



**МОСКОВСКИЙ ФИЛИАЛ
ОАО «ЮЖНЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГЕТИКИ»**

105118 г. Москва, ул. Вольная, д.13
Телефон: (495) 228-70-77; Факс: (495) 228-70-77 доб.130
e-mail: mfuic@mfuic.ru
www.scpe.ru



ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЁТ

по результатам тепловых испытаний
паровой турбины ЛМЗ типа К-800-240-5 (ст. №1)
Пермской ГРЭС – филиала ОАО «ОГК-1»
до и после установки надбандажных сотовых
уплотнений 3 – 10 ступеней ЦВД

Договор №: 103.12.002

Москва

2012 г.

ОАО «Южный инженерный центр энергетики»

Московский филиал ОАО «Южный ИЦЭ»

СОГЛАСОВАНО:
 Главный инженер
 Пермской ГРЭС
 филиал ОАО «ОГК-1»



Ф.А.Палкин
 2012г.

УТВЕРЖДАЮ:
 Заместитель директора
 по инжинирингу ТЭС
 Московского филиала
 ОАО «Южный ИЦЭ»



Н.П. Агеев
 29 декабря 2012 г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЁТ

по результатам тепловых испытаний
 паровой турбины ЛМЗ типа К-800-240-5 (ст. №1)
 Пермской ГРЭС – филиала ОАО «ОГК-1»
 до и после установки надбандажных сотовых
 уплотнений 3 – 10 ступеней ЦВД

Договор №: 103.12.002

Начальник Центра инжиниринга
 турбинного оборудования:

Исполнители:

О.В. Фатьков

А.М. Сахаров

С.В. Александров

Москва, 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Цели испытаний	3
2. Краткое описание турбоустановки	3
3. Краткое описание реконструкции ЦВД	5
4. Программа испытаний	7
5. Схема измерений	8
6. Обработка экспериментальных данных	9
7. Результаты испытаний	11
8. Заключение	13
9. Список литературы	14
10. Приложения:	
10.1. Сводная таблица основных измеренных величин (I этап)	15
10.2. Сводная таблица основных измеренных величин (II этап)	17
10.3. Формуляр АРМС.002.290 ФО	19
10.4. Письмо ОАО «Силовые машины» № 510-18/116ф	20
10.5. Протоколы калибровки основных измерительных каналов	21
10.6. Графический материал	32
Рис. 1. Схема измерений при испытании турбины К-800-240-3 ЛМЗ, ст. №1	33
Рис. 2. Диаграмма парораспределения ЦВД	34
Рис. 3. Давление пара в камере регулирующей ступени и за 6 ступенью	35
Рис. 4. Давление пара в камере I отбора и на выхлопе ЦВД	36
Рис. 5. Давление пара в камерах III и IV отборов	37
Рис. 6. Давление пара в камерах V и VI отборов	38
Рис. 7. Давление пара в камерах VII и VIII отборов	39
Рис. 8. Температура питательной воды (нитка А)	40
Рис. 9. Температура питательной воды (нитка Б)	41
Рис. 10. Суммарный расход пара на ПВД-8А,Б	42
Рис. 11. Внутренний относительный КПД ЦВД	43
Рис. 12. Внутренний относительный КПД отсека «АСК – 9 ступень»	44
10.7. Письмо ОАО «Силовые машины» № 5/2012 от 23.08.12	45
10.8. Акт №3 ДТ-08.12 УЭР от 22.08.12	46

1. ЦЕЛИ ИСПЫТАНИЙ

Тепловые испытания паровой турбины типа К-800-240-5 ЛМЗ (ст. №1) Пермской ГРЭС проводились в два этапа в соответствии с Технической программой, разработанной на основании [9.1] и [9.6].

Целью испытаний являлось определение эффективности установки надбандажных сотовых уплотнений в цилиндр высокого давления (ЦВД) турбины на 3 – 10 ступенях в период проведения капитального ремонта (13.04. – 15.10.2012 г.). Регулирующая ступень, ступени №№ 2, 11 и 12 не вошли в объём реконструкции, в результате чего тип надбандажных уплотнений указанных ступеней не изменился.

Испытания проводились в 2 этапа в режимах с номинальной тепловой схемой.

Для определения эффективности установки сотовых надбандажных уплотнений в данном техническом отчёте использовалась методика, основанная на сравнении абсолютных значений внутреннего относительного КПД ЦВД.

Для минимизации погрешности конечного результата испытания обоих этапов были проведены по единой технической программе с использованием одних и тех же средств измерений. Испытания I этапа (до капремонта) были проведены 11 – 12 апреля 2012 г., а II этапа – 8 ноября 2012 г.

Общая наработка турбины на начало I этапа испытаний (перед капремонтом) составила более 164,5 тыс. часов

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТУРБОУСТАНОВКИ

Паровая турбина зав. № 1648 типа К-800-240-5, ст. №1, изготовленная Ленинградским металлическим заводом в 1984 г. и введённая в эксплуатацию в IV квартале 1986 г., является конденсационным одновальным агрегатом без регулируемых отборов пара, с промперегревом, номинальной мощностью 800 МВт и предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока, монтируемого на одном фундаменте с турбиной.

Номинальные значения основных параметров турбины:

Параметры	Значение
1. Мощность, МВт	800
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	23,5
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	3,34

Параметры	Значение
температура, °С	540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч (кг/с)	2650 (736,1)
5. Температура воды. °С	
питательной	274
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	73000
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

Турбина представляет собой одновальный пятицилиндровый агрегат, выполненный на схеме: 1ЦВД+1ЦСД+3ЦНД.

Свежий пар из котла по двум трубопроводам подводится к двум коробкам стопорных клапанов, установленных перед ЦВД. Каждая коробка стопорного клапана объединена в блок с двумя коробками регулирующих клапанов, от которых пар по четырем трубам подводится к ЦВД.

ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубки которого вварены сопловые коробки. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные — с горловинами сопловых коробок. Через сопловой аппарат пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и поступает в правый поток, состоящий из шести ступеней, и далее отводится на промперегрев. После промперегрева пар по двум трубопроводам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них к четырем регулирующим клапанам, расположенным непосредственно на корпусе цилиндра. Двухпоточный ЦСД имеет по девять ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по четырем трубопроводам подводится к трем ЦНД.

Все ЦНД – двухпоточные, по пять ступеней в каждом потоке. По трем выхлопам ЦНД присоединены к каждому конденсатору.

Роторы частей высокого и среднего давлений - цельнокованные, роторы ЦНД – с насадными дисками. Длина рабочей лопатки последней ступени ЦНД равна 960 мм, средний диаметр этой ступени – 2480 мм. Все роторы имеют жесткие соединительные муфты и по две опоры. Фикспункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

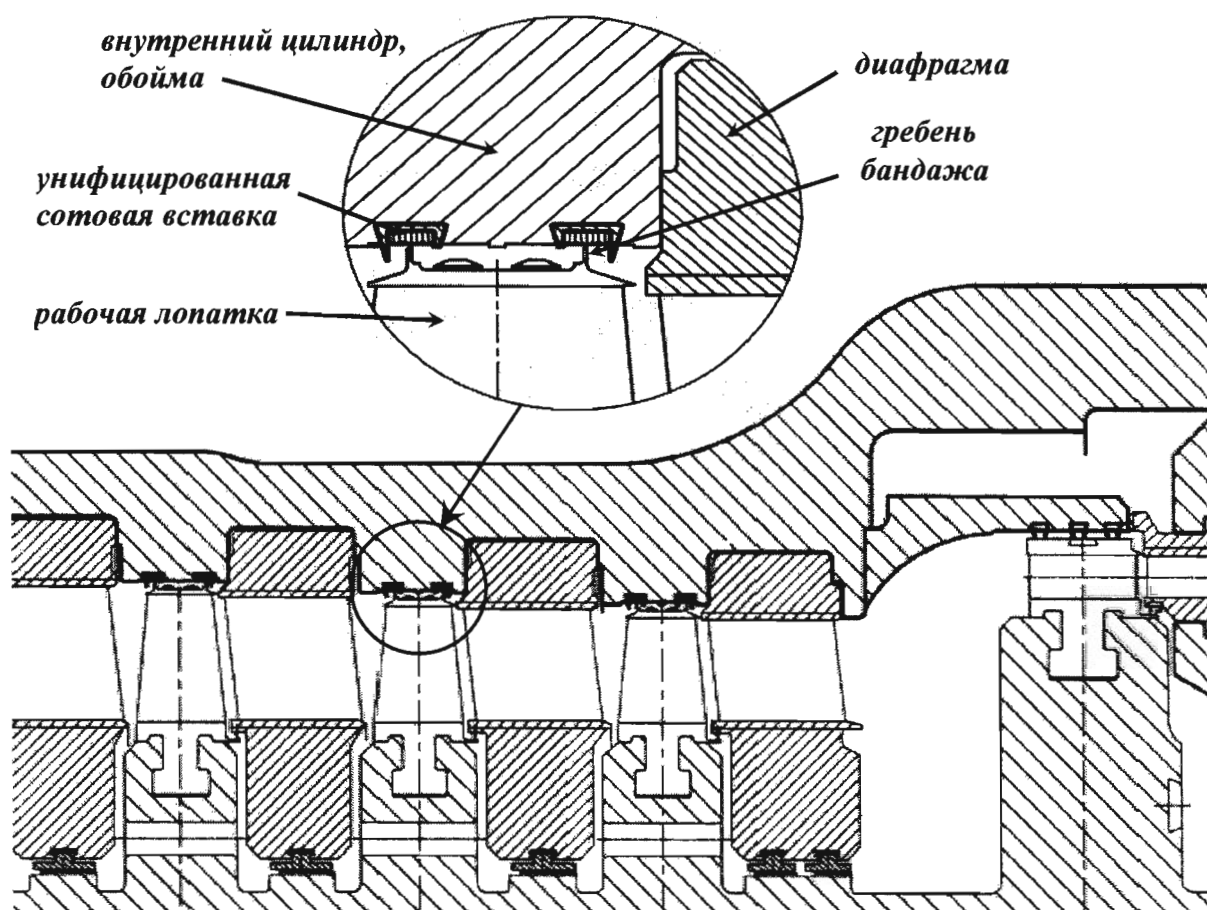
Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева основного конденсата в четырёх подогревателях низкого давления (первые два из которых по ходу основного конденсата – смешивающего типа, другие два – поверхностного), питательной воды в подогревателях высокого давления (две группы по три подогревателя в каждой), сетевой воды в основном и пиковом бойлерах, питания приводных турбин главных

питательных насосов и блочной испарительной установки. На данной турбоустановке реализована бездеаэрационная схема с установкой смесителя после ПНД-4 по линии основного конденсата.

