316	1,945 ± 0,198
6	100,3 ± 0,6	61,4 ± 0,4	4,475 ± 0,451	4,015 ± 0,405	1,190 ± 0,122
7	100,3 ± 0,6	120,1 ± 0,7	3,915 ± 0,395	1,915 ± 0,195	0,230 ± 0,026
8	100,3 ± 0,6	120,2 ± 0,7	3,608 ± 0,364	1,900 ± 0,193	0,105 ± 0,014
9	100,3 ± 0,6	82,1 ± 0,5	3,730 ± 0,376	0,750 ± 0,078	0,030 ± 0,006
10	100,3 ± 0,6	81,3 ± 0,5	3,890 ± 0,392	0,750 ± 0,078	0,083 ± 0,011
11	100,0 ± 0,6	82,2 ± 0,5	3,350 ± 0,338	1,545 ± 0,158	0,247 ± 0,028
12	100,0 ± 0,6	124,1 ± 0,8	3,630 ± 0,366	0,610 ± 0,064	0,168 ± 0,020
13	100,0 ± 0,7	63,1 ± 0,4	3,480 ± 0,351	0,563 ± 0,059	0,052 ± 0,008
14	100,0 ± 0,6	63,3 ± 0,4	3,320 ± 0,335	0,580 ± 0,061	0,029 ± 0,006
15	99,5 ± 0,6	63,1 ± 0,4	3,760 ± 0,379	1,125 ± 0,116	0,053 ± 0,008
16	99,5 ± 0,7	59,4 ± 0,4	3,250 ± 0,328	1,848 ± 0,188	0,059 ± 0,009
17	99,1 ± 0,7	118,1 ± 0,8	3,300 ± 0,333	1,870 ± 0,190	0,067 ± 0,010
18	99,1 ± 0,6	128,2 ± 0,8	3,690 ± 0,372	1,555 ± 0,159	0,042 ± 0,007
19	99,1 ± 0,6	122,3 ± 0,8	3,995 ± 0,403	1,615 ± 0,165	0,256 ± 0,029

Окончание таблицы П.2.3.1

Номер опыта	Температура воды, °С			Избыточное давление в ДЦВ, кгс/см ²	Избыточное давление в деаэрационном баке, кгс/см ²
	Перед ДЦВ	После ДЦВ	После деаэрационного бака		
1	88,8 ± 0,1	87,9 ± 0,1	84,6 ± 0,1	-0,263 ± 0,008	-0,443 ± 0,007
2	91,0 ± 0,1	90,0 ± 0,1	85,0 ± 0,1	-0,180 ± 0,008	-0,420 ± 0,008
3	91,7 ± 0,1	90,6 ± 0,1	84,6 ± 0,1	-0,216 ± 0,008	-0,436 ± 0,008
4	65,9 ± 0,1	64,1 ± 0,1	64,0 ± 0,1	-0,432 ± 0,008	-0,538 ± 0,007
5	65,1 ± 0,1	64,8 ± 0,1	63,8 ± 0,1	-0,495 ± 0,008	-0,550 ± 0,007
6	71,6 ± 0,1	70,5 ± 0,1	66,3 ± 0,1	-0,580 ± 0,008	-0,646 ± 0,008
7	89,6 ± 0,1	89,0 ± 0,1	84,6 ± 0,1	-0,234 ± 0,007	-0,447 ± 0,007
8	88,5 ± 0,1	87,4 ± 0,1	80,3 ± 0,1	-0,302 ± 0,007	-0,545 ± 0,007
9	89,1 ± 0,1	87,9 ± 0,1	77,0 ± 0,1	-0,394 ± 0,008	-0,610 ± 0,008
10	90,5 ± 0,1	88,4 ± 0,1	81,3 ± 0,1	-0,353 ± 0,007	-0,513 ± 0,008
11	87,8 ± 0,1	86,8 ± 0,1	82,8 ± 0,1	-0,290 ± 0,008	-0,473 ± 0,007
12	88,3 ± 0,1	86,0 ± 0,1	80,9 ± 0,1	-0,390 ± 0,008	-0,510 ± 0,008
13	87,3 ± 0,1	84,3 ± 0,1	77,4 ± 0,1	-0,430 ± 0,009	-0,583 ± 0,008
14	88,1 ± 0,1	85,1 ± 0,1	77,3 ± 0,1	-0,406 ± 0,007	-0,583 ± 0,008
15	89,7 ± 0,1	89,0 ± 0,1	79,7 ± 0,1	-0,297 ± 0,008	-0,540 ± 0,007
16	91,7 ± 0,1	90,2 ± 0,1	81,5 ± 0,1	-0,210 ± 0,008	-0,500 ± 0,007
17	88,9 ± 0,1	87,8 ± 0,1	80,3 ± 0,1	-0,291 ± 0,009	-0,535 ± 0,008
18	88,0 ± 0,1	86,6 ± 0,1	79,0 ± 0,1	-0,355 ± 0,008	-0,560 ± 0,007
19	89,1 ± 0,1	87,8 ± 0,1	84,3 ± 0,1	-0,305 ± 0,008	-0,430 ± 0,009

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

**Материалы по испытаниям
турбоагрегатов с конденсацией пара**

П.3.1. Характеристика турбоагрегата Тп-115/125-130-1тп ТМЗ Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 и условий проведения его испытаний

Стационарная паровая теплофикационная турбина Тп-115/125-130-1тп с регулируемым двухступенчатым теплофикационным и ограниченным регулируемым производственным отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока и отпуска пара на нужды производства и водяной тепловой сети. Турбина укомплектована синхронным электрическим генератором типа ТФП-110-2ЕУ номинальной активной мощностью 110 МВт, номинальной частотой вращения 3000 об/мин с воздушным охлаждением.

В соответствии с паспортными данными Уральского турбинного завода, турбина предназначена для замены отработавших ресурс теплофикационных турбин с использованием существующих ячеек под установку в турбинных отделениях. Это обуславливает существенные схемные и конструктивные отличия данной турбины от аналогичных теплофикационных турбин: турбина выполнена двухцилиндровой с ограниченной поверхностью охлаждения конденсатора и усеченной системой регенерации.

Парораспределение цилиндра высокого давления сопловое, осуществляется четырьмя регулирующими клапанами. Парораспределение части низкого давления осуществляется регулирующей диафрагмой.

Проточная часть турбины включает 25 ступеней. Ступени с 1 по 9 расположены в ЦВД, ступени с 10 по 25 – в ЦНД.

Парораспределение цилиндра высокого давления сопловое, осуществляется четырьмя регулирующими клапанами. Парораспределение части низкого давления осуществляется регулирующей диафрагмой.

Проточная часть турбины включает 25 ступеней. Ступени с 1 по 9 расположены в ЦВД, ступени с 10 по 25 – в ЦНД.

Из проточной части предусмотрены следующие нерегулируемые отборы пара: на ПВД-5 – за 9 ступенью (выхлоп ЦВД); на ПВД-4 и деаэратор питательной воды – за 13 ступенью; на ПНД-3 – за 17 ступенью; на ПНД-2 – за 19 ступенью; на ПНД-1 – за 21 ступенью.

Ограниченный регулируемый производственный отбор пара осуществляется с выхлопа ЦВД. Регулирование давления в этом отборе предусмотрено в диапазоне 12,0-18,0 кгс/см² (номинальное значение 15,0 кгс/см²) и выполняется с помощью сто-

порно-регулирующего клапана, установленного непосредственно на трубопроводе отбора. По этой причине диапазон нагрузок турбины, при которых производственный отбор пара может осуществляться, ограничен и определяется давлением в первом отборе (на выхлопе ЦВД). Номинальный расход пара в отбор составляет 70 т/ч.

Регулируемый теплофикационный отбор выполнен двухступенчатым. Отборы пара на подогреватели теплофикационной установки организованы из проточной части за 21 и 23 ступенями (на ПСГ-2 и ПСГ-1 соответственно). Пределы регулирования давления: от 0,5 до 2,0 кгс/см² в нижнем теплофикационном отборе; от 0,6 до 2,5 кгс/см² в верхнем теплофикационном отборе. Регулирование давления осуществляется с помощью поворотной диафрагмы, расположенной между 23 и 24 ступенями турбины. Заводом-изготовителем предусмотрена возможность работы турбины по тепловому графику нагрузок с полностью закрытой регулирующей диафрагмой части низкого давления.

В условиях Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 отбор пара на деаэратор питательной воды непосредственно от турбины отсутствует, турбина работает при питании деаэратора паром стороннего источника.

Схема слива конденсата греющего пара ПВД – типовая. При малых паровых нагрузках (при давлении в паровом пространстве ПВД-5 менее 9,5 кгс/см²) слив конденсата организуется каскадно в расширитель дренажей турбины. При давлении пара в паровом пространстве ПВД-5 более 9,5 кгс/см², а в паровом пространстве ПВД-4 менее 9,5 кгс/см² слив конденсата ПВД-5 может быть переведен на деаэратор питательной воды. При давлении в паровом пространстве ПВД-4 более 9,5 кгс/см² организуется каскадный слив конденсата греющего пара ПВД в деаэратор питательной воды.

Группа ПВД оборудована регулируемым байпасом по питательной воде. В условиях Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 этот байпас не используется.

Конденсат греющего пара ПНД-3 направлен в ПНД-2, откуда сливным насосом закачивается в линию основного конденсата за ПНД-2. Для работы на малых нагрузках имеется возможность отдельного слива конденсата греющего пара ПНД-3 и ПНД-2 в расширитель дренажей турбины.

Единственно возможной схемой слива конденсата греющего пара ПНД-1 является его самотечный слив в ПСГ-2, поэтому ПНД-1 может находиться в работе только в теплофикационном режиме с двухступенчатым подогревом сетевой воды.

Слив конденсата греющего пара ПСГ-2 и ПСГ-1 отдельный с индивидуальными конденсатными насосами и подачей конденсата в линию основного конденсата соответственно до ПНД-2 и до ПНД-1. Также предусмотрен каскадный слив конденсата греющего пара ПСГ-2 в ПСГ-1.

На турбине использованы концевые и промежуточные уплотнения лабиринтового типа. Подвод уплотняющего пара из паровой уравнивающей линии деаэраторов питательной воды производится через регулятор давления пара уплотнений в предпоследние камеры концевых уплотнений цилиндров турбины. Пар из крайних камер переднего и заднего уплотнений ЦВД и ЦНД, а также из верхних отсеков уплотнений штоков стопорного и регулирующих клапанов отсасывается эжектором уплотнений с охлаждением в соответствующем холодильнике эжектора (ЭПУ) основным конденсатом турбины. Пар из третьих камер переднего из заднего концевых уплотнений ЦВД, а также переднего уплотнения ЦНД отсасывается в сальниковый подогреватель (ПН-100) при охлаждении его основным конденсатом турбины. Пар из четвертых камер переднего из заднего концевых уплотнений ЦВД, а также переднего уплотнения ЦНД отсасывается в трубопровод отбора пара на ПНД-3. Пятая камера переднего концевых уплотнений ЦВД соединена по пару с перепускными трубами (с выхлопом ЦВД). Конденсат пара ПН-100 и ЭПУ направлен в расширитель дренажей турбины.

Заводские технические характеристики турбоустановки:

– номинальная частота вращения ротора	3000 об/мин;
– номинальное давление пара перед стопорным клапаном, абс.	130 кгс/см ² ;
– номинальная температура пара перед стопорным клапаном	555 °С;
– расчетный расход охлаждающей воды через конденсатор	8000 м ³ /ч;
– расчетная температура охлаждающей воды перед конденсатором	27 °С;
– номинальный расход свежего пара	490 т/ч;
– максимальный расход свежего пара	500 т/ч;
– максимальный расход свежего пара на конденсационном режиме работы	300 т/ч;
– номинальная электрическая мощность	115 МВт;
– максимальная электрическая мощность	125 МВт;

– максимальная электрическая мощность на конденсационном режиме	80 МВт;
– расчетная температура питательной воды	228 °С;
– номинальный расход пара в производственный отбор	70 т/ч;
– номинальное давление пара в производственном отборе, абс.	15,0 кгс/см ² ;
– пределы регулирования давления пара в производственном отборе, абс.	от 12,0 до 18,0 кгс/см ² ;
– номинальная тепловая нагрузка	180 Гкал/ч;
– пределы регулирования давления пара в камере нижнего теплофикационного отбора, абс.	от 0,5 до 2,0 кгс/см ² ;
– пределы регулирования давления пара в камере верхнего теплофикационного отбора, абс.	от 0,6 до 2,5 кгс/см ² ;
– максимальное давление пара в камере регулирующей ступени, абс.	87 кгс/см ² ;
– максимальный расход пара в ЧНД	225 т/ч.

В условиях Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 в соответствии с распоряжением технического директора-главного инженера № 1Р от 14.01.2010 г. номинальные параметры пара перед стопорными клапанами турбоагрегатов снижены и составляют:

– номинальное давление пара перед стопорным клапаном, абс.	128 кгс/см ² ;
– номинальная температура пара перед стопорным клапаном	550 °С.

Поскольку турбоагрегат укомплектован турбогенератором непроектной марки, существует ограничение по максимальной активной электрической мощности на уровне 121 МВт, при которой еще допускается длительная работа турбогенератора.

Турбоагрегат Тп-115/125-130-1ТП ст. № 2 Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 (заводской № 31003) введен в эксплуатацию в 1999 г. Капитальный ремонт турбоагрегата выполнен в период с июля по август 2009 года. Испытания проведены в феврале 2010 года. Нарботка турбоагрегата с начала эксплуатации на момент проведения испытаний составила 71 009 часов.

**Метрологическое обеспечение тепловых испытаний турбоустановки
с турбиной Тп-115/125-130-1тп ст. №2**

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
1	Атмосферное давление	мм рт. ст.	Барометр-анероид контрольный М-67 (зав. № 619)	610,0 ~ 790,0	0,8 (предел допускаемой абс. погрешности)	0,3
2а	Мощность турбогенератора активная	МВт	АСКУЭ	0 ~ 120	–	0,1
2б	Мощность турбогенератора реактивная	МВАр	АСКУЭ	0 ~ 120	–	0,1
3	Выработка электроэнергии турбогенератором за время опыта	кВт.ч	АСКУЭ	–	–	1
4	Время опыта	с	Секундомер	–	1 (абс.)	1
5	Расход свежего пара на турбину	т/ч	Расходомерное устройство - сопло ИСА 1932; дифманометр – Сапфир ДД2444; преобразователь ЭП2715; показывающий прибор РП160; давление и температура среды – по п. 1, 6, 7	0 ~ 500	0,5; 0,25 и 0,5 (класс точности)	0,1
6	Давление свежего пара перед ГПЗ, избыточное	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДИ 2160 + показывающий прибор КП140-109)	0 ~ 160	0,5 и 0,5 (класс точности)	2
7	Температура свежего пара перед ГПЗ	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 600	2,5 (до 333 °С); 0,0075* <i>t</i> (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	5
8	Давление свежего пара перед стопорным клапаном, избыточное	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДИ 2160 + регистрирующий прибор РП160М1-09)	0 ~ 160	0,5 и 0,5 (класс точности)	1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
9	Температура свежего пара перед стопорным клапаном	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + регистрирующий прибор РП160М-51)	0 ~ 600	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	3
10	Давление в камере регулирующей ступени турбины, избыточное	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДИ 2160 + регистрирующий прибор РП160М1-08)	0 ~ 160	0,5 и 0,5 (класс точности)	2
11	Давление в камере нижнего теплофикационного отбора, избыточное	кгс/см ²	Манометр образцовый МО 11202 с условной шкалой (зав. № 4479)	0,00 ~ 2,50	0,4 (класс точности)	0,01
11а	Давление в камере нижнего теплофикационного отбора, избыточное (дублир.)	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДИВ2350 + регистрирующий прибор РП160М1-09)	-1,00 ~ 3,00	0,5 и 0,5 (класс точности)	0,05
12	Расход основного конденсата после охладителей основных эжекторов	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр - Сапфир ДД2444; преобразователь ЭП2715; показывающий прибор РП160-0,8; давление и температура среды – по п. 1, 93, 88 (с поправкой на потерю давления)	0 ~ 500	0,5; 0,25 и 0,5 (класс точности)	2,5
13.1	Расход основного конденсата после РУК (нитка 1)	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма ДКС10-80-А/Б-3; дифманометр стрелочный показывающий ДСП160М; давление и температура среды – по п. 1, 79, 88 (с поправкой на потерю давления)	0 ~ 25,0	1,5 (класс точности)	0,5
13.2	Расход основного конденсата после РУК (нитка 2)	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр стрелочный показывающий ДСП160М; давление и температура среды – по п. 1, 79, 88 (с поправкой на потерю давления)	0 ~ 250	1,5 (класс точности)	5

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
14	Расход основного конденсата за ПНД-3	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр Сапфир ДД2444; преобразователь ЭП2715; показывающий прибор РП160-0,9; давление и температура среды – по п. 1, 89, 90	0 ~ 500	0,5; 0,25 и 0,5 (класс точности)	2,5
14а	Расход основного конденсата за ПНД-3 (дублир.)	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр Сапфир ДД2444; преобразователь ЭП2715; показывающий прибор КП140; давление и температура среды – по п. 1, 89, 90	0 ~ 500	0,5; 0,25 и 0,5 (класс точности)	2,5
15	Давление (разрежение) в конденсаторе	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДВ2240 + регистрирующий прибор РП160М1-09)	-1,00 ~ 0,00	0,5 и 0,5 (класс точности)	0,01
15а	Давление (разрежение) в конденсаторе (зонд 1)	кгс/см ²	Вакуумметр образцовый типа ВО 1227 с условной шкалой (зав. № 978)	-1,0000 ~ 0,0000	0,25 (класс точности)	0,00 25
15б	Давление (разрежение) в конденсаторе (зонд 2)	кгс/см ²	Вакуумметр показывающий ДВ2005СгУЗ	-1,00 ~ 0,00	1,5 (класс точности)	0,02
15в	Давление (разрежение) в конденсаторе (зонд 3)	кгс/см ²	Вакуумметр образцовый типа ВО 1227 с условной шкалой (зав. № 975)	-1,0000 ~ 0,0000	0,25 (класс точности)	0,00 25
15г	Давление (разрежение) в конденсаторе (зонд 4)	кгс/см ²	Вакуумметр показывающий ДВ2005СгУЗ	-1,00 ~ 0,00	1,5 (класс точности)	0,02
16	Температура питательной воды за ПВД-5	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06**	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
16а	Температура питательной воды за ПВД-5 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
17	Температура питательной воды за ПВД-4	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
17а	Температура питательной воды за ПВД-4 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
18	Температура греющего пара перед ПВД-5	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
19	Температура греющего пара перед ПВД-4	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
20	Температура конденсата греющего пара за ПВД-5	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
20а	Температура конденсата греющего пара за ПВД-5 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
21	Температура конденсата греющего пара за ПВД-4	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
21а	Температура конденсата греющего пара за ПВД-4 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
22	Температура основного конденсата на входе в ПНД-1	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
22а	Температура основного конденсата на входе в ПНД-1 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
23	Температура основного конденсата на выходе из ПНД-1	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
23а	Температура основного конденсата на выходе из ПНД-1 (дублир.)	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
24	Температура основного конденсата на входе в ПНД-2	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
24а	Температура основного конденсата на входе в ПНД-2 (дублир.)	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
25	Температура основного конденсата на выходе из ПНД-2	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
25а	Температура основного конденсата на выходе из ПНД-2 (дублир.)	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
26	Температура греющего пара перед ПНД-1	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
27	Температура греющего пара перед ПНД-2	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
28	Температура конденсата греющего пара за ПНД-1	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
28а	Температура конденсата греющего пара за ПНД-1 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
29	Температура конденсата греющего пара за ПНД-2	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
29а	Температура конденсата греющего пара за ПНД-2 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
30	Температура основного конденсата на входе в ПНД-3	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
30а	Температура основного конденсата на входе в ПНД-3 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
31	Температура основного конденсата на выходе из ПНД-3	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
31а	Температура основного конденсата на выходе из ПНД-3 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
32	Температура греющего пара перед ПНД-3	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
33	Температура конденсата греющего пара за ПНД-3	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
33а	Температура конденсата греющего пара за ПНД-3 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 300	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2
34	Температура сетевой воды на входе в ПСГ-1	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
34а	Температура сетевой воды на входе в ПСГ-1 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 150	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
35	Температура сетевой воды на входе в ПСГ-2	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
35а	Температура сетевой воды на входе в ПСГ-2 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 150	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
36	Температура сетевой воды на выходе из ПСГ-2	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
36а	Температура сетевой воды на выходе из ПСГ-2 (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 150	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
37	Температура конденсата греющего пара непосредственно за ПСГ-1	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
38	Температура конденсата греющего пара на всасе КН ПСГ-1	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 150	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
39	Температура конденсата греющего пара непосредственно за ПСГ-2	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
40	Температура конденсата греющего пара на всасе КН ПСГ-2	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 150	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
41	Температура охлаждающей воды на входе основных пучков конденсатора	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 100	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	0,5
42	Температура охлаждающей воды на входе основного пучка конденсатора по половине А	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
43	Температура охлаждающей воды на входе основного пучка конденсатора по половине Б	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
44	Температура охлаждающей воды на выходе основного пучка конденсатора по половине А	°C	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
44а	Температура охлаждающей воды на выходе основного пучка конденсатора по половине А (дублир.)	°C	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 100	2,5 (до 333 °C); 0,0075*t (свыше 333 °C) (абс.) + 0,5 (класс точности)	0,5

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
45	Температура охлаждающей воды на выходе основного пучка конденсатора по половине Б	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
45а	Температура охлаждающей воды на выходе основного пучка конденсатора по половине Б (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 100	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	0,5
46	Температура охлаждающей воды на входе встроенного пучка конденсатора (в коллекторе)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 100	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	0,5
47	Температура охлаждающей воды на входе встроенного пучка конденсатора (поток А)	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
48	Температура охлаждающей воды на входе встроенного пучка конденсатора (поток Б)	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
49	Температура охлаждающей воды на выходе встроенного пучка конденсатора (в коллекторе)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 100	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	0,5
50	Температура охлаждающей воды на выходе встроенного пучка конденсатора (поток А)	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
51	Температура охлаждающей воды на выходе встроенного пучка конденсатора (поток Б)	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
52	Расход охлаждающей воды через встроенный пучок конденсатора, суммарный по двум потокам	т/ч	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM 001	0,0 ~ 2500,0	3 % от 0 до 100 т/ч; 1,5 % от 100 до 250 т/ч; 1,0 % от 250 до 2500 т/ч (относит.)	0,1
53	Расход охлаждающей воды через основной пучок конденсатора по половине А	т/ч	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM 001	0,0 ~ 4000,0	3 % от 0 до 160 т/ч; 1,5 % от 160 до 400 т/ч; 1,0 % от 400 до 4000 т/ч (относит.)	0,1
54	Расход охлаждающей воды через основной пучок конденсатора по половине Б	т/ч	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM 001	0,0 ~ 4000,0	3 % от 0 до 160 т/ч; 1,5 % от 160 до 400 т/ч; 1,0 % от 400 до 4000 т/ч (относит.)	0,1
55	Расход сетевой воды через ПСГ (перед ПСГ-1)	т/ч	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM 001	0,0 ~ 5000,0	3 % от 0 до 200 т/ч; 1,5 % от 200 до 500 т/ч; 1,0 % от 500 до 5000 т/ч (относит.)	0,1
56	Температура конденсата на выходе из конденсаторного сборника конденсатора	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
56а	Температура конденсата на выходе из конденсаторного сборника конденсатора (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-0193-02 + показывающий прибор КМ140-101)	0 ~ 100	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	0,5

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
57	Давление в камере верхнего теплофикационного отбора, избыточное	кгс/см ²	Манометр образцовый МО 11202 с условной шкалой (зав. № 5014)	0,000 ~ 4,000	0,4 (класс точности)	0,016
57а	Давление в камере верхнего теплофикационного отбора, избыточное (дублир.)	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДВ2240 + регистрирующий прибор РП160М1-09)	-1,00 ~ 3,00	0,5 и 0,5 (класс точности)	0,05
58.1	Температура металла выхлопного патрубка турбины (справа)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-1193-02 + регистрирующий прибор РП160М-67)	0 ~ 180	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
58.2	Температура металла выхлопного патрубка турбины (слева)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-1193-02 + регистрирующий прибор РП160М-67)	0 ~ 180	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
59.1	Температура пара в выхлопном патрубке турбины (справа)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-1193-01 + регистрирующий прибор РП160М-67)	0 ~ 180	0,5 + 0,0065*t (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
59.2	Температура пара в выхлопном патрубке турбины (слева)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТСМ-1193-01 + регистрирующий прибор РП160М-67)	0 ~ 180	0,5 + 0,0065*t (абс.) + 0,5 (класс точности)	1
60	Расход сетевой воды через байпас ПСГ	т/ч	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM 001	0,0 ~ 5000,0	3 % от 0 до 200 т/ч; 1,5 % от 200 до 500 т/ч; 1,0 % от 500 до 5000 т/ч (относит.)	0,1
61	Температура пара в камере регулирующей ступени турбины	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + регистрирующий прибор РП160М-50)	0 ~ 600	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	3

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
62.1	Давление пара за регулирующим клапаном РК-1, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0 ~ 250	1,5 (класс точности)	5
62.2	Давление пара за регулирующим клапаном РК-2, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0 ~ 250	1,5 (класс точности)	5
62.3	Давление пара за регулирующим клапаном РК-3, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0 ~ 250	1,5 (класс точности)	5
62.4	Давление пара за регулирующим клапаном РК-4, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0 ~ 250	1,5 (класс точности)	5
63	Расход питательной воды через ПВД турбины	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр – Сапфир ДД2444; преобразователь ЭП2715; показывающий прибор КП140-109; давление и температура среды – по п. 1, 66, 16, 16а, 94	0 ~ 600	0,5; 0,25 и 0,5 (класс точности)	5
65	Давление питательной воды на входе ПВД-4, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МТП-160	0 ~ 400	1,5 (класс точности)	5
66	Давление питательной воды на выходе ПВД-5, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0 ~ 400	1,5 (класс точности)	5
67	Давление пара в камере 1-го отбора (на выхлопе ЦВД) турбины, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МВПЗ-У	0 ~ 60	1,5 (класс точности)	1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
68	Давление пара в камере 2-го отбора турбины, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МПЗ-У	0,0 ~ 25,0	1,5 (класс точности)	0,5
69	Давление пара в камере 3-го отбора турбины, избыточное	кгс/см ²	Манометр образцовый МО 11202 с условной шкалой (зав. № 4978)	0,00 ~ 10,00	0,4 (класс точности)	0,04
70	Давление пара в камере 4-го отбора турбины, избыточное	кгс/см ²	Манометр образцовый МО 11202 с условной шкалой (зав. № 4992)	0,000 ~ 6,000	0,4 (класс точности)	0,024
71	Давление пара в камере 5-го отбора турбины (на ПСГ-2 и ПНД-1), избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МВП4-УУ2	-1,0 ~ 5,0	1,5 (класс точности)	0,1
72	Давление греющего пара перед ПНД-1, избыточное	кгс/см ²	Манометр образцовый МО 11202 с условной шкалой (зав. № 4480)	0,00 ~ 2,50	0,4 (класс точности)	0,01
73	Давление греющего пара перед ПНД-2, избыточное	кгс/см ²	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-УЗ (зав. № 094104)	0,00 ~ 6,00	0,4 (класс точности)	0,02
74	Давление греющего пара перед ПНД-3, избыточное	кгс/см ²	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ-УЗ (зав. № 095377)	0 ~ 16,0	0,4 (класс точности)	0,05
75	Давление греющего пара перед ПВД-4, избыточное	кгс/см ²	Манометр показывающий ДМ2005СгУЗ	0,0 ~ 25,0	1,5 (класс точности)	0,5
76	Давление греющего пара перед ПВД-5, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0 ~ 60	1,5 (класс точности)	1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
77	Расход конденсата греющего пара ПСГ-1 на напоре конденсатных насосов КН ПСГ-1	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр стрелочный показывающий ДСП4Сг; давление и температура среды – по п. 1, 84	0 ~ 40	1,5 (класс точности)	1
78.1	Расход конденсата греющего пара ПСГ-2 на напоре конденсатного насоса КН ПСГ-2А	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма угловая; дифманометр стрелочный показывающий ДСП4Сг; давление и температура среды – по п. 1, 85.1	0,0 ~ 25,0	1,5 (класс точности)	0,5
78.2	Расход конденсата греющего пара ПСГ-2 на напоре конденсатного насоса КН ПСГ-2Б	т/ч	Расходомерное устройство – диафрагма ДКС10-100-А/Б-З; дифманометр стрелочный показывающий ДСП-160М; давление и температура среды – по п. 1, 85.2	0,0 ~ 32,0	1,5 (класс точности)	0,4
79	Температура основного конденсата за ПН-100	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
80	Температура конденсата пара за холодильником основного эжектора	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
81	Температура конденсата пара за холодильником эжектора уплотнений	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1

Продолжение таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
82	Температура конденсата пара за ПН-100	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
83	Температура основного конденсата перед холодильниками основных эжекторов	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
84	Температура конденсата греющего пара ПСГ-1 на напоре КН ПСГ-1	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
85.1	Температура конденсата греющего пара ПСГ-2 на напоре КН ПСГ-2А	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
85.2	Температура конденсата греющего пара ПСГ-2 на напоре КН ПСГ-2Б	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
86	Температура питательной воды непосредственно на входе ПВД-4	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
88	Давление основного конденсата на напоре КЭН, избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-У	0,0 ~ 40,0	1,5 (класс точности)	0,5

Окончание таблицы П.3.1.1

№ точки контроля	Измеряемый параметр	Единица измерения	Наименование и тип средства измерения	Диапазон измерения	Характеристика погрешности	Цена деления
89	Температура основного конденсата около точки установки расходомерной диафрагмы основного конденсата за ПНД-3 (перед 2ОК-34)	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
90	Давление основного конденсата около точки установки расходомерной диафрагмы основного конденсата за ПНД-3 (перед 2ОК-34), избыточное	кгс/см ²	Манометр технический показывающий МП4-УУ2	0,0 ~ 25,0	1,5 (класс точности)	0,5
92	Давление в деаэраторе питательной воды ДП-2, избыточное	кгс/см ²	Штатное средство измерения давления (датчик давления Сапфир ДИ2150 + регистрирующий прибор РП160М1-09)	0,0 ~ 10,0	0,5 и 0,5 (класс точности)	0,1
93	Температура основного конденсата за холодильниками основных эжекторов	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
94	Температура питательной воды после врезки защитного и регулируемого байпаса ПВД	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1
94а	Температура питательной воды после врезки защитного и регулируемого байпаса ПВД (дублир.)	°С	Штатное средство измерения температуры (датчик температуры ТХА-1193-02 + показывающий прибор КП140-101)	0 ~ 400	2,5 (до 333 °С); 0,0075*t (свыше 333 °С) (абс.) + 0,5 (класс точности)	2,5
95	Температура сетевой воды непосредственно за ПСГ-1	°С	Термометр контактный цифровой ТК-5.06	-40,0 ~ 250,0	(0,1 + 0,005*t) (абс.)	0,1

** В испытаниях используются термометры контактные цифровые ТК-5.06 с поверхностным, погружным зондами, зондами внешней термопары

П.3.2. Характеристика турбоагрегата ПТ-12-35/10М КМЗ ОАО «Северсталь» и условий проведения его испытаний

Паротурбинная установка с турбиной ПТ-12-35/10М предназначена для выработки электроэнергии и обеспечения производственных нужд ОАО «Северсталь» паром регулируемого производственного отбора. Паротурбинная установка смонтирована в машинном зале участка вторичных энергоресурсов коксохимического производства вместе с турбоагрегатом типа Р-4-35/15М и редукционной установкой РОУ 40/18.

Паротурбинные установки используют в качестве острого пара пар, вырабатываемый котлами-утилизаторами типа КСТ-80 установок сухого тушения кокса УСТК-II и УСТК-III. Отпуск электрической и тепловой энергии от паротурбинных установок осуществляется в сети металлургического комбината.

Турбоустановка с турбиной ПТ-12-35/10М произведена Калужским турбинным заводом (КТЗ) (заводской номер турбины № 7568).

Свежий пар поступает на паротурбинную установку от коллектора пара 40 ата машинного зала. Имеется один паропровод, оборудованный главной запорной задвижкой. Паромер измеряет общий расход острого пара, который включает расход пара непосредственно на турбину и расход пара на пароструйный эжектор конденсационной установки.

Пройдя стопорный и регулирующие клапаны системы парораспределения турбины, пар направляется в её проточную часть. Из проточной части турбины организованы отборы пара: за пятой ступенью перед регулирующей диафрагмой ЧСД турбины – в регулируемый производственный отбор пара; в нерегулируемый отбора пара на ПВД (отбор не задействован, ПВД не установлен); за двенадцатой ступенью перед регулирующей диафрагмой ЧНД – в регулируемый теплофикационный отбор пара (отбор не задействован); в нерегулируемый отбора пара на ПНД.

Расширившись до давления в конденсаторе, пар конденсируется и собирается в конденсатосборнике конденсатора, откуда конденсатным насосом откачивается в систему регенерации. Установлено два конденсатных насоса, один из которых является резервным. Регулирование уровня в конденсатосборнике конденсатора осуществляется автоматически регулятором уровня.

Конденсатор турбины охлаждается циркуляционной водой, поступающей от насосов центробежного типа. Имеется возможность отключения по воде каждой из половин конденсатора. С «холодной» стороны конденсатора циркуляционная вода отбирается

через фильтр на маслоохладители и газоохладители генератора. Вода после маслоохладителей и газоохладителей направляется в сбросные циркуляционные водоводы.

Система регенерации включает охладители основных эжекторов, включенные по параллельной схеме, подогреватель низкого давления и деаэраторы питательной воды атмосферного давления. Конденсат греющего пара подогревателя низкого давления сбрасывается в конденсатор турбины.

Концевые уплотнения ротора турбины лабиринтовые с уплотнительными усиками. Давление пара в системе уплотнений поддерживается автоматически регулятором уплотнений, к которому подводится свежий пар.

Основные технические характеристики турбоустановки (по данным завода-изготовителя) приведены в таблице П.3.2.1.

Таблица П.3.2.1

Техническая характеристика турбоустановки с турбиной ПТ-12-35/10М

Параметр, единица измерения	Значение параметра
1. Мощность электрическая, МВт:	
- номинальная;	12
- максимальная;	15
- максимальная, при полностью включённой системе регенерации (включая ПВД)	14,4
2. Частота вращения ротора, об/мин	3000
3. Номинальные начальные параметры пара:	
- абсолютное давление, кгс/см ²	35
- температура, °С (расчетная)	435
4. Допустимые диапазоны изменения начальных параметров пара в любых сочетаниях:	
- начального абсолютного давления, кгс/см ²	32-37
- температуры, °С	420-445
5. Регулируемый производственный отбор:	
- абсолютное номинальное давление, кгс/см ²	10
- диапазон изменения давления, кгс/см ² (абс.)	8-13
- номинальный расход пара, т/ч	50
- максимальный расход пара при уменьшении расхода пара из отопительного отбора	80

Параметр, единица измерения	Значение параметра
6. Регулируемый теплофикационный отбор (не задействован):	
- абсолютное номинальное давление, кгс/см ²	1,2
- диапазон изменения давления, кгс/см ²	0,7-2,5
- номинальный расход пара, т/ч	40
- максимальный расход пара при одновременном снижении расхода пара из производственного отбора, т/ч	65
7. Номинальный расход пара на турбину, т/ч:	
- в режиме "ПТ" при номинальных регулируемых отборах и начальных параметрах	108,84
- в режиме "К"	58,5
8. Удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии в номинальном теплофикационном режиме, ккал/(кВт.ч):	1130
9. Максимальный расход свежего пара, т/ч	120
10. Температура питательной воды номинальная (при наличии ПВД), °С	150
11. Номинальная температура охлаждающей воды, °С	20
12. Номинальный расход охлаждающей воды, м ³ /ч	2000
13. Вакуум в конденсаторе при работе в режиме «К» с включенной системой регенерации при номинальных значениях температуры и расхода охлаждающей воды, %:	
- при мощности 6 МВт	95
- при мощности 12 МВт	91

Конденсационная установка турбины ПТ-12-35/10М КТЗ включает: конденсатор типа КП-540/2; трубопроводы циркуляционной воды; пароструйную эжекторную установку, включающую пусковой эжектор типа ЭП-150 и два основных двухступенчатых пароструйных эжектора типа ЭО-30 с охладителями паровоздушной смеси; контур циркуляции основного конденсата турбины с двумя конденсатными насосами типа КС50-55-2УХЛЧ и с поверхностными охладителями пара основных эжекторов, подключённых по параллельной схеме.

**Метрологическое обеспечение тепловых испытаний турбоустановки
с турбиной ПТ-12-35/10М ст. № 2**

№ п/п	Параметр, единица измерения	Средство измерения	Метрологические характеристики средства измерения		
			Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности (предел абсолютной погрешности) [предел относительной погрешности]
1. Свежий пар на турбоустановку					
1.1	Расход пара, т/ч	Расходомер вихревой ITABAR-Flow-Sensor	от 25 до 125	0,1	[1,2 % при G >= 60 т/ч] [1,4 % при G = 40 т/ч] [1,7 % при G = 35 т/ч] [2,1 % при G = 30 т/ч] [2,8 % при G = 25 т/ч]
1.2	Температура пара, °С	Штатное средство изме- рения температуры КСМ-4, ТХК	от 0 до 600	0,1	0,5
1.3	Давление пара (левая и правая сторона), кгс/см ² (изб.)	Штатное средство изме- рения давления ВМД, МЭД	от 0 до 60	0,01	2,0
2. Пар производственного отбора					
2.1	Расход пара, т/ч	Расходомер вихревой ITABAR-Flow-Sensor	от 15 до 80	0,1	[1,2 % при G >= 60 т/ч] [1,4 % при G = 40 т/ч] [1,7 % при G = 35 т/ч] [2,1 % при G = 30 т/ч] [2,8 % при G = 25 т/ч] [4,0 % при G = 20 т/ч] [7,3 % при G = 15 т/ч]
2.2	Температура пара, °С	Штатное средство изме- рения температуры Л-64/гр 21	от 0 до 400	0,1	1,0
2.3	Давление пара, кгс/см ² (изб.)	Штатное средство изме- рения давления Сапфир-22м, А-542	от 0 до 16	0,01	2,0
3. Пар на входе в конденсатор турбины					
3.1	Температура пара, °С	Штатное средство изме- рения температуры – термометр сопротивления ТСПТ 101-Pt100	от 0 до 150 °С	0,1	0,5
3.2	Давление пара, кгс/см ² (изб.)	Мановакуумметр образцовый	от «минус» 1 до 1 кгс/см ²	0,01	0,4
4. Основной конденсат турбины на выходе из конденсатосборника конденсатора					
4.1	Температура конден- сата, °С	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °С)

Продолжение таблицы П.3.2.2

№ п/п	Параметр, единица измерения	Средство измерения	Метрологические характеристики средства измерения		
			Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности (предел абсолютной погрешности) [предел относительной погрешности]
5. Основной конденсат турбины на напоре конденсатного насоса					
5.1	Расход конденсата, т/ч	Расходомер жидкостный «Portaflow 300» («Micronics Ltd», Вели- кобритания)	от 0 до 99 999 т/ч	0,01	[± 3,0 %]
5.2	Давление конденсата, кгс/см ² (изб.)	Штатное средство изме- рения давления – мано- метр технический	от 0 до 25 кгс/см ²	0,5	1,5
6. Основной конденсат турбины у охладителей пара эжекторов					
6.1	Температура conden- сата на входе в охла- дители (по первой и второй ступеням), °C	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °C)
6.2	Температура conden- сата на выходе из охладителей (по пер- вой и второй ступе- ням), °C	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °C)
7. Конденсат пара охладителей пара эжекторов					
7.1	Расход конденсата па- ра второй ступени ос- новного эжектора, л/с	Емкость тарированная V = 10 л, секундомер	От 0 до 10 л	0,1	(0,1 л/с)
7.2	Температура conden- сата пара второй сту- пени основного эжек- тора, °C	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °C)
7.3	Температура conden- сата пара первой сту- пени основного эжек- тора конденсационной установки, °C	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °C)
8. Основной конденсат у ПНД-1					
8.1	Расход конденсата, т/ч	Штатное средство изме- рения расхода с расходо- мером ВИСТ	От 0 до 50	0,1	2,0
8.2	Температура conden- сата на входе, °C	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °C)
8.3	Температура основно- го конденсата на вы- ходе, °C	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °C)

№ п/п	Параметр, единица измерения	Средство измерения	Метрологические характеристики средства измерения		
			Диапазон измерения	Цена деления	Класс точности (предел абсолютной погрешности) [предел относительной погрешности]
9. Греющий пар ПНД-1					
9.1	Расход пара, т/ч	Расчет			
9.2	Давление пара, кгс/см ² (изб.)	Мановакуумметр образцовый	от «минус» 1 до 1 кгс/см ²	0,01	0,4
9.3	Температура пара, °С	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °С)
10. Конденсат греющего пара ПНД-1					
10.1	Температура конденса- сата, °С	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °С)
11. Циркуляционная вода у конденсатора турбины					
11.1	Температура воды на входе (левая, правая половины), °С	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °С)
11.3	Температура воды на выходе (левая, правая половины), °С	Термометр контактный цифровой «ТК-5.05» с погружным и поверх- ностным зондами	От минус 20 до 200	0,1	(± 0,5 °С)
11.4	Давление воды на вхо- де (левая, правая по- ловины), кгс/см ² (изб.)	Штатное средство изме- рения давления – мано- метр технический МПЗ- УУ2	От 0 до 10	0,2	1,5
11.5	Давление воды на вы- ходе (левая, правая половины), кгс/см ² (изб.)	Штатное средство изме- рения давления – мано- метр технический ОБМ1- 100	От 0 до 10	0,2	2,5
12. Прочие параметры					
12.1	Давление атмосфер- ное, кПа	Барометр - aneroid метеорологический БАММ-1	от 80 до 106	0,1	(± 0,2 кПа)
12.2	Давление пара в каме- ре регулирующей сту- пени, кгс/см2 (изб.)	Штатное средство изме- рения давления – мано- метр технический	От 0 до 50	0,5	1,5
12.3	Вырабатываемая элек- трическая мощность	Штатный ваттметр тур- богенератора (+ счетчик электроэнергии и секундомер)	От 0 до 15	0,5	(± 0,5 оС)
12.3	Электрическая мощ- ность турбогенератора	АСКУЭ	–	0,05	–

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**Описание программного комплекса
«Поверочный тепловой расчет и обработка
результатов испытаний конденсаторов
паровых турбин»**

Рассматриваемый программный комплекс (далее – Программа) позволяет решать следующие задачи:

- выполнять поверочный тепловой расчет водоохлаждаемого конденсатора известной конструкции с использованием методик Всероссийского теплотехнического института, Калужского турбинного завода, Уральского государственного технического университета;
- проводить анализ адекватности перечисленных математических моделей с использованием результатов натурных испытаний конденсатора по критерию Фишера;
- осуществлять идентификацию выбранной математической модели для условий работы конкретного конденсатора;
- рассчитывать и выполнять построение энергетических характеристик конденсатора и характеристики наивыгоднейшего вакуума.

Структурная схема алгоритма программного комплекса приведена на рисунке П.4.1.



Рисунок П.4.1. Структурная схема алгоритма программного комплекса

Интерфейс программы реализован в стиле оконного Windows приложения и содержит следующие компоненты: меню, панель закладок. Меню предназначено для загрузки и сохранения исходных данных, создания нового расчета и состоит из следующих пунктов: «Новый расчет», «Открыть», «Сохранить». Панель закладок предназначена

на для функционального разделения элементов интерфейса программы и состоит из следующих закладок: «Исходные данные», «Результаты расчета», «Статистический анализ», «Расчет поправок», «Построение итоговых характеристик», «Расчёт характеристики наивыгоднейшего вакуума», «О программе».

Ввод и редактирование исходных данных производится на закладке «Исходные данные». Закладка содержит следующие элементы: закладки «Конструктивные характеристики», «Эксплуатационные характеристики / Результаты испытаний», кнопку «Начать расчет».

На закладке «Конструктивные характеристики» вводятся конструктивные характеристики конденсатора (рисунок П.4.2). Программа позволяет произвести автоматический расчет отдельных параметров по двойному щелчку мыши на необходимом поле для ввода. Программа позволяет загружать конструктивные характеристики из базы данных, которая работает под управлением Microsoft Access, а также сохранять в базу данных введенные пользователем характеристики конденсатора. Эти операции выполняются с помощью кнопок «Загрузить из БД» и «Сохранить в БД».

Параметр	Значение
Тип конденсатора.....	K-8170
Количество трубок, шт.....	10450
Длина трубок активная, мм.....	8890
Диаметр трубок наружный, мм.....	28
Диаметр трубок внутренний, мм.....	26
Материал трубок.....	МНЖ-5-1
Число ходов по воде, шт.....	2
Номинальная удельная паровая нагрузка, кг/(м ² ·ч).....	43.9461
Поверхность нагрева, м ²	8171.9548
Площадь проходного сечения по воде, м ²	2.7741
Площадь горловины выпускного патрубка турбины, м ²	119.1
Коэффициент теплопроводности материала трубок, Вт/(м·К).....	130
Средняя ширина ленты компоновки трубного пучка, м.....	0.3318
Шаг разбивки трубок S1, м.....	0.032
Шаг разбивки трубок S2, м.....	0.03
Периметр трубной доски, м.....	7.34
Периметр трубного пучка, м.....	29.94
Относительный периметр трубного пучка.....	4.079
Коэффициент компактности трубного пучка.....	10.71
Периметр набегания пара в сечении между трубками по периферии трубного пучка, м.....	10

Рисунок П.4.2. Рабочее окно Программы (закладка «Конструктивные характеристики»)

На закладке «Эксплуатационные характеристики / Результаты испытаний» (рисунок П.4.3) вводятся эксплуатационные характеристики и результаты испытаний конденсатора. Данные, полученные во время испытаний или эксплуатационных наблюдений, вводятся в разделе «Результаты испытаний». Количество опытов устанавливается с помощью кнопок «Добавить» и «Удалить», располагающихся в левом нижнем углу раздела «Результаты испытаний». В таблицу с данными по каждому опыту вводят следующие параметры: расход пара в конденсатор (D , кг/ч); расход охлаждающей воды (W , м³/ч); температура охлаждающей воды на входе ($t_{вх}$, °C); температура охлаждающей воды на выходе ($t_{вых}$, °C); давление пара в конденсаторе (p , кПа); температура конденсата на выходе из конденсатосборника конденсатора (t_k , °C).

Расчет конденсаторов турбин

Новый расчет Открыть... Сохранить...

Исходные данные | Результаты расчета | Статистический анализ | Расчет поправки | Построение итоговых характеристик | Расчет характеристик наимыгоднейшего вакуума | О программе

Конструктивные характеристики Эксплуатационные характеристики / Результаты испытаний

Эксплуатационные характеристики

Коэффициент загрязнения для чистого конденсатора (ВТИ)..... 0.9

Относительное содержание воздуха в паре, кг/кг..... 5E-5

Частота колебаний трубок, Гц..... 30

Амплитуда колебаний трубок, м..... 0.00014

Теплоёмкость воды, Дж/(кг·К)..... 4195

Ускорение свободного падения, м/с²..... 9.81

Фактор учитывающий вибрацию

☒ Вариант 1

☐ Вариант 2

Часовой расход тепла в конденсатор с прочими, кроме расхода отработавшего пара, сбросами, кДж/ч (в зависимости от часового расхода пара в конденсатор D , кг/ч)..... 15.93946760°D

Коэффициент, учитывающий потери тепла от наружного охлаждения..... 0.99

Результаты испытаний

№ опыта	D , кг/ч	W , куб.м/ч	$t_{вх}$, °C	$t_{вых}$, °C	p , кПа	t_k , °C
1	144500	15227	1.7	7.3	1.92	17.1
2	93100	14595	2.1	5.8	1.83	16.3
3	264100	17170	3.3	12.2	2.7	22.5
4	241000	16895	3.5	11.8	2.57	21.6
5	336400	18162	4.2	14.9	3.3	25.8
6	360000	18275	5	16.4	3.59	27.2
7	176500	16360	7.7	14	2.57	21.6
8	129000	15945	8.3	13.1	2.38	20.4
9	221100	17075	12.7	20.2	3.475	26.7

Добавить Удалить

Начать расчет

Рисунок П.4.3. Ввод эксплуатационных характеристик и результатов испытаний конденсатора

Экспорт таблицы производится по кнопке «Экспорт в Excel» в выпадающем меню, которое вызывается щелчком правой кнопки мыши в области таблицы.

Расчет производится нажатием на кнопку «Начать расчет», которая находится в правом нижнем углу закладки «Исходные данные».

После завершения расчета Программа автоматически переходит на закладку «Результаты расчета» (рисунок П.4.4), где пользователю предоставляется таблица с результатами расчетов по каждому из опытов.

№ опыта	D, кг/ч	W, куб.м/ч	tвх, °C	tвых, °C				p, кПа				tк, °C			
				опыт	ВТИ	КТЗ	УГТУ-УПИ	опыт	ВТИ	КТЗ	УГТУ-УПИ	опыт	ВТИ	КТЗ	УГТУ-УПИ
1	144500	15227	1.7	7.3	7.2754	7.2829	7.2555	1.92	1.4949	1.3127	1.8141	17.1	13.1057	11.1366	16.096
2	93100	14595	2.1	5.8	5.8511	5.8633	5.8383	1.83	1.4059	1.0953	1.7034	16.3	12.1716	8.4428	15.115
3	264100	17170	3.3	12.2	12.3006	12.2793	12.2536	2.7	1.9551	2.1501	2.5493	22.5	17.2718	18.7812	21.529
4	241000	16895	3.5	11.8	11.8514	11.8357	11.8105	2.57	1.8899	2.0236	2.4238	21.6	16.738	17.8167	20.708
5	336400	18162	4.2	14.9	15.0061	14.9658	14.9452	3.3	2.3707	2.7824	3.1138	25.8	20.3503	22.9645	24.833
6	360000	18275	5	16.4	16.4754	16.4276	16.4112	3.59	2.6067	3.1187	3.3908	27.2	21.893	24.8597	26.266
7	176500	16360	7.7	14	14.0081	14.0009	13.9847	2.57	2.0569	2.0924	2.4391	21.6	18.0754	18.3475	20.810
8	129000	15945	8.3	13.1	13.0347	13.0353	13.0191	2.38	1.9404	1.8368	2.2561	20.4	17.1534	16.2908	19.551
9	221100	17075	12.7	20.2	20.2303	20.2082	20.2032	3.475	2.899	3.2042	3.3311	26.7	23.6432	25.3127	25.966

Рисунок П.4.4. Таблица с результатами расчета при условиях опытов

В первых трех столбцах таблицы указаны условия проведения опытов (D , W , $t_{вх}$), далее указаны по три группы результатов расчета ($t_{вых}$; p ; t_k), каждая из которых включает четыре столбца – результаты опытов и результаты расчета по известным методикам поверочного теплового расчета. Таблицу можно экспортировать в Excel.

Статистический анализ адекватности математических моделей производится на закладке «Статистический анализ» (рисунок П.4.5). Закладка состоит из следующих элементов: группы маркеров «Выбор методики»; группы маркеров «Выбор критерия»; таблицы результатов статистического анализа; кнопки «Начать анализ».

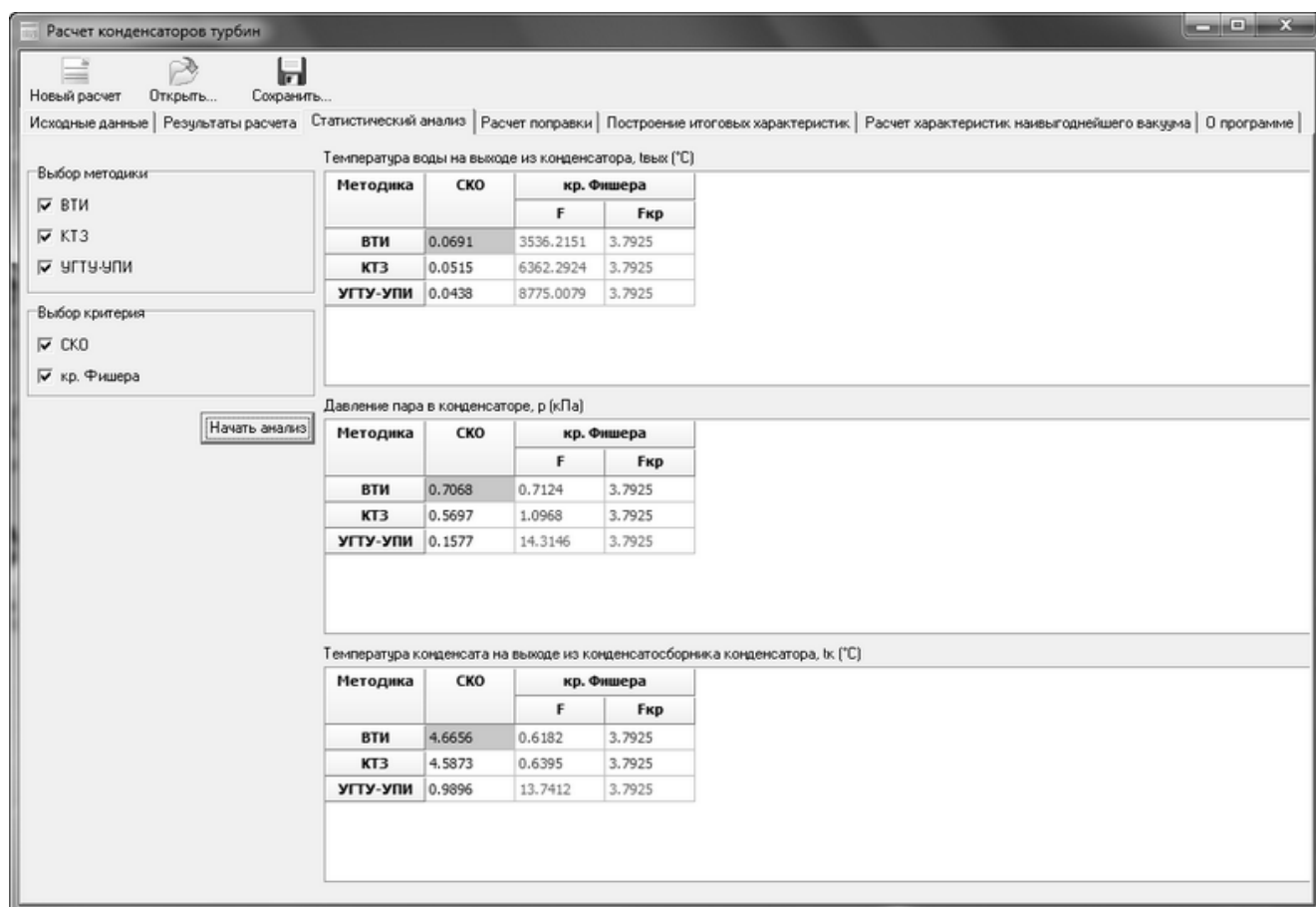


Рисунок П.4.5. Результаты статистического анализа расчетных и экспериментальных данных

Выбор методик и критериев для проведения статистического анализа осуществляет пользователь путем выставления маркеров, соответствующих интересующим методикам и критериям. Анализ производится нажатием на кнопку «Начать анализ». Результаты статистического анализа по параметрам $t_{\text{вых}}$, p , t_k заносятся в соответствующие таблицы. В колонке критерия Фишера зелёный цвет результатов анализа указывает на наличие адекватности описания характеристик конденсатора моделью, красный – на отсутствие адекватности.

Настройка математической модели для условий работы конкретного конденсатора выполняется путем подбора функциональных зависимостей поправочного коэффициента для коэффициента теплопередачи. Расчет производится на закладке «Расчет поправки» (рисунок П.4.6). Закладка состоит из следующих элементов: группы маркеров «Выбор методики»; поля «Пользовательская функция параметра X »; кнопки «Расчет поправки A »; таблицы и графика зависимости $A = f(X)$; поля « $A = f(X)$ ».

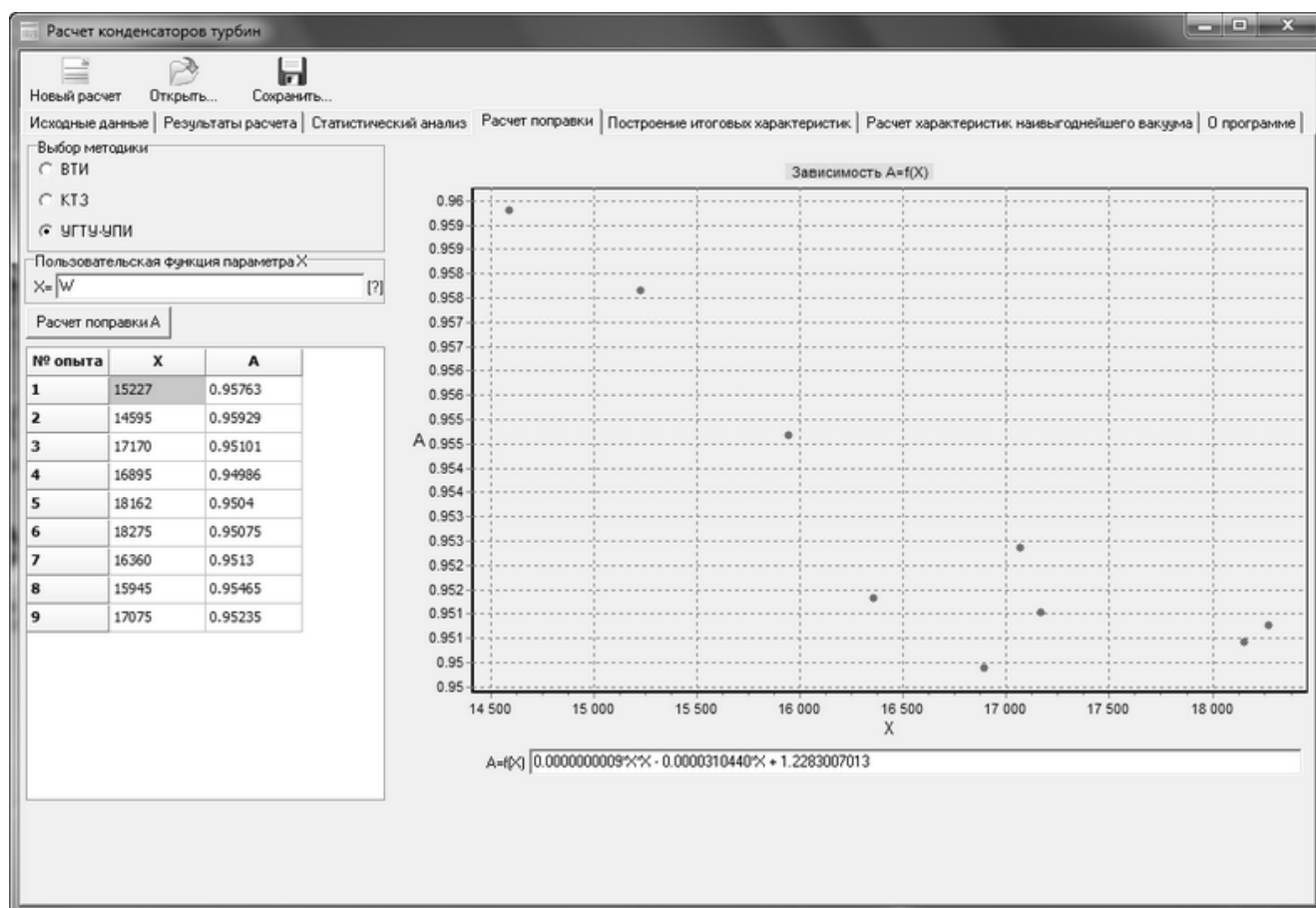


Рисунок П.4.6. Экранная форма «Настройка параметров математической модели»

В поле «Выбор методики» исходя из результатов проведенного на предшествующем этапе статистического анализа пользователь выбирает математическую модель, наиболее подходящую для описания характеристик конкретного конденсатора. В поле «Пользовательская функция параметра X » записывается параметр либо комплекс параметров, относительно которого будет рассчитан поправочный коэффициент. Доступные параметры, которыми может воспользоваться пользователь, указаны в подсказке, вызываемой нажатием на кнопку «[?]» (рисунок П.4.7).

Расчет производится нажатием кнопки «Расчет поправки A ». Результаты расчета заносятся в таблицу и отображаются на графике «Зависимость $A = f(X)$ ».

Далее необходимо разработать эмпирическое обеспечение модели. Регрессионное уравнение для поправки может быть получено в любой внешней программе, например в приложении Microsoft Office Excel. Для этого необходимо экспортировать полученную таблицу в Excel (рисунок П.4.8).

Пользовательская функция параметра X

X= [?]