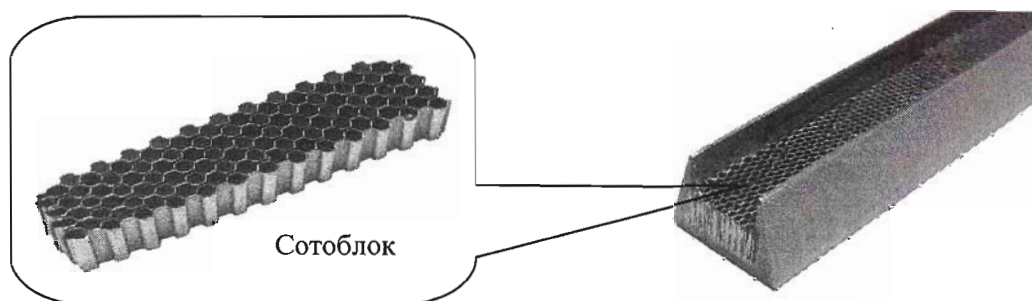
Эксплуатация блока осуществляется на «повышенном» скользящем давлении (подробнее см. п.4).

3. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЦВД

Реконструкция проточной части ЦВД осуществлялась в период проведения капитального ремонта 13.04.2012г – 15.10.2012 г. по разработанной НПП «АРМС» и согласованной ОАО «Силовые машины» конструкторской документации черт. №АРМС.002.290СБ и предусматривала замену надбандажных уплотнений 3-10 ступеней на модернизированные сотовые.



Установка унифицированных вставок сотовых надбандажных уплотнений при реконструкции проточной части ЦВД турбины типа К-800-240 ЛМЗ.



Фрагмент унифицированной сотовой вставки надбандажного уплотнения ЦВД

Установка унифицированных вставок сотовых надбандажных уплотнений в проточную часть ЦВД турбины К-800-240-5 выполнялась во внутренний цилиндр и обоймы №1 и №2.

Унифицированные сотовые уплотнения изготавливаются в виде отдельных прямых сотовых вставок, состоящих из корпуса сот и закрепленных на нём посредством высокотемпературной пайки сотоблоков. Корпус сот изготавливается из нержавеющей аустенитной стали. Сотоблоки формируются из жаростойкой хромоникелевой фольги толщиной 0,05 мм и имеют ячеистую структуру с размером ячеек по вписываемой окружности 1,1-1,5 мм. Типоразмеры прямых сотовых вставок аналогичны размерам вставок «Х6», применяемых в конструкциях паровых турбин производства ОАО «Силловые Машины».

Доработка деталей и установка сотовых уплотнений производилась по разработанному маршрутно-технологическому процессу АРМС.002.290МТ реконструкции надбандажных уплотнений 3...10 ступеней ЦВД турбины К-800-240-5, персоналом специализированного ремонтного предприятия ООО «ПермГРЭСэнергоремонт» и включала выполнение следующих основных технологических операций:

- восстановление гребней на бандажах РВД;
- обработку статорных деталей ЦВД под установку унифицированных сотовых вставок;
- установку сотовых вставок в обработанные детали статора турбины;
- сборку проточной части ЦВД.

Использование сотовых уплотнений позволяет уменьшить радиальные зазоры по уплотнениям до 0,6 мм.

При проведении модернизации по данному варианту по оценке ЛМЗ – филиала ОАО «Силловые машины» ожидаемое повышение КПД ЦВД по отношению к проектному состоянию турбины может составить от 0,6% до 0,9% в зависимости от величины радиальных зазоров по уплотнениям, что эквивалентно увеличению электрической мощности на 1,9 – 2,7 МВт.

Вся конструкторская документация на изготовление и установку сотовых уплотнений согласована с «ЛМЗ» филиал ОАО «Силловые машины».

4. ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ

При разработке программы испытания предполагалось оценить экономический эффект следующими методами:

- путём сравнения расхождений величин внутреннего относительного КПД ЦВД до и после реконструкции;
- путём сравнения расхождений величин внутреннего относительного КПД отсека «АСК – 9 ступень» до и после реконструкции;

От критерия оценки изменения плотности проточной части цилиндра в опытах с включёнными и отключёнными ПВД было решено отказаться изначально, основываясь на опыте проведения испытаний ТГ-3. Объём реконструкции надбандажных уплотнений ТГ-1 и 3 абсолютно идентичен, вследствие чего на последних двух ступенях цилиндра установлены уплотнения традиционного типа. Таким образом, доля высокотемпературных надбандажных перетечек по отношению к общему расходу через 11 и 12 ступени осталась в обоих этапах практически неизменной и указанный критерий для данных испытаний неприменим.

Дополнительным критерием оценки эффективности установки сотовых уплотнений в ЦВД могло также служить изменение электрической мощности генератора, однако от него было решено отказаться по причине изменения экономичности цилиндров среднего и низкого давления вследствие влияния мероприятий, проведенных во время капремонта. Здесь следует учитывать, что доля выработки ЦВД в общей мощности турбины не превышает 35%, что в той же мере отражается на влиянии прироста экономичности цилиндра в общем приросте турбины. Кроме того, влияние на погрешность конечного результата оказывает суммарная поправка на отклонение параметров и условий работы турбоустановки в первом этапе относительно второго, которая присутствует, несмотря на все проведенные мероприятия по созданию идентичных условий I и II этапов (напр., сезонный фактор). Определение указанной поправки сопровождается появлением дополнительной погрешности, что может существенно исказить конечный результат.

В соответствии с Технической программой испытаний, утверждённой Главным инженером Пермской ГРЭС, в рамках каждого этапа была проведена одна серия опытов при проектной тепловой схеме с полностью включённой регенерацией низкого и высокого давления, которая включала в себя шесть опытов на электрических нагрузках 400, 600, 650, 700, 760 и 800 МВт.

На период испытаний все посторонние потребители пара и воды (блочная бойлерная и испарительная установки, пар на собственные нужды) были отключены.

Параметры свежего пара (за исключением давления свежего пара) и пара промперегрева в каждом опыте поддерживались близкими к номинальным значениям при сохранении минимальных отклонений отдельных параметров от

средних значений. При проведении испытаний продолжительность каждого опыта составляла не менее 45 мин.

Конденсат греющего пара подогревателей высокого и низкого давления отводился на каждой из нагрузок по идентичной схеме в обоих этапах:

- в опытах с включёнными ПВД при нагрузке турбины 400 МВт: ПВД-8 → ПВД-7 → ПВД-6 → Конденсатор и ПНД-4; ПНД-4 → ПНД-3 → ПНД-2.
- в опытах с включёнными ПВД при нагрузках турбины 600, 650, 700, 760 и 800 МВт: ПВД-8 → ПВД-7 → Смеситель; ПВД-6 → ПНД-4 → ПНД-3 → ПНД-2.

Уровни в конденсаторе, подогревателях высокого и низкого давления в каждом опыте поддерживались постоянными. Расход охлаждающей воды через конденсатор турбины поддерживался постоянным в течение каждой серии опытов.

Отдельно следует отметить режим работы блока на частичных нагрузках. В период проведения I этапа испытаний вся серия опытов была проведена при работе блока на скользящем давлении свежего пара, отвечающей наиболее экономичному способу эксплуатации блока. При этом, основную часть времени энергоблок эксплуатируется на «повышенном» скользящем давлении с целью участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) согласно требованиям Системного оператора (СО), что, с одной стороны, позволяет ему выполнять требования Стандарта ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» СТО 59012820.27.100.002-2005, с другой стороны – снижает тепловую экономичность ЦВД и блока в целом за счёт повышенного дросселирования свежего пара в органах парораспределения. Для исключения указанных потерь давления на период проведения II этапа испытаний блок был переведён из режима работы на «повышенном» скользящем давлении в режим, соответствующий работе блока в I этапе. По эксплуатационным условиям, в период проведения II этапа испытаний нагрузки 400 и 600 МВт были зафиксированы при режиме работы с «повышенным» скользящим давлением. Для корректного сравнения основных зависимостей внутренних относительных КПД ЦВД и отсека «АСК – 9 ступень» на указанных нагрузках результаты II этапа были пересчитаны на условия I этапа путём учёта изменившегося коэффициента дросселирования в регулирующих клапанах ЦВД. При этом для данных режимов приведенные точки давлений за регулируемыми клапанами №№ 1 – 3 (см. рис. 3 Приложения 10.6), полученные во II этапе испытаний, полностью удовлетворяют соответствующим зависимостям I этапа.

5. СХЕМА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении испытаний использовалась штатная аттестованная система измерений с максимальным использованием дублирующих приборов,

фиксирующих основные параметры, при этом их максимальное расхождение между собой не превышало, в среднем, 1% (см. рис 1 Приложения 10.6).

Особое внимание было уделено измерению параметров пара и воды, имеющим непосредственное отношение к определению экономичности проточной части ЦВД в целом, а также его отсеков. Основными параметрами, оказывающими прямое или косвенное влияние на расчёт экономичности ЦВД, являются давление, температура и расход свежего пара, давление и температура пара отбора на ПВД-8, давление и температура пара на выхлопе ЦВД, а также расход пара на ПВД-8А, Б, определяемый по балансу при помощи соответствующих расхода и температур питательной воды. Для целей корректного сравнения показателей работы ЦВД указанные точки измерений максимально дублировались и единообразно использовались в обоих этапах испытаний. Так, например, давление и температура свежего пара измерялись 4 датчиками, давление пара на выхлопе – 2 датчиками, а температура пара на выхлопе – 6 датчиками температуры. Все вышеуказанные приборы на период капремонта были оставлены без изменений.

Кроме того, для повышения точности конечного результата по заявке Московского филиала ОАО «Южный ИЦЭ» перед испытаниями I этапа силами цеха АСУ ТП Пермской ГРЭС была выполнена калибровка основных измерительных каналов блока №1, участвовавших в последующих расчётах показателей экономичности ЦВД (см. Приложение 10.5).

Электрическая нагрузка измерялась двумя высокоточными ваттметрами, а также дублировалась показаниями системы АСКУЭЭ.

Архивные данные, положенные в основу расчётов, были предоставлены в распоряжение специалистов Московского Филиала ОАО «Южный ИЦЭ» в виде массива с частотой фиксации показаний 1 раз в минуту.

Таким образом, в целом применявшиеся при испытаниях в обоих этапах измерительные приборы обеспечили получение достаточно представительных первичных данных, что было подтверждено впоследствии путём анализа результатов.

6. ОБРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

За основу при обработке первичных данных были приняты среднеарифметические значения измеренных величин с учётом всех необходимых поправок.

Термодинамические свойства пара и воды определялись по программе «Свойства рабочих тел и теплоносителей», разработанной ЛМЗ на основании [9.3].

6.1. Расход свежего пара

Расход свежего пара определялся тремя способами:

- по прямому измерению (по двум замерам);
- по расходу питательной воды за ПВД;
- как сумма измеренного расхода основного конденсата за ПНД №4, расходов пара на ПВД №№ 6 – 8, рассчитанных по уравнениям теплового баланса, и протечек, принятых по данным теплового расчёта.