Расчет поправки A

№ опыта	X	A

D - расход пара в конденсатор, т/ч
 W - расход охлаждающей воды, м3/ч
 t1 - температура охлаждающей воды на входе, °C
 Nosn - количество трубок основного пучка, шт
 Losn - активная длина трубок основного пучка, мм
 dn - наружный диаметр трубок, мм
 dvn - внутренний диаметр трубок, мм
 z - число ходов по воде, шт
 Dnom - Номинальная удельная паровая нагрузка, кг/(м2ч)
 Fozn - Поверхность нагрева основного пучка, м2
 F - Площадь проходного сечения по воде, м2
 A - коэффициент загрязнения для чистого конденсатора

Рисунок П.4.7. Выбор параметра X

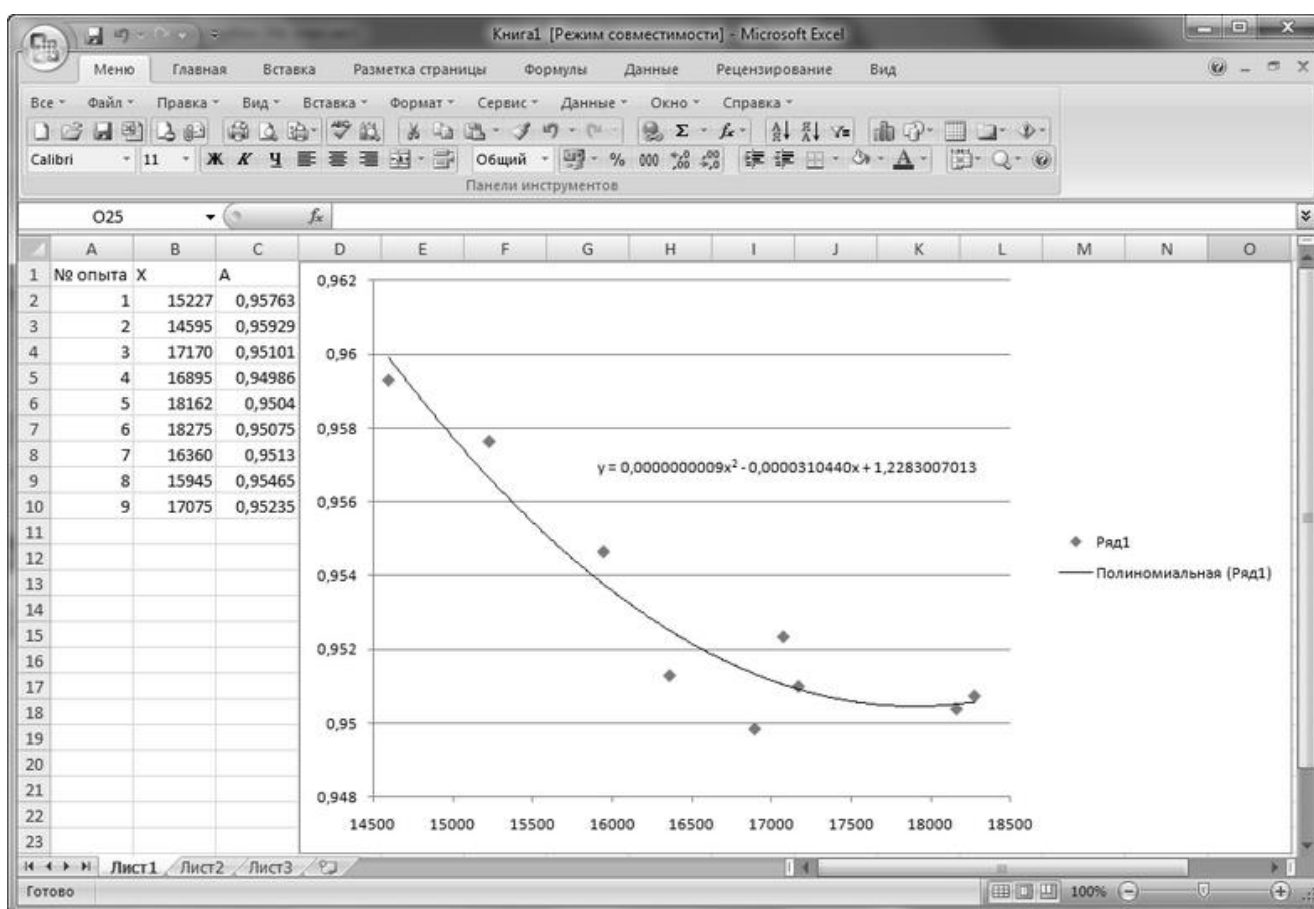


Рисунок П.4.8. Нахождение уравнения поправки

Уравнение поправки в зависимости от определяющего параметра пользователь вводит в поле « $A = f(X)$ » в обычном математическом виде (см. рисунок П.4.6). Для продолжения расчета поля «X=» и « $A=f(X)$ » должны иметь конкретные значения. Если внесение поправки не требуется, следует ввести в оба поля значение «1». Отметим, что для нахождения многофакторной регрессионной зависимости следует в качестве параметра X выбрать комплекс, включающий (путем умножения и деления) интересующие параметры.

После определения вида уравнения регрессии оно вводится в поле « $A = f(X)$ » с указанием не параметра X , а конкретных параметров конденсатора (факторов модели) с использованием обозначений, оговоренных в справке, вызываемой при нажатии кнопки «[?]».

Закладка «Построение итоговых характеристик» (рисунок П.4.9) предназначена для ввода данных, необходимых для построения энергетических характеристик и отображения их в графическом виде. Закладка состоит из следующих элементов: поля «Расход охлаждающей воды W , м³/ч»; поля «Расход пара в конденсатор D , кг/ч» (минимальное, максимальное значения и шаг); поля «Температура охлаждающей воды на входе $t_{вх}$, °С»; кнопок «Построение характеристик», «Экспорт данных», «Статистический анализ»; графиков энергетических характеристик.

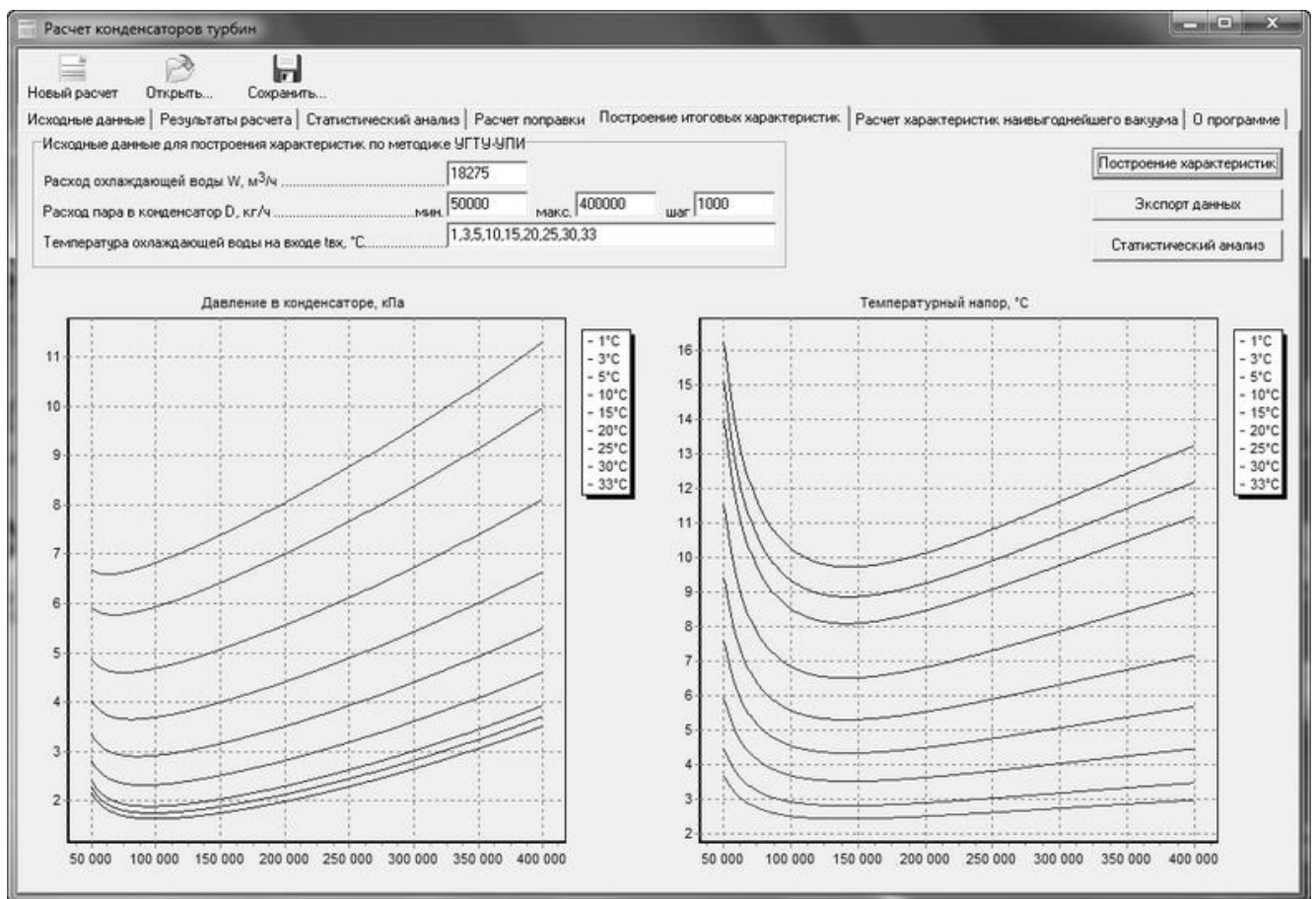


Рисунок П.4.9. Построение энергетических характеристик конденсатора по уточненной методике поверочного теплового расчета

В поле с исходными данными для построения характеристик пользователем вводятся необходимые условия. При этом интересующие значения температуры охлаждающей воды записываются через запятую (рисунок П.4.10).

Исходные данные для построения характеристик по методике УГТУ-УПИ

Расход охлаждающей воды W , м³/ч 18275

Расход пара в конденсатор D , кг/ч мин. 50000 макс. 400000 шаг 1000

Температура охлаждающей воды на входе $t_{вх}$, °C 1,3,5,10,15,20,25,30,33

Рисунок П.4.10. Ввод условий построения характеристик

Построение энергетических характеристик конденсатора по уточненной методике поверочного теплового расчета для заданных исходных данных производится нажатием кнопки «Построение характеристик». Результат расчета отображается на графиках энергетических характеристик.

Кнопка «Экспорт данных» предназначена для экспорта полученных характеристик в табличном виде в приложение Microsoft Office Excel.

Кнопка «Статистический анализ» предназначена для проведения повторного статистического анализа энергетических характеристик конденсатора в сравнении с опытными данными. Результаты статистического анализа опытных данных и данных, полученных в результате расчета по уточненной методике, будут представлены в открывшемся окне «Статистический анализ» (рисунок П.4.11).

Статистический анализ									
Результаты расчета									
№ опыта	D , кг/ч	W , куб.м/ч	$t_{вх}$, °C	$t_{вых}$, °C		p , кПа		t_k , °C	
				опыт	методика	опыт	методика	опыт	методика
1	144500	15227	1.7	7.3	7.27	1.92	1.9034	17.1	16.8501
2	93100	14595	2.1	5.8	5.8676	1.83	1.8086	16.3	16.0487
3	264100	17170	3.3	12.2	12.2373	2.7	2.6673	22.5	22.2695
4	241000	16895	3.5	11.8	11.7998	2.57	2.5354	21.6	21.4401
5	336400	18162	4.2	14.9	14.9132	3.3	3.2534	25.8	25.5687
6	360000	18275	5	16.4	16.3741	3.59	3.5402	27.2	26.9975
7	176500	16360	7.7	14	13.9906	2.57	2.5418	21.6	21.4816
8	129000	15945	8.3	13.1	13.0373	2.38	2.3599	20.4	20.2763
9	221100	17075	12.7	20.2	20.1987	3.475	3.448	26.7	26.5496
Статистика									
Параметр	СКО	кр. Фишера							
		F	F _{кр}						
t_2	0.0383	11506.4653	3.7925						
p_k	0.0346	297.0155	3.7925						
t_k	0.2094	306.959	3.7925						

Рисунок П.4.11. Результаты повторного статистического анализа

Закладка «Расчёт характеристик наивыгоднейшего вакуума» (рисунок П.4.12) предназначена для ввода данных, необходимых для расчета и построения характеристики наивыгоднейшего вакуума, и её отображения результатов в графическом виде. Закладка состоит из следующих элементов: полей «Расход охлаждающей воды W , м³/ч» (минимальное, максимальное значения и шаг), «Расход пара в конденсатор D , кг/ч» (минимальное, максимальное значения и шаг), «Температура охлаждающей воды на входе $t_{вх}$, °C» (минимальное, максимальное значения и шаг), «Угол разворота лопастей насоса δ , град.», « $W = f(\delta)$, м³/ч» (зависимость расхода охлаждающей воды от угла разворота лопастей циркуляционных насосов), « $H = f(W)$, м вод. ст.» (зависимость напора циркуляционных насосов от расхода охлаждающей воды), « $\eta_n = f(W)$, %» (зависимость внутреннего КПД циркуляционных насосов от расхода охлаждающей воды), «КПД электродвигателя $\eta_{эд}$, %» (КПД приводного электродвигателя циркуляционных насосов), «Поправка к мощности турбины на отклонение давления пара в конденсаторе ΔN_t , кВт/кПа», кнопки «Построение характеристики наивыгоднейшего вакуума» и графического поля характеристики наивыгоднейшего вакуума.

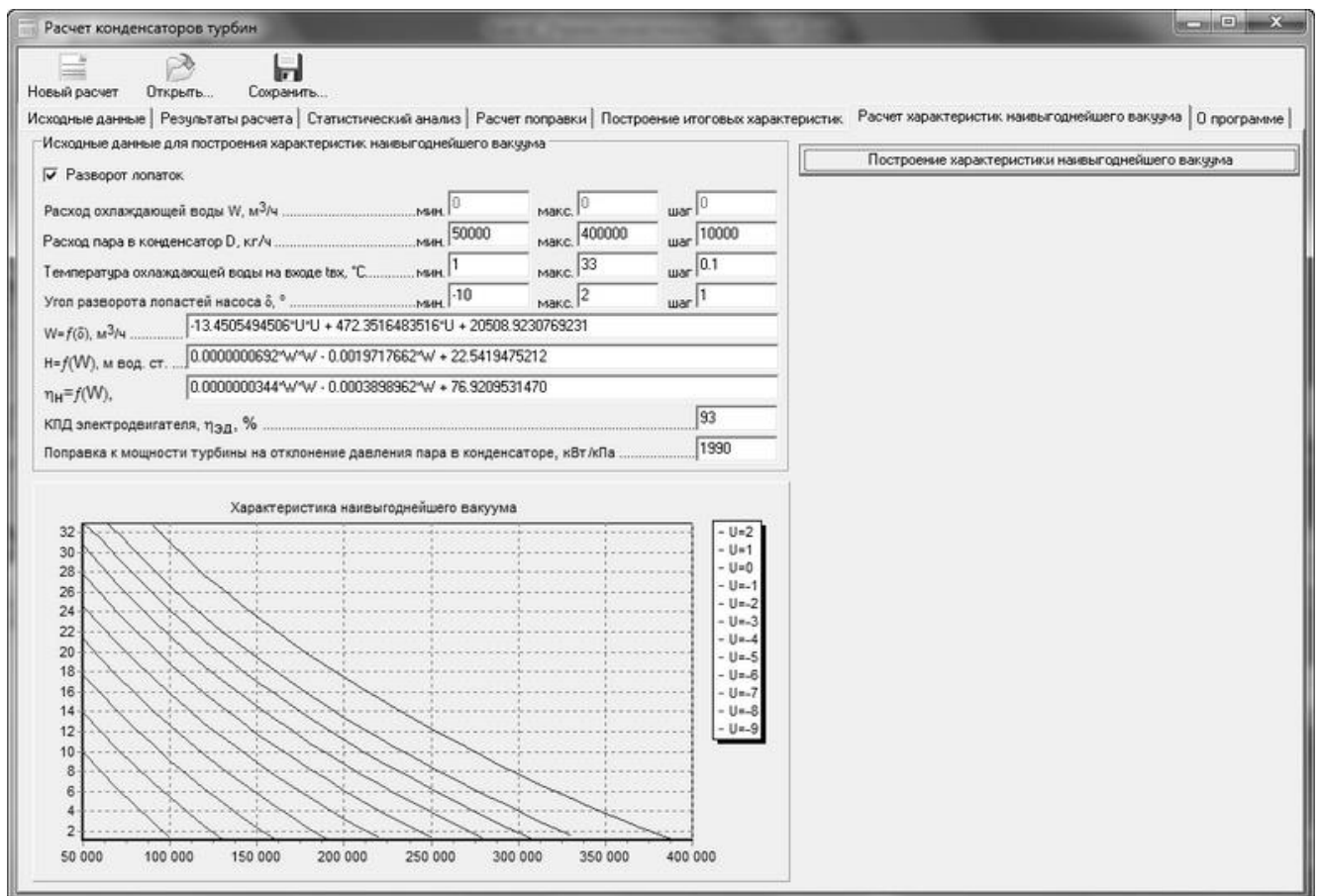


Рисунок П.4.12. Построение характеристики наивыгоднейшего вакуума

В поле с исходными данными для построения характеристики пользователем вводятся необходимые условия. При этом зависимости $W = f(\delta)$, $H = f(W)$ и $\eta_n = f(W)$, предварительно аппроксимированные, вводятся в обычном математическом виде. Эти зависимости, а также поле «Угол разворота лопастей насоса δ , град.» являются активными только при указании флажка «Разворот лопаток».

Результаты расчет характеристики наивыгоднейшего вакуума в табличном виде могут быть экспортированы в приложение Microsoft Office Excel.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

**Материалы по испытаниям и разработке
нормативных энергетических характеристик
насосного оборудования с частотным
регулированием производительности**

**Окончательные результаты измерения параметров в опытах при испытаниях
насосов с частотным регулированием производительности (примеры)**

№ опы та	Давление, избыточное, кгс/см ²		Температура, °С		Расход воды, м ³ /ч	Число оборотов ротора, об/мин	Мощ- ность на валу, кВт
	всас	напор	всас	напор			
Насос исходной воды № 1 (работа от сети)							
1	0,560	8,011	0,05	0,18	799,55	1488,0	195,955
2	0,574	8,809	0,12	0,23	663,81	1488,0	179,881
3	0,573	9,260	0,05	0,15	574,32	1488,0	165,891
4	0,576	9,578	0,10	0,16	443,02	1488,0	141,837
5	0,574	9,884	0,12	0,23	298,71	1488,0	119,683
6	0,574	10,213	0,13	0,21	165,95	1488,0	91,882
7	0,574	10,577	0,12	0,19	0,00	1488,0	78,720
Насос исходной воды № 1 (работа от ЧРП совместно с насосом № 4)							
1	0,560	5,417	0,05	0,15	451,58	1170,2	97,960
2	0,443	6,050	0,10	0,16	553,78	1269,7	124,833
3	0,850	4,744	0,04	0,16	450,94	1100,6	88,394
4	0,850	5,297	0,13	0,20	552,47	1192,5	111,245
5	0,680	7,570	0,12	0,21	508,27	1350,2	133,456
Насос исходной воды № 2 (работа от сети)							
1	0,538	7,690	0,06	0,19	807,55	1488,0	190,762
2	0,551	8,458	0,11	0,22	670,45	1488,0	175,042
3	0,550	8,704	0,04	0,15	587,12	1488,0	160,134
4	0,552	9,243	0,10	0,18	443,86	1488,0	134,656
5	0,545	9,677	0,10	0,18	302,16	1488,0	115,730
6	0,545	10,062	0,10	0,18	167,87	1488,0	89,529
7	0,568	10,474	0,11	0,19	0,00	1488,0	78,872
Насос исходной воды № 2 (работа от ЧРП совместно с насосом № 3)							
1	0,549	6,413	0,03	0,11	496,71	1287,2	115,680
2	0,434	5,203	0,08	0,14	515,02	1206,2	106,854
3	0,468	3,702	0,02	0,12	419,37	1045,6	75,705
4	0,468	4,247	0,09	0,16	508,27	1132,8	94,767
5	0,544	7,296	0,05	0,14	551,87	1370,4	137,581
Насос исходной воды № 3 (работа от сети)							
1	0,540	7,695	0,06	0,18	767,17	1488,0	186,807
2	0,540	8,629	0,08	0,18	636,93	1488,0	171,694
3	0,540	8,874	0,05	0,15	557,75	1488,0	157,035
4	0,540	9,429	0,09	0,16	421,66	1488,0	131,562
5	0,539	9,869	0,08	0,17	287,06	1488,0	112,149
6	0,539	10,266	0,08	0,17	159,51	1488,0	88,724
7	0,558	10,575	0,09	0,18	0,00	1488,0	78,098

Продолжение таблицы П.5.1

№ опы та	Давление, избыточное, кгс/см ²		Температура, °С		Расход воды, м ³ /ч	Число оборотов ротора, об/мин	Мощ- ность на валу, кВт
	всас	напор	всас	напор			
Насос исходной воды № 3 (работа от ЧРП совместно с насосом № 1)							
1	0,550	6,375	0,00	0,08	496,22	1280,6	115,287
2	0,474	5,043	0,01	0,10	515,55	1200,5	107,347
3	0,515	3,589	0,00	0,08	419,80	1042,1	75,979
4	0,515	4,115	0,02	0,11	508,80	1130,2	95,164
5	0,591	7,081	0,02	0,09	556,30	1363,3	138,110
Насос исходной воды № 4 (работа от сети)							
1	0,549	7,930	0,04	0,18	775,56	1488,0	190,182
2	0,557	8,688	0,11	0,22	641,11	1488,0	173,765
3	0,564	8,889	0,05	0,15	591,56	1488,0	167,029
4	0,552	9,538	0,08	0,19	435,06	1488,0	139,242
5	0,564	9,917	0,12	0,25	293,92	1488,0	116,247
6	0,561	10,133	0,12	0,22	170,11	1488,0	91,591
7	0,563	10,174	0,09	0,25	0,00	1488,0	79,756
Насос исходной воды № 4 (работа от ЧРП совместно с насосом № 1)							
1	0,560	5,146	0,05	0,16	451,71	1166,8	93,816
2	0,443	5,869	0,09	0,16	530,75	1268,0	117,992
3	0,863	4,485	0,03	0,16	450,74	1097,2	82,228
4	0,863	5,084	0,12	0,19	529,41	1191,1	103,391
5	0,673	7,552	0,11	0,22	494,32	1348,9	129,155
Насос химочищенной воды № 5 (работа от сети)							
1	0,558	5,947	24,14	24,52	852,54	1450,0	157,360
2	0,584	6,415	24,41	24,85	636,68	1450,0	129,165
3	0,593	6,548	24,28	24,42	465,16	1450,0	107,305
4	0,605	6,698	24,14	24,41	307,22	1450,0	88,740
5	0,652	6,819	24,12	24,39	0,00	1450,0	59,187
Насос химочищенной воды № 5 (работа от ЧРП)							
1	0,526	4,452	24,11	24,54	440,72	1202,5	77,015
2	0,527	4,149	24,05	24,19	418,08	1153,6	72,893
3	0,544	3,874	24,69	24,75	393,79	1108,3	65,793
4	0,510	5,090	26,97	27,04	522,91	1298,7	98,100
5	0,490	5,380	27,23	27,29	540,12	1336,1	105,211
6	0,531	3,653	20,32	20,44	382,97	1089,4	60,969
Насос химочищенной воды № 6 (работа от сети)							
1	0,517	5,916	23,67	24,04	906,94	1480,0	171,068
2	0,567	6,445	23,93	24,36	676,71	1480,0	140,063
3	0,599	6,621	23,80	23,94	495,21	1480,0	116,244
4	0,611	6,772	23,67	23,93	304,18	1480,0	94,813
5	0,659	6,751	23,65	23,91	0,00	1480,0	61,054

Продолжение таблицы П.5.1

№ опы та	Давление, избыточное, кгс/см ²		Температура, °С		Расход воды, м ³ /ч	Число оборотов ротора, об/мин	Мощ- ность на валу, кВт
	всас	напор	всас	напор			
Насос химочищенной воды № 6 (работа от ЧРП)							
1	0,619	4,408	23,64	24,06	449,71	1178,9	78,236
2	0,577	5,332	26,72	26,79	514,40	1304,7	102,432
3	0,625	3,614	19,91	20,03	386,84	1063,9	58,068
Насос химочищенной воды № 7 (работа от сети)							
1	0,527	5,837	24,17	24,34	820,34	1480,0	151,910
2	0,537	6,167	23,77	23,94	689,09	1480,0	137,827
3	0,537	6,467	23,44	23,80	502,06	1480,0	117,222
4	0,547	6,718	23,47	23,94	311,99	1480,0	94,470
5	0,587	6,788	22,97	23,44	0,00	1480,0	67,073
Насос химочищенной воды № 7 (работа от ЧРП)							
1	0,384	3,979	16,16	16,34	449,79	1190,0	80,339
2	0,445	3,640	15,51	15,68	425,87	1133,7	74,660
3	0,460	3,338	16,14	16,32	399,94	1092,6	69,815
4	0,467	4,923	15,94	16,11	492,55	1280,4	99,425
5	0,460	5,170	15,37	15,51	514,24	1316,1	104,807
6	0,560	3,337	19,89	20,03	386,84	1073,4	67,832
Насос химочищенной воды № 8 (работа от сети)							
1	0,565	5,917	24,23	24,53	831,24	1480,0	156,573
2	0,596	6,292	24,35	24,79	649,43	1480,0	128,908
3	0,598	6,474	24,24	24,47	474,45	1480,0	107,190
4	0,608	6,684	24,18	24,46	313,38	1480,0	89,537
5	0,654	6,766	24,18	24,38	0,00	1480,0	59,636
Насос химочищенной воды № 8 (работа от ЧРП)							
1	0,529	4,426	24,14	24,57	438,53	1199,8	76,484
2	0,530	4,127	24,06	24,20	415,99	1151,2	72,329
3	0,540	3,857	24,67	24,72	395,76	1108,9	65,319
4	0,510	5,065	26,93	27,01	520,30	1296,3	97,323
5	0,487	5,350	27,18	27,23	542,82	1336,7	104,339
6	0,530	3,639	20,30	20,43	384,85	1090,6	60,568
Насос деаэрированной воды № 10 (работа от сети)							
1	0,902	7,290	76,96	77,06	529,75	2935,0	114,248
2	0,905	8,309	76,93	77,13	379,40	2935,0	97,443
3	0,901	8,712	76,96	77,06	291,60	2935,0	90,153
4	0,900	9,002	76,92	76,89	110,45	2935,0	66,896
5	0,899	9,095	76,66	76,84	0,00	2935,0	55,793
Насос деаэрированной воды № 11 (работа от сети)							
1	0,900	7,441	77,06	77,21	510,40	2935,0	114,393
2	0,905	8,400	76,93	77,13	345,40	2935,0	97,566
3	0,896	8,900	76,96	77,07	215,05	2935,0	79,614
4	0,901	9,000	76,92	76,95	110,45	2935,0	64,045
5	0,904	9,248	76,90	77,10	0,00	2935,0	48,499

Продолжение таблицы П.5.1

№ опы та	Давление, избыточное, кгс/см ²		Температура, °С		Расход воды, м ³ /ч	Число оборотов ротора, об/мин	Мощ- ность на валу, кВт
	всас	напор	всас	напор			
Насос подкачивающий № 15 (работа от сети)							
1	1,100	6,203	101,91	102,26	750,87	1431,3	131,362
2	1,100	6,549	101,91	102,22	640,23	1431,3	124,150
3	1,100	6,932	101,91	102,34	480,13	1431,3	108,858
4	1,100	7,212	101,91	102,31	280,89	1431,3	95,942
5	1,103	7,149	101,91	102,31	0,00	1431,3	90,913
Насос подкачивающий № 15 (работа от ЧРП)							
1	1,100	5,048	101,95	102,31	533,69	1285,0	89,187
2	1,100	3,534	101,96	102,31	507,01	1130,8	70,636
3	1,100	2,898	101,93	102,31	380,25	1017,7	47,680
4	1,105	3,332	101,93	102,31	414,48	1078,8	54,450
5	1,107	3,999	101,93	102,31	505,66	1175,8	75,376
Насос подкачивающий № 16 (работа от сети)							
1	1,113	6,519	101,91	102,26	698,32	1465	130,037
2	1,111	6,876	101,91	102,22	595,53	1465	122,880
3	1,111	7,067	101,91	102,34	446,52	1465	108,296
4	1,111	7,291	101,91	102,31	261,22	1465	97,837
5	1,114	7,432	101,91	102,31	0,00	1465	87,281
Насос подкачивающий № 16 (работа от ЧРП)							
1	1,122	4,954	101,95	102,31	613,74	1277,2	100,057
2	1,122	3,737	101,93	102,31	420,70	1072,1	61,180
3	1,109	4,211	101,95	102,31	503,10	1149,4	77,386
4	1,117	3,247	101,93	102,31	385,98	1011,4	53,475
5	1,111	5,257	101,95	102,31	640,43	1323,5	109,749
Насос подкачивающий № 17 (работа от сети)							
1	1,105	6,389	101,91	102,26	733,92	1288,2	131,327
2	1,099	6,740	101,91	102,22	625,14	1288,2	124,086
3	1,088	7,206	101,91	102,34	424,18	1288,2	109,362
4	1,088	7,361	101,91	102,31	248,07	1288,2	96,831
5	1,091	7,392	101,91	102,31	0,00	1288,2	88,996
Насос подкачивающий № 17 (работа от ЧРП)							
1	1,098	4,360	101,95	102,31	582,86	1226,0	85,429
2	1,114	4,036	101,93	102,31	399,49	1103,9	59,811
3	1,099	4,544	101,95	102,31	478,09	1183,8	75,681
4	1,098	3,866	101,93	102,31	391,62	1092,6	57,989
5	1,109	3,509	101,93	102,31	366,54	1042,0	52,278
Насос подкачивающий № 18 (работа от сети)							
1	1,067	6,395	101,91	102,26	735,86	1545,8	130,721
2	1,067	6,745	101,91	102,22	627,55	1545,8	123,533
3	1,067	7,067	101,91	102,34	470,53	1545,8	111,040
4	1,067	7,363	101,91	102,31	252,79	1545,8	95,925
5	1,070	7,360	101,91	102,31	0,00	1545,8	91,838

№ опы та	Давление, избыточное, кгс/см ²		Температура, °С		Расход воды, м ³ /ч	Число оборотов ротора, об/мин	Мощ- ность на валу, кВт
	всас	напор	всас	напор			
Насос подкачивающий № 18 (работа от ЧРП)							
1	1,100	5,106	101,95	102,31	536,36	1286,2	89,958
2	1,100	3,590	101,96	102,31	508,54	1132,1	71,262
3	1,119	5,684	101,93	102,31	581,51	1352,5	103,027
4	1,117	3,504	101,93	102,31	402,05	1057,0	56,630
5	1,117	4,405	101,93	102,31	551,26	1208,0	80,949

**Примеры сопоставления результатов расчета рабочих характеристик насосов
по разработанному методу с экспериментальными данными при частотном
регулировании производительности**

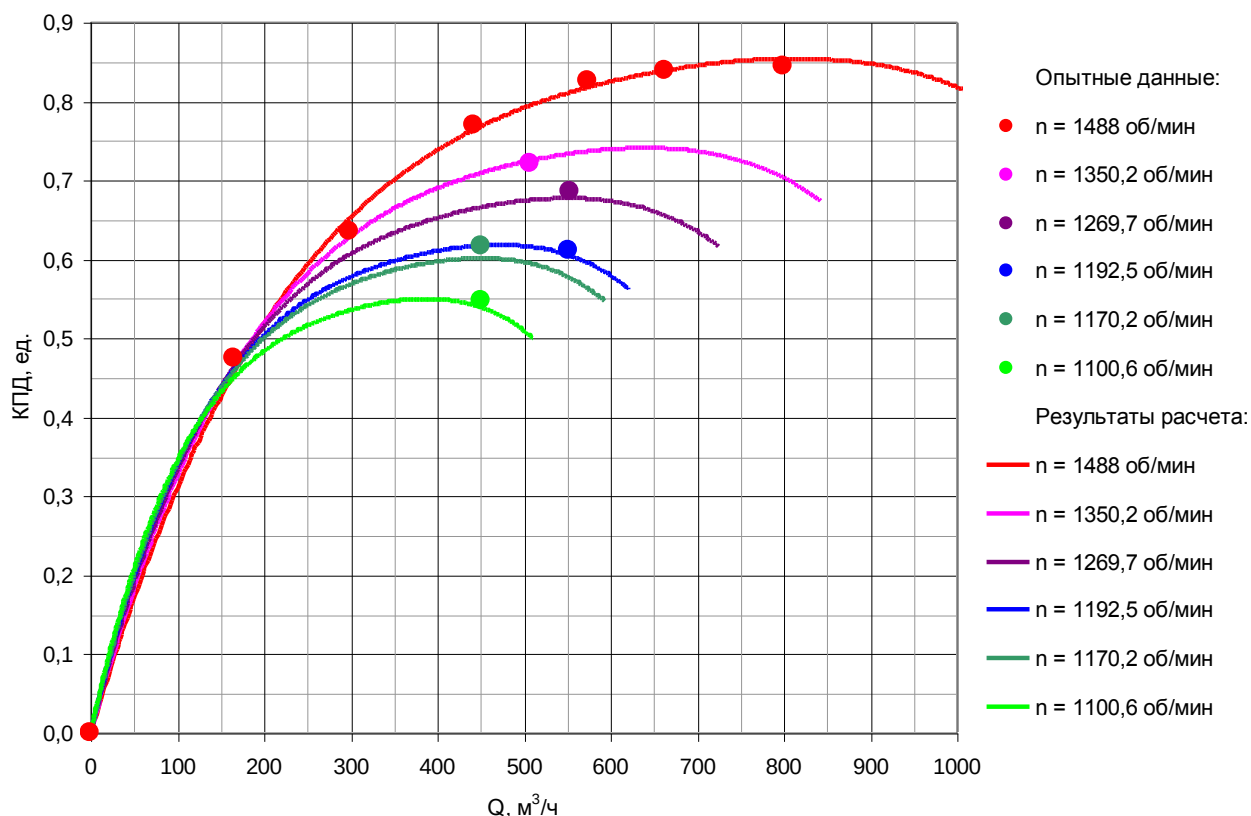


Рисунок П.5.1. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса Omega 200 – 520А (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика КПД насоса

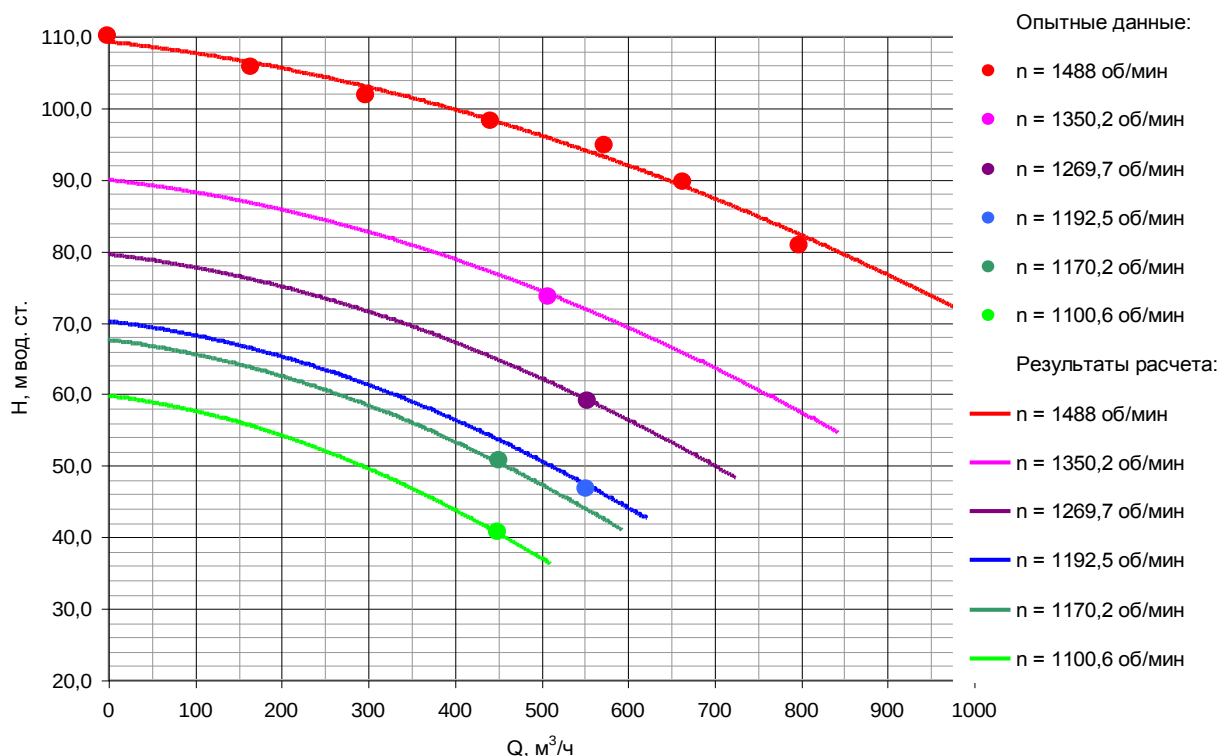


Рисунок П.5.2. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса **Omega 200 – 520А** (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика напора насоса

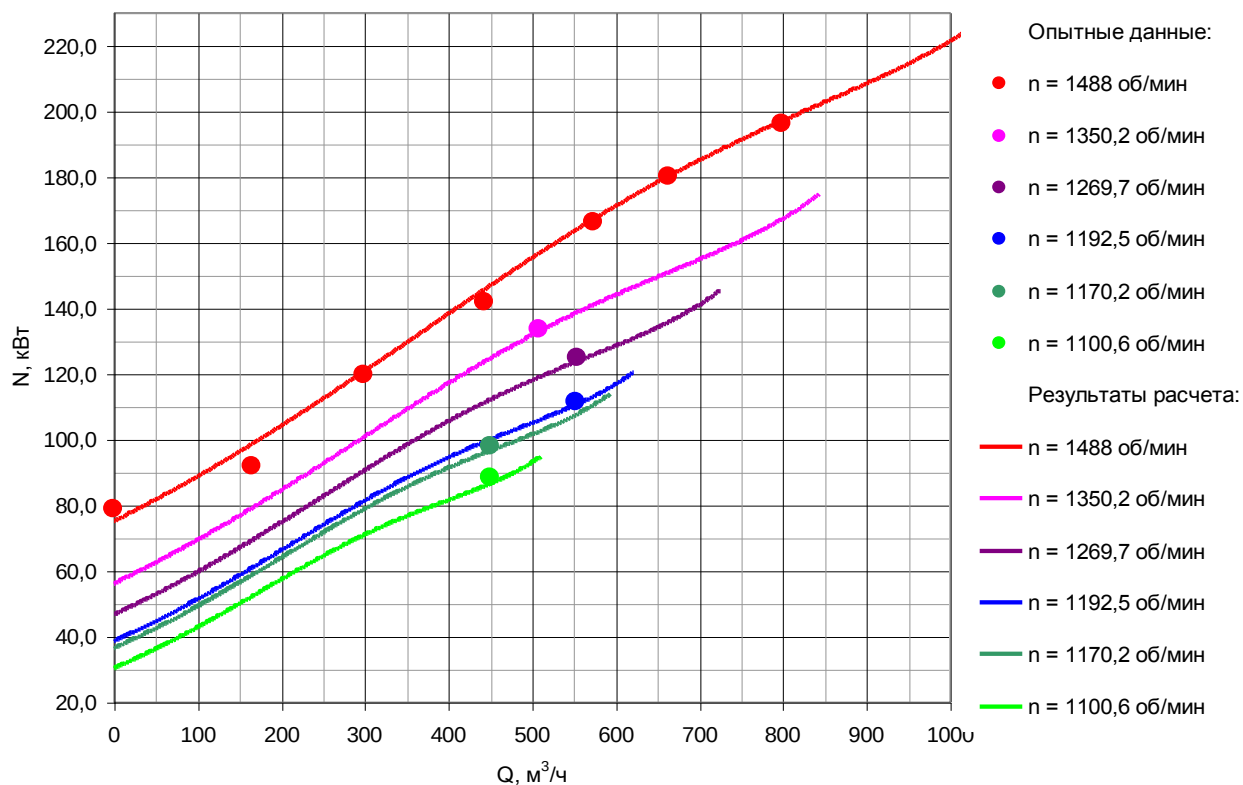


Рисунок П.5.3. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса **Omega 200 – 520А** (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика мощности насоса

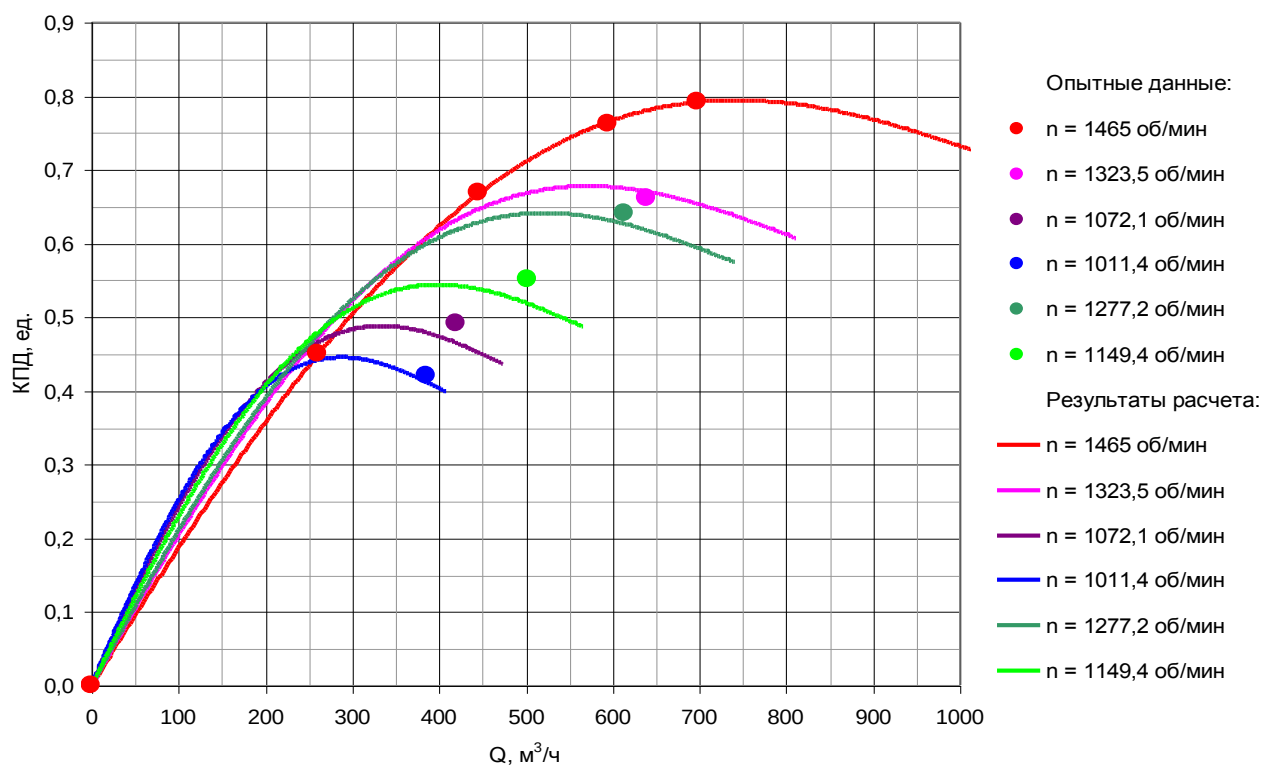


Рисунок П.5.4. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса СЭ-800-55-11 (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика КПД насоса

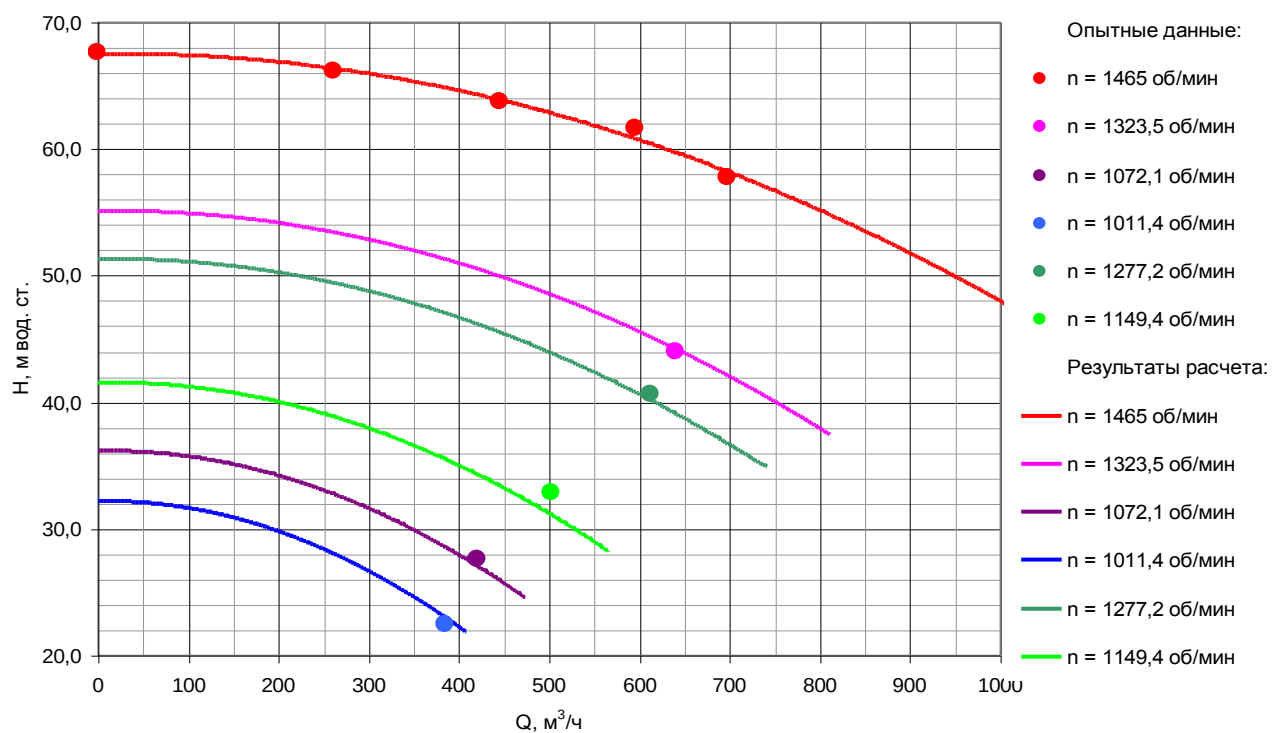


Рисунок П.5.5. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса СЭ-800-55-11 (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика напора насоса

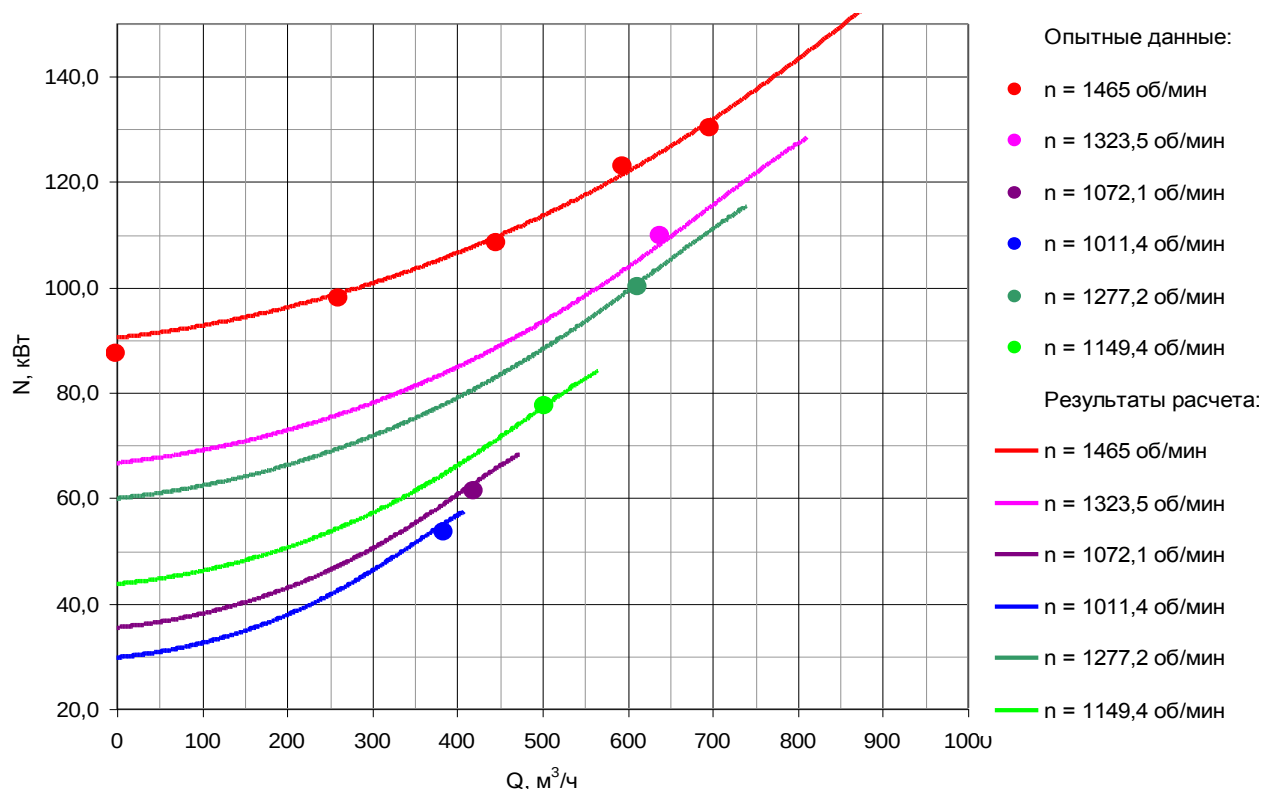


Рисунок П.5.6. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса СЭ-800-55-11 (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика мощности насоса

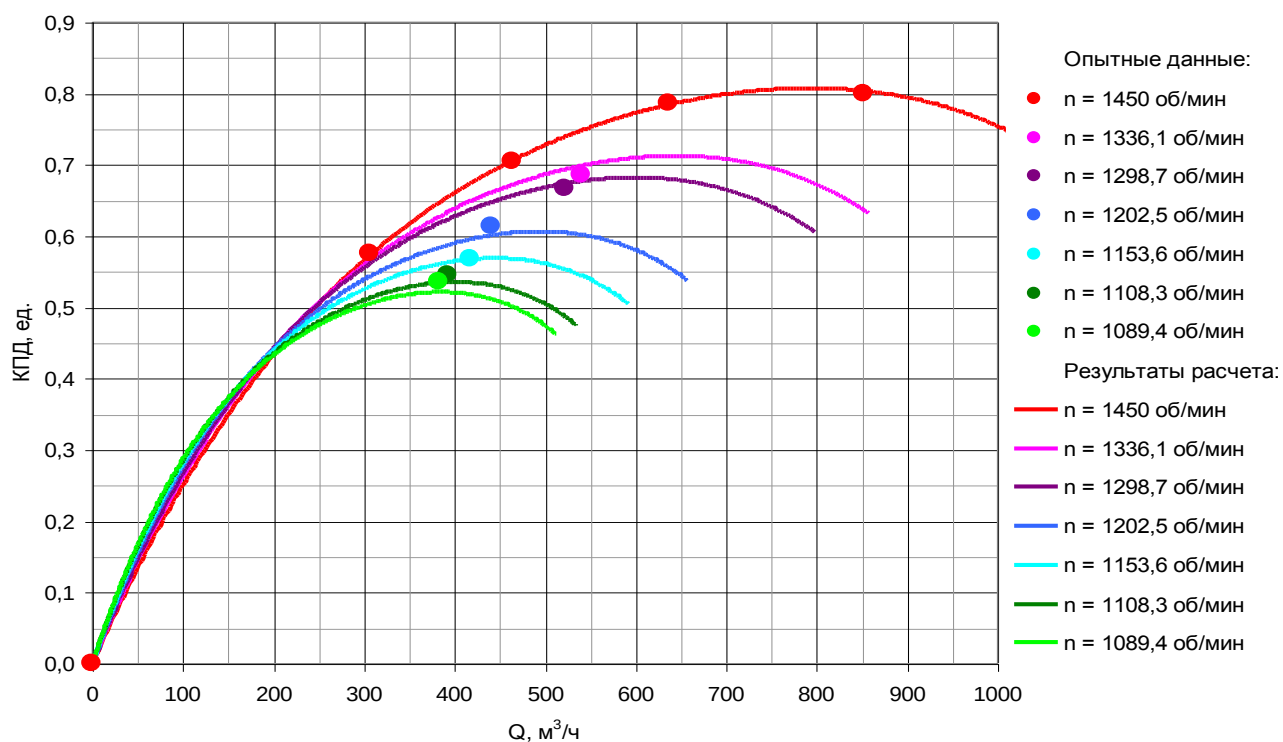


Рисунок П.5.7. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса 1Д-800-56 (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика КПД насоса

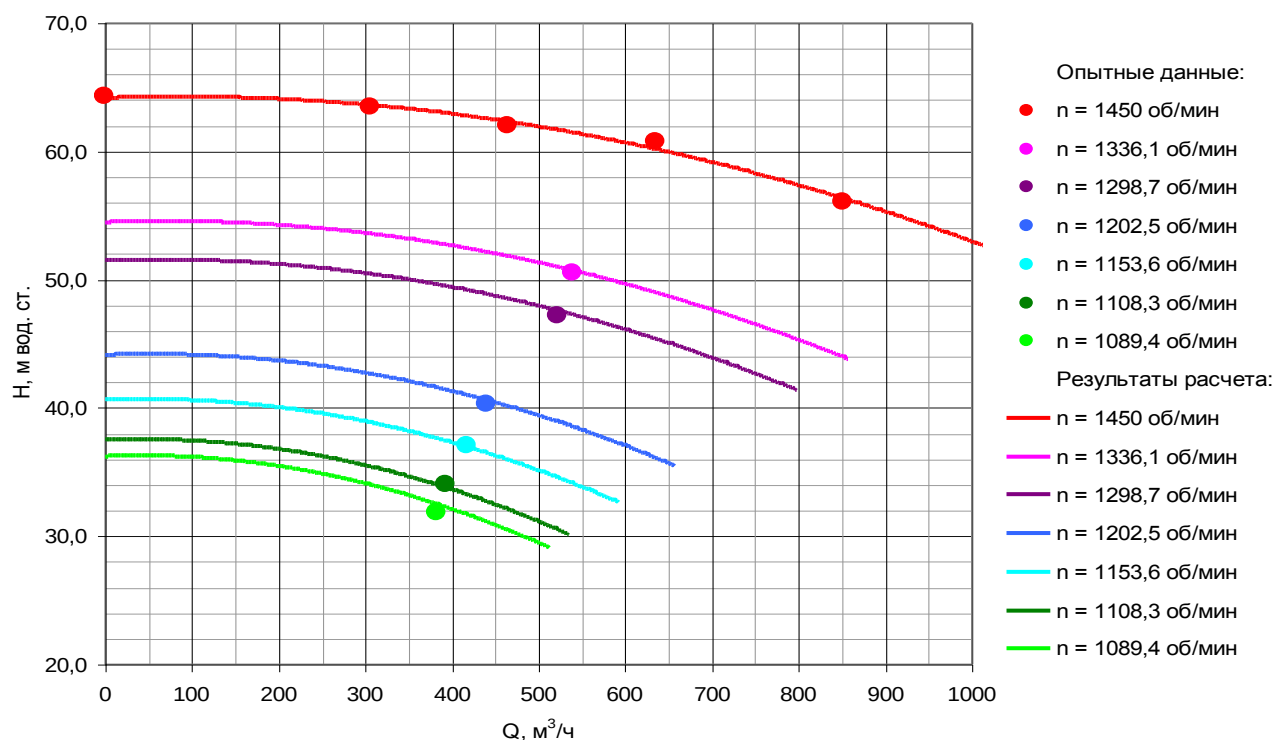


Рисунок П.5.8. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса 1Д-800-56 (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика напора насоса

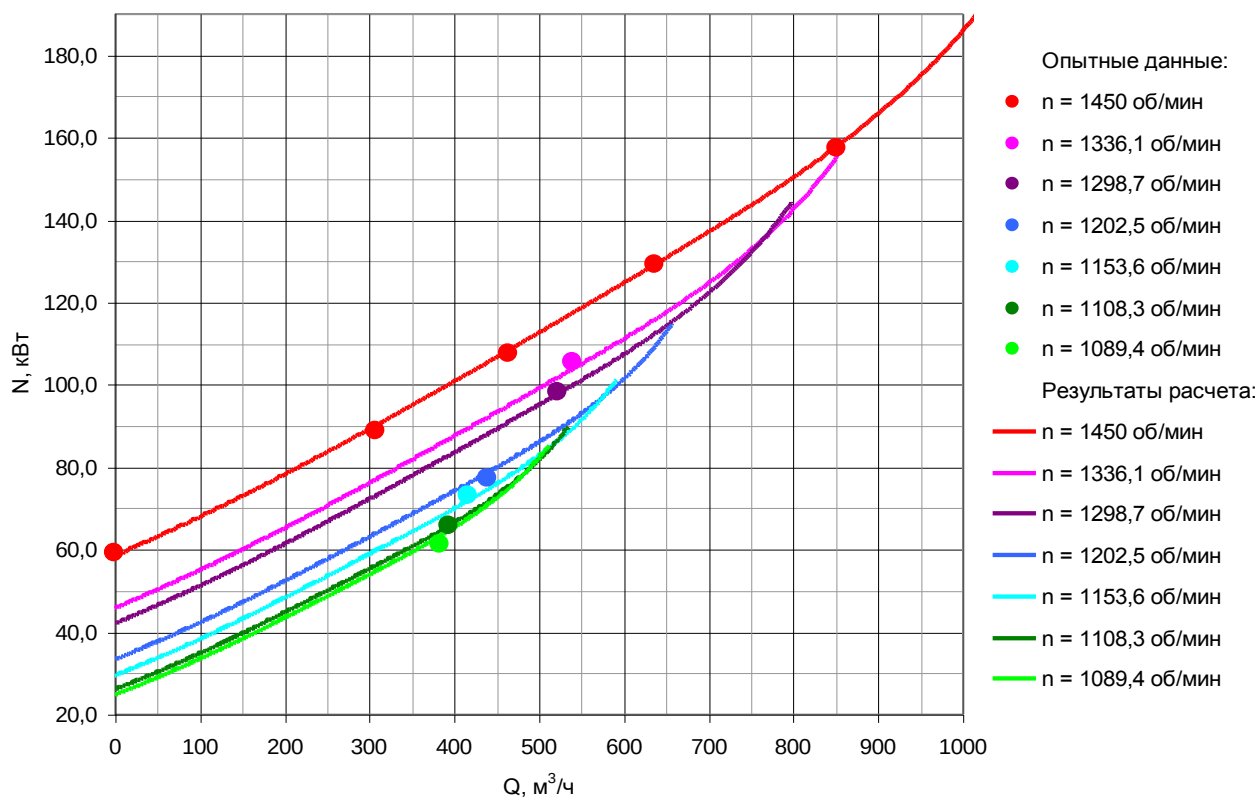


Рисунок П.5.9. Сопоставление результатов расчета рабочих характеристик насоса 1Д-800-56 (линии) с экспериментальными данными (точки) при различных значениях числа оборотов ротора n . Характеристика мощности насоса

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

**Свидетельства о государственной регистрации
программ для ЭВМ, разработанных по тематике
диссертационного исследования**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011611931

«ТЭС-Эксперт» Пароводяной баланс

Правообладатель(ли): **Закрытое акционерное общество
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС» (RU)**

Автор(ы): **Барочкин Евгений Витальевич,
Борисов Антон Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич,
Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)**

Заявка № 2010617843

Дата поступления 13 декабря 2010 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
2 марта 2011 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012611328

Прикладной программный комплекс
«Поверочный тепловой расчет и обработка результатов
испытаний конденсаторов паровых турбин»

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество*
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС» (RU)

Автор(ы): *Ледуховский Григорий Васильевич, Барочкин Алексей*
Евгеньевич, Трифонов Вячеслав Юрьевич (RU)

Заявка № 2011619437

Дата поступления 9 декабря 2011 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
1 февраля 2012 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012611329

Прикладной программный комплекс «Технологический расчет
атмосферных струйно-барботажных деаэраторов воды»

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество*
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС» (RU)

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич, Ледуховский Григорий*
Васильевич, Коротков Александр Александрович (RU)

Заявка № 2011619438

Дата поступления 9 декабря 2011 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

1 февраля 2012 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013615107

«Расчет многопоточных атмосферных деаэраторов
с барботажным устройством»

Правообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) (RU)*

Автор(ы): *Жуков Владимир Павлович (RU), Барочкин Евгений Витальевич (RU), Ледуховский Григорий Васильевич (RU), Ненаездников Александр Юрьевич (RU)*

Заявка № 2013613746

Дата поступления 23 апреля 2013 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
28 мая 2013 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016615216

Программный комплекс «Декарбонизация»

Правообладатель: *Закрытое акционерное общество
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС» (RU)*

Авторы: *Барочкин Евгений Витальевич (RU), Ледуховский
Григорий Васильевич (RU), Горшенин Сергей Дмитриевич (RU),
Коротков Александр Александрович (RU), Виноградов Владимир
Николаевич (RU)*



Заявка № **2016612452**

Дата поступления **21 марта 2016 г.**

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **18 мая 2016 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017617102

Баланс

Правообладатель: *Закрытое акционерное общество*
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС» (RU)

Авторы: *Барочкин Евгений Витальевич (RU), Ледуховский Григорий Васильевич (RU), Зимин Артём Павлович (RU), Борисов Антон Александрович (RU), Горшенин Сергей Дмитриевич (RU), Жуков Владимир Павлович (RU)*

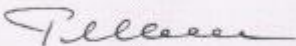


Заявка № 2017614030

Дата поступления 02 мая 2017 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 23 июня 2017 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

**Свидетельства о государственной регистрации
программ для ЭВМ, разработанных за рамками
диссертационного исследования**

**(при разработке использованы отдельные результаты,
полученные в диссертации)**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2009611813

«ТЭС-Эксперт» (базовая версия)

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество
«Ивэнергосервис» (RU)*

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич,
Борисов Антон Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич,
Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)*

Заявка № 2009610678

Дата поступления 24 февраля 2009 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
7 апреля 2009 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011611242

«ТЭС - Эксперт» Макет расчета фактических
показателей работы ТЭЦ

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество*
«ИВЭНЕРГОСЕРВИС» (RU)

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич, Борисов Антон*
Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич,
Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)

Заявка № 2010617861

Дата поступления 13 декабря 2010 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

7 февраля 2011 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2009612236

«ТЭС-Эксперт» Владимирская ТЭЦ

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество
«Ивэнергосервис» (RU)*

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич,
Борисов Антон Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич,
Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)*

Заявка № 2009611105

Дата поступления 18 марта 2009 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
30 апреля 2009 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2009612298

«ТЭС-Эксперт» Саранская ТЭЦ

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество
«Ивэнергосервис» (RU)*

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич,
Борисов Антон Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич,
Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)*

Заявка № 2009611076

Дата поступления 18 марта 2009 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
6 мая 2009 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013612044

«Автоматизированная система расчета технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования для структурного подразделения ТЭЦ-3 ОАО «ТГК-11» (Омский филиал)»

Правообладатель(ли): *Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 11» (RU)*

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич (RU), Борисов Антон Александрович (RU), Ледуховский Григорий Васильевич (RU), Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)*

Заявка № 2012619628

Дата поступления 07 ноября 2012 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
13 февраля 2013 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013612043

«Автоматизированная система расчета технико-экономических показателей и оптимизации загрузки оборудования для структурного подразделения ТЭЦ-4 ОАО «ТГК-11» (Омский филиал)»

Правообладатель(ли): **Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 11» (RU)**

Автор(ы): **Барочкин Евгений Витальевич (RU), Борисов Антон Александрович (RU), Ледуховский Григорий Васильевич (RU), Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)**



Заявка № 2012619627

Дата поступления **07 ноября 2012 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
13 февраля 2013 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2010618057

«Программный комплекс для автоматизированного расчета оптимального состава и загрузки основного оборудования для планирования, анализа и управления режимами работы ТЭС ОАО «ТГК-11» (ТЭЦ-5) в условиях действующих регламентов НОРЭМ и Системного оператора для нужд Омского филиала ОАО «ТГК-11»

Правообладатель(ли): **Закрытое акционерное общество «Регион-Бизнес» (RU)**

Автор(ы): **Барочкин Евгений Витальевич, Борисов Антон Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич, Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)**

Заявка № 2010617703

Дата поступления 7 декабря 2010 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
20 декабря 2010 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013612283

«Программный комплекс по сведению пароводяного, теплового, электрического и топливного балансов, расчету технико-экономических показателей и составляющих резерва тепловой экономичности, оптимизации распределения нагрузок между энергоблоками филиала ОАО «ОГК-3» «Печорская ГРЭС»

Правообладатель(ли): *Закрытое акционерное общество "ИВЭНЕРГОСЕРВИС" (RU)*

Автор(ы): *Барочкин Евгений Витальевич (RU), Борисов Антон Александрович (RU), Ледуховский Григорий Васильевич (RU), Поспелов Анатолий Алексеевич (RU)*

Заявка № 2012661445

Дата поступления 21 декабря 2012 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
20 февраля 2013 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



ПРИЛОЖЕНИЕ 8

**Документы, подтверждающие
практическую реализацию
результатов работы**

«Утверждаю»
 Директор Владимирского
 филиала ОАО «ТГК-6»
 Д.А. Уланов
 «20» декабря 2010 г.