В результате анализа полученных данных для дальнейших расчётов были приняты средние значения, полученные по двум прямым измерениям: расходом свежего пара (2 замера) по следующим причинам:

- расход питательной воды за ПВД достаточно близок к измеренному расходу свежего пара, однако в большинстве отклоняется от него в сторону меньших значений, что противоречит логическому соотношению рассматриваемых расходов. Кроме того, величина указанных отклонений достигает 2% на частичных нагрузках. Таким образом, расход питательной воды принят как косвенно подтверждающий правильность измерения расхода свежего пара, однако отклонён для использования в определении указанного расхода.
- вычисленный расход свежего пара был исключён из дальнейших расчётов ввиду существенных отклонений от рассмотренных выше значений. Основной причиной таких отклонений является значительная погрешность определения, т.к. входящие в его состав компоненты получены расчётным путём.

6.2. Прочие измерения

Параметры свежего пара, пара первого отбора и на выхлопе ЦВД рассчитывались как средние значения для каждого параметра в отдельности. Для определения истинных значений указанных параметров при проведении расчётов были внесены соответствующие поправки на калибровку согласно Приложению 10.5.

Расход пара на ПВД-8А и Б определялся индивидуально ввиду существенного отличия температуры питательной воды перед ПВД-8 по ниткам А и Б.

Давление пара в камере регулирующей ступени во II этапе было принято по значениям давления за регулирующим клапаном №4, закрытом во всём диапазоне паровых нагрузок, зафиксированных при испытаниях обоих этапов.

Это связано с обрывом импульсной трубки, ведущей к датчику давления в камере регулирующей ступени, в результате чего показания указанного датчика признаны недостоверными.

Давления пара по проточной части были приняты по прямым измерениям с учётом логической увязки данных величин со значениями давлений пара перед соответствующими подогревателями.

6.3. Графические зависимости

Результаты испытания представлены в виде сводной таблицы измеренных величин и ряда графических зависимостей, относящихся к турбоустановке и её отдельным элементам:

- проточная часть турбины (давления пара за регулирующими клапанами, в камере регулирующей ступени и в камерах регенеративных отборов),
- система регенерации (температуры питательной воды до и после ПВД-8А и Б, суммарный расход пара на ПВД-8),
- экономичность ЦВД (КПД ЦВД, КПД отсека «АСК – 9 ступень»).

Следует отметить, что при построении диаграммы парораспределения были исключены значения давлений за регулирующими клапанами № 1 – 3 во II этапе на нагрузках 400 и 600 МВт ввиду существенных отличий от аналогичных данных I этапа по причине, указанной в п. 4. При этом при построении зависимостей внутреннего относительного КПД ЦВД и отсека «АСК – 9 ступень» на данных нагрузках были использованы результаты, пересчитанные на условия диаграммы парораспределения I этапа.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ

Для корректного сравнения основных зависимостей, характеризующих экономичность ЦВД до и после капремонта, был построен ряд графиков, используемых для оценки возможного изменения состояния ряда элементов тепловой схемы, способных прямо или косвенно повлиять на конечный результат. Такими зависимостями являются диаграмма парораспределения ЦВД (рис. 2 Приложения 10.6), давления по проточной части турбины (рис. 3 – 7 Приложения 10.6), температуры питательной воды до и после ПВД-8А и Б (рис. 8, 9 Приложения 10.6), суммарный расход пара на ПВД-8 (рис. 10 Приложения 10.6). Как видно на каждой из вышеотмеченных зависимостей, опытные точки во всём диапазоне нагрузок лежат на соответствующих линиях без заметных отклонений, из чего можно сделать вывод об отсутствии сколь-нибудь существенного влияния проведенных в капремонт мероприятий на экономичность ЦВД, наиболее значимым из которых, была замена внутреннего корпуса ЦВД (без замены диафрагм) из-за коробления.

Таким образом, для оценки эффективности внедрения надбандажных сотовых уплотнений были использованы зависимости внутреннего относительного КПД ЦВД и внутреннего относительного КПД отсека «АСК – 9 ступень» (рис. 11, 12 Приложения 10.6), отражающие этот эффект без существенного влияния прочих факторов.

Как видно из рис. 11 Приложения 10.6, в диапазоне расходов свежего пара 320 – 470 кг/с (1152 – 1692 т/ч) отмечается заметный стабильный прирост внутреннего относительного КПД ЦВД на уровне 0,47%, что ориентировочно соответствует 1,5 МВт. При дальнейшем увеличении расхода свежего пара до номинального указанный прирост увеличивается, достигая в номинальном режиме при $G_0 = 695$ кг/с (2502 т/ч) величины 1,28% (около 3,8 МВт). Такое увеличение внутреннего относительного КПД ЦВД удовлетворяет расчетным данным завода-изготовителя (см. Приложение 10.4). Следует отметить, что, несмотря на то, что такой прирост был достигнут при исключительно хорошем состоянии проточной части ЦВД до капремонта, актом дефектации отмечены существенные отклонения аксиального зазора между выходной кромкой верхней ленты диафрагм и входной кромкой бандажа 3 – 10 ступеней ЦВД (см. Приложения 10.7 и 10.8). Указанные отклонения, однако, лишь косвенно влияют на общую протечку через надбандажные уплотнения и степень такого влияния в сравнении с влиянием надбандажной протечки незначительна. Таким образом, около половины полученного в результате испытаний прироста внутреннего относительного КПД ЦВД можно отнести к эффекту проведенной модернизации, а оставшийся прирост достигнут за счёт проведенных типовых ремонтных мероприятий на ЦВД в период последнего капремонта.

Кроме того, следует обратить внимание на рис. 12 Приложения 10.6, где показано изменение КПД отсека «АСК – 9 ступень». Этот отсек интересен тем, что, за исключением 10 ступени, весь объём реконструированных ступеней находится в составе данного отсека, таким образом существенно увеличивая удельный вес влияния реконструкции уплотнений по сравнению с ЦВД в целом. Как видно из указанного графика, во всём диапазоне расходов 320 – 690 кг/с (1152 – 2484 т/ч) отмечается значительный прирост внутреннего относительного КПД отсека от 1,7% до 2,9% на номинальном режиме. Однако, учитывая, что оставшийся отсек ЦВД содержит две ступени с наиболее высокими объёмными расходами пара, этот прирост внутреннего относительного КПД частично нивелируется.

Таким образом, исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что при оснащении надбандажными сотовыми уплотнениями 2, 11 и 12 ступеней ЦВД можно ожидать дополнительный прирост показателей экономичности цилиндра.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа показателей экономичности ЦВД, полученных при проведении сравнительных тепловых испытаний паровой турбины типа К-800-240-5 ЛМЗ (ст. №1) до и после установки надбандажных уплотнений сотового типа на 3 – 10 ступенях цилиндра, можно сделать следующие выводы:

- **прирост внутреннего относительного КПД ЦВД на режимах, близких к номинальному, составляет 1,28% (порядка 3,8 МВт) при расходе свежего пара, равном 695 кг/с (2502 т/ч), что удовлетворяет расчётным значениям завода-изготовителя, выполненным для рассматриваемого объёма реконструкции.**
- **при наличии конструктивной возможности установка надбандажных сотовых уплотнений на ступенях ЦВД, не вошедших в объём реконструкции, а также на части ступеней ЦСД позволяет ожидать более заметного увеличения прироста КПД ЦВД, а, следовательно, и выработанной мощности турбоагрегата в целом.**

9. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 9.1. Методические указания по проведению тепловых испытаний паровых турбин. МУ 34-70-093-84, СПО «Союзтехэнерго», Москва, 1984 г.
- 9.2. Сахаров А.М. Тепловые испытания паровых турбин. Москва, Энергоатомиздат, 1990 г.
- 9.3. Александров А.А. Система уравнений IAPWS-IF97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 2. Дополнительные уравнения. Теплоэнергетика, 1998, №10, с. 64-72.
- 9.4. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-800-240-3 ЛМЗ, СПО Союзтехэнерго, Москва, 1980 г.
- 9.5. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами РД 34.20.581-96, Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 30.12.96 г.

10. ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.1. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ОСНОВНЫХ ИЗМЕРЕННЫХ ВЕЛИЧИН (1 ЭТАП)

1	№ опыта		Ед. изм.	1	2	3	4	5	6
2	Дата опыта, апрель, 2012 г.			11	11	11	12	12	12
3	Свежий пар перед стопорным клапаном	расход	кг/с	697,15	655,40	594,19	545,90	499,48	328,85
4		давление	МПа	23,583	22,869	20,881	19,283	17,799	11,767
5		температура	°С	537,83	538,93	540,18	540,66	541,39	544,33
6	Расход питательной воды на котёл		кг/с	683,11	643,77	585,11	538,48	494,13	329,16
7	Барометрическое давление		МПа	0,10039	0,10039	0,10039	0,10039	0,10039	0,10039
8	Давление пара за регулируемыми клапанами	№ 1	МПа	23,738	22,966	21,009	19,398	17,908	11,871
9		№ 2	МПа	22,510	21,881	19,983	18,422	17,042	11,230
10		№ 3	МПа	22,010	20,209	18,666	17,452	15,928	10,964
11		№ 4	МПа	15,591	14,703	13,504	12,496	11,524	7,811
12	в камере рег. ступени		МПа	15,847	14,985	13,763	12,748	11,740	7,920
13	за 6 ступенью		МПа	8,8683	8,3952	7,7110	7,1476	6,5894	4,4555
14	в камере I отбора		МПа	5,7275	5,4294	4,9908	4,6359	4,2808	2,9107
15	Давление пара	перед ПВД-8А	МПа	5,5181	5,2325	4,8150	4,4691	4,1280	2,7937
16		перед ПВД-8Б	МПа	5,5225	5,2398	4,8251	4,4829	4,1489	2,8164
17		на выходе ЦВД	МПа	3,6198	3,4236	3,1338	2,9019	2,6737	1,7927
18		перед СК ЦСД	МПа	3,3639	3,1816	2,9135	2,7004	2,4904	1,6823

	№ опыта	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6
19	Давление пара	МПа	1,6577	1,5747	1,4526	1,3593	1,2539	0,8559
20			1,1463	1,0890	1,0051	0,9371	0,8699	0,6007
21		кПа	592,23	562,16	517,41	481,47	445,26	296,71
22			281,27	266,79	245,41	228,20	210,78	138,82
23			101,57	96,75	89,08	83,11	76,96	48,94
24			18,91	17,98	16,62	15,55	14,41	9,62
25	Вакуум в конденсаторе	кПа	3,338	3,153	2,879	2,712	2,551	2,089
26	Температура пара	°С	340,57	340,53	344,83	347,50	350,34	363,73
27			279,27	278,79	281,92	283,83	286,14	296,83
28			548,68	548,75	549,42	548,05	547,92	528,31
29	Температура питательной воды	°С	242,18	239,71	235,84	232,43	228,67	210,10
30			236,35	234,13	230,51	227,36	223,87	206,14
31			267,47	264,84	260,76	257,00	252,95	233,02
32			267,55	264,90	260,83	257,15	253,10	233,18
33	Электрическая мощность	МВт	799,34	758,77	698,33	648,32	598,38	396,96