АКТ

внедрения результатов научно-исследовательской работы **«Разработка программного комплекса для оптимизации загрузки оборудования, динамического моделирования, сценарного планирования и технико-экономической оценки работы производственных подразделений Владимирского филиала ОАО «ТГК-6»**

Коллективом сотрудников Ивановского государственного энергетического университета в составе: д.т.н., проф. Барочкин Е.В.; к.т.н., доц. Ледуховский Г.В.; к.т.н., доц. Зорин М.Ю.; инженер Борисов А.А. разработан и внедрен программный комплекс по оптимизации состава и режима работы оборудования Владимирской ТЭЦ-2, обеспечивающий решение следующих задач:

- оперативного управления режимами работы электростанции на основе оптимизационных расчетов;
- оптимизации состава и распределения нагрузок между агрегатами при перспективном планировании показателей работы ТЭЦ;
- прогнозирования технико-экономических показателей работы оборудования электростанции в расчетных оптимальных режимах;
- расчета фактических технико-экономических показателей работы оборудования на основе сведения пароводяного, теплового, электрического и топливного балансов;
- расчета номинальных и нормативных технико-экономических показателей работы оборудования и составляющих резерва тепловой экономичности.

Разработка математических моделей оборудования, алгоритмов расчета технико-экономических показателей и оптимизации режимов работы оборудования и их программная реализация выполнены на высоком профессиональном уровне. Алгоритм оптимизации загрузки оборудования, кроме собственно тепловых и электрических нагрузок турбоагрегатов, позволяет определить расходы сетевой воды по теплофикационным установкам ТЭЦ, соответствующие оптимальным режимам.

Программный комплекс используется в повседневной работе службы режимов и группы учета производственно-технического отдела ТЭЦ и обеспечивает повышения качества управления режимами работы оборудования и анализа показателей его экономичности.

Внедрение программного комплекса в производственную деятельность Владимирской ТЭЦ-2 позволило снизить суммарный расход тепла с перегретым паром котлов на 14 000 Гкал/год.

Начальник ПТО
 Владимирского филиала ОАО «ТГК-6»

 Герасимов М.Н.

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
“ТЕПЛОМОНТАЖНАЛАДКА”**

✉ 156013, г. Кострома, ул. Калиновская 8а

☎ (4942) 55-22-42 (факс)

ИНН/КПП 4401013170/440101001

ОГРН 1024400516139, ОКПО 00893363

Расчетный счет № 40 702 810 700 000 000 145 в ООО «Костромаселькомбанк»,

БИК 043469720, Кор. счет № 30 101 810 200 000 000 720



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ОАО «Тепломонтажналадка»

В.В. Епифанов

«26» сентября 2013 г.

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

1. **Наименование научно-технической продукции:** Программа для ЭВМ «Расчет многопоточных атмосферных деаэраторов с барботажным устройством»
2. **Разработчик(и):** Жуков Владимир Павлович, Барочкин Евгений Витальевич, Ледуховский Григорий Васильевич, Ненаездников Александр Юрьевич (ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»).
3. **Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** Программа позволяет моделировать стационарные и переходные процессы теплообмена и газообмена по растворённому кислороду в атмосферных деаэраторах с затопленным барботажным устройством деаэраторного бака. Результаты расчета представляются в виде графических зависимостей конечных теплофизических и химических характеристик потоков воды и пара от режимных параметров.
4. **Форма передачи:** На некоммерческой основе без передачи авторских прав.
5. **Форма использования, дата начала использования:** Программа используется участком наладки ОАО «Тепломонтажналадка» для предварительного определения технологических параметров режима работы деаэраторов в ходе их пуско-наладочных или режимно-наладочных испытаний; используется с 15.01.2013 г.
6. **Эффект от использования научно-технической продукции:** установлена эффективность применения компьютерной модели деаэратора на стадиях:
 - проектирования промышленных деаэрационных установок для сокращения сроков предпроектной проработки вариантов их конструктивного исполнения;
 - функциональных испытаний для ускорения обработки их результатов;
 - технического аудита для выявления причин неэффективной работы деаэраторов.

Начальник участка наладки
ОАО «Тепломонтажналадка»

Л.С. Корчажинский

Акционерное общество «Ивгортеплоэнерго»
 153021, г. Иваново, ул. Рабфаковская, д.2/1
 ИНН 3702733438 КПП 370201001
 ОКПО 10719413
 ОКАТО 24401370000
 ОКТМО 24701000001
 тел. (4932) 41-60-03, факс (4932) 38-45-41
 e-mail: igte@igte.ru

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

АО «ИвГТЭ»



А.И. Новичков

20 18.

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

1. **Наименование научно-технической продукции:** Программа для ЭВМ «Декарбонизация»
2. **Разработчик(и):** Ледуховский Григорий Васильевич, Горшенин Сергей Дмитриевич, Коротков Александр Александрович, Виноградов Владимир Николаевич, Барочкин Евгений Витальевич (ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»).
3. **Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** программа предназначена для прогнозирования степени термического разложения гидрокарбонатов, массовой концентрации свободной углекислоты в деаэрированной воде и pH₂₅ деаэрированной воды при известных конструктивных характеристиках деаэраторного бака, а также заданных значениях теплогидравлических и химических показателей теплоносителей деаэратора.
4. **Форма передачи:** на некоммерческой основе без передачи авторских прав.
5. **Форма использования:**
 - 5.1) предусмотренная в программе возможность расчета по упрощенной методике, не предполагающей использование специального программного обеспечения для моделирования течений жидкости, позволяет применять программу непосредственно специалистами-наладчиками котельного и водоподготовительного оборудования для оценки химического качества деаэрированной воды;
 - 5.2) для случаев, требующих большей точности прогнозирования, имеется возможность расчета по уточненной методике; при этом моделирование течения воды в деаэраторном баке по соглашению сторон выполняется авторами программы – сотрудниками ФГБОУ ВПО «ИГЭУ им. В.И. Ленина».
6. **Эффект от использования научно-технической продукции:** при использовании программы в рамках режимно-наладочных работ обеспечивается экономия ресурсов и затрат рабочего времени специалистов на проведение теплотехнических испытаний деаэрационных установок за счет сокращения количества опытов, упрощается поиск технологически целесообразных режимов работы деаэраторов, обеспечивающих нормативное химическое качество деаэрированной воды.

Начальник службы контроля и диагностики
 тепловых энергоустановок, канд. техн. наук

 И.А. Шатова

ЗАО «Регион-Бизнес»

Юридический адрес:

115191, г. Москва, ул. Б. Тульская, 46

Почтовый адрес:

123242, г. Москва, пер. Капранова, д.3

Тел./факс: (495) 510-56-47, (499) 271-06-48

e-mail: moscowoffice@region-business.com

ИНН/КПП 7726545744/772601001

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор

Е.Н. Топоров

2013 г.



АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

1. **Наименование научно-технической продукции:** Прикладной программный комплекс «Технологический расчет атмосферных струйно-барботажных деаэраторов воды»
2. **Разработчик(и):** Коротков Александр Александрович, Ледуховский Григорий Васильевич, Барочкин Евгений Витальевич (ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»)
3. **Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** Программный комплекс обеспечивает возможность автоматизированного построения расчетной модели атмосферного струйно-барботажного деаэратора воды с выбранным числом и типом деаэрационных устройств, выполнение поверочного теплотехнического расчета по заданным исходным данным, вывод его результатов в табличном и графическом виде
4. **Форма передачи:** На некоммерческой основе без передачи авторских прав
5. **Форма использования, дата начала использования:** Программный комплекс используется инженерным центром и отделом наладки ЗАО «Регион-Бизнес» для предварительного определения технологических параметров деаэраторов при проектировании и в ходе пуско-наладочных или режимно-наладочных испытаний; используется с 12.02.2013 г.
6. **Эффект от использования научно-технической продукции:** Экономия материальных и трудовых затрат при проведении испытаний деаэраторов и повышение обоснованности технических решений, принимаемых при проектировании деаэрационных установок

Заместитель технического директора

М.Н. Кальченко

Начальник

производственно-технического отдела

В.И. Барановский

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе
ФГБОУ ВО «Ивановский
государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина»
д-р техн. наук, профессор



_____ В.В. Тютиков

_____ 2018 г.

АКТ

внедрения учебно-лабораторного программного комплекса по расчету конденсаторов паровых турбин и обработке результатов их испытаний в учебный процесс университета по кафедре тепловых электрических станций

Настоящим подтверждается, что с 2011/12 учебного года в процессе подготовки студентов специальности 140101.65 «Тепловые электрические станции» (специалитет) и профиля 13.03.01:01 «Тепловые электрические станции» (бакалавриат, магистратура) используется программный комплекс «Поверочный тепловой расчет и обработка результатов испытаний конденсаторов паровых турбин», задействованный для проведения лабораторных работ по курсам «Тепломеханическое и вспомогательное оборудование тепловых электростанций», «Испытания и наладка энергетического оборудования».

Программный комплекс разработан в 2010 году сотрудниками кафедры тепловых электрических станций ИГЭУ (канд. техн. наук, доцент Ледуховский Г.В., аспирант Барочкин А.Е.) в рамках внутреннего гранта университета в области инновационных образовательных технологий.

Внедрение программного комплекса обеспечивает повышение эффективности изучения студентами методов поверочного теплового расчета конденсаторов паровых турбин, методов обработки результатов их натурных испытаний и расчета энергетических характеристик.

Акт составлен на теплоэнергетическом факультете ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина».

Декан теплоэнергетического факультета,
канд. техн. наук, доцент

С.Б. Плетников



УТВЕРЖДАЮ:
 Заместитель начальника УГЭ –
 главного энергетика по экспертной
 работе _____ М.Н. Белов
 « 19 » 09 2013 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов научно-исследовательской работы

1. Научно-исследовательская работа (НИР) «Проведение функциональных испытаний оборудования участка химводоочистки теплосилового цеха ОАО «Северсталь» с разработкой технологических инструкций и режимных карт» выполнена коллективом Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина в составе: к.т.н., доцент В.Н. Виноградов (руководитель работ); к.т.н., доцент Г.В. Ледуховский (ответственный исполнитель); д.т.н., профессор Е.В. Барочкин (главный научный консультант); ст. преподаватель А.А. Коротков, аспирант А.Н. Росляков, ассистент С.Д. Горшенин.

2. В рамках работы проведены расширенные теплотехнические испытания деаэраторов ДА-300м ст. № 6, ДСА-300 ст. № 1 и ДСА-300 ст. № 2 с оснащением объектов исследований устройствами для отбора проб воды из внутренних элементов деаэраторов. Испытания проведены при использовании высокоточных средств измерения теплотехнических и химических параметров. В ходе испытаний определялись зависимости эффективностей обескислороживания и декарбонизации воды элементами деаэраторов при изменении режимных параметров в регулировочных диапазонах и при наличии и отсутствии подачи барботажного пара в затопленные барботажные устройства деаэрационных баков.

3. Сформулированы рекомендации по ведению режимов работы деаэраторов в условиях резко переменного графика гидравлической нагрузки, оформленные в виде технологических инструкций по эксплуатации и режимных карт деаэраторов. Предложенная структура технологической инструкции, в основу которой положено четкое определение оперативных состояний и режимов работы деаэраторов, позволила уменьшить число технологических отказов оборудования по вине персонала, а также систематизировать эксплуатацию оборудования, что не позволяла осуществить ранее применявшаяся на участке заводская инструкция по обслуживанию деаэраторов.

Менеджер (руководитель экспертной группы)
 ТСЦ УГЭ _____

В.Н. Лебедев

Мастер (по технологии участка химводоочистки)
 ТСЦ УГЭ _____

О.Н. Тисков



УТВЕРЖДАЮ:
Начальник УГЭ – главный энергетик
А.В. Николаев

«20» _____ 2013 г



АКТ ВНЕДРЕНИЯ результатов научно-исследовательской работы

1. Научно-исследовательская работа (НИР) «Разработка вариантов реконструкции деаэрационно-питательной установки машзала участка вторичных энергоресурсов коксохимического производства ОАО «Северсталь» выполнена коллективом Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина в составе: д.т.н., профессор Е.В. Барочкин (руководитель работ); к.т.н., доцент Г.В. Ледуховский (ответственный исполнитель), д.т.н., профессор В.П. Жуков (научный консультант); соискатель А.Ю. Ненаездников (исполнитель), ассистент С.Д. Горшенин (исполнитель).

2. В рамках НИР разработана ячеечная математическая модель деаэратора ДА-100 заводского конструктивного исполнения с учетом дополнительного оснащения деаэраторного бака затопленным барботажным устройством, обеспечивающая расчет теплообмена и газообмена по растворенному кислороду. На основе математической модели проведены варианты расчеты по определению показателей работы деаэратора в режимах основной (массовая концентрация растворенного кислорода в исходной воде $C_{вх} = 6000 \text{ мкг/дм}^3$) и барьерной ($C_{вх} = 50 \text{ мкг/дм}^3$) деаэрации при изменении гидравлической нагрузки в эксплуатационном диапазоне.

3. Результаты расчета показали, что при работе без парового барботажа в водяном объеме деаэраторного бака деаэратор практически во всем регулировочном диапазоне гидравлической нагрузки обеспечивает получение деаэрированной воды с массовой концентрацией растворенного кислорода не более 20 мкг/дм^3 , что соответствует гарантийным данным завода-изготовителя. Однако требуемый для условий ОАО «Северсталь» норматив по содержанию растворенного кислорода – 10 мкг/дм^3 – не обеспечивается в большинстве режимов. Подключение затопленного барботажного устройства деаэраторного бака во всех режимах позволяет получать деаэрированную воду с массовой концентрацией растворенного кислорода не более 10 мкг/дм^3 .

4. На основании полученных расчетных данных сформулированы рекомендации по оснащению деаэратора затопленным барботажным устройством деаэраторного бака, указаны его геометрические характеристики, а также составлена предварительная режимная карта по эксплуатации деаэратора.

5. Предложенное техническое решение включено в план реализации при проведении работ по реконструкции деаэрационно-питательной установки машзала участка вторичных энергоресурсов коксохимического производства ОАО «Северсталь».

Заместитель начальника УГЭ
по экспертной работе

М.Н. Белов

Главный специалист УГЭ
по теплотехническому хозяйству

А.В. Смирнов



АО «Росэлектроника»

**Открытое акционерное общество
«Омское производственное объединение «ИРТЫШ»
(ОАО «ОмПО «Иртыш»)**

Российская Федерация, 644060, г. Омск, ул. Гуртьева, 18
 телефон: (3812) 44-87-02, 44-87-05, факс: (3812) 43-11-29, 43-11-39
 E-mail: irtysh@irtysh.com.ru, Web: www.irtysh.com.ru, для телеграмм: «ОРЕХ»
 ИНН: 5505211490, КПП: 554250001

Исх. № _____ от _____
 На № _____ от _____

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов научно-исследовательской работы

1. Научно-исследовательская работа (НИР) «Исследование термической центробежно-вихревой деаэрации» выполнена коллективом Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина в составе: д.т.н., профессор Е.В. Барочкин (руководитель работы), к.т.н., доцент Г.В. Ледуховский (ответственный исполнитель), д.т.н., профессор В.П. Жуков (научный консультант), докторант А.Н. Беляков (исполнитель), аспирант А.Н. Росляков (исполнитель).

В рамках НИР разработана математическая модель термической центробежно-вихревой деаэрации. Экспериментальные исследования и результаты математического моделирования деаэрации на установке ДЦВ-200 позволили определить режимы её эффективной работы.

2. Результаты НИР включают характеристику математической модели, однофакторные и критериальные зависимости характеристик процесса деаэрации от его режимных факторов в графическом и табличном видах, техническое заключение и проект уточнённой с использованием указанных зависимостей режимной карты деаэрационной установки ДЦВ-200. Данные результаты представлены в виде отчёта на электронном и бумажном носителях.

3. Результаты математического моделирования деаэрационной установки на базе центробежно-вихревого деаэратора ДЦВ-200 приняты к использованию для составления уточнённой режимной карты и при оперативной диагностике указанной установки.

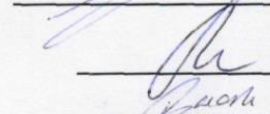
5 Ожидаемый эффект от внедрения обусловлен улучшением качества деаэрированной воды и уменьшением внутренней коррозии системы, потребляющей деаэрированную воду.

031995

Главный энергетик
ОмПО «Иртыш»

Зам. главного энергетика

Начальник котельной

 _____ Е. А. Евсеев
 _____ М.Л. Левин
 _____ В.В. Налётов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Закрытое акционерное общество
"Родниковская энергетическая компания"
(ЗАО "РЭК")

155250, г.Родники, Ивановской обл., ул.Советская, 20
 р/сч 40702810417060100140 в Ивановском ОСБ №8639 г. Иваново
 БИК 042406608, к/сч 301018100000000000608, ИНН 3721005554

" " г. № На № от " " г.

«Утверждаю»

Генеральный директор ЗАО «РЭК»



А.В. Блузман

15 февраля 2013 г.

Акт о внедрении результатов
научно-исследовательской работы

Настоящий акт составлен в том, что при проведении режимно-наладочных испытаний энергетического оборудования парогазовой ТЭЦ ЗАО «Родниковская энергетическая компания» (г. Родники Ивановской обл.) использованы результаты научно-исследовательской работы «Совершенствование конструкций и эксплуатационных режимов атмосферных деаэраторов», выполненной коллективом сотрудников ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» в составе: руководитель работы – к.т.н., доцент Виноградов В.Н.; главный научный консультант – д.т.н., профессор Барочкин Е.В.; исполнители работы – к.т.н., доцент Ледуховский Г.В., ст. преподаватель Коротков А.А., ассистент Горшенин С.Д.

В ходе работы получены следующие научные результаты:

– разработана система мониторинга теплотехнических и химических характеристик потоков теплоносителей и выполнены экспериментальные исследования процессов деаэрации воды в двух деаэраторах питательной воды ДА-50, в ходе которых выявлена неэффективность работы деаэраторов по удалению соединений угольной кислоты: значения pH_{25} деаэрированной воды составляли в среднем 8,10 с эпизодическими отклонениями вплоть до значений 6,78 при диапазоне нормативных значений от 8,50 до 9,50;

- с использованием авторских методик и программных средств выполнены расчетные исследования процессов деаэрации, по результатам которых показана необходимость оборудования деаэраторов затопленным барботажным устройством деаэрационного бака;

- составлен эскизный проект модернизации деаэраторов с организацией парового барботажа в деаэрационных баках, который реализован в ходе ремонтной кампании 2011 года;

- проведены повторные теплотехнические испытания деаэраторов, по результатам которых выявлено, что при использовании парового барботажа в деаэрационных баках значения pH_{25} деаэрированной воды увеличились в среднем до 9,10, а минимальные значения этого показателя составляют от 8,5 до 8,7 (в зависимости от режима);

- расчетно-экспериментальным путем определены необходимые значения удельного расхода пара на барботаж, внесены изменения в режимные карты деаэраторов.

Использование полученных научных результатов и методических рекомендаций способствовало повышению технологической и энергетической эффективности деаэрационных установок.

Директор департамента энергетического
менеджмента, канд. техн. наук

В.В. Масленников



УТВЕРЖДАЮ
И.о. начальника УГЭ -
заместителя директора

А.В. Николаев
30» декабря 2011г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов научно-исследовательской работы «Проведение балансовых испытаний турбоагрегата ПТ-12-35/10М КТЗ теплосилового цеха ОАО «Северсталь» с разработкой энергетических характеристик»

1. Научно-исследовательская работа (НИР) «Проведение балансовых испытаний турбоагрегата ПТ-12-35/10М КТЗ теплосилового цеха ОАО «Северсталь» с разработкой энергетических характеристик» проводилась в 2008 году коллективом сотрудников Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (ИГЭУ) в составе: к.т.н., доц. Ледуховский Г.В. (руководитель работ), к.т.н., доц. Поспелов А.А. (ответственный исполнитель), исполнители: Барочкин А.Е., Росляков А.Н.

2. В рамках работы решались следующие задачи:

- провести тепловые балансовые испытания турбоагрегата ПТ-12-35/10М КТЗ при работе в конденсационном режиме и режимах с регулируемыми отборами пара при изменении тепловой и электрической нагрузок в регулировочном диапазоне;
- определить фактические значения удельного расхода тепла-брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатом, рассчитать и построить диаграммы режимов и энергетические характеристики в объеме действующих нормативных документов по топливоиспользованию;
- разработать математическую модель турбоагрегата для расчета технико-экономических показателей его работы (удельных расходов тепловой энергии и топлива при производстве тепловой и электрической энергии).

3. Проведенные экспериментальные исследования с последующей обработкой данных с помощью программного комплекса, разработанного сотрудниками ИГЭУ (авторы Г.В. Ледуховский, А.Е. Барочкин), позволили диагностировать техническое состояние конденсационной установки турбоагрегата, выявить наличие и причины возникновения переохлаждения конденсата пара относительно температуры насыщения, предложить ряд эксплуатационных мероприятий по уменьшению этого переохлаждения, а также сформулировать рекомендации по совершенствованию режимов охлаждения конденсатора с точки зрения обеспечения работы установки с экономическим вакуумом. Расчетным путем определены также деаэрационные характеристики конденсатора по растворенным кислороду и диоксиду углерода. Выборочная экспериментальная проверка предложенных рекомендаций подтвердила качество расчетного прогноза: опытные значения температуры конденсата после конденсатосборника и концентрации в нем неконденсируемых газов отличались от расчетных на величину не более 10 %.

4. Реализация предложенных в отношении конденсационной установки мероприятий обеспечила в 2009г. получение расчетной дополнительной годовой выработки электроэнергии турбоагрегатом ПТ-12-35/10М КТЗ в размере 337,4 тыс. кВт.ч при сохранении затрат тепла на турбоагрегат и нагрузок регулируемых отборов.

Представитель Заказчика:

Начальник теплосилового цеха УГЭ
ОАО «Северсталь»

А.Ю. Ненаездников



МАРИЙ ЭЛ
ЧУВАШИЯ

Филиал «Марий Эл и Чувашии»
ПАО «Т Плюс»
Марпосадское ш., д. 4, г. Чебоксары,
Чувашская Республика, 428022

тел. (8352) 22 52 05,
факс (8352) 22 64 04
chv-info@ies-holding.com
www.tplusgroup.ru

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
филиала «Марий Эл и Чувашии»
ПАО «Т Плюс»

А.Г. Тимофеев

«19» 01 2018 г.

АКТ

об использовании результатов научно-исследовательской работы

Настоящим подтверждается, что в 2009–2011 годах сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета (канд. тех. наук, доцент Ледуховский Г.В. – руководитель и ответственный исполнитель работы; канд. тех. наук, доцент Поспелов А.А. – производитель работ; Асташов Н.С., Барочкин А.Е., Михеев П.Г. – исполнители работы) выполнен комплекс работ по проведению тепловых балансовых испытаний турбоагрегата Тп-115/125-130-1тп ТМЗ ст. № 2 Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 по первой категории сложности, деаэрационных испытаний конденсатора указанной турбины, а также разработка нормативных энергетических характеристик с расчетом составляющих резерва тепловой экономичности оборудования ТЭЦ.

В ходе работы впервые получены экспериментальные данные, характеризующие технико-экономические показатели работы турбоагрегата Тп-115/125-130-1тп ТМЗ при работе в различных режимах: конденсационном, теплофикационных по тепловому и электрическому графикам нагрузки при одно- и двухступенчатом подогреве сетевой воды, а также данные о деаэрационных характеристиках конденсационной установки в рассматриваемых режимах.

Анализ экспериментальных и расчетных данных позволил обосновать возможность получения экономии топлива путем устранения выявленных резервов тепловой экономичности в размере 5 169 т.у.т./год, в том числе по турбоагрегату Тп-115/125-130-1тп ТМЗ ст.№2 – 1 963 т.у.т./год.

Результаты работы использованы при планировании ремонтных кампаний, разработке мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов и выборе рациональных режимов эксплуатации оборудования ТЭЦ.

Заместитель главного инженера
филиала «Марий Эл и Чувашии»
ПАО «Т Плюс»



М.В. Каплунов

	Ярославская ТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2» котлотурбинный цех.	Интегрированная система менеджмента	стр. 1 из 1
	Управление документацией		Версия 1

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник службы эксплуатации
Яр.ТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2»

 Кудряшов А.Н.

«18» 05 2017 г.

АКТ

об использовании результатов научно-исследовательской работы

Настоящим подтверждается, что на Ярославской ТЭЦ-2 при выборе рациональных режимов работы и расчете показателей тепловой экономичности турбоагрегата Тп-115/125-130-1 ТМЗ ст. № 6 используются результаты тепловых испытаний аналогичной турбины, проведенных в 2009–2011 годах на Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета (канд. т. наук, доцент Ледуховский Г.В. – руководитель и ответственный исполнитель работы; канд. т. наук, доцент Поспелов А.А. – производитель работ; Асташов Н.С., Барочкин А.Е., Михеев П.Г. – исполнители работы).

Зам.Начальника котлотурбинного цеха
Яр.ТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2»

 Губенко А.А.

 Ярославская ТЭЦ-2 ПАО
 «Территориальная генерирующая компания № 2»

ПАО «ТГК-2» Ярославская ТЭЦ-2	ОТПРАВЛЕНО	ФАКСОМ / E-MAIL (выберите нужное)
	19.05.2017 г.	
Секретарь: 		
(подпись) (расшифровка)		



УТВЕРЖДАЮ

Технический директор
ОАО «Зарубежэнергопроект»

О.В. Малков

«01» сентября 2015 г.

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

1. **Наименование научно-технической продукции:** Эскизный проект «Деаэрационная установка двойного назначения на базе центробежно-вихревого деаэратора ДЦВ-670».
2. **Разработчик(и):** Ледуховский Григорий Васильевич, Виноградов Владимир Николаевич, Росляков Антон Николаевич, Горшенин Сергей Дмитриевич, Беляков Антон Николаевич, Барочкин Евгений Витальевич, Жуков Владимир Павлович (ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34).
3. **Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** Эскизный проект выполнен на электронном носителе и включает технологическую схему установки, перечень и технические характеристики входящего в её состав оборудования, характеристики трубопроводов, а также зависимости основных технологических параметров установки от нагрузки и значений внешних факторов в графическом и табличной виде.
4. **Форма передачи:** На некоммерческой основе без передачи авторских прав.
5. **Форма использования, дата начала использования:** Эскизный проект двухцелевой деаэрационной установки принят к рассмотрению 01.09.2015 г. как типовое техническое решение, которое может быть рекомендовано при разработке проектной документации для реконструкции существующих или проектировании новых деаэрационных установок подпитки теплосети с открытым водоразбором мощных отопительных ТЭЦ.
6. **Эффект от использования научно-технической продукции:** Эффект обусловлен экономией капитальных затрат при реализации предлагаемого проекта двухцелевой установки в сравнении с базовым вариантом – деаэрационной установкой подпитки теплосети на базе вакуумных деаэраторов конструкции ОАО «НПО ЦКТИ» и установкой химического обессоливания для приготовления добавочной воды паровых котлов.

Заместитель главного инженера
по производству - начальник ОГИП, к.т.н

Кузнецов Г.Г.



Общество с ограниченной ответственностью
«ТЕХНОЦЕНТР-НЕФТЕМАШ»

150510, Ярославская область, Ярославский р-н, д. Кузнечиха, ул. Индустриальная д. 2
 ИНН 7627032477, КПП 762701001, ОГРН 1087627000482, ОКПО 02819141, ОКВЭД 65.12

• В Северном банке Сбербанка России г. Ярославль ОСБ №6625 БИК 047888670,

к/сч. 30101810500000000670 р/сч. 40702810577120001181

Тел. (4852) 67-14-25, 67-14-26, 67-14-27, факс 67-14-27.

e-mail: info@tc-neftemash.ru; сайт: www.tc-neftemash.ru

«Утверждаю»

Генеральный директор

ООО «ТЕХНОЦЕНТР-НЕФТЕМАШ»



В.Н. Денисов

«26» октября 2015 г.

**Акт о внедрении результатов
 научно-исследовательской работы**

Настоящий акт составлен в том, что при проектировании ООО «ТЕХНОЦЕНТР-НЕФТЕМАШ» деаэрационной установки рабочим давлением 0,15 МПа и номинальной производительностью 30 м³/ч использованы научно-технические разработки и результаты научных исследований, выполненных коллективом сотрудников ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина» в составе: канд. техн. наук, доцент Ледуховский Г.В. (руководитель темы, соисполнитель), ст. преподаватель Горшенин С.Д. (соисполнитель):

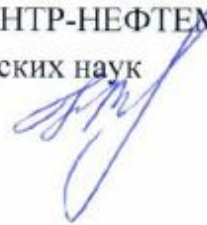
1. На основе гидродинамических, тепловых и массообменных расчетов, реализованных в разработанном авторами работы программном комплексе «Технологический расчет атмосферных струйно-барботажных деаэраторов воды» определены конструктивные характеристики деаэрационной колонки, включающей два струйных отсека и непровальный барботажный лист. Использование программного обеспечения позволило увеличить степень

обоснованности принятия технических решений при проектировании, а также рассчитать характеристики процессов тепломассообмена и десорбции растворенного кислорода в колонке при работе деаэратора в граничных режимах регулировочного диапазона нагрузок.

2. Определены конструктивные характеристики затопленного барботажного устройства деаэрационного бака, необходимость использования которого для получения деаэрированной воды с требуемой по условиям проектирования массовой концентрацией растворенного кислорода (не более 10 мг/дм^3) доказана расчетным путем. В результате расчетов установлено, что во всех режимах работы деаэратора массовая концентрация растворенного кислорода в деаэрированной воде не превосходит 7 мг/дм^3 .

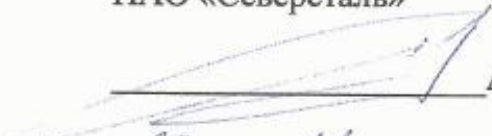
3. С использованием предложенных авторами работы методик расчета и математических моделей, а также результатов моделирования течения воды в деаэрационном баке, проведенного в программном комплексе вычислительной гидрогазодинамики Flow Vision, определены прогнозные значения показателей эффективности удаления из воды в деаэраторе соединений угольной кислоты. Показано, что во всех режимах деаэратор обеспечивает получение деаэрированной воды при отсутствии свободного диоксида углерода с рН охлажденной воды не менее 8,68 при отключенном барботажном устройстве деаэрационного бака и не менее 9,06 при наличии парового барботажа в баке. Использование авторских моделей позволило уже на стадии проектирования установки определить необходимые значения режимных параметров работы барботажного устройства.