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.2. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ОСНОВНЫХ ИЗМЕРЕННЫХ ВЕЛИЧИН (II ЭТАП)

1	№ опыта		Ед. изм.	1	2	3	4	5	6
	Дата опыта, ноябрь, 2012 г.								
3	Свежий пар перед стопорным клапаном	расход	кг/с	330,02	505,71	548,91	596,76	657,55	695,19
4		давление	МПа	15,184	20,364	19,396	20,965	22,871	23,528
5		температура	°С	542,97	541,05	540,01	539,67	538,64	539,05
6	Расход питательной воды на котёл		кг/с	335,98	500,56	543,76	588,97	647,12	683,85
7	Барометрическое давление		МПа	0,09879	0,09879	0,09879	0,09879	0,09879	0,09879
8	Давление пара за регулируемыми клапанами	№ 1	МПа	14,795	20,091	19,456	21,015	22,914	23,672
9		№ 2	МПа	14,715	19,765	18,572	20,067	21,903	22,452
10		№ 3	МПа	7,768	12,812	17,152	18,378	19,948	21,898
11		№ 4	МПа	7,574	11,323	12,379	13,326	14,518	15,355
12	Давление пара	в камере рег. ступени	МПа	7,825	11,574	12,630	13,577	14,769	15,606
13		за 6 ступенью	МПа	4,3368	6,4833	7,1188	7,6638	8,3388	8,7938
14		в камере I отбора	МПа	2,8626	4,2524	4,6451	4,9943	5,4293	5,7188
15		перед ПВД-8А	МПа	2,7114	4,0328	4,3975	4,7238	5,1262	5,3895
16	на выходе ЦВД перед СК ЦСД	перед ПВД-8Б	МПа	2,7750	4,1206	4,4962	4,8312	5,2444	5,5184
17			МПа	1,7889	2,6957	2,9253	3,1575	3,4487	3,6339
18			МПа	1,6867	2,5202	2,7296	2,9433	3,2134	3,3846

	№ опыта	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6
19	Давление пара	МПа	0,8421	1,2461	1,3474	1,4482	1,5701	1,6504
20			0,5923	0,8660	0,9342	1,0022	1,0866	1,1412
21		кПа	288,87	438,00	473,85	510,10	555,34	584,23
22		кПа	132,28	203,85	221,54	239,31	261,13	275,21
23		кПа	51,12	77,92	84,11	89,92	97,14	101,88
24		кПа	10,06	14,73	15,79	16,81	18,07	18,83
25	Вакуум в конденсаторе	кПа	2,183	2,621	2,734	2,871	3,042	3,141
26	Температура пара	°С	333,71	332,63	342,62	339,81	336,24	337,90
27			273,40	273,78	282,26	280,30	277,76	278,81
28			528,44	543,96	544,61	544,52	544,37	545,21
29	Температура питательной воды	°С	208,90	228,09	232,01	235,47	239,40	241,72
30			205,89	224,14	227,83	231,04	234,62	236,77
31			230,94	251,39	256,09	259,75	263,81	266,38
32			231,48	252,13	256,91	260,54	264,67	267,17
33	Электрическая мощность	МВт	399,24	599,09	649,51	699,02	759,91	800,29

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.4



Открытое акционерное общество «Силловые машины - ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт»
(ОАО «Силловые машины»)

ул. Вагулина, д. 3, лит. А, Санкт-Петербург, Россия, 195009, тел. +7 (812) 346-70-37, факс +7 (812) 346-70-35
E-mail: mail@power-m.ru; http://www.power-m.ru

НПП АРМС г. МОСКВА

ФЛТ +7-495-287-08-84

287-08-85

ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИРЕКТОРУ
УШИНИНУ С.В.

15.02.12 № 510-18/1167

На № А-0212/0139 от 07.02.12

Уважаемый Сергей Владимирович,

В ответ на Ваш запрос сообщаем, что при установке сотовых уплотнений со 2 по 12 ступень ЦВД турбины К-800-240-5 ст. №1 Пермской ГРЭС увеличение электрической мощности и КПД ЦВД по отношению к проектному состоянию турбины составят:

- при радиальном зазоре 0.6 мм - $\Delta N = +2,7$ МВт, $\Delta \text{КПД цвд} = +0,9\%$
- при радиальном зазоре 0.8 мм - $\Delta N = +2,1$ МВт, $\Delta \text{КПД цвд} = +0,7\%$

С уважением,
Главный конструктор
паровых турбин

А.С. Лисянский

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.5

Цех автоматизированных
систем управления
технологическими процессами
(АСУ ТП)

Начальнику ПТО
Смирнову В.И.

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА

« 09 » 04 2012 г. № 04-098

О подготовительных операциях к тепловым
испытаниям ПТ типа К-800-240-5 блока №1

Выполнена калибровка измерительных каналов блока № 1, согласно
приложению 1, по результатам которой, опытным путем определена
погрешность измерительного канала.

Начальник цеха АСУ ТП



А.И.Шаламов

Приложение 1

Перечень измерительных каналов блока № 1

Отклонение

№ п/п	Наименование	АКС	Погрешность ЭТ ИК
1.	Температура острого пара до СК ЦВД, н. А	1RA11T008	-0,5°C
2.	Температура острого пара к ТГ, н. А	1RA11T009	-0,4°C
3.	Температура острого пара до СК ЦВД, н. Б	1RA12T008	-1,2°C
4.	Температура острого пара к ТГ, н. Б	1RA12T009	-1,2°C
5.	Давление острого пара до СК, н. А	1RA11P002	0,05%
6.	Давление острого пара до СК, н. Б	1RA12P002	0,04%
7.	Температура пара в линию холодного промперегрева, н. А	1RC11T001	0,6°C
8.	Температура пара в линию холодного промперегрева, н. А	1RC11T002	0,9°C
9.	Температура пара в линию холодного промперегрева, н. А	1RC11T003	1,6°C
10.	Температура пара в линию холодного промперегрева, н. Б	1RC12T001	0,9°C
11.	Температура пара в линию холодного промперегрева, н. Б	1RC12T002	0,8°C
12.	Температура пара в линию холодного промперегрева, н. Б	1RC12T003	0,9°C
13.	Давление пара на выходе ЦВД (в линию ХПП), н. А	1RC11P001	0,09%
14.	Давление пара на выходе ЦВД (в линию ХПП), н. Б	1RC12P001	0,2%
15.	Давление пара I отбора к ПВД	1RF30P001	0,03%
16.	Температура пара I отбора к ПВД	1RF30T001	1,4°C

н/н. I

На монтаж, исправно

$$540 + 0,5 = \underline{540 + 0,5}$$

с. 275

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКС

1 RC 11 T 003

Предел допускаемой погрешности, %

9,9 °C

Диапазон измерения

(0...600) °C ТХА

Условия калибровки:

Температура, °C

30

Давл. баром., кПа

99,6

Напряжение сети, В

Средства калибровки

CSC-200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср. ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ _{max}	γ _{max} , %
5	30		30,875	30,875	30,875	30,875	0,875		
20/30	120		121,375	121,375	121,375	121,375	1,375		
40	240		241,188	241,188	241,188	241,188	1,188		
60	360		361,188	361,188	361,188	361,188	1,188		
80	480		481,25	481,25	481,25	481,25	1,25		
95	570		571,562	571,562	571,562	571,562	1,562	1,562 °C	

Заключение

погр

Дата

05.04.2012

Калибровщик

с. 278

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКС

1 RC 12 T 003

Предел допускаемой погрешности, %

9,9 °C

Диапазон измерения

(0...600) °C ТХА

Условия калибровки:

Температура, °C

30

Давл. баром., кПа

99,6

Напряжение сети, В

Средства калибровки

CSC-200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср. ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ _{max}	γ _{max} , %
5	30		30,375	30,375	30,375	30,375	0,375		
20/30	120		120,875	120,875	120,875	120,875	0,875		
40	240		240,312	240,312	240,312	240,312	0,312		
60	360		360,312	360,312	360,312	360,312	0,312		
80	480		480,5	480,5	480,5	480,5	0,5		
95	570		570,75	570,825	570,125	570,666	0,666	0,875 °C	

Заключение

погр

Дата

05.04.2012

Калибровщик

схема 336

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКС 1 RF 30 T 001 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C

Диапазон измерения (0...600) °C ТХА

Условия калибровки:
 Температура °C 30 Давл. баром. кПа 99,6 Напряжение сети, В

Средства калибровки CSC 200 - 158.0290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.ариф}	Δ, ед. изм.	Δ max	γ max, %
5	30		30,9375	30,5625	30,5625	30,6875	0,6875		
20/30	120		120,062	121,188	121,188	121,146	1,146		
40	240		241	241	241	241	1,0		
60	360		361	361	361	361	1,0		
80	480		481,188	481,188	481,188	481,188	1,188		
95	570		571,375	571,375	571,375	571,375	1,375	1,375 °C	

Заключение 1 корр Дата 05.04.2012 Калибровщик Jh

Протокол калибровки ЭТ ИК №

схема 276

Код АКС 1 RC 12 T 001 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C

Диапазон измерения (0...600) °C ТХА

Условия калибровки:
 Температура °C 30 Давл. баром. кПа 99,6 Напряжение сети, В

Средства калибровки CSC 200 - 158.0290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.ариф}	Δ, ед. изм.	Δ max	γ max, %
5	30		30,5625	30,6875	30,6875	30,645	0,645		
20/30	120		120,562	120,562	120,562	120,562	0,562		
40	240		240,375	240,562	240,562	240,499	0,499		
60	360		360,625	360,625	360,625	360,625	0,625		
80	480		480,625	480,625	480,625	480,625	0,625		
95	570		570,812	570,812	570,812	570,812	0,812	0,812 °C	

Заключение 1 корр Дата 05.04.2012 Калибровщик Jh

смм 274

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКС 1 RC 12 T 002 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C

Диапазон измерения (0..600) °C ТХА

Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В _____

Средства калибровки CSC 200 ~ 158 02 90

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.знач.}	Δ, ед. изм.	Δ _{max}	γ _{max} , %
5	30		30,0625	30,0625	30,0625	30,0625	0,0625		
20/30	120		120,562	120,562	120,562	120,562	0,562		
40	240		240,5	240,5	240,5	240,5	0,5		
80	360		360,5	360,5	360,5	360,5	0,5		
80	480		480,5	480,5	480,5	480,5	0,5		
95	570		570,75	570,75	570,75	570,75	0,75	0,45 °C	