Главный конструктор
ООО «ТЕХНОЦЕНТР-НЕФТЕМАШ»
кандидат технических наук
Ю.А. Веткин



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник центра энергосбережений
Управление главного энергетика
ПАО «Северсталь»

 А.К. Лапшин

«30» 11. 2017 г.

АКТ**об использовании результатов научно-исследовательской работы**

Настоящим подтверждается, что в 2007–2009 гг. коллективом Ивановского государственного энергетического университета (к.т.н., доцент Ледуховский Г.В. – ответственный производитель работ; И.В. Степин, П.Г. Михеев, А.Е. Барочкин – исполнители) проведен комплекс работ по наладке насосного оборудования участка химводоочистки «Стана-2000» теплосилового цеха ОАО «Северсталь» с разработкой комплекта нормативных энергетических характеристик насосов, работающих с частотным регулированием производительности.

В рамках работ:

- разработаны программы испытаний для 21 насоса различных типоразмеров, оборудованных блоками частотно-регулируемого электропривода;
- проведены испытания насосов в соответствии с программами;
- при обработке результатов испытаний показана неприменимость для расчета рабочих и энергетических характеристик насосов известных методов расчета при глубоком уменьшении числа оборотов ротора;
- предложен и обоснован с использованием результатов испытаний уточненный метод расчета рабочих и энергетических характеристик насосов, работающих при частотном регулировании производительности;
- с использованием предложенного метода расчета и полученных в ходе испытаний данных разработан комплект нормативных энергетических характеристик насосного оборудования участка химводоочистки.

Полученные результаты позволяют оптимизировать режимы работы насосного оборудования и определять экономию или перерасход электроэнергии на приготовление химически очищенной деаэрированной воды за фактически отработанный период времени.

Начальник теплосилового цеха



В.Н. Лебедев

УТВЕРЖДАЮ:



Главный инженер филиала «Печорская
ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»

Капшинцев Алексей Борисович

2017 г.

АКТ

об использовании результатов научно-исследовательской работы

Настоящим подтверждается, что в 2015 году сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета (канд. т. наук, доцент Ледуховский Г.В. – руководитель и ответственный исполнитель работы; Разинков А.А., Потапов А.М. – исполнители работы) разработано технико-экономическое обоснование монтажа гидромуфт на питательные насосы энергоблоков Печорской ГРЭС.

В рамках разработки технико-экономического обоснования предложен и реализован автоматизированный алгоритм, предусматривающий последовательное решение следующих задач:

1. Расчет гидравлической характеристики сети (зависимости гидравлического сопротивления трубопроводов питательной воды от ПЭН до сниженного узла питания котла от расхода питательной воды) при минимальном перепаде давлений на регуляторе питания с использованием методов гидравлического расчета водяных трубопроводов и настройкой расчетной модели по выборке результатов натурных измерений для конкретного энергоблока.

2. Расчет рабочих характеристик ПЭН при переменном числе оборотов ротора с использованием авторской математической модели, точность которой характеризуется отклонением расчетных параметров от результатов измерений не более 7 %.

3. Расчет экономии электроэнергии на собственные нужды за средние сутки.

4. Расчет экономии годовой топлива при реализации мероприятия с учетом изменения показателей работы оборудования при сохранении фактических графиков отпуска электрической и тепловой энергии.

5. Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.

Разработанный алгоритм позволил определить целесообразность установки гидромуфт на ПЭН энергоблоков в конкретных условиях Печорской ГРЭС.

Обоснована годовая экономия топлива по ГРЭС в условном исчислении на уровне 2486,8 т у.т./год.

Результаты работы учтены при выборе варианта повышения тепловой экономичности деаэрационно-питательных установок Печорской ГРЭС.

Начальник ПТО

Мезириов С.А.

УТВЕРЖДАЮ:



И.о. технического директора

П.Е. Черненко

7 декабря 2016 г.

об использовании результатов научно-исследовательской работы

Настоящим подтверждается, что в 2009 году сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета (канд. т. наук., доцент Виноградов В.Н. – руководитель работ; канд. т. наук., доцент Ледуховский Г.В. – ответственный исполнитель) и закрытого акционерного общества «Регион-Бизнес» (Е.Н. Топоров) выполнена разработка технико-экономического оборудования по реконструкции деаэрационной установки подпитки теплосети Омской ТЭЦ-5.

В рамках разработки обоснования выполнен следующий объем работ:

- проведено обследование оборудования и технологической схемы деаэрационной установки;
- разработаны энергетические характеристики удельных затрат тепловой и электрической энергии на подготовку деаэрированной воды;
- выявлены резервы тепловой экономичности, связанные с нерациональной технологической схемой и недостатками технического состояния оборудования установки в объеме 8100 т у.т./год – из-за перерасхода электроэнергии на механизмы собственных нужд; 12500 т у.т./год – из-за наличия непроизводительных потерь тепловой энергии при эксплуатации установки;
- предложен проект реконструкции установки, предусматривающий модернизацию четырех существующих деаэраторов ДВ-800 с установкой предвключенных центробежно-вихревых деаэраторов и обеспечением получения при эксплуатации установки дополнительного продукта – дистиллята для подпитки энергетических котлов – с суммарным расходом до 50 т/ч;
- разработана математическая модель деаэрационной установки по предложенному варианту реконструкции; выполнены вариантные расчеты, по результатам которых разработаны режимные характеристики установки, а также энергетические характеристики удельных затрат тепловой и электрической энергии на подготовку деаэрированной воды после реконструкции установки;
- обоснована годовая экономия топлива при реализации проекта реконструкции в объеме 18250 т у.т./год; срок окупаемости инвестиций – 2,88 года.

Работы по реконструкции деаэрационной установки Омской ТЭЦ-5 будут продолжены в ближайшем будущем.

Начальник ПТО СП «ТЭЦ-5» АО «ТГК-11»

В.С. Барановский

УТВЕРЖДАЮ:



Директор
филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

В.А. Великороднов

» июль 2017 г.

об использовании результатов научно-исследовательской работы

Настоящим подтверждается, что в 2017 году сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета (д-р т. наук, профессор Барочкин Е.В. – руководитель работы; канд. т. наук, доцент Ледуховский Г.В. – ответственный исполнитель работы) разработано технико-экономическое обоснование энергосберегающего мероприятия по повышению эффективности деаэрационно-питательных установок второй очереди Сакмарской ТЭЦ путем перехода на частотное регулирование производительности питательных насосов ПЭ-580-195 по трем направлениям: установка турбопривода питательных насосов; установка блоков частотно-регулируемого электропривода на электродвигатели питательных насосов; установка гидромuft к существующим питательным насосам.

При обосновании эффективности рассматриваемого мероприятия использован авторский алгоритм расчета технических показателей эффективности, обеспечивающий учет гидравлических характеристик тракта питательной воды от питательных насосов до регуляторов питания котлов; расчет рабочих и энергетических характеристик насосов при частотном регулировании производительности по методике с погрешностью не более 5 %; детальный учет изменения показателей работы основного оборудования ТЭЦ при уменьшении расхода электроэнергии на собственные нужды.

Экономический эффект от реализации мероприятия обусловлен получением годовой экономии условного топлива:

2185 т у.т./год – при использовании гидромuft;

2486 т у.т./год – при использовании частотно-регулируемого электропривода;

3370 т у.т./год – при использовании турбопривода.

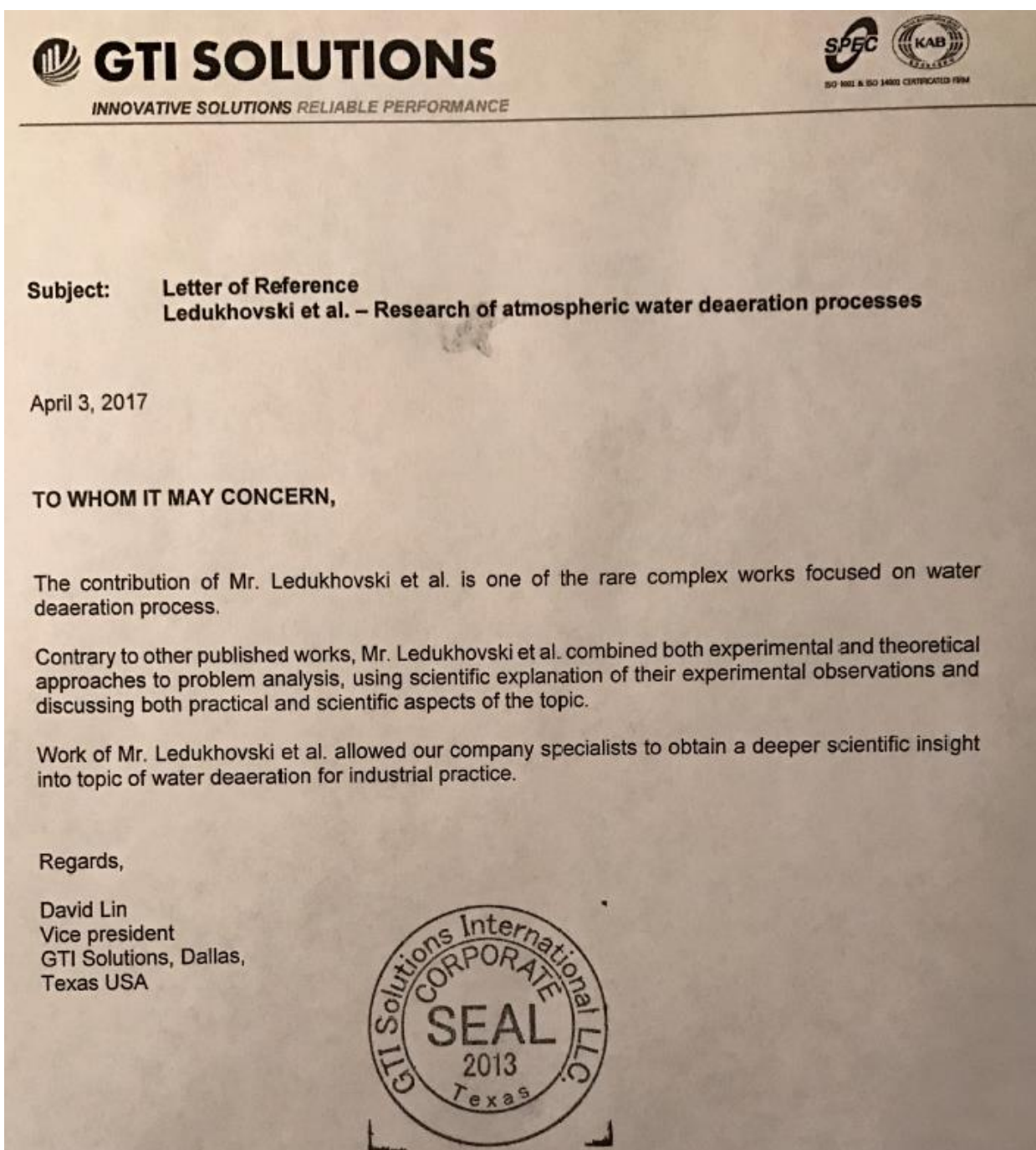
Расчет экономических критериев эффективности показал, что наиболее эффективным вариантом является использование гидромuft, поскольку дисконтированный срок окупаемости инвестиций в этом случае оказывается наименьшим и составляет 5,3 года.

Результаты работы будут учтены при выборе окончательного варианта мероприятия по повышению показателей тепловой экономичности деаэрационно-питательных установок Сакмарской ТЭЦ.

Начальник ТТС

филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

А.Ю. Вязьмина



Перевод на русский язык:

Рекомендательное письмо. Для предъявления по месту требования.

Труд г-на Ледуховского и др. является одним из редких комплексных работ по деаэрации воды. В отличие от других опубликованных работ, г-н Ледуховский и др. объединили как экспериментальные, так и теоретические подходы к анализу проблем, используя научное объяснение своих экспериментальных наблюдений и обсуждая как практические, так и научные аспекты этой темы. Работа г-на Ледуховского и др. позволила специалистам нашей компании получить более глубокий научный материал по теме деаэрации воды для производственной практики.

С Уважением, Дэвид Лин

Вице-президент GTI Solution, Даллас, Техас, США



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**«ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ
КОМПАНИЯ № 11»
ОМСКИЙ ФИЛИАЛ**

Россия, 644037, г.Омск,
ул. Партизанская, д. 10
Тел. 8(3812) 24-02-64, 355-759
Факс 8(3812) 23-35-69
e-mail: div@oegc.tgk11.com

«Утверждаю»

Заместитель директора
по производству - главный инженер
Омского филиала ОАО «ТГК-11»



Н.П. Рыбко

«23» марта 2011 г.

Акт внедрения

результатов научно-исследовательской работы «Разработка и внедрение программного комплекса для автоматизированного расчета оптимального состава и загрузки основного оборудования для планирования, анализа и управления режимами работы ТЭЦ-5 ОАО ТГК-11 в условиях действующих регламентов НОРЭМ»

В рамках научно-исследовательской работы «Разработка и внедрение программного комплекса для автоматизированного расчета оптимального состава и загрузки основного оборудования для планирования, анализа и управления режимами работы ТЭЦ-5 ОАО ТГК-11 в условиях действующих регламентов НОРЭМ» коллективом сотрудников Ивановского государственного энергетического университета в составе: д.т.н., проф. Барочкин Е.В., (руководитель), д.т.н., проф. Жуков В.П. к.т.н., доц. Ледуховский Г.В., аспирант Борисов А.А., разработан и внедрен Программный комплекс для Омской ТЭЦ-5.

Программный комплекс решает задачи выбора оптимального состава и режима работы оборудования, прогнозирования технико-экономических показателей работы электростанции, расчета топливной составляющей отпускаемой тепловой и электрической энергии и построения характеристики относительных приростов себестоимости отпускаемой электроэнергии.

Алгоритм расчета включает следующие процедуры:

- оптимизации распределения тепловой нагрузки в горячей воде между источниками тепла;
- оптимизации распределения тепловой нагрузки в паре между регулируемыми и нерегулируемыми отборами турбоагрегатов;
- оптимизации распределения электрической нагрузки между турбоагрегатами;
- оптимизации распределения тепловых нагрузок между котлоагрегатами электростанции;
- расчета плановых технико-экономических показателей работы электростанции, определение топливной составляющей отпускаемой тепловой и электрической энергии и построение характеристики относительных приростов себестоимости отпускаемой электроэнергии.

В ходе работы выполнен анализ эффективности использования теплофикационных установок, оценено соответствие энергетических характеристик ТФУ тепловым режимам работы сетевых подогревателей, определены оптимальные режимы работы теплосетевого оборудования Омской ТЭЦ-5.

Внедрение мероприятий по оптимизации распределения тепловых и электрических нагрузок позволит снизить суммарный расход топлива на Омской ТЭЦ-5 ОАО «ТГК-11» на 7 000 т/год.

Заместитель главного инженера – начальник управления
по эксплуатации Омского филиала ОАО «ТГК-11»

А.А. Ефимов

ЗАО «Управляющая компания объединенного
петербургского энергостроительного консорциума»
(ЗАО «УК ОПЭК»)
193079, г. Санкт-Петербург, Октябрьская наб.,
108, к.1, лит. АЮ
Тел./факс: (812) 677-01-67
e-mail: mail@ukopek.ru
ИНН/КПП 7842364900/784201001



С.А. Тимошевский

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

1. **Наименование научно-технической продукции:** Техническое решение по обеспечению нормативных деаэрационных характеристик конденсационных установок паровых турбин с регулируемым теплофикационным отбором пара.
2. **Разработчик(и):** Ледуховский Григорий Васильевич, Горшенин Сергей Дмитриевич, Барочкин Юрий Евгеньевич (ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»).
3. **Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** Техническое решение по обеспечению нормативных деаэрационных характеристик конденсационных установок паровых турбин с регулируемым теплофикационным отбором пара предусматривает установку кавитационно-струйного деаэрационного устройства на трубопровод рециркуляции основного конденсата после регулятора уровня в конденсатосборнике конденсатора с отводом выпара в паровое пространство конденсатора или в трубопровод отсоса паровоздушной смеси основным эжектором конденсационной установки.
4. **Форма передачи:** На некоммерческой основе.
5. **Форма использования, дата начала использования:** Техническое решение и результаты расчетной оценки его эффективности применительно к турбоагрегату Тп-115/125-130-1тп ТМЗ Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 приняты в 2017 году в качестве типовой технологической схемы реконструкции конденсационных установок теплофикационных паровых турбин.
6. **Эффект от использования научно-технической продукции:** Обеспечение нормативного химического качества турбинного конденсата по содержанию растворенного кислорода в режимах работы по тепловому графику нагрузок преимущественно для ТЭС с прямоточными системами технического водоснабжения; расчетный экономический эффект, обусловленный уменьшением затрат на ремонты элементов тракта основного конденсата и трубных систем ПНД, для турбоагрегатов типа ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ (на примере Владимирской ТЭЦ-2) составит 1,2 млн. руб/год на один турбоагрегат, срок окупаемости инвестиций – 1,6 года.

Заместитель главного инженера

А.А. Петухов

**Общество
с ограниченной ответственностью
"Газэнергопроминжиниринг"**

155150 Ивановская область г. Комсомольск ул. Зайцева д. 2 А
тел. (49352) 2-22-55; факс 2-22-55
ИНН 3704562241 КПП 370401001



**Community
with limited liability
"Gazenergoprominzhiniring"**

2A Zaytseva, The Ivanovo area, Komsomolsk, 155150, Russia
Tel. (007-49352) 2-22-55 Fax (007-49352) 2-22-55

№ _____
на _____ от _____



УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор

Е.С. Штыков

"21" июля 2017 г.

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

- Наименование научно-технической продукции:** Прикладной программный комплекс "Поверочный тепловой расчет и обработка результатов испытаний конденсаторов паровых турбин" (св. о гос. рег. программы для ЭВМ № 2012611328 от 01.02.2012 г.)
- Разработчик(и):** Ледуховский Григорий Васильевич, Барочкин Алексей Евгеньевич, Трифонов Вячеслав Юрьевич (ФГБОУ ВО "Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина"; ЗАО "Ивэнергосервис").
- Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** Программный комплекс позволяет проводить поверочный тепловой расчет конденсаторов паровых турбин с заданными конструктивными характеристиками по различным методикам с выбором методики, наилучшим образом описывающей показатели работы конкретного конденсатора, выполнять настройку методики расчета под фактическое техническое состояние конденсатора на основе обработки результатов экспресс-испытаний или эксплуатационных данных по конденсационной установке, определять показатели адекватности и точности полученной уточненной методики, рассчитывать по ней параметры энергетических характеристик конденсатора.
- Форма передачи:** На некоммерческой основе без передачи авторских прав.
- Форма использования, дата начала использования:** Программный комплекс используется с 2016 года при проведении режимно-наладочных работ на турбоустановках с конденсацией пара.
- Эффект от использования научно-технической продукции:** Эффект от использования программного комплекса при проведении пуско-наладочных работ обусловлен возможностью сокращения количества пусков с соответствующим уменьшением затрат на топливо, сокращением времени проведения пусковых операций.
Экономия денежных средств на одном турбоагрегате мощностью 50–100 МВт при этом составляет 2,8–4,0 млн. руб.

Технический директор

И.В. Комаров



INSTYTUT MASZYN CIEPLNYCH

Wydział Inżynierii Mechanicznej i Informatyki
POLITECHNIKA CZĘSTOCHOWSKA

al. Armii Krajowej 21, 42-201 Częstochowa tel./fax: 34 3250 507
e-mail: imc@imc.pcz.czest.pl www.imc.pcz.pl

Częstochowa, 19.07.2017

In the scope of the agreement on co-operation between the Częstochowa University of Technology, Poland, and the Ivanovo State Power Engineering University, Russia, the following scientific results of the research work were transferred to the Institute of Thermal Machinery for free use:

Calculation of heat and mass transfer processes in thermal water deaerators to determine the concentration of dissolved oxygen, water pH, carbon dioxide concentration (authors Associate Prof. G.V. Ledukhovskiy, Prof. E.V. Barochkin, Prof. V.P. Zhukov).

These results are currently used in ongoing industrial and scientific research projects carried out at the Institute of Thermal Machinery.

Częstochowa University of Technology
Institute of Thermal Machinery
al. Armii Krajowej 21
42-200 Częstochowa, Poland
tel.: (+48) 34 3250-507; fax: (+48) 34 3250-555
e-mail: imc@imc.pcz.czest.pl

DYREKTOR
Instytutu Maszyn Ciepłych
prof. dr hab. inż. Witold Elsner

Перевод на русский язык:

*Институт тепловой техники. Факультет инженерной механики и информатики.
Ченстоховский политехнический университет.*

В рамках соглашения о сотрудничестве между Технологическим университетом Ченстохова, Польша, и Ивановским государственным энергетическим университетом, Россия, на некоммерческой основе Институту тепловой техники переданы следующие результаты исследовательских работ: Методика расчета процессов тепло- и массопереноса в термических деаэраторах с определением концентрации растворенного кислорода, pH воды, концентрации диоксида углерода (авторы – доцент Г.В. Ледуховский, профессор Е.В. Барочкин, профессор В.П. Жуков). Результаты в настоящее время используются в текущих промышленных и научно-исследовательских проектах, проводимых в Институте тепловой техники.

Директор Института тепловых машин,
профессор Витольд Элснер

УТВЕРЖДАЮ:Первый заместитель Генерального
директора – Главный инженер
ООО «Ситиэнерго»

Карпов В.В.

«27» декабря 2016 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

Настоящим подтверждается, что в 2016 году коллективом сотрудников ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» в составе: канд. т. наук., доцент Ледуховский Г.В. – руководитель работ; канд. т. наук Горшенев С.Д.; ассистент Зимин А.П.; канд. т. наук Коротков А.А.; канд. т. наук Барочкин А.Е., – выполнена разработка нормативно-технической документации по топливоиспользованию, алгоритмов сведения пароводяного, теплового, топливного, электрического балансов, расчета фактических технико-экономических показателей ПГУ ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго».

Разработанный алгоритм совместного сведения пароводяного и теплового балансов энергоблоков ПГУ обеспечивает расчет действительных параметров потоков теплоносителей (по газотурбинным установкам, котлам-утилизаторам, паротурбинной установке и вспомогательным общестанционными системам и установкам) по данным теплотехнических измерений с учетом разной степени достоверности измеряемых параметров.

Разработанные алгоритмы и средства их компьютерной поддержки внедрены в производственный процесс и используются группой учета производственно-технического отдела ТЭС при ежесуточном контроле состояния системы технического учета (путем оценки невязок материальных балансов по отдельным узлам тепловой схемы и анализа динамики их изменения во времени), а также при ежемесячных расчетах показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС в рамках подготовки государственной статистической отчетности (путем совместного сведения материальных и тепловых балансов, сведения топливного и электрического балансов с расчетом фактических и номинальных значений технико-экономических показателей).

Внедрение комплекса алгоритмов и программ позволило выявить недостатки существующей системы технического учета и отчетности, сформулировать рекомендации по установке ряда дополнительных средств измерения параметров потоков теплоносителей, а также организовать ежесуточный комплексный контроль технического состояния и экономичности оборудования ТЭС. Экономическая эффективность внедрения комплекса алгоритмов и программ обусловлена повышением точности прогнозирования технико-экономических показателей ТЭС при формировании заявок на оптовом рынке электроэнергии и мощности, возможностью оперативного обнаружения и устранения неисправностей в работе элементов системы мониторинга показателей тепловой экономичности оборудования, а также выявленными резервами тепловой экономичности в количестве 1308 т у.т. в год.

Начальник производственно-технического отдела
ТЭС «Международная» ООО «Ситиэнерго»

М.И. Прокофьев

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор
Владимирской ТЭЦ-2
филиала «Владимирский»
ПАО «Т Плюс».



С.К. Прозоров

«22» августа 2017 г.

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАУЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

- Наименование научно-технической продукции:** Метод контроля герметичности вакуумных систем паротурбинных установок на основе сведения материальных балансов по растворенному кислороду.
- Разработчик(и):** Ледуховский Григорий Васильевич, Жуков Владимир Павлович, Барочкин Евгений Витальевич (ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»).
- Краткая характеристика научно-технической продукции или её элементов, принятых к использованию или используемых:** Метод контроля герметичности вакуумных систем паротурбинных установок основан на сведении материальных балансов по растворенному кислороду в технологических системах конденсационной установки, регенерации низкого давления и теплофикационной установки паровой турбины по результатам измерения параметров потоков теплоносителей в условиях недостаточности или некорректности исходной информации. Математическое описание разрабатывается однократно для турбоагрегатов каждого типа ТЭЦ, дальнейшее использование заключается в подстановке результатов измерения параметров потоков теплоносителей. В результате вычисляется расход воздуха с присосами в вакуумную систему в целом с разбивкой по отдельным элементам системы.
- Форма передачи:** На некоммерческой основе без передачи авторских прав.
- Форма использования, дата начала использования:** Метод принят к использованию для эксплуатационного контроля герметичности вакуумных систем турбоагрегатов Владимирской ТЭЦ-2 с 2017 года.
- Эффект от использования научно-технической продукции:** Эффект от использования метода обусловлен возможностью установления обоснованных значений фактических присосов воздуха в вакуумную систему турбоагрегатов с локализацией источника сверхнормативных присосов и сокращением затрат на проведение обследования и ремонта элементов вакуумных систем.

Начальник котлотурбинного цеха
Владимирской ТЭЦ-2



С.А. Сафонов

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

**Примеры режимных карт по эксплуатации
деаэрационных установок, разработанных
в рамках работы**

Режимная карта по эксплуатации деаэратора ДСА-300 ст. № 2

участка химводоочистки «Стана-2000» теплосилового цеха ОАО «Северсталь»

Наименование показателей, единицы измерения	Нормативные значения	Рабочие значения		Примечания
		Оперативное состояние «Работа»	Оперативное состояние «Горячий резерв»	
1. Заданные параметры				
1.1. Производительность, м³/ч - номинальная - минимальная - максимальная	300 90 360	300 70 300	Определена расходом ХОВ на охлаждение выпара	
1.2. Допускаемое давление (избыточное) в надводном пространстве деаэратора при срабатывании защитного устройства, МПа	0,07	0,04	0,04	
1.3. Пробное давление при гидроиспытаниях (избыточное), МПа	0,2	0,2	-	
2. Регулируемые параметры				
2.1. Рабочее давление (избыточное) в деаэрационной колонке, кПа	20±10	20±5	20±5	
2.2. Температура поступающей в деаэратор воды, °С - минимальная - максимальная *	50 80	65 75	75 80	* по условиям работы расхода домера «Promag»
2.3. Температура воды после охладителей выпара на входе в деаэрационную колонку, °С	-	от 65 до 80	от 75 до 80	
2.4. Температура деаэрированной воды, °С	104	от 103 до 104	от 102 до 104	
2.5. Температура пробы деаэрированной воды перед датчиками приборов автоматизированного химконтроля, °С	от 20 до 50	от 20 до 50	от 20 до 50	

Окончание таблицы П.9.1

Наименование показателей, единицы измерения	Нормативные значения	Рабочие значения		Примечания
		Оперативное состояние «Работа»	Оперативное состояние «Горячий резерв»	
2.6. Уровень воды в баке деаэратора, мм - среднее значение - колебания от среднего значения	2400 ±100	1900 ±500	1800 ±500	При регулировании подачи воды в группу деаэраторов
2.7. Удельный расход барботажного пара, кг пара на тонну деаэрированной воды	от 20 до 25	от 15 до 20	нет	
2.8. Расход выпара, кг на тонну деаэрированной воды - нормальный - минимальный - максимальный	2,0	2,0 1,0 3,0	4,0 2,0 6,0	

3. Контролируемые параметры

3.1. Качество деаэрированной воды на выходе из деаэратора

3.1.1. Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³ , не более	20	от 5 до 20	20	
3.1.2. Значение рН ₂₅	от 8,5 до 10,5	от 8,5 до 10,5	от 8,5 до 10,5	Подача воды в паровые котлы
	от 8,5 до 9,0	от 8,5 до 9,0	от 8,5 до 9,0	Подача воды в открытую тепловую сеть
	от 8,5 до 9,5	от 8,5 до 9,5	от 8,5 до 9,5	Подача воды в закрытую тепловую сеть
3.1.3. Щелочность по фенолфталейну, мг-экв/дм ³	наличие	от 0,1 до 0,3	от 0,1 до 0,3	
3.1.4. Щелочность общая, мг-экв/дм ³	-	от 1,2 до 1,7	от 1,2 до 1,7	
3.1.5. Содержание свободной углекислоты в пересчете на диоксид углерода	отсутствие	отсутствие	отсутствие	

Режимная карта по эксплуатации деаэрационной установки ОАО «ОмПО «Иртыш»

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Теплогидравлические параметры		
1. Производительность номинальная	т/ч	200
2. Производительность минимальная	т/ч	60
3. Производительность максимальная	т/ч	200
4. Температура воды, поступающей в деаэратор при работе в вакуумном режиме	°С	70÷90
5. Температура после деаэрационной установки	°С	На (4÷10) меньше температуры по п. 4
6. Вакуум в аккумуляторном баке	кгс/см ²	0,35÷0,65
7. Температура воды за контактным охладителем выпара	°С	10÷55
8. Уровень воды в аккумуляторном баке	мм	1700÷1900
9. Температура пробы после холодильника проб	°С	20÷30
10. Температура рабочей воды, подаваемой на ОВК и эжекторы	°С	Меньше температуры деаэрированной воды не менее, чем на 15 °С
11. Расход рабочей (эжектирующей) воды через один эжектор	м ³ /ч	35÷40
12. Давление рабочей воды перед эжектором	кгс/см ²	2,2÷2,9
13. Степень открытия запорной арматуры на трубопроводах выпара с работающими ДЦВ и АБ	%	100
14. Давление на всасе работающего НРВ	кгс/см ²	0,1÷0,2
15. Давление на напоре работающего НРВ	кгс/см ²	4,8÷5,9
16. Давление на всасе работающего НДВ	кгс/см ²	0,0÷0,4
17. Давление на напоре работающего НДВ	кгс/см ²	0,6÷3,3
Качество деаэрированной воды		
Наименования показателей, единицы измерений	Нормативные значения	Частота анализов
1. Массовая концентрация растворенного кислорода, мкг/дм ³	≤ 50	1 раз в сутки
2. Значение рН ₂₅	От 8,3 до 9,5	1 раз в сутки
3. Жесткость общая, мкг-экв/дм ³	≤ 10	1 раз в сутки
4. Щелочность общая, мг-экв/дм ³	–	1 раз в неделю
5. Щелочность по фенолфталеину, мг-экв/дм ³	–	1 раз в неделю
6. Массовая концентрация свободного диоксида углерода, мг/дм ³	Отсутствие	–
7. Содержание соединений железа, мг/дм ³	0,5	1 раз в неделю

Наименования показателей, единицы измерений	Нормативные значения	Частота анализов
8. Количество взвешенных веществ, мг/дм ³	5	1 раз в месяц
9. Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	1	2 раза в месяц
10. Прозрачность по шрифту, см	≥ 40	1 раз в неделю