Заключение годен Дата 05.04.2012 Калибровщик Дж

Протокол калибровки ЭТ ИК №

смм 272

Код АКС 1 RC 11 T 002 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C

Диапазон измерения (0..600) °C ТХА

Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В _____

Средства калибровки CSC 200 ~ 158 02 90

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.знач.}	Δ, ед. изм.	Δ _{max}	γ _{max} , %
5	30		30,1875	30,1875	30,1875	30,1875	0,1875		
20/30	120		120,75	120,75	120,75	120,75	0,75		
40	240		240,562	240,562	240,562	240,562	0,562		
60	360		360,625	360,625	360,625	360,625	0,625		
80	480		480,688	480,688	480,688	480,688	0,688		
95	570		570,812	570,812	570,812	570,812	0,812	0,896 °C	

Заключение годен Дата 05.04.2012 Калибровщик Дж

см 540

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКБ 1RA 127009 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C

Диапазон измерения (0...600)°C 71A

Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В _____

Средства калибровки OSC-200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ макс	γ макс, %
5	30		28,5625	28,5625	28,5625	28,5625	-1,14375		
20/30	160		119,25	119,25	119,25	119,25	-0,75		
40	240		239,125	239,125	239,125	239,125	-0,845		
60	360		359,188	359,188	359,188	359,188	-0,812		
80	480		479,312	479,312	479,312	479,312	-0,658		
95	540		569,562	569,562	569,562	569,562	-0,438		-1,14375 °C

Заключение удов. Дата 05.04.2012 Калибровщик [подпись]

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКБ _____ Предел допускаемой погрешности, % _____

Диапазон измерения _____

Условия калибровки:
 Температура, °C _____ Давл. баром., кПа _____ Напряжение сети, В _____

Средства калибровки _____

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ макс	γ макс, %
5									
20/30									
40									
60									
80									
95									

Заключение _____ Дата _____ Калибровщик _____

счл 538

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКС 1 RA 11 T009 Предел допускаемой погрешности, % 0,9°C

Диапазон измерения (0...600)°C ТХА

Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В _____

Средства калибровки С5С-200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ max	γ max, %
5	30		39,5625	29,6875	29,6875	29,645	-0,355		
20/30	120		120,188	120,188	120,188	120,188	0,188		
40	240		240,125	240,125	240,125	240,125	0,125		
60	360		360,062	360,062	360,062	360,062	0,062		
80	480		480,125	480,125	480,125	480,125	0,125		
95	570		570,25	570,375	570,375	570,333	0,333		-0,355°C

Заключение удов. Дата 05.04.2012 Калибровщик Dr

Протокол калибровки ЭТ ИК №

счл 576

Код АКС 1 RA 12 T008 Предел допускаемой погрешности, % 0,9°C

Диапазон измерения (0...600)°C ТХА

Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В _____

Средства калибровки С5С-200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср.ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ max	γ max, %
5	30		28,6875	28,875	28,875	28,8125	-1,1875		
20/30	120		119,312	119,5	119,5	119,437	-0,562		
40	240		239,312	239,312	239,312	239,312	-0,688		
60	360		359,375	359,375	359,375	359,375	-0,625		
80	480		479,375	479,5	479,5	479,458	-0,572		
95	570		569,562	569,562	569,562	569,562	-0,738		-1,1875°C

Заключение удов. Дата 05.04.2012 Калибровщик Dr

сери 273

Протокол калибровки ЭТ ИК №

Код АКС 1 RC 11 T001 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C
 Диапазон измерения (0..600) °C ТХА
 Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В
 Средства калибровки CSC 200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср. ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ _{max}	γ _{max} , %
5	30		29,5	29,6875	29,6875	29,625	0,375		
20/30	120		120,188	120,188	120,188	120,188	0,188		
40	240		240,188	240,188	240,188	240,188	0,188		
60	360		360,25	360,25	360,25	360,25	0,25		
80	480		480,312	480,312	480,312	480,312	0,312		
95	570		570,562	570,562	570,562	570,562	0,562	0,562 °C	

Заключение 2000 Дата 05.04.2012 Калибровщик [подпись]

Протокол калибровки ЭТ ИК №

сери 572

Код АКС 1 RA 11 T008 Предел допускаемой погрешности, % 0,9 °C
 Диапазон измерения (0..600) °C ТХА
 Условия калибровки:
 Температура, °C 30 Давл. баром., кПа 99,6 Напряжение сети, В
 Средства калибровки CSC 200 ~ 1580290

Значение вх сигнала			Значение выходного сигнала				Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	мА/Ом/мВ	X ₁	X ₂	X ₃	X _{ср. ариф.}	Δ, ед. изм.	Δ _{max}	γ _{max} , %
5	30		29,5	29,5	29,5	29,5	-0,5		
20/30	120		120	120	120	120	0		
40	240		239,812	239,812	239,812	239,812	-0,188		
60	360		359,875	359,875	359,875	359,875	-0,125		
80	480		479,938	479,938	479,938	479,938	-0,062		
95	570		570,25	570,25	570,25	570,25	8/10,25	-0,5 °C	

Заключение 2000 Дата 05.04.2012 Калибровщик [подпись]

Протокол калибровки ЭТ ИК блока №2

Код АКБ 1 RA 11 P 002 Диапазон измерения (0.40) мПа Предел допускаемой погрешности, % 0.7

Условий калибровки: Температура, °C 30 Давл баром. «Па» 99.6 Напряжение сети, В

М10-10 ~ 2796

Средства калибровки		Значение выходного сигнала								Погрешность ЭТ ИК					
%	ед. изм.	мПа										Δ max	γ max, %		
		X1	X2	X3	X4	X5	Xcp сред	Δ, ед. изм.							
0	4	-0.0006	0.0006	-0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006		
25/30	8	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073		
50	12	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078		
75	16	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095		
100	20	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	0.0117	0.05

Заключительное: погр Дата 05.04.2012 Калибровщик [подпись]

Протокол калибровки ЭТ ИК блока №2

Код АКБ 1 RA 12 P 002 Диапазон измерения (0.40) мПа Предел допускаемой погрешности, % 0.7

Условий калибровки: Температура, °C 30 Давл баром. «Па» 99.6 Напряжение сети, В

М10-10 ~ 2796

Средства калибровки		Значение выходного сигнала								Погрешность ЭТ ИК					
%	ед. изм.	мПа										Δ max	γ max, %		
		X1	X2	X3	X4	X5	Xcp сред	Δ, ед. изм.							
0	4	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006		
25/30	8	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073	10.0073		
50	12	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078	20.0078		
75	16	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095	30.0095		
100	20	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	40.0117	0.0117	0.04

Заключительное: погр Дата 05.04.2012 Калибровщик [подпись]

Протокол калибровки ЭТ ИК блока №2

Код АИС 1RC11P001 Диапазон измерения 10.6)MДз Предел допускаемой погрешности, % 0,4

Условия калибровки: Температура, °С 30 Давл. баром. Па 99,6 Напряжение сети, В

Средства калибровки: MIC-10 - 2796

%	ед. изм.	мА(мВ)	Значение выходного сигнала					Погрешность ЭТ ИК		
			X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X _{ср} сред.	Δ, ед. изм.	γ max, %
0	0	4	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	
25/30	0,5	8	1,49561	1,49561	1,49561	1,49561	1,49561	1,49561	-0,00439	
50	30	12	2,99561	2,99561	2,99561	2,99561	2,99561	2,99561	-0,00439	
75	45	16	4,49488	4,49488	4,49488	4,49488	4,49488	4,49488	-0,00512	0,09
100	60	20	5,99536	5,99536	5,99536	5,99536	5,99536	5,99536	-0,00467	

Заключение: погр Дата: 05.04.2012 Калибровщик: Дз

Протокол калибровки ЭТ ИК блока №2

Код АИС 1RC12P001 Диапазон измерения 10.6)MДз Предел допускаемой погрешности, % 0,4

Условия калибровки: Температура, °С 30 Давл. баром. Па 99,6 Напряжение сети, В

Средства калибровки: MIC-10 - 2796

%	ед. изм.	мА(мВ)	Значение выходного сигнала					Погрешность ЭТ ИК		
			X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X _{ср} сред.	Δ, ед. изм.	γ max, %
0	0	4	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	
25/30	0,5	8	1,50611	1,50611	1,50611	1,50611	1,50611	1,50611	0,00611	
50	30	12	3,00073	3,00073	3,00073	3,00073	3,00073	3,00073	0,00073	
75	45	16	4,49854	4,49854	4,49854	4,49854	4,49854	4,49854	-0,00146	
100	60	20	5,99902	5,99902	5,99902	5,99902	5,99902	5,99902	0,00098	0,11

Заключение: погр Дата: 05.07.2012 Калибровщик: Дз

Протокол калибровки ЭТ ИК блока №2

Код АИС: 1RF30P001 Диапазон измерений: 10...10000 Предел допускаемой погрешности, %: 0,4

Условия калибровки: Температура, °C: Давл. баром. кПа: 92,6 Напряжение сети, В:

Средства калибровки: МК-10 и 2796

Значение входного сигнала		Значение выходного сигнала					Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X _{ср} сред.	Δ max	γ max, %
0	0	0,00015	0,00015	0,00015	0,00015	0,00015	0,00015	0,00015	
25/30	2,5	2,50098	2,50098	2,50098	2,50098	2,50098	2,50098	0,00098	
50	5,0	5,00122	5,00122	5,00122	5,00122	5,00122	5,00122	0,00122	
75	7,5	7,49976	7,49976	7,49976	7,49976	7,49976	7,49976	-0,00024	
100	10,0	10,0019	10,0019	10,0019	10,0019	10,0019	10,0019	0,00029	0,03

Заключение: годен Дата: 05.04.2012 Калибровщик: [подпись]

Протокол калибровки ЭТ ИК блока №2

Код АИС: _____ Диапазон измерений: _____ Предел допускаемой погрешности, %: _____

Условия калибровки: Температура, °C: Давл. баром. кПа: Напряжение сети, В:

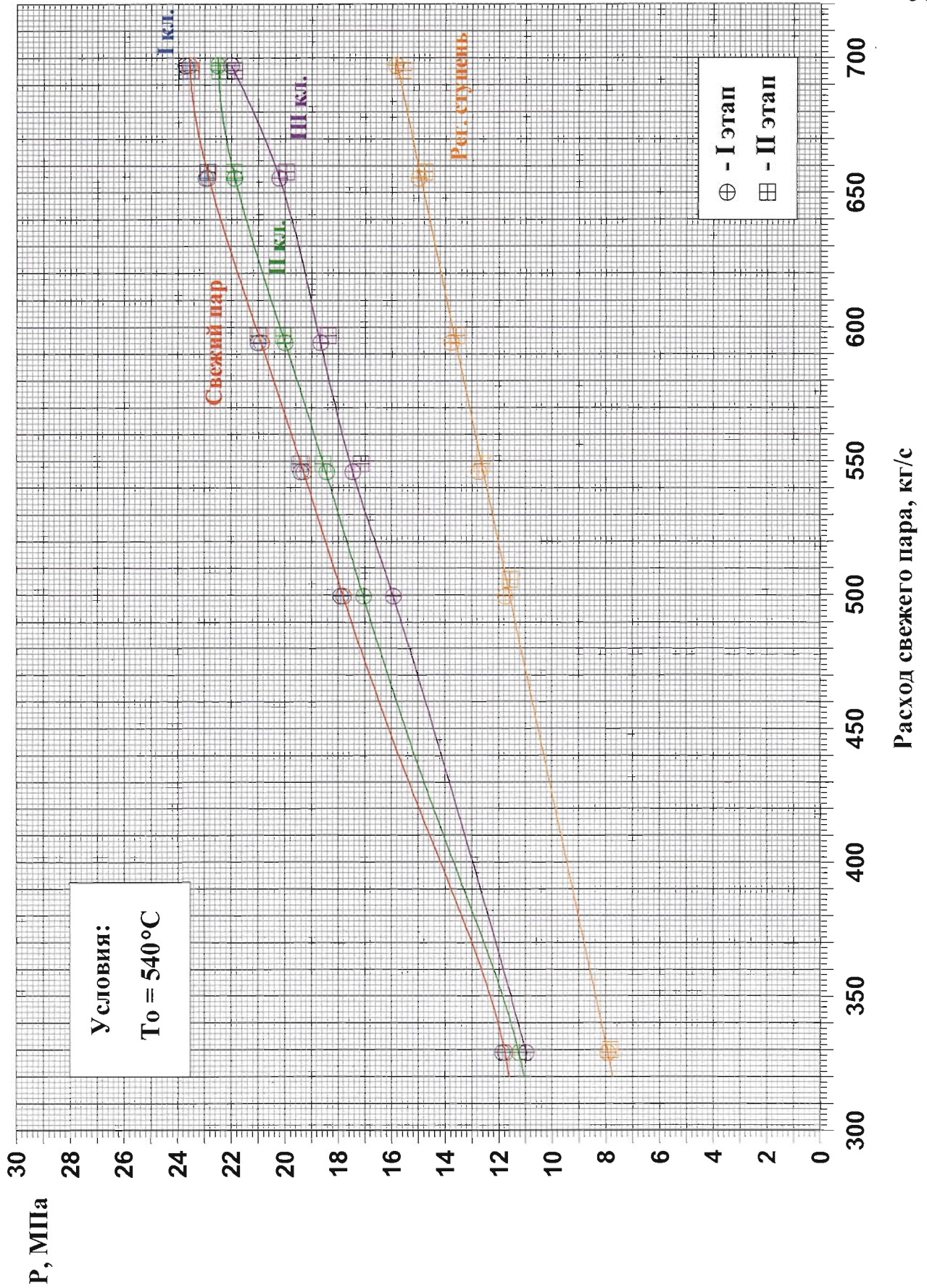
Средства калибровки: _____

Значение входного сигнала		Значение выходного сигнала					Погрешность ЭТ ИК		
%	ед. изм.	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X _{ср} сред.	Δ max	γ max, %
0									
25/30									
50									
75									
100									

Заключение: _____ Дата: _____ Калибровщик: _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.6. ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Диаграмма парораспределения ЦВД

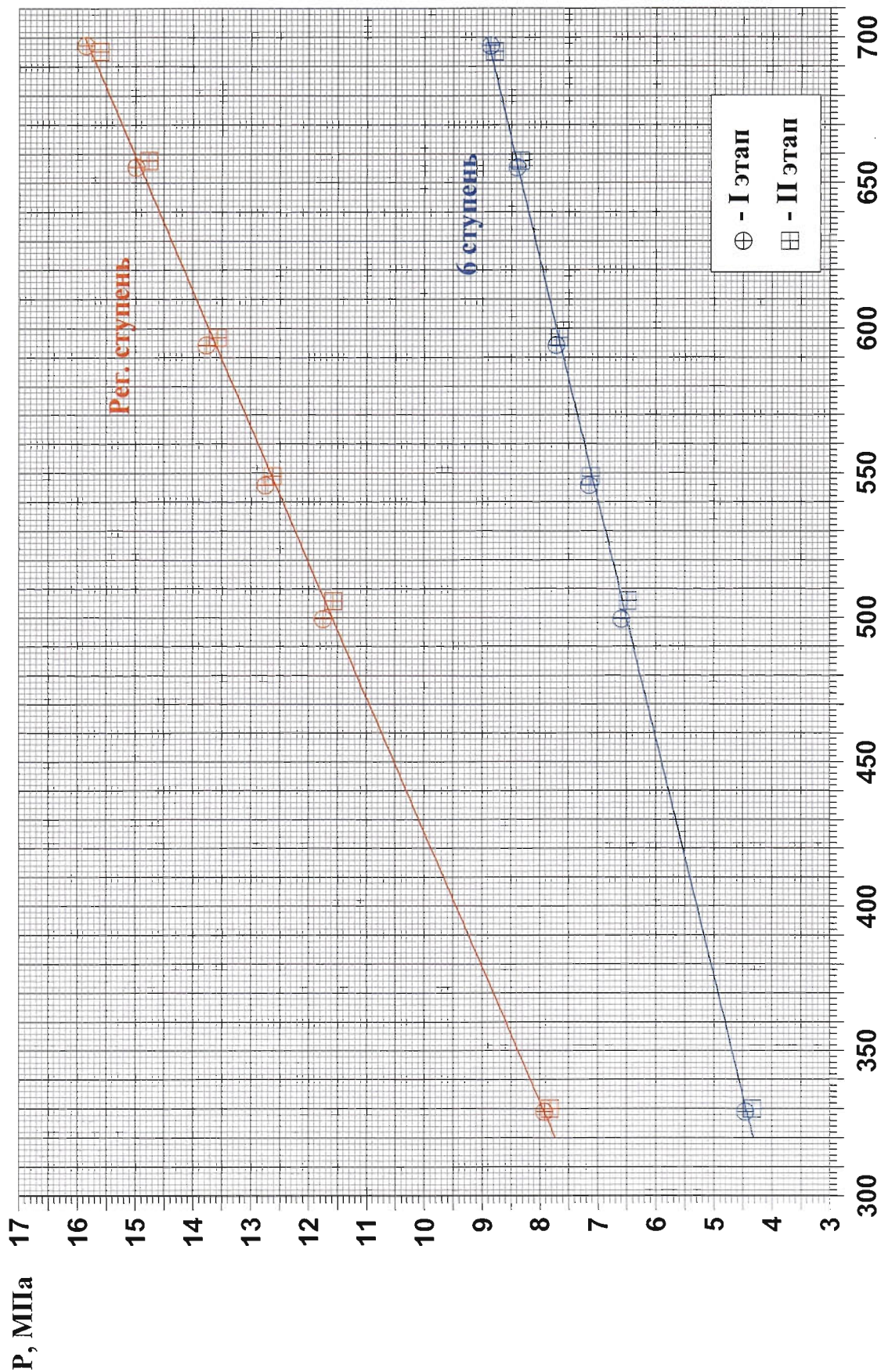


Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>12,12</i>
Рук.гр.	Сахаров <i>12,12</i>
Исполн.	Александров <i>12,12</i>

Турбоагрегат
типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
Пермской ГРЭС

Рис. № 2
ОАО "Южный ИЦЭ"
Московский филиал

Давление пара в камере регулирующей ступени и за 6 ступенью



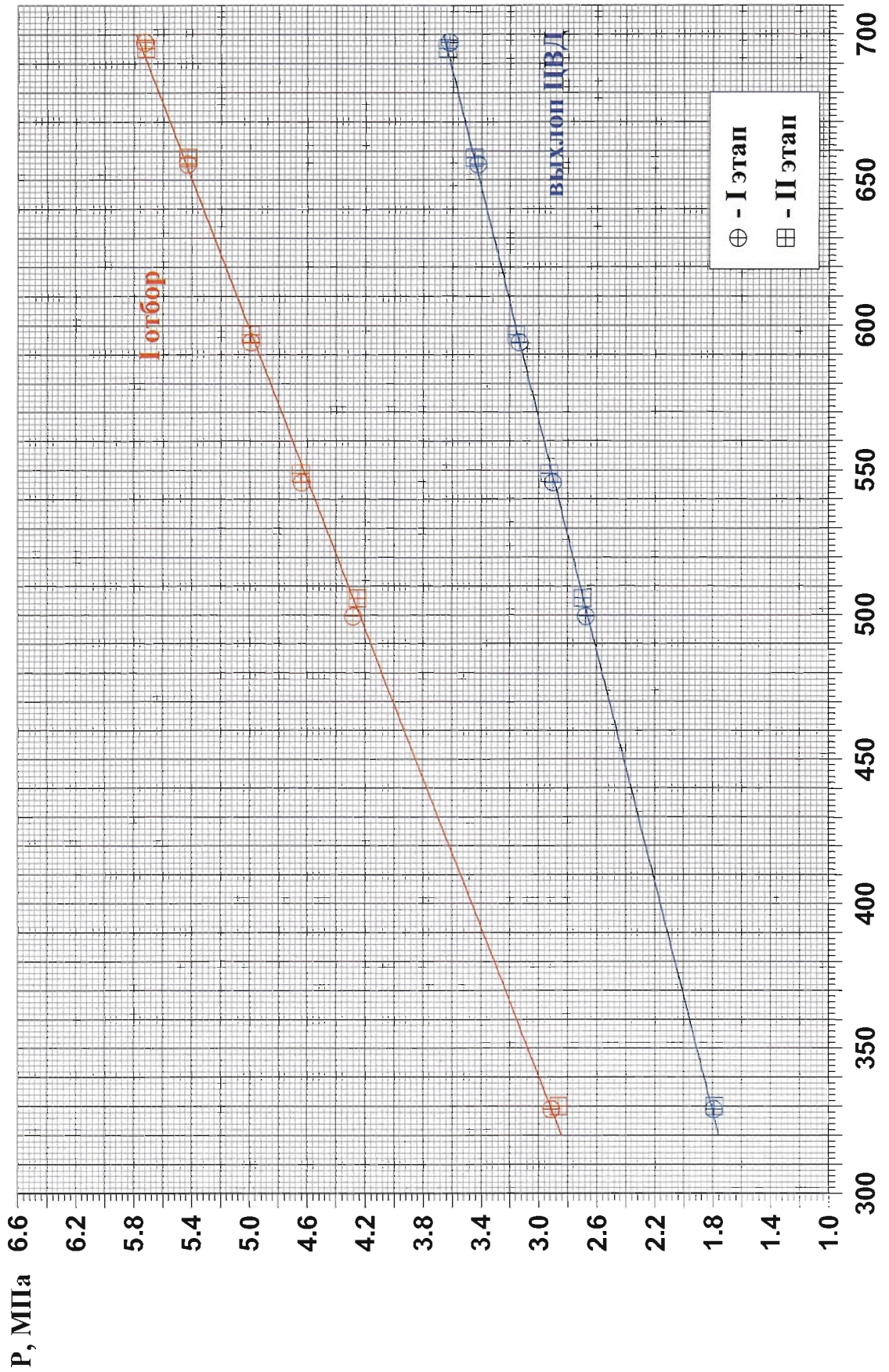
Расход свежего пара, кг/с

Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>12.12</i>
Рук.гр.	Сахаров <i>[Signature]</i>
Исполн.	Александров <i>[Signature]</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 3
 ОАО "Южный ИЦЭ"
 Московский филиал