Таблица П.9.3

**Карта контроля технологии и качества деаэрационной установки
ОАО «ОмПО «Иртыш»**

Объект контроля, контролируемый параметр, единицы измерения	Диапазон рабочих значений	Рекомендуемое значение	Средство контроля / где контролируется	Мероприятия по устранению нарушения
Давление греющего пара, кгс/см ²	4÷6	4	Датчики давления серий МЕТРАН 100 и МЕТРАН 150 (показания контролируются на щите управления); манометры избыточного давления МП-У, вакуумметры ВП-У, мановакуумметры МВП-У (показания контролируются по месту)	Увеличить / уменьшить нагрузку на деаэратор, контролируя при этом уровень в БСДВ
Давление воды перед ДЦВ, кгс/см ²	-0,04÷2,75	-0,04		Проверить состояние НПВ и давление на его напоре по месту, проверить положение арматуры на трубопроводах
Давление в АБ, кгс/см ²	-0,35 ÷ -0,65	Согласно таблицам теплофизических свойств воды и пара	То же	Проверить температуру воды за ОВК, при необходимости включить второй эжектор, проверить положение арматуры на трубопроводах выпара. Проверить показания по местным приборам

Объект контроля, контролируемый параметр, единицы измерения	Диапазон рабочих значений	Рекомендуемое значение	Средство контроля / где контролируется	Мероприятия по устранению нарушения
Давление в ДЦВ, кгс/см ²	-0,10 ÷ -0,60	-0,40	То же	Проверить температуру воды за ОВК, при необходимости включить второй эжектор, проверить положение арматуры на трубопроводах выпара, проверить положение арматуры на капельных деаэраторах. Проверить показания по местным приборам
Давление воды перед НДВ, кгс/см ²	0,00÷0,40	0,40	То же	Проверить показания по местным приборам и положение арматуры. При необходимости сбросить/снять вакуум. После стабилизации режима восстановить вакуум в установке
Давление воды после НДВ, кгс/см ²	0,60÷3,30	3,30	То же	Проверить состояние НДВ и трубопроводов. Проверить показания по местным приборам и положение арматуры. При необходимости перейти на резервный насос
Давление воды перед НРВ, кгс/см ²	0,10÷0,20	0,20		Проверить показания по местным приборам и положение арматуры
Давление воды после НРВ, кгс/см ²	4,80÷5,90	5,70 при работе 1 эжектора; 4,90 при работе 2 эжекторов		Проверить состояние НРВ и трубопроводов. Проверить показания по местным приборам и положение арматуры. При необходимости перейти на резервный насос

Объект контроля, контролируемый параметр, единицы измерения	Диапазон рабочих значений	Рекомендуемое значение	Средство контроля / где контролируется	Мероприятия по устранению нарушения
Температура воды перед ДЦВ, °С	70÷90	90	Термопреобразователи сопротивления платиновые ТСП МЕТРАН-200 (показания контролируются на щите управления); термометры технические ТТ с оправой (показания контролируются по месту)	Проверить расход и параметры греющего пара. Регулировкой расходов пара и нагреваемой воды выставить нужный температурный режим
Температура воды после ДЦВ, °С	69÷89	89		Регулировкой расходов пара и нагреваемой воды выставить нужный температурный режим.
Температура воды за ОВК, °С	10÷55	40	То же	Увеличить / уменьшить расход охлаждающей воды в БРВ
Температура деаэрированной воды после АБ, °С	на 4÷10 ниже поступающей в ДЦВ	85		Регулировкой расходов пара и нагреваемой воды выставить нужный температурный режим
Расход воды на ДЦВ, т/ч	60÷200	120	Преобразователи расхода электромагнитные ПРЭМ (показания контролируются на щите управления и по месту)	Проверить исправность расходомера
Расход рабочей воды через эжекторы, т/ч	35÷66	36÷39 при работе одного эжектора 66 при работе двух эжекторов		Проверить состояние НРВ, исправность расходомера и положение арматуры. Проверить состояние эжектора, при необходимости перейти на другой эжектор
Уровень воды в АБ, см	170÷190	180	Показания уровнемера контролируются на щите управления, по месту уровень контролируется с помощью смотровых стекол	Проверить соответствие количества работающих НДВ нагрузке. Проверить исправность регулятора уровня в АБ, датчика уровня

Объект контроля, контролируемый параметр, единицы измерения	Диапазон рабочих значений	Рекомендуемое значение	Средство контроля / где контролируется	Мероприятия по устранению нарушения
Уровень воды в БСДВ, м	2÷4	4	Показания уровнемера контролируются на щите управления.	Увеличить / уменьшить нагрузку на деаэрационную установку
Массовая концентрация растворенного кислорода, мг/дм ³	30÷40	менее 50	Автоматический кислородомер (показания контролируются на щите управления).	Проверить температурный режим работы деаэратора, при необходимости поднять вакуум в установке. Проверить показания с использованием переносного кислородомера

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

**Основные положения предложенной структуры
технологической инструкции по эксплуатации
атмосферных деаэрационных установок
(применительно к деаэраторам участка химводоочистки
теплосилового цеха (ТСП) ОАО «Северсталь»)**

П.10.1. Оперативные состояния деаэраторов

Структура оперативных состояний и режимов работы атмосферных деаэрационных установок приведена на рисунке П.10.1.



Рисунок П.9.1. Структура оперативных состояний и режимов работы атмосферных деаэрационных установок

Деаэраторы могут находиться в следующих оперативных состояниях: работа, горячий резерв, холодный резерв, ремонт.

П.10.1.1. Оперативное состояние «работа»

Состояние «работа» характеризуется следующими условиями:

- 1) Деаэратор исправен (герметичен, теплоизолирован).
- 2) В состоянии «работа» находятся трубопроводы подачи пара в деаэратор.
- 3) В состоянии «работа» находятся трубопровод подачи нагретой ХОВ в деаэратор и трубопровод отвода деаэрированной воды, трубопровод подачи холодной ХОВ в охладитель выпара.
- 4) В состоянии «работа» находится охладитель выпара. Гидрозатворы предохранительно-сливного устройства (ПСУ) заполнены водой.

5) В состоянии «работа» находятся уравнильные трубопроводы по воде и пару (при ручном управлении возможна изолированная работа деаэратора, отключенного от других деаэраторов по воде и пару).

6) Исправны дополнительные элементы обвязки (дренаж деаэраторного бака, уровнемерные стекла, пробоотборные линии).

7) Исправны и включены в работу контрольно-измерительные приборы (КИП), средства сигнализации и регулирования.

8) Параметры сред (воды, пара, выпара) соответствуют состоянию «работа».

9) Рабочие зоны достаточно освещены и доступны для обслуживания деаэратора.

10) Имеется запись в оперативном журнале о нахождении деаэратора в состоянии «работа».

П.10.1.2. Состояние «горячий резерв»

Состояние «горячий резерв» используется:

– в качестве промежуточного при переводе деаэратора из состояния «холодный резерв» в состояние «работа» и обратно;

– в качестве заданного на определенный срок состояния, если потребление сетью деаэрированной воды уменьшено, и гидравлическая нагрузка работающих деаэраторов ниже минимально допустимой по условиям нормальной деаэрации. В этом случае деаэратор, находящийся в горячем резерве, создает дополнительный запас деаэрированной воды.

Деаэратор поддерживается в горячем состоянии за счет организованного протока через него пара и воды, подводимых по уравнильным линиям. Отвод выпара осуществляется при этом через охладитель выпара. Групповые охладители выпара прочих деаэраторов находятся в работе, если в горячем резерве или работе находится хотя бы один из этих деаэраторов.

Состояние «горячий резерв» характеризуется следующими условиями:

1) Деаэратор исправен, заполнен до незначительно сниженного по сравнению со смежными работающими деаэраторами уровня воды. Понижение уровня воды обеспечено отводом воды из деаэратора к подкачивающим насосам и питанием его деаэрированной водой из смежных деаэраторов по уравнильной линии.

2) Затвор на линии отвода деаэрированной воды частично открыт, что необходимо для организации небольшого протока деаэрированной воды от смежных работающих деаэраторов через деаэраторный бак данного деаэратора.

3) В состоянии «резерв» находятся трубопровод подачи нагретой химически очищенной воды (ХОВ) в деаэратор. Затвор перед деаэратором на этом трубопроводе закрыт.

4) В состоянии «горячий резерв» находятся трубопроводы подачи основного (и барботажного, если он использовался для деаэрации) пара. При этом паровые задвижки, отключающие деаэратор по этим потокам, закрыты, а дренажи и воздушники приоткрыты.

5) Регулирующие затворы регуляторов давления основного и расхода барботажного пара закрыты.

6) Деаэратор подключен по пару и воде к уравнительным линиям, линия отвода деаэрированной воды открыта частично.

7) Через охладитель выпара (ОВ) пропускается холодная ХОВ в количестве, необходимом для охлаждения выпара. Выпар направлен в ОВ, из штуцера выпуска газов наблюдается незначительное парение.

8) Исправна, но перекрыта затвором дренажная линия деаэратора, исправны уровнемерные стекла, пробоотборные линии находятся в работе.

9) Исправны и включены в работу КИП и средства сигнализации.

10) Параметры сред соответствуют состоянию «резерв». Давление пара в верхней части деаэрационной колонки не менее 15 кПа и не более 25 кПа. Температура воды в деаэраторном баке и температура деаэрированной воды не менее 102 °С. Необходимые значения параметров сред обеспечиваются подачей пара в данный деаэратор по уравнительной паровой линии и подачей потока деаэрированной воды от смежных деаэраторов по водяной уравнительной линии.

11) Установлены необходимые знаки безопасности.

12) Рабочие зоны достаточно освещены и доступны для обслуживания деаэратора.

13) Имеется запись в оперативном журнале о нахождении деаэратора в состоянии «горячий резерв».

П.10.1.3. Состояние «холодный резерв»

Состояние «холодный резерв» используется:

– в качестве промежуточного при переводе деаэратора из состояния «ремонт» в «горячий резерв» и обратно;

– в качестве заданного на определенный срок состояния в ожидании ремонта.

Состояние «холодный резерв» характеризуется следующими условиями:

1) Деаэратор исправен, отключен по всем потокам и опорожнен. Опорожнение деаэратора снижает вероятность стояночной коррозии в холодном состоянии. Опорожнено ПСУ.

2) Трубопроводы подачи пар в деаэратор находятся либо в холодном, либо в горячем резерве.

3) Трубопровод подачи нагретой ХОВ в деаэратор находится в состоянии резерва.

4) Трубопровод отвода деаэрированной воды находится в состоянии резерва.

5) Трубопровод подачи холодной ХОВ на охлаждение выпара в индивидуальный охладитель выпара, охладитель выпара, конденсатопровод от охладителя выпара находятся в состоянии резерва.

6) Линия подачи пара в его охладитель находится в состоянии резерва.

7) Трубопроводы подключения деаэратора к уравнительным линиям находятся в резерве.

8) Уровнемерные стекла исправны и подключены. Линии отбора проб отключены и находятся в резерве.

9) Исправны и включены в работу КИП и средства сигнализации.

10) Параметры сред соответствуют состоянию «холодный резерв».

11) Рабочие зоны достаточно освещены и доступны для обслуживания деаэратора.

12) Установлены необходимые знаки безопасности.

13) Имеется запись в оперативном журнале о нахождении деаэратора в состоянии «холодный резерв».

П.10.1.4. Состояние «ремонт»

Состояние «ремонт» характеризуется следующими условиями:

1) Деаэратор отключен по всем потокам (исключение: линия выпара открыта в атмосферу) и опорожнен. Сдренированы гидрозатворы ПСУ. Отключение по входным потокам пара и воды, отключение уравнительных линий, отключение дренажа и линии от-

вода деаэрированной воды выполнено с учетом тех же требований, которые выполняются при отключении трубопроводов воды и пара.

- 2) Трубопроводы подачи пара в деаэратор находятся в холодном резерве или ремонте.
- 3) Трубопровод подачи нагретой ХОВ в деаэратор находится в резерве или ремонте.
- 4) Трубопровод подачи холодной ХОВ на охлаждение выпара находится в резерве или ремонте.
- 5) Трубопровод отвода деаэрированной воды находится в резерве или ремонте.
- 6) Трубопроводы выпара и индивидуальный охладитель выпара (при его наличии) находятся в резерве или ремонте.
- 7) Пробоотборные линии находятся в резерве или ремонте.
- 8) КИП отключены и могут быть сняты для ремонта и проверки.
- 9) Уровнемерные стекла могут быть отключены и сняты для очистки или замены.
- 10) Регуляторы давления переведены в режим местного управления.
- 11) На приводах арматуры установлены запирающие замки и знаки безопасности.
- 12) Снято напряжение с электродвигателей приводов, сняты предохранители с цепей управления электроприводами.
- 13) Подготовлено рабочее место ремонтного персонала.

П.10.2. Вывод деаэратора из «ремонта» в «холодный резерв»

Вывод деаэратора из «ремонта» в «холодный резерв» включает в себя следующие операции:

- 1) Проверку окончания ремонтных работ. В этом случае необходимо проверить снятие установленных заглушек, закрытие наряда-допуска на ремонт деаэратора, отсутствие ремонтного персонала в ремонтной зоне, чистоту ремонтной зоны.
- 2) Наружный осмотр и контроль. Проверку внешнего состояния изоляции, арматуры, КИП, фланцевых соединений, люков и т.п. (в частности, проверить наличие прокладок и затяжку болтов (шпилек).
- 3) Снятие с запорной и регулирующей арматуры знаков безопасности, соответствующих состоянию «ремонт» и не соответствующих состоянию «холодный резерв». Эта операция совершается только после закрытия всех нарядов-допусков на ремонт деаэратора.

4) Сборку электросхем приводов арматуры и КИП. Эту операцию считать выполненной после доклада о её выполнении электротехническим персоналом и персоналом, обслуживающим КИП, и при условии работы контрольных ламп, а также при изменении положения арматуры с электроприводом при нажатии на кнопки управления.

5) Контроль исправности элементов обвязки. При наличии электрофицированной арматуры производится прокрутка арматуры между крайними положениями с обязательным контролем её положения по месту.

6) Контролируется исправность первичных вентилей КИП (возможность открытия и закрытия), исправность КИП (по месту и передача сигналов), соответствие уставок таблице контроля технологии и качества.

7) Проверку работы защит, блокировок, сигнализации (при их наличии). Производится совместно с персоналом, обслуживающим КИП и регуляторы.

8) Заполнение гидрозатворов ПСУ.

9) Постановку деаэратора в «холодный резерв». При этом устанавливаются соответствующие знаки безопасности, делается запись в оперативном журнале.

П.10.3. Перевод деаэратора из «холодного резерва» в «горячий резерв»

При переводе деаэратора из холодного в горячий резерв производятся операции прогрева опорожненного деаэратора и заполнения водой по уравнильной линии. Операции ведутся в следующей последовательности:

1) Проверить соответствие состояния деаэратора признакам оперативного состояния «холодный резерв». В частности, линия выпара должна быть открыта в атмосферу, уровнемерные стекла подключены, гидрозатворы ПСУ заполнены водой.

2) Приоткрыть на короткое время от 20 до 30 с затвор на линии подачи нагретой ХОВ в деаэратор для гарантированного заполнения водой участка трубопровода в зоне установки расходомера и снова закрыть.

3) Плавно и медленно полностью открывать задвижку на трубопроводе подключения деаэратора к паровой уравнильной линии, не допуская гидроударов. Для прекращения гидроударов прикрывать эту задвижку.

4) прогреть деаэратор паром до появления устойчивого парения на сбросе выпара в атмосферу, проверить температуры металла деаэрационной колонки и деаэраторного

бака: они должны быть в диапазоне от 90 до 100 °С. При определении температуры можно использовать контактный термометр. В процессе прогрева деаэратора дренировать водомерные стекла.

5) Окончив прогрев деаэратора, сдренировать конденсат греющего пара через дренажный вентиль в бак ХОВ и закрыть этот вентиль.

6) Приоткрыть на 20 % затвор на трубопроводе подключения деаэраторного бака к водяной уравнивательной линии и заполнить его водой до рабочего уровня. После этого данный затвор открыть полностью.

7) Приоткрыть затвор на линии отвода деаэрированной воды, установить степень его открытия в диапазоне 5-7 %.

8) Перевести выпар на его охладитель. Отрегулировать величину выпара, установив степень открытия клапана выпара около 20 %. Включить подачу холодной ХОВ на охлаждение выпара и отрегулировать расход ХОВ так, чтобы её температура на выходе из охладителя выпара была в диапазоне 75-80 °С.

9) При необходимости перевести трубопроводы подачи пара в деаэратор в горячий резерв.

10) Включить подачу охлаждающей воды к охладителям проб системы автоматизированного контроля. Установить расход проб в соответствии с инструкциями по эксплуатации приборов автоматического химического контроля (АХК), отрегулировать подачу охлаждающей воды. Через 15 мин. после этого проверить работу приборов АХК путем осмотра шкал приборов и снятия показаний этих приборов. При необходимости произвести контрольные измерения.

П.10.4. Включение деаэратора в «работу» из «горячего резерва»

При включении деаэратора в «работу» из «горячего резерва» необходимо выполнить следующие операции:

1) Проверить соответствие состояния деаэратора признакам оперативного состояния «горячий резерв».

2) Проверить и при необходимости отрегулировать подачу холодной воды к охладителям проб у приборов АХК.

3) Проверить состояние паропроводов подачи пара в деаэратор. При необходимости выполнить их перевод из холодного состояния в горячее.

4) Снять установленные знаки безопасности.

5) Приоткрыть затвор на линии подачи нагретой ХОВ в деаэратор до появления минимально контролируемого значения расхода ХОВ (6-12 м³/ч).

6) Медленно и плавно ступенчато открывать паровую задвижку, установленную на входе основного пара в деаэратор. Контролировать при этом давление в верхней части деаэрационной колонки. Оно не должно быть более 30 кПа и менее 10 кПа. При недопустимом росте этого давления незначительно и плавно увеличить подачу нагретой ХОВ в деаэратор и убедиться в понижении давления до разрешенного значения. При недопустимом понижении давления пара увеличить степень открытия паровой задвижки.

7) После полного открытия паровой задвижки на входе основного пара в деаэратор включить автоматический режим управления подачей основного пара, т. е. регулировкой давления пара в деаэрационной колонке.

8) Ступенчато, но плавно, ориентировочно по 15 % увеличивать степень открытия затвора на линии подачи нагретой ХОВ в деаэратор и степень открытия затвора на линии отвода деаэрированной воды. После каждого приоткрывания затвора необходимо делать паузу длительностью около 5 мин, что необходимо для завершения переходного процесса автоматического увеличения подачи пара в деаэратор. Контролировать давление пара в деаэрационной колонке и температуру нагретой ХОВ. Они должны соответствовать режимной карте деаэрации. При появлении гидроударов в деаэраторе незначительно и временно снижать подачу ХОВ. После исчезновения гидроударов вновь увеличивать её подачу. При автоматическом управлении расходом ХОВ в деаэраторы (при работе насосов ХОВ с питанием электродвигателя от ЧРП) обеспечить полное или близкое к полному открытие затвора на линии подачи ХОВ в деаэратор. При ручном управлении подачей ХОВ в деаэраторы установить заранее выбранный её расход в рабочем диапазоне нагрузок.

9) Включить подачу барботажного пара (регулятор давления основного пара находится в режиме автоматического управления) с его расходом около 20 кг на тонну воды, направляемой на деаэрацию. После полного открытия паровой задвижки установить в соответствие с режимной картой задание и перевести регулятор расхода барботажного пара в режим дистанционного автоматического управления и проконтролировать его работу. Закрыть дренажи и воздушники паропроводов.

10) Отрегулировать величину выпара и подачу охлаждающей выпар ХОВ так, чтобы температура воды после ОВ была в диапазоне 70-75 °С, а качество деаэрации воды соответствовало режимной карте. При правильной эксплуатации ОВ из штуцера газоудаления выходит практически сухая газовоздушная смесь.

11) Проверить соответствие состояния деаэратора и значение тепловых, гидравлических и химических параметров признакам оперативного состояния «Работа» и режимной карте деаэрации.

12) Сделать запись в оперативном журнале и доклад сменному мастеру о завершении включения деаэратора в работу.

П.10.5. Останов деаэратора из «работы» в «горячий резерв»

При переводе деаэратора из «работы» в «горячий резерв» следует поочередно выполнить следующие операции:

1) При ручном управлении производительностью деаэраторов перераспределить гидравлическую нагрузки останавливаемого деаэратора по работающим. При автоматическом управлении эта операция производится автоматически в процессе останова деаэратора.

2) Убедиться в том, что регулятор давления основного пара находится в режиме автоматического управления (допустимо и ручное дистанционное управление этим параметром).

3) Отключить подачу барботажного пара, поддерживая автоматически или вручную дистанционно давление основного пара в диапазоне от 10 до 20 кПа.

4) С помощью кнопки управления закрыть затвор регулятора расхода (давления) барботажного пара и после этого задвижку на вводе барботажного пара в деаэратор. Обеспечить перевод паропроводов в «горячий» или «холодный резерв».

5) Приступить к гидравлической разгрузке деаэратора и уменьшению подачи основного пара. Для этого ступенчато и медленно прикрывать затвор на линии подачи нагретой ХОВ в деаэратор, уменьшая расход этой воды ступенями примерно по 20 м³/ч и ожидая окончания переходного процесса снижения подачи пара регулятором.

Контролировать по месту расход воды и давление пара в деаэрационной колонке. Снижение гидравлической нагрузки деаэратора вести до полного закрытия входного водяного затвора.

6) Регулятор давления основного пара данного деаэратора перевести в режим ручного дистанционного управления.

7) Приступить к ступенчатой гидравлической разгрузке деаэратора, одновременно прикрывая затвор регулятора давления основного пара этого деаэратора. При наличии возможности допускается перевод регулятора давления в режим местного управления. В этом случае постепенное закрытие затвора регулятора давления ведётся с местного пульта при кнопочном управлении.

При снижении гидравлической нагрузки и подачи основного пара необходимо также контролировать давление основного пара в деаэрационной колонке с использованием местного манометра, не допускать повышения давления выше предельно допустимого рабочего. Если это повышение происходит, дополнительно снижать подачу основного пара прикрыванием затвора регулятора давления.

Снижение гидравлической нагрузки деаэратора вести до полного закрытия входного водяного затвора.

После этого проверить полноту закрытия затвора регулятора давления, перевести его на местное управление и закрыть входную паровую задвижку деаэратора на линии основного пара.

В процессе гидравлической разгрузки деаэратора уменьшить степень открытия затвора на линии отвода деаэрированной воды так, чтобы обеспечить незначительный проток воды от работающих смежных деаэраторов через остановленный в горячий резерв деаэратор и далее на всас подкачивающих насосов (степень открытия этого затвора установить равной 5 %).

8) Уменьшить выпар деаэратора и расход охлаждающей ХОВ на охладитель выпара.

При простое деаэратора в горячем резерве контролировать температуру воды после охладителя выпара: она должна быть в диапазоне 70-80 °С. Контролировать pH_{25} и содержание кислорода в деаэрированной воде после деаэратора. При ухудшении качества этой воды увеличить выпар и поднять температуру нагрева охлаждающей выпар ХОВ;

9) Установить знаки безопасности.

10) Проверить соответствие состояния деаэратора признакам оперативного состояния «горячий резерв».

11) Сделать запись о переводе деаэратора в горячий резерв и, в зависимости от ситуации, паропроводов в «горячий» или «холодный резерв».

П.10.6. Перевод деаэратора из «горячего» в «холодный резерв»

Для перевода деаэратора из «горячего» в «холодный резерв» необходимо выполнить следующие операции:

- 1) Убедиться в том, что деаэратор находится в «горячем резерве».
- 2) Закрыть задвижку на паропроводе присоединения деаэратора к паровой уравни-
тельной линии.
- 3) Перевести выпар на выпуск в атмосферу.
- 4) Закрыть подачу охлаждающей ХОВ в охладитель выпара и перевести незамед-
лительно выпар на выпуск в атмосферу.
- 5) Закрыть затвор на трубопроводе подключения деаэратора к водяной уравни-
тельной линии.
- 6) Снизить до минимально допустимого уровень воды в деаэраторе путем слива ее
из деаэратора по линии отвода на всас подкачивающих насосов.
- 7) Закрыть затвор на трубопроводе отвода деаэрированной воды на всас подкачи-
вающих насосов.
- 8) Приоткрыть дренажный вентиль деаэратора и приступить к его замедленному
опорожнению, сливая воду в бак ХОВ. По окончании слива воды (фиксируется по пре-
кращению потока проб воды в экспресс-лабораторию ХВО) закрыть дренаж деаэратора.
- 9) Установить знаки безопасности.
- 10) Проконтролировать соответствие состояния деаэратора признакам оперативно-
го состояния «холодный резерв».
- 11) Сделать запись о завершении перевода деаэратора в холодный резерв в опера-
тивном журнале и доклад сменному мастеру ТСЦ.

П.10.7. Перевод деаэратора из «холодного резерва» в «ремонт»

Перевод деаэратора из «холодного резерва» в «ремонт» производится только на ос-
новании наряда-допуска, оформленного по распоряжению начальника участка ХВО ТСЦ.

При выводе деаэратора в «ремонт» необходимо выполнить следующие операции:

- 1) Ознакомиться с требованиями наряда-допуска.
- 2) Убедиться в том, что деаэратор находится в оперативном состоянии «холодный
резерв».

3) Обеспечить надежное отключение деаэратора по входным потокам воды и пара, от уравнильных линий воды и пара, от дренажного коллектора и от линий отвода деаэрированной воды. Отключение вести в соответствии с ПБ 10-573-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» и РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей».

4) Обеспечить разработку схем питания электроприборов регуляторов давления основного и барботажного пара. Убедиться в том, что приводы переведены на ручное местное управление. Снять предохранители в цепях управления электроприводами.

5) Отключить КИП.

6) Оформить рабочее место ремонтного персонала в соответствии с требованиями наряда-допуска и ПТБ, оградив, в частности, ремонтную зону и вывесив предупредительные плакаты.

7) В соответствии с ПТБ оформить соответствующие разделы наряда-допуска.

8) Оформить запись в оперативном журнале о переводе деаэратора в ремонт и сделать и сделать доклад об этом сменному мастеру ТСЦ.

П.10.8. Обслуживание деаэратора

Обслуживание деаэратора, находящегося в «ремонте», заключается в периодической проверке соблюдения ремонтным персоналом правил безопасности при проведении ремонтных работ.

П.10.8.1. Обслуживание деаэратора, находящегося в «холодном» или в «горячем резерве»

Обслуживание деаэратора, находящегося в «холодном резерве», включает следующие мероприятия:

1) Проверку правильности вывода деаэратора в резерв. Эта проверка осуществляется при сдаче-приемке смены путем контроля состояния деаэратора на предмет соответствия признакам данного оперативного состояния:

— по месту;

— по местным КИП;

– по записям в оперативном журнале.

2) Контроль технического состояния (исправности) деаэратора, элементов его обвязки, КИП, сигнализации, средств автоматики. Этот контроль ведется в течение смены при периодических обходах оборудования ДПУ, по месту установки деаэратора, по приборам контроля и средствам сигнализации на местных пультах, и на центральном щите.

Выявленные дефекты, по возможности, устраняются. В противном случае деаэратор выводится в «ремонт».

П.10.8.2. Обслуживание работающего деаэратора

1) Контроль технического состояния деаэратора, элементов его обвязки, КИП, сигнализации, автоматики, защит.

Этот контроль осуществляется в течение смены при периодических обходах оборудования, по месту установки деаэратора, по КИП и средствам сигнализации по месту и на центральном щите управления. Выявленные дефекты, по возможности устраняются. В противном случае деаэратор выводится из работы в ремонт в соответствии с регламентируемым в ТСЦ порядком.

2) Контроль технологических параметров работы деаэратора на их соответствие требованиям режимной карты, в частности, необходимо:

а) следить за уровнем воды в деаэраторном баке, который должен находиться в заданных пределах. При неисправности автоматических регуляторов перейти на местное или дистанционное управление уровнем. При этом вести регулярное наблюдение за уровнем. Периодически продувать водоуказатели (при их наличии).

б) следить за величиной температуры и давления деаэрации. Значение температуры и давления должны быть в пределах, указанных в режимной карте. При необходимости выполнять коррекцию работы автоматических регуляторов. Поддерживать в заданных пределах давление пара перед регулятором давления.

в) измерять по графику химконтроля остаточное содержание кислорода и величину pH деаэрированной воды. Наблюдать за выпаром. Вентиль на линии выпара должен быть открыт. На выпуске выпара в атмосферу должно быть небольшое парение. Достаточность величины выпара определяется по содержанию кислорода или по pH деаэрированной воды. Периодически контролировать величину выпара с помощью мерного сосуда или по тепловому балансу охладителя выпара.

г) проверять работу ОВ. При нормальной подаче охлаждающей воды из штуцера выпуска газовоздушной смеси из ОВА в атмосферу выходит непрерывно сухая незначительно влажная (с легким парением) струя этой смеси. Температура охлаждающей воды на выходе из ОВ в деаэрационную колонку должна быть в диапазоне от 70 до 80 °С. Регулирование этой температуры ведется изменением расхода охлаждающей воды.

д) следить за шумом, исходящим от работающего деаэратора. При появлении шумов, свидетельствующих о гидроударах в одном деаэраторе:

- в ПСУ, снизить давление пара в деаэраторе;
- в деаэрационной колонке, уменьшить подачу нагретой ХОВ и затем, увеличив ее температуру, но не более 80 °С, восстановить подачу этой воды;
- в деаэраторном баке, увеличить нагрев ХОВ, поступающей на деаэрацию, и увеличить плавно подачу пара в деаэратор, не допуская превышения допустимого давления. При сильных гидроударах дополнительно уменьшить подачу ХОВ в деаэратор. Можно также отключить подачу барботажного пара, увеличить нагрев ХОВ, поступающей на деаэрацию. После подъема температуры воды в деаэраторном баке до 100 °С не менее, восстановить подачу барботажного пара. При сильных гидроударах предварительно снизить подачу ХОВ в деаэратор.

При появлении гидроударов в паропроводе продуть его через дренажи и воздушники (при наличии последних).

При появлении шумов, вызванных вибрацией, проверить крепления и подвески элементов деаэрационной установки и устранить их дефекты. Если это невозможно, вывести деаэратор в ремонт.

е) проверять работу ПСУ. Гидрозатворы ПСУ должны быть заполнены ХОВ, убедиться в этом можно, открыв вентиль контроля залива. Тем самым устраняется возможная ошибка, получение неправильного вывода о заполнении гидрозатвора, когда из трубки сливается накопившийся конденсат пара, а не вода заполнения гидрозатвора. Сильное парение на выходе в атмосферу выхлопной трубы ПСУ, высокая температура ее поверхности свидетельствует также о том, что затворы ПСУ не заполнены водой.

Для заполнения гидрозатворов ПСУ водой следует открыть вентиль на линии подачи воды в ПСУ и вентиль контроля залива. После появления непрерывной струи воды из линии контроля залива закрыть контрольный вентиль на этой линии и вентиль на линии подачи заполняющей воды.

Если заполнение гидрозатворов ПСУ указанным образом не достигается, то необходимо:

- отключить деаэратор от водяной уравнительной линии;
- отключить деаэратор от паровой уравнительной линии;
- понизить до 5 кПа давление пара в колонке деаэратора, уменьшив подачу в него пара при ручном дистанционном или при местном ручном управлении регуляторами давления;
- включить схему залива гидрозатворов ХОВ;
- после появления течи непрерывной струи воды из линии контроля залива закрыть контрольный вентиль на ней и вентиль на линии подачи заполняющей воды;
- поднять давление пара в деаэрационной колонке до рабочего.