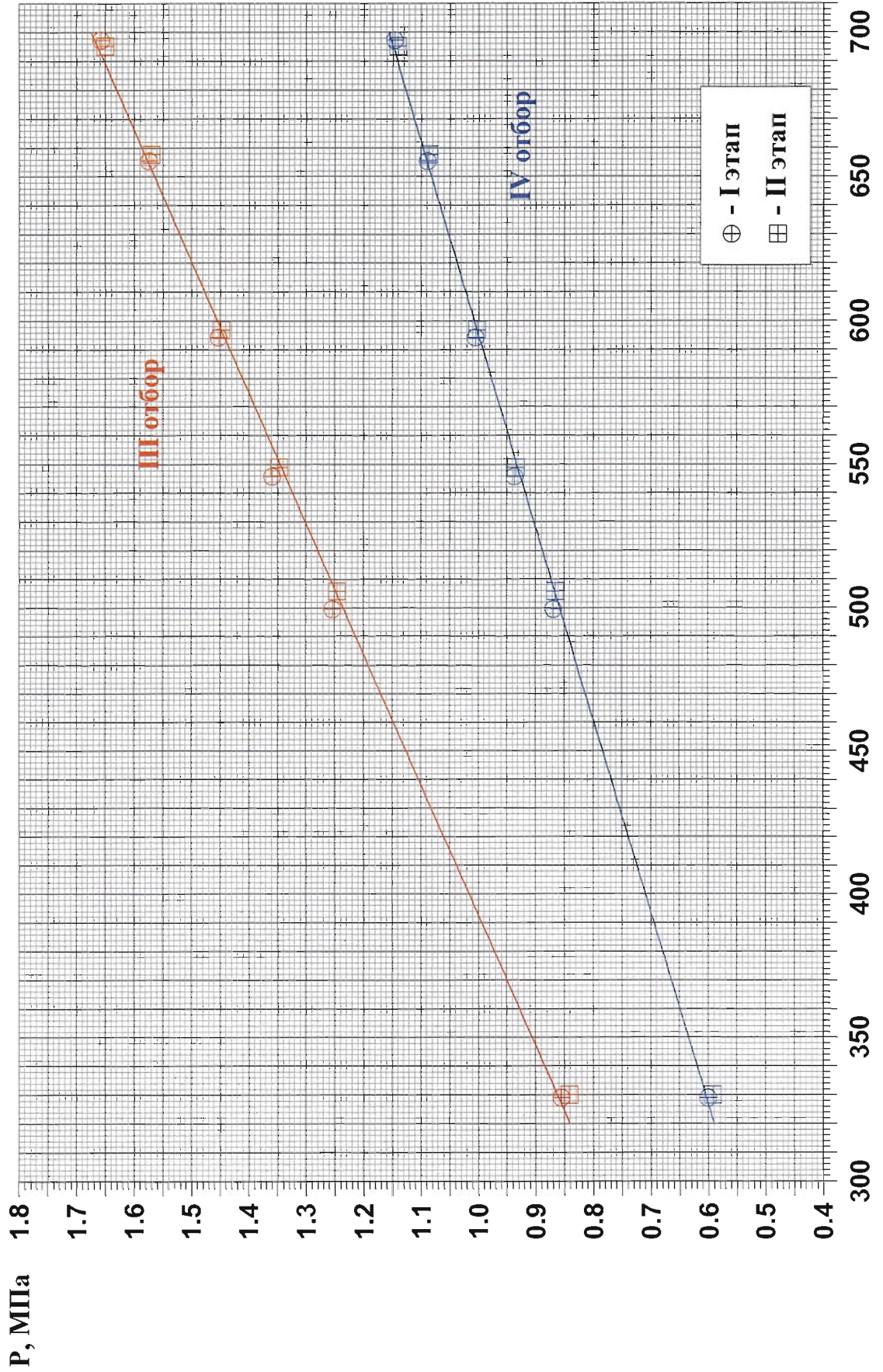
Давление пара в камере I отбора и на выходе ЦВД



Расход свежего пара, кг/с

Зак. №103.12.002 Рук.ЦИТО Фатьков <i>12.12</i> Рук.гр. Сахаров Исполн. Александров	Турбоагрегат типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1 Пермской ГРЭС	Рис. № 4 ОАО "Южный ИЦЭ" Московский Фил.на.л
---------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------

Давление пара в камерах III и IV отборов



Расход свежего пара, кг/с

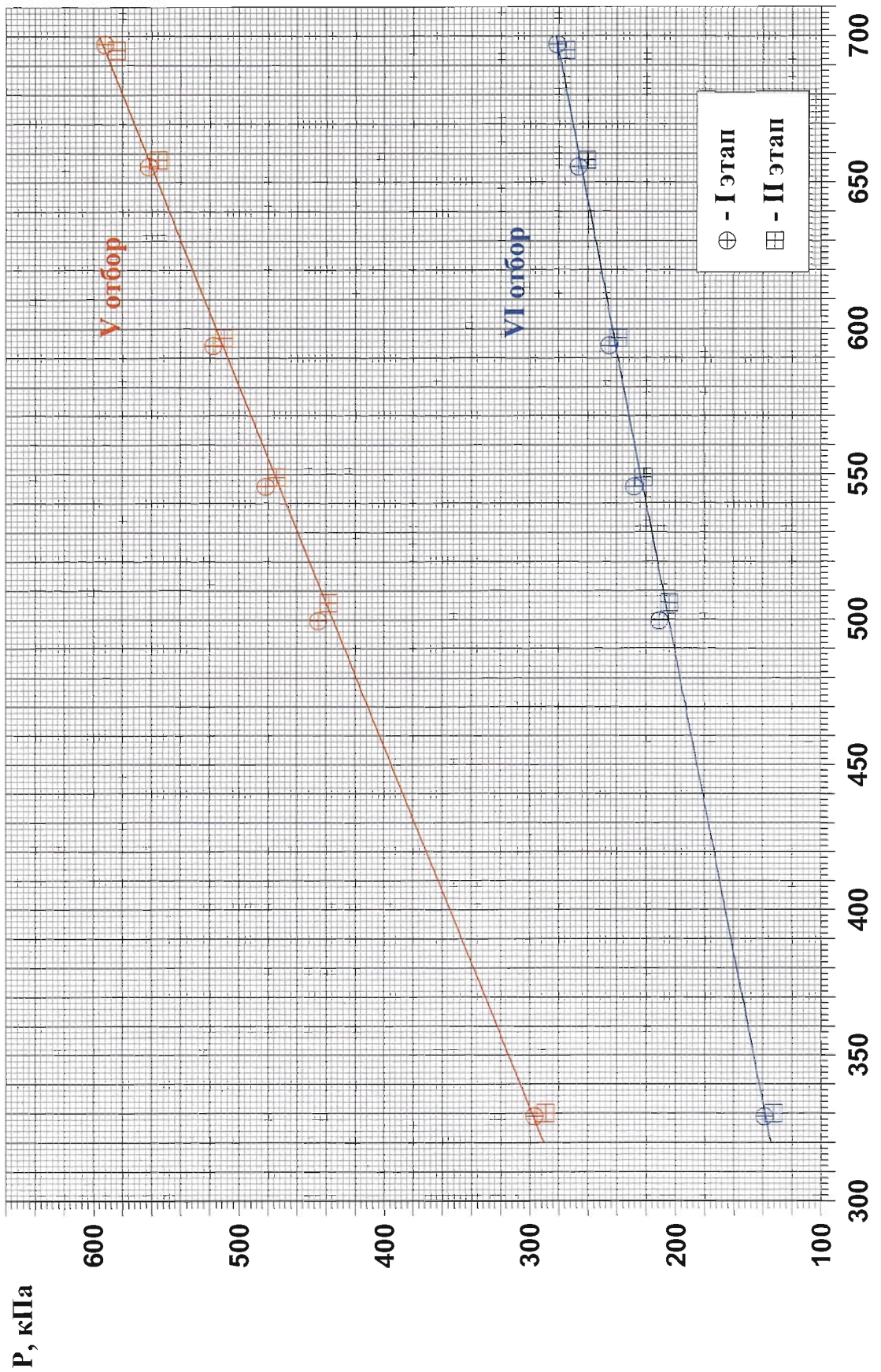
Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>[Signature]</i> 12.12
Рук.гр.	Сахаров <i>[Signature]</i>
Исполн.	Александров <i>[Signature]</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 5