ж) контролировать поступление холодной воды на охладители проб, поступающих на датчики всех приборов АХК (кислородометров, рН-метров, индикаторов присосов исходной воды), на охладитель проб деаэрированной воды, поступающих в экспресс-лабораторию ХВО. Если температура проб (см. шкалы приборов по месту) выше 45 °С, увеличить расход охлаждающей воды или снизить в пределах допустимого расходы проб.

Контролировать по сливу в дренаж соответствие расхода проб требованиям инструкций по эксплуатации приборов АХК.

В оперативном управлении работой деаэраторов и другого оборудования деаэрационной установки (насосов, теплообменников, баков) необходимо выполнять следующие требования.

Оперативное управление работой ДПУ должно осуществляться в автоматическом режиме. Ручное управление организуется при лишь при отсутствии автоматизации операций (например, перераспределение нагрузок деаэраторов, теплообменников, операции перевода оборудования из работы в другие состояния и т. п.).

При стационарном режиме деаэрации (регулирование средней подачи воды в деаэратор при отсутствии жесткого регулирования уровня воды в деаэрационных баках) оперативное управление осуществляется на основании анализа оперативных данных о контролируемых параметрах с целью приведения их к требованиям режимной карты.

При нестационарных (переменных) режимах работы управление должно обеспечить поддержание значений контролируемых параметров в безопасных пределах в соответствии с требованиями режимной карты.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

**Пример расчета экономии условного топлива
за один из месяцев при установке гидромуфты
питательного насоса на энергоблоке ст. № 5
Печорской ГРЭС**

**Расчет экономии топлива на энергоблок ст. № 5 за один из месяцев базового года
при установке гидромукты на питательный насос**

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Способ определения (базовый режим)	Значение показателя (базовый режим)	Способ определения (режим с гидромуктой)	Значение показателя (режим с гидромуктой)
1. Исходные данные расчета удельных расходов топлива					
1) Расход тепла на выработку электроэнергии, Гкал	$Q_{\text{Э}}$	Отчетные данные	169366	$q_{\text{т}}^{\text{бр}} * \text{Э} / 1000$	169147
2) Увеличение расхода тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям, тыс. Гкал	$\Delta Q_{\text{Э(отр)}}$	Принимается равным нулю (физический метод отнесения затрат топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии)	0	Равно фактическому	0
3) Отпуск тепла внешним потребителям, всего, Гкал	$Q_{\text{от}}$	Отчетные данные	6736	Отчетные данные	6736
4) Количество тепла, полученное водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах, Гкал	$Q_{\text{от}}^{\text{нас}}$	$0,86 * 0,95 * \text{Э}_{\text{сет}}$, где $\text{Э}_{\text{сет}}$ – затраты электроэнергии на привод сетевых и перекачивающих насосов, принимается по отчетным данным	231,2	Равно фактическому	231,2
5) Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал	$Q_{\text{от}}^{\text{пот (эк)}}$	Отчетные данные	0,4	Отчетные данные	0,4
Переток тепла по энергоблоку, Гкал:					
6) отданный	$Q_{\text{пер}}^{\text{отд}}$	Отчетные данные	0	Отчетные данные	0
7) принятый	$Q_{\text{пер}}^{\text{пр}}$	Отчетные данные	0	Отчетные данные	0
8) Экономия затрат электроэнергии на собственные нужды котлов при использовании гидромукты в приводе ПЭН, тыс. кВт.ч	$\Delta \text{Э}^{(\text{т.гр})}$	–	–	Результаты расчета характеристик ПЭН, пересчитанные к фактическому числу часов работы энергоблока в месяце	128,2
9) Выработка электроэнергии турбоагрегатом, тыс. кВт.ч	Э	Отчетные данные	85885	$\text{Э} + (\Delta \text{Э}_{\text{т}}^{\text{сн}} + \Delta \text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}})$	85757
Фактический расход электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт.ч:					
10) котла	$\text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}}$	Отчетные данные	3134,8	$\text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}} - \Delta \text{Э}$	3006,6
11) турбоагрегата	$\text{Э}_{\text{т}}^{\text{сн}}$	Отчетные данные	1073,6	С учетом изменения относительного фактического расхода из-за изменения электрической нагрузки блока	1073,7

Продолжение таблицы П.11.1

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Способ определения (базовый режим)	Значение показателя (базовый режим)	Способ определения (режим с гидромурфтой)	Значение показателя (режим с гидромурфтой)
Фактический расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, %: 12) абсолютный, Гкал 13) удельный, %	$Q_t^{сн}$ $q_t^{сн}$	Отчетные данные $Q_t^{сн} * 100 / Q_{\Sigma}$	694,4 0,410	$q_t^{сн} / 100 * Q_{\Sigma}$ Равно фактическому	693,5 0,410
14) Расход топлива в условном исчислении, т у.т.	$B_{ЭК}^y$	Отчетные данные	27526,1	$(b_{\Sigma} * \Sigma_{от} + b_{т\Sigma} * Q_{от}) / 1000$	27491,5
15) Экономия топлива в условном исчислении по группе энергетических котлов, т у.т.	$\Delta B_{ЭК}^y$	По разности $B_{ЭК}^y$ в базовом режиме и режиме с гидромурфтой			34,6
16) Количество тепла, дополнительно внесенное в топку котла, Гкал	$Q_{вн}$	Отчетные данные	0	Отчетные данные	0
17) Выработка тепла брутто котлом, Гкал	$Q_k^{бр}$	Отчетные данные	181523	С учетом изменения расхода тепла на выработку электроэнергии, расходов тепла на собственные нужды котлов и турбин из уравнения теплового баланса группы оборудования: $Q_k^{бр} = Q_{\Sigma} + Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд} + Q_{тп} + Q_{от}^{пот(эк)} + Q_k^{сн} + Q_t^{сн} - Q_{пер}^{пр}$	181295
Фактический расход тепла на собственные нужды котла, %: 18) абсолютный, Гкал 19) удельный, %	$Q_k^{сн}$ $q_k^{сн}$	Отчетные данные $Q_k^{сн} * 100 / (Q_k^{бр} + Q_{пер}^{пр})$	1669,3 0,920	$q_k^{сн(i гр)} / 100 * (Q_k^{бр(i гр)} + Q_{пер}^{пр(i гр)})$ С учетом изменения относительного фактического расхода из-за изменения нагрузки блока	1660,5 0,916
20) Потери теплового потока, Гкал	$Q_{тп}$	Отчетные данные	3288	Отчетные данные	3288
21) Расход электроэнергии на теплофикационную установку, тыс. кВт.ч	$\Sigma_{тепл}$	Отчетные данные	266	Отчетные данные	266
22) Расход электроэнергии, связанный с отпуском тепла в виде пара, тыс. кВт.ч	$\Sigma_{пар}$	Отчетные данные	0	Отчетные данные	0
23) Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	$\Sigma_{от}$	Отчетные данные	81411	Отчетные данные	81411

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Способ определения (базовый режим)	Значение показателя (базовый режим)	Способ определения (режим с гидромуфтой)	Значение показателя (режим с гидромуфтой)
24) Число часов работы энергоблока, ч	τ	Отчетные данные	720	Отчетные данные	720
25) Средняя электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт	N	Отчетные данные	119,3	Отчетные данные	119,1
2. Расчет фактических удельных расходов топлива по группам оборудования					
1) Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии по группе оборудования, ккал/кВт.ч	$q_t^{бр}$	$Q_3 * 1000 / \mathcal{E}$	1972,0	По энергетическим характеристикам турбоагрегата с учетом изменения электрический мощности	1972,4
2) КПД брутто группы энергетических котлов по прямому балансу, %	$\eta_k^{бр(пр)}$	$Q_k^{бр} * 100 / (7 * B_{ЭК}^y + Q_{вн})$	94,21	Равно фактическому	94,21
3) Коэффициент, учитывающий дополнительно внесенное в топку котла тепло, ед.	K_Q	$1 / [1 + Q_{вн} / (7 * B_{ЭК}^y)]$	1	Равно фактическому	1
4) Относительные потери тепла, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов, %	$\alpha_{пот}^{ЭК}$	$Q_{от}^{пот(ЭК)} * 100 / (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд})$	0,007	$Q_{от}^{пот(ЭК)} * 100 / (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд})$	0,007
5) Относительное количество тепла, полученное водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах, %	$\alpha_{нас}$	$Q_{от}^{нас} * 100 / Q_{от}$	3,43	$Q_{от}^{нас} * 100 / Q_{от}$	3,43
6) Коэффициент отнесения затрат топлива группой энергетических котлов на производство электроэнергии, ед.	$K_{\mathcal{E}}$	$(Q_3 + Q_t^{ch} + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3) / [Q_3 + Q_t^{ch} + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3 + (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд}) * (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) * 10^{-2}]$	0,9632	$(Q_3 + Q_t^{ch} + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3) / [Q_3 + Q_t^{ch} + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3 + (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд}) * (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) * 10^{-2}]$	0,9631
7) Коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условии отсутствия отпуска тепла внешним потребителям из отборов турбоагрегатов, ед.	$K_{отр(т)}$	$1 + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3 / (Q_3 + Q_t^{ch})$	1	$1 + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3 / (Q_3 + Q_t^{ch})$	1
8) Коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов турбоагрегатов, ед.	$K_{отр(к)}$	$1 + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3 / [Q_3 + Q_t^{ch} + (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд}) * (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) * 10^{-2}]$	1	$1 + \Delta Q_{\mathcal{E}(отр)} * 10^3 / [Q_3 + Q_t^{ch} + (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд}) * (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) * 10^{-2}]$	1
9) Расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с выработкой тепла, отдаваемого в виде перетока, тыс. кВт.ч	$\mathcal{E}_{отд(пер)}^{ch}$	$(1 - K_3) * \mathcal{E}_k^{ch} * Q_{пер}^{отд} / (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд})$	0	$(1 - K_3) * \mathcal{E}_k^{ch} * Q_{пер}^{отд} / (Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд})$	0

Продолжение таблицы П.11.1

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Способ определения (базовый режим)	Значение показателя (базовый режим)	Способ определения (режим с гидромурфтой)	Значение показателя (режим с гидромурфтой)
10) Дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с принимаемым перетоком тепла, тыс. кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}}$	$\mathcal{E}_{\text{отд(пер)}}^{\text{CH}}$ для другой группы оборудования	0	$\mathcal{E}_{\text{отд(пер)}}^{\text{CH}}$ для другой группы оборудования	0
11) Относительное значение расхода электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата, %	$\mathcal{E}_T^{\text{CH}}$	$\mathcal{E}_T^{\text{CH}} * 100 / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})$	1,2500	$\mathcal{E}_T^{\text{CH}} * 100 / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})$	1,2521
Удельный расход тепла нетто на выработку электроэнергии турбоагрегатом, ккал/(кВт·ч):					
12) основной расчет	q_T^H	$(Q_0 + Q_T^{\text{CH}}) * 10^3 / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}} - \mathcal{E}_T^{\text{CH}})$	2005,1	$(Q_0 + Q_T^{\text{CH}}) * 10^3 / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}} - \mathcal{E}_T^{\text{CH}})$	2005,6
13) проверочный расчет	q_T^H	$[q_T^{\text{бр}} * (100 + q_T^{\text{CH}}) / (100 - \mathcal{E}_T^{\text{CH}})] * [\mathcal{E} / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})]$	2005,1	$[q_T^{\text{бр}} * (100 + q_T^{\text{CH}}) / (100 - \mathcal{E}_T^{\text{CH}})] * [\mathcal{E} / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})]$	2005,6
14) КПД нетто энергетического котла, %	η_K^H	$\eta_{K(\text{пр})}^{\text{бр}} * (100 - q_K^{\text{CH}}) * (100 - \mathcal{E}_0^{\text{CH}}) / [100 * K_Q * (100 - \mathcal{E}_T^{\text{CH}})]$	90,02	$\eta_{K(\text{пр})}^{\text{бр}} * (100 - q_K^{\text{CH}}) * (100 - \mathcal{E}_0^{\text{CH}}) / [100 * K_Q * (100 - \mathcal{E}_T^{\text{CH}})]$	90,15
КПД теплового потока энергоблока, %:					
15) основной расчет	$\eta_{\text{ТП}}$	$100 - 100 * Q_{\text{ТП}} / (Q_K^{\text{бр}} + Q_{\text{пер}}^{\text{пр}} - Q_K^{\text{CH}})$	98,17	$100 - 100 * Q_{\text{ТП}} / (Q_K^{\text{бр}} + Q_{\text{пер}}^{\text{пр}} - Q_K^{\text{CH}})$	98,17
16) проверочный расчет	$\eta_{\text{ТП}}$	$[Q_0 + Q_T^{\text{CH}} + (Q_{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{нас}} + Q_{\text{пер}}^{\text{отд}}) * (100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{ЭК}}) * 10^{-2}] / [(Q_K^{\text{бр}} + Q_{\text{пер}}^{\text{пр}}) * (100 - q_K^{\text{CH}})] * 10^4$	98,17	$[Q_0 + Q_T^{\text{CH}} + (Q_{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{нас}} + Q_{\text{пер}}^{\text{отд}}) * (100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{ЭК}}) * 10^{-2}] / [(Q_K^{\text{бр}} + Q_{\text{пер}}^{\text{пр}}) * (100 - q_K^{\text{CH}})] * 10^4$	98,17
Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на производство электроэнергии:					
17) абсолютный, тыс. кВт.ч	$\mathcal{E}_0^{\text{CH}}$	$\mathcal{E}_T^{\text{CH}} + K_{\mathcal{E}} * (\mathcal{E}_K^{\text{CH}} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})$	4092,88	$\mathcal{E}_T^{\text{CH}} + K_{\mathcal{E}} * (\mathcal{E}_K^{\text{CH}} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})$	3969,44
18) относительный, %	$\mathcal{E}_0^{\text{CH}}$	$\mathcal{E}_0^{\text{CH}} * 100 / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})$	4,77	$\mathcal{E}_0^{\text{CH}} * 100 / (\mathcal{E} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}})$	4,63
19) Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на производство тепла, тыс. кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{ТЭ}}^{\text{CH}}$	$(1 - K_{\mathcal{E}}) * (\mathcal{E}_K^{\text{CH}} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}}) + \mathcal{E}_{\text{тепл}} + \mathcal{E}_{\text{пар}}$	381,43	$(1 - K_{\mathcal{E}}) * (\mathcal{E}_K^{\text{CH}} + \mathcal{E}_{\text{пр(пер)}}^{\text{CH}}) + \mathcal{E}_{\text{тепл}} + \mathcal{E}_{\text{пар}}$	376,85
20) Расход условного топлива, эквивалентный принятому перетоку тепла, т у.т.	$V_{\text{пер}}^{\text{пр}}$	Равен нулю	0	Равен нулю	0

Продолжение таблицы П.11.1

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Способ определения (базовый режим)	Значение показателя (базовый режим)	Способ определения (режим с гидромуфтой)	Значение показателя (режим с гидромуфтой)
21) Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	B_3^y	$(B_{ЭК}^y + B_{пер}^{пр}) * K_3 * \mathcal{E}_{от} / (\mathcal{E}_{(i\text{ гр})} + \mathcal{E}_{пр(пер)}^{сн} - \mathcal{E}_3^{сн})$	26388,4	$(B_{ЭК}^y + B_{пер}^{пр}) * K_3 * \mathcal{E}_{от} / (\mathcal{E}_{(i\text{ гр})} + \mathcal{E}_{пр(пер)}^{сн} - \mathcal{E}_3^{сн})$	26355,4
22) Коэффициент перетока, ед.	$K_{пер}$	$Q_{к}^{бр} * (B_{ЭК}^y + B_{пер}^{пр}) / [(Q_{к}^{бр} + Q_{пер}^{пр}) * B_{ЭК}^y]$	1	$Q_{к}^{бр} * (B_{ЭК}^y + B_{пер}^{пр}) / [(Q_{к}^{бр} + Q_{пер}^{пр}) * B_{ЭК}^y]$	1
Фактическое значение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч): 23) основной расчет	b_3	$B_3^y * 10^3 / \mathcal{E}_{от}$	324,1	$B_3^y * 10^3 / \mathcal{E}_{от}$	323,7
24) проверочный расчет	b_3	$K_{пер} * q_t^H * K_{отр(т)} * 10^4 / (7 * \eta_k^H * \eta_{ТП} * K_{отр(к)})$	324,1	$K_{пер} * q_t^H * K_{отр(т)} * 10^4 / (7 * \eta_k^H * \eta_{ТП} * K_{отр(к)})$	323,7
25) Расход условного топлива на отпуск тепла, т у.т.	$B_{т3}^y$	$B_{ЭК}^y - B_3^y + B_{пер}^{пр}$	1137,8	$B_{ЭК}^y - B_3^y + B_{пер}^{пр}$	1136,1
26) Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	$b_{т3}^{ЭК}$	$K_{пер} * (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) * 10^5 / (7 * \eta_k^H * \eta_{ТП} * K_{отр(к)})$	161,7	$K_{пер} * (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) * 10^5 / (7 * \eta_k^H * \eta_{ТП} * K_{отр(к)})$	161,4
27) Увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии вследствие дополнительных затрат электроэнергии, кг у.т./Гкал	$\Delta b_{т3}$	$(\mathcal{E}_{тепл} + \mathcal{E}_{пар}) * b_3 / Q_{от}$	12,8	$(\mathcal{E}_{тепл} + \mathcal{E}_{пар}) * b_3 / Q_{от}$	12,8
Фактическое значение удельного расхода топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал: 28) основной расчет	$b_{т3}$	$B_{т3}^y * 10^3 / Q_{от}$	168,9	$B_{т3}^y * 10^3 / Q_{от}$	168,7
29) проверочный расчет	$b_{т3}$	$b_{т3}^{ЭК} * (100 - \alpha_{нас}) * 10^{-2} + \Delta b_{т3}$	168,9	$b_{т3}^{ЭК} * (100 - \alpha_{нас}) * 10^{-2} + \Delta b_{т3}$	168,7
3. Проверка сходимости балансов					
Невязка теплового баланса: 1) абсолютная, Гкал	$\Delta Q_{неб}$	$Q_{к}^{бр} + Q_{пер}^{пр} - (Q_3 + Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд} + Q_{тп} + Q_{от}^{пот(эк)} + Q_{к}^{сн} + Q_{т}^{сн})$	0,0000	$Q_{к}^{бр} + Q_{пер}^{пр} - (Q_3 + Q_{от} - Q_{от}^{нас} + Q_{пер}^{отд} + Q_{тп} + Q_{от}^{пот(эк)} + Q_{к}^{сн} + Q_{т}^{сн})$	0,0000
2) относительная, %	$\delta Q_{неб}$	$\Delta Q_{неб} * 100 / (Q_{к}^{бр} + Q_{пер}^{пр})$	0,0000	$\Delta Q_{неб} * 100 / (Q_{к}^{бр} + Q_{пер}^{пр})$	0,0000

Окончание таблицы П.11.1

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Способ определения (базовый режим)	Значение показателя (базовый режим)	Способ определения (режим с гидромурфтой)	Значение показателя (режим с гидромурфтой)
Невязка топливного баланса: 3) абсолютное значение, т.у.т.	$\Delta B_{\text{ЭЭ+ТЭ}}$	$(B_{\text{ЭК}}^y + B_{\text{пер}}^{\text{пр}}) - (B_{\text{Э}}^y + B_{\text{ТЭ}}^y + B_{\text{пер}}^{\text{отд}})$	0,0000	$(B_{\text{ЭК}}^y + B_{\text{пер}}^{\text{пр}}) - (B_{\text{Э}}^y + B_{\text{ТЭ}}^y + B_{\text{пер}}^{\text{отд}})$	0,0000
4) относительное значение, %	$\delta B_{\text{ЭЭ+ТЭ}}$	$\Delta B_{\text{ЭЭ+ТЭ}} * 100 / (B_{\text{ЭК}}^y + B_{\text{пер}}^{\text{пр}})$	0,0000	$\Delta B_{\text{ЭЭ+ТЭ}} * 100 / (B_{\text{ЭК}}^y + B_{\text{пер}}^{\text{пр}})$	0,0000
Невязка баланса выработки и отпуска электроэнергии: 5) абсолютное значение, тыс. кВт.ч	$\Delta \text{Э}_{\text{сн}}$	$\text{Э} - (\text{Э}_{\text{от}} + \text{Э}_{\text{т}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{тепл}} + \text{Э}_{\text{пар}})$	0,0000	$\text{Э} - (\text{Э}_{\text{от}} + \text{Э}_{\text{т}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{тепл}} + \text{Э}_{\text{пар}})$	0,0000
6) относительное значение, %	$\delta \text{Э}_{\text{сн}}$	$\Delta \text{Э} * 100 / \text{Э}$	0,0000	$\Delta \text{Э} * 100 / \text{Э}$	0,0000
Невязка баланса расхода электроэнергии на собственные нужды: 7) абсолютное значение, тыс. кВт.ч	$\Delta \text{Э}_{\text{сн ЭЭ+ТЭ}}$	$(\text{Э}_{\text{т}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{тепл}} + \text{Э}_{\text{пар}} + \text{Э}_{\text{пр.пер}}^{\text{(сн)}}) - (\text{Э}_{\text{Э}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{ТЭ}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{пр.отд}}^{\text{(сн)}})$	0,0000	$(\text{Э}_{\text{т}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{к}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{тепл}} + \text{Э}_{\text{пар}} + \text{Э}_{\text{пр.пер}}^{\text{(сн)}}) - (\text{Э}_{\text{Э}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{ТЭ}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{пр.отд}}^{\text{(сн)}})$	0,0000
8) относительное значение, %	$\delta \text{Э}_{\text{сн ЭЭ+ТЭ}}$	$\Delta \text{Э}_{\text{сн ЭЭ+ТЭ}} * 100 / (\text{Э}_{\text{Э}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{ТЭ}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{пер}}^{\text{отд}})$	0,0000	$\Delta \text{Э}_{\text{сн ЭЭ+ТЭ}} * 100 / (\text{Э}_{\text{Э}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{ТЭ}}^{\text{сн}} + \text{Э}_{\text{пер}}^{\text{отд}})$	0,0000

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

**Экспериментальные данные по эффективности
деаэрации охлаждающей воды и скорости
коррозии в системах водяного охлаждения
обмотки статора турбогенераторов
с водородно-водяным охлаждением**

Результаты экспериментальных исследований.

Костромская ГРЭС. Теплогидравлические параметры

Объект исследований		Период проведения исследований	Расход воды через обмотку статора, м ³ /ч	Температура воды, °С		Абсолютное давление в вакуумном баке, бар
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)			На входе в обмотку статора	На выходе из обмотки статора	
Костромская ГРЭС	1 (300)	01-06.2017 г.	34	39,0	56,0	0,85
	2 (300)	01-06.2017 г.	36	37,2	52,0	0,85
	3 (300)	01-06.2017 г.	35	38,0	55,0	0,87
	4 (300)	01-06.2017 г.	36	37,0	53,0	0,85
	5 (300)	01-06.2017 г.	34,5	35,0	49,0	0,92
	6 (300)	01-06.2017 г.	35	39,0	56,0	0,90
	7 (300)	01-06.2017 г.	37	39,0	58,3	0,85
	8 (300)	01-06.2017 г.	34,5	38,3	54,6	0,90
	9 (1200)	01-06.2017 г.	161	39,1	57,7	0,30

Результаты экспериментальных исследований.

Костромская ГРЭС. Химические параметры

Объект исследований		Массовая концентрация растворенного кислорода в воде после вакуумного бака, мкг/дм ³	рН ₂₅ воды на входе в обмотку, ед. рН	Удельная электрическая проводимость воды на входе в обмотку, мкСм/см	Массовая концентрация соединений меди в воде на выходе из обмотки, мкг/дм ³	Расчетная скорость коррозии охлаждаемых обмоток статора, мг/(м ² *сутки)
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)					
Костромская ГРЭС	1 (300)	2816	6,70	2,50	130,0	482,2
	2 (300)	3384	6,90	2,50	111,0	435,9
	3 (300)	2672	6,65	2,50	116,0	442,9
	4 (300)	3056	6,65	2,50	128,0	502,7
	5 (300)	3072	7,40	2,50	83,0	312,4
	6 (300)	3376	7,20	2,50	90,0	343,6
	7 (300)	3056	7,20	1,25	56,0	226,0
	8 (300)	3488	7,30	2,50	90,0	338,7
	9 (1200)	752	7,00	1,05	30,0	131,7

Результаты экспериментальных исследований.
Ростовская АЭС. Теплогидравлические параметры

Объект исследований		Период проведения исследований	Расход воды через обмотку статора, м ³ /ч	Температура воды, °С		Абсолютное давление в вакуумном баке, бар
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)			На входе в обмотку статора	На выходе из обмотки статора	
Ростовская АЭС	1 (950)	02.2017 г.	223	39,9	56,6	Нет данных
	1 (950)	05.2017 г.	226	40,1	58,2	
	1 (950)	06.2017 г.	225	39,7	57,1	
	2 (950)	01.2017 г.	224	39,6	58,2	
	2 (950)	05.2017 г.	225	38,9	56,9	
	2 (950)	06.2017 г.	226	37,8	55,9	
	3 (1011)	01.2017 г.	228	38,9	60,1	
	3 (1011)	02.2017 г.	224	39,2	60,2	
	3 (1011)	03.2017 г.	225	38,7	59,8	
	3 (1011)	04.2017 г.	225	38,9	58,9	

Результаты экспериментальных исследований.
Ростовская АЭС. Химические параметры

Объект исследований		Массовая концентрация растворенного кислорода в воде после вакуумного бака, мкг/дм ³	рН ₂₅ воды на входе в обмотку, ед. рН	Удельная электрическая проводимость воды на входе в обмотку, мкСм/см	Массовая концентрация соединений меди в воде на выходе из обмотки, мкг/дм ³	Расчетная скорость коррозии охлаждаемых обмоток статора, мг/(м ² *сутки)
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)					
Ростовская АЭС	1 (950)	21	8,36	1,82	1,4	9,9
	1 (950)	41	8,33	1,46	5,0	36,7
	1 (950)	22	8,30	1,32	1,2	9,1
	2 (950)	54	8,05	1,01	4,5	32,8
	2 (950)	56	7,88	0,99	6,9	50,7
	2 (950)	45	7,99	1,10	5,4	40,0
	3 (1011)	62	8,03	0,93	6,8	49,7
	3 (1011)	62	8,04	0,90	6,4	46,8
	3 (1011)	62	8,02	0,82	6,2	45,7
	3 (1011)	62	8,07	0,97	5,4	39,7

Таблица П.12.5

**Результаты экспериментальных исследований.
Печорская ГРЭС. Теплогидравлические параметры**

Объект исследований		Период проведения исследований	Расход воды через обмотку статора, м ³ /ч	Температура воды, °С		Абсолютное давление в вакуумном баке, бар
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)			На входе в обмотку статора	На выходе из обмотки статора	
Печорская ГРЭС	1 (210)	01-08.2015 г.	40 (номинальное значение)	Нет данных	Нет данных	Нет данных
	1 (210)	01-08.2015 г.				
	1 (210)	01-08.2015 г.				
	1 (210)	01-08.2015 г.				
	1 (210)	01-08.2015 г.				
	1 (210)	01-08.2015 г.				
	1 (210)	01-08.2015 г.				
	2 (210)	01-08.2015 г.				
	2 (210)	01-08.2015 г.				
	2 (210)	01-08.2015 г.				
	2 (210)	01-08.2015 г.				
	3 (210)	01-08.2015 г.				
	3 (210)	01-08.2015 г.				
	3 (210)	01-08.2015 г.				
	3 (210)	01-08.2015 г.				
	4 (215)	01-08.2015 г.				
	4 (215)	01-08.2015 г.				
	4 (215)	01-08.2015 г.				

Таблица П.12.6

**Результаты экспериментальных исследований.
Печорская ГРЭС. Химические параметры**

Объект исследований		Массовая концентрация растворенного кислорода в воде после вакуумного бака, мкг/дм ³	рН ₂₅ воды на входе в обмотку, ед. рН	Удельная электрическая проводимость воды на входе в обмотку, мкСм/см	Массовая концентрация соединений меди в воде на выходе из обмотки, мкг/дм ³	Расчетная скорость коррозии охлаждаемых обмоток статора, мг/(м ² *сутки)
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)					
Печорская ГРЭС	1 (210)	3050	6,45	0,56	30,1	160,5
	1 (210)	3950	6,29	0,60	43,3	230,7
	1 (210)	4500	6,52	0,52	39,0	208,0
	1 (210)	5040	6,40	0,72	52,8	281,6
	1 (210)	3710	6,29	0,93	67,4	359,5

Окончание таблицы П.12.6

Объект исследований		Массовая концентрация растворенного кислорода в воде после вакуумного бака, мкг/дм ³	pH ₂₅ воды на входе в обмотку, ед. pH	Удельная электрическая проводимость воды на входе в обмотку, мкСм/см	Массовая концентрация соединений меди в воде на выходе из обмотки, мкг/дм ³	Расчетная скорость коррозии охлаждаемых обмоток статора, мг/(м ² *сутки)
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)					
	1 (210)	3720	6,68	0,50	26,4	140,8
	1 (210)	4960	6,57	0,64	44,2	235,7
	2 (210)	3767	6,25	0,76	69,7	371,7
	2 (210)	3850	6,25	0,70	57,8	308,0
	2 (210)	4600	6,45	0,68	59,8	318,9
	2 (210)	6010	6,36	0,70	72,0	384,0
	3 (210)	6280	6,18	1,10	118,8	633,6
	3 (210)	6150	6,21	0,95	98,2	523,7
	3 (210)	5860	6,34	0,76	73,4	391,5
	3 (210)	4800	6,43	0,70	61,8	329,3
	4 (215)	5100	6,34	0,90	70,0	373,3
	4 (215)	5025	6,33	0,85	80,4	428,8
	4 (215)	4960	6,40	0,52	38,6	205,9

Таблица П.12.7

Результаты экспериментальных исследований.

Конаковская ГРЭС. Теплогидравлические параметры*

Объект исследований		Период проведения исследований	Расход воды через обмотку статора, м ³ /ч	Температура воды, °С		Абсолютное давление в вакуумном баке, бар
Электростанция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)			На входе в обмотку статора	На выходе из обмотки статора	
Конаковская ГРЭС	3 (300)	06.08.2008 г.	35 (номинальное значение)	Нет данных	Нет данных	Нет данных
	3 (300)	19.08.2008 г.				
	3 (300)	29.08.2008 г.				
	5 (300)	06.08.2008 г.				
	5 (300)	19.08.2008 г.				
	5 (300)	29.08.2008 г.				

*По данным А.Б. Ларина[37]

Результаты экспериментальных исследований.

Конаковская ГРЭС. Химические параметры*

Объект исследований		Массовая концен- трация раство- ренного кислоро- да в воде после ва- куумного бака, мкг/дм ³	pH ₂₅ воды на входе в об- мотку, ед. pH	Удельная электри- ческая прово- димость воды на входе в обмотку, мкСм/см	Массо- вая концен- трация соеди- нений меди в воде на выходе из об- мотки, мкг/дм ³	Расчетная скорость коррозии охлаждае- мых обмоток статора, мг/(м ² *сутки)
Электро- станция	Энергоблок (номинальная электрическая мощность, МВт)					
Конаков- ская ГРЭС	3 (300)	40	8,35	1,42	5,0	19,1
	3 (300)	40	8,10	0,86	2,0	7,6
	3 (300)	40	8,20	1,00	2,0	7,6
	5 (300)	80	8,00	0,72	2,0	7,6
	5 (300)	40	7,80	0,55	2,0	7,6
	5 (300)	60	8,00	0,83	1,0	3,8

*По данным А.Б. Ларина[37]