ОАО "Южный ИЦЭ"
 Московский Филиал

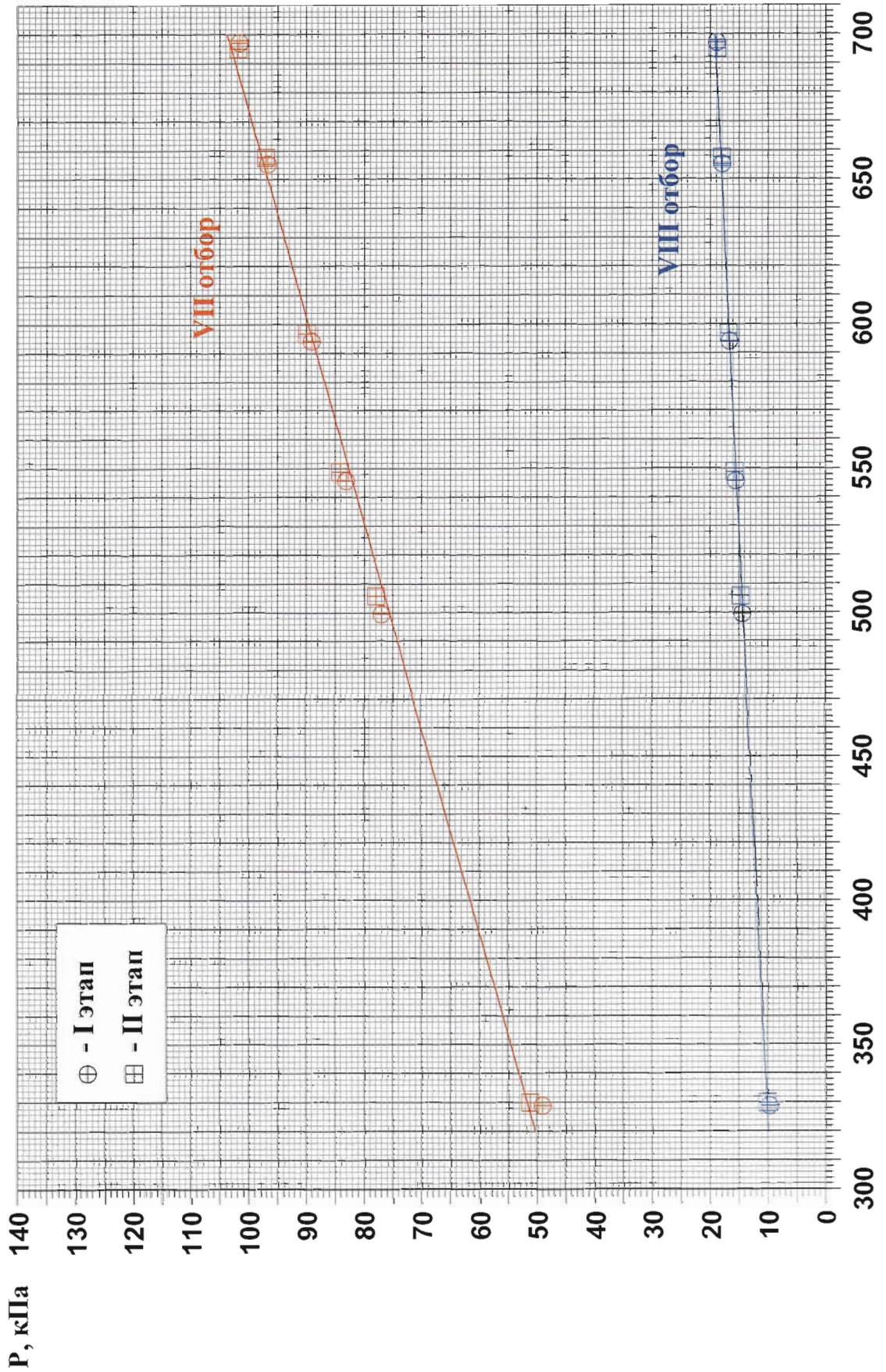
Давление пара в камерах V и VI отборов



Расход свежего пара, кг/с

Зак. №103.12.002		Турбоагрегат типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1 Пермской ГРЭС	Рис. № 6
Рук.ЦИТО	Фатков <i>12.12</i>		ОАО "Южный ИЦЭ"
Рук.гр.	Сахаров		Московский Филиал
Исполн.	Александров		

Давление пара в камерах VII и VIII отборов



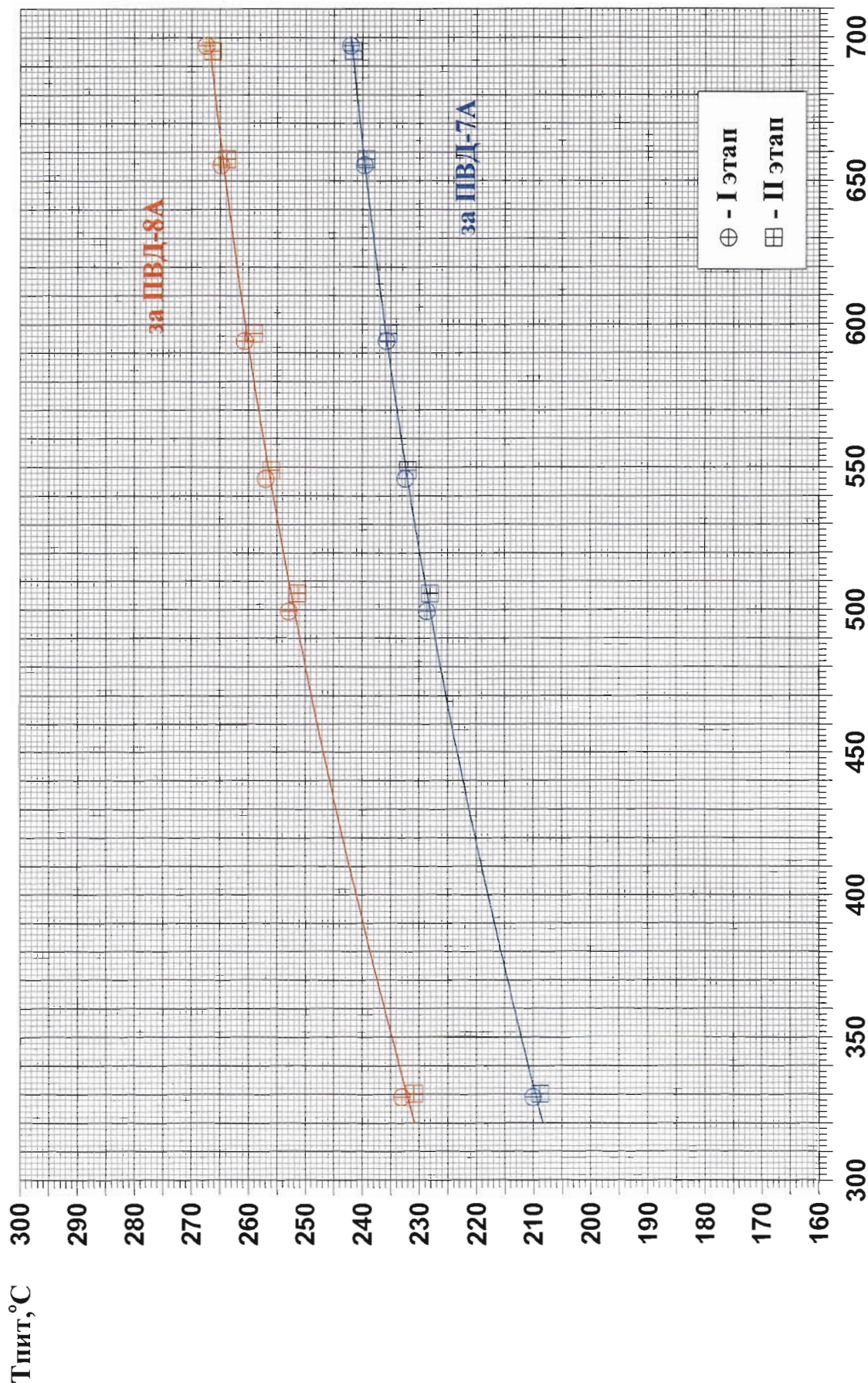
Расход свежего пара, кг/с

Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>12.12</i>
Рук.гр.	Сахаров <i>12.12</i>
Исполн.	Александров <i>12.12</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 7
 ОАО "Южный ИЦЭ"
 Московский Филиал

Температура питательной воды (нитка А)



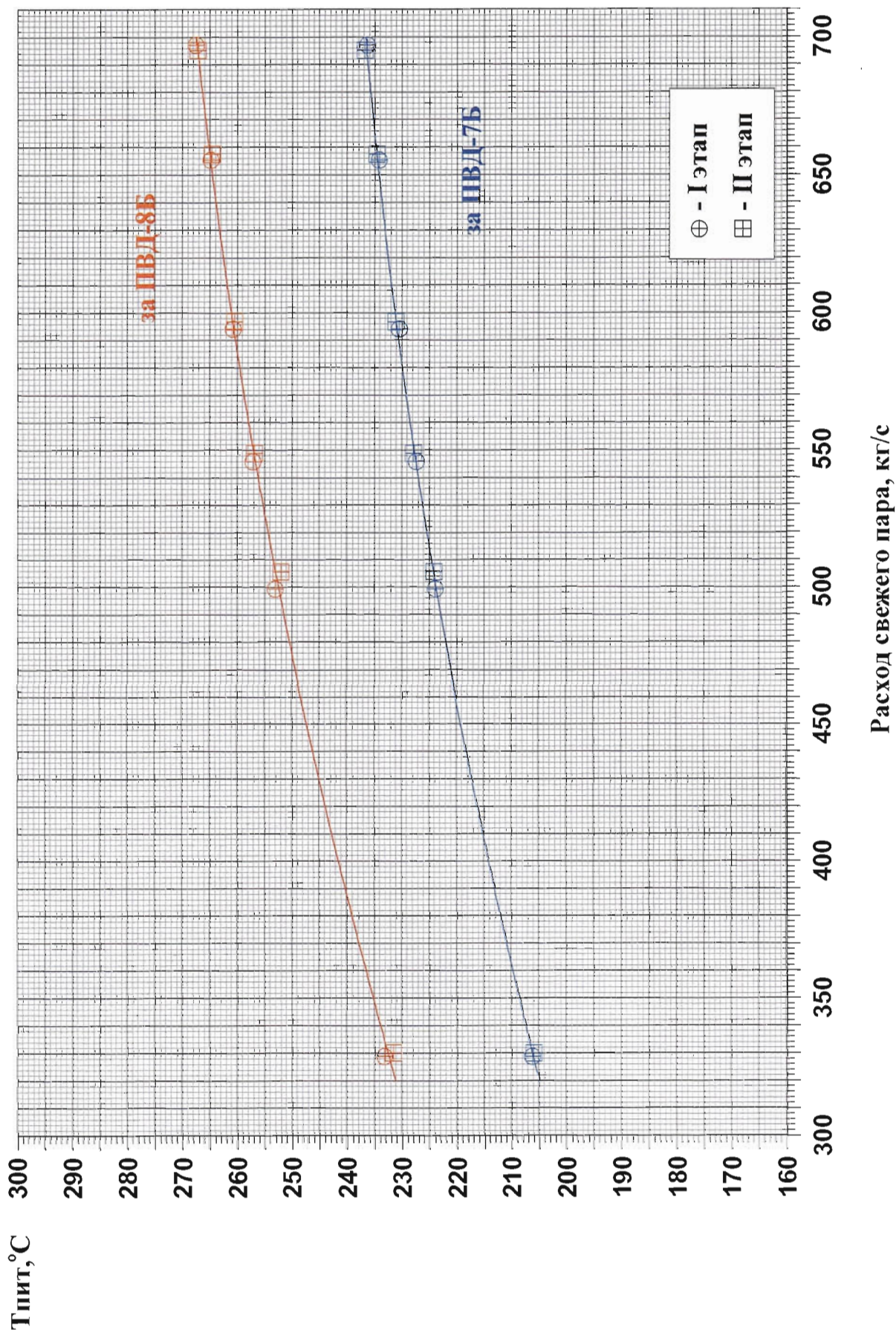
Расход свежего пара, кг/с

Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>12.12</i>
Рук.гр.	Сахаров <i>12.12</i>
Исполн.	Александров <i>12.12</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 8
 ОАО "Южный ИЦЭ"
 Московский Ф.я.л.л

Температура питательной воды (нитка Б)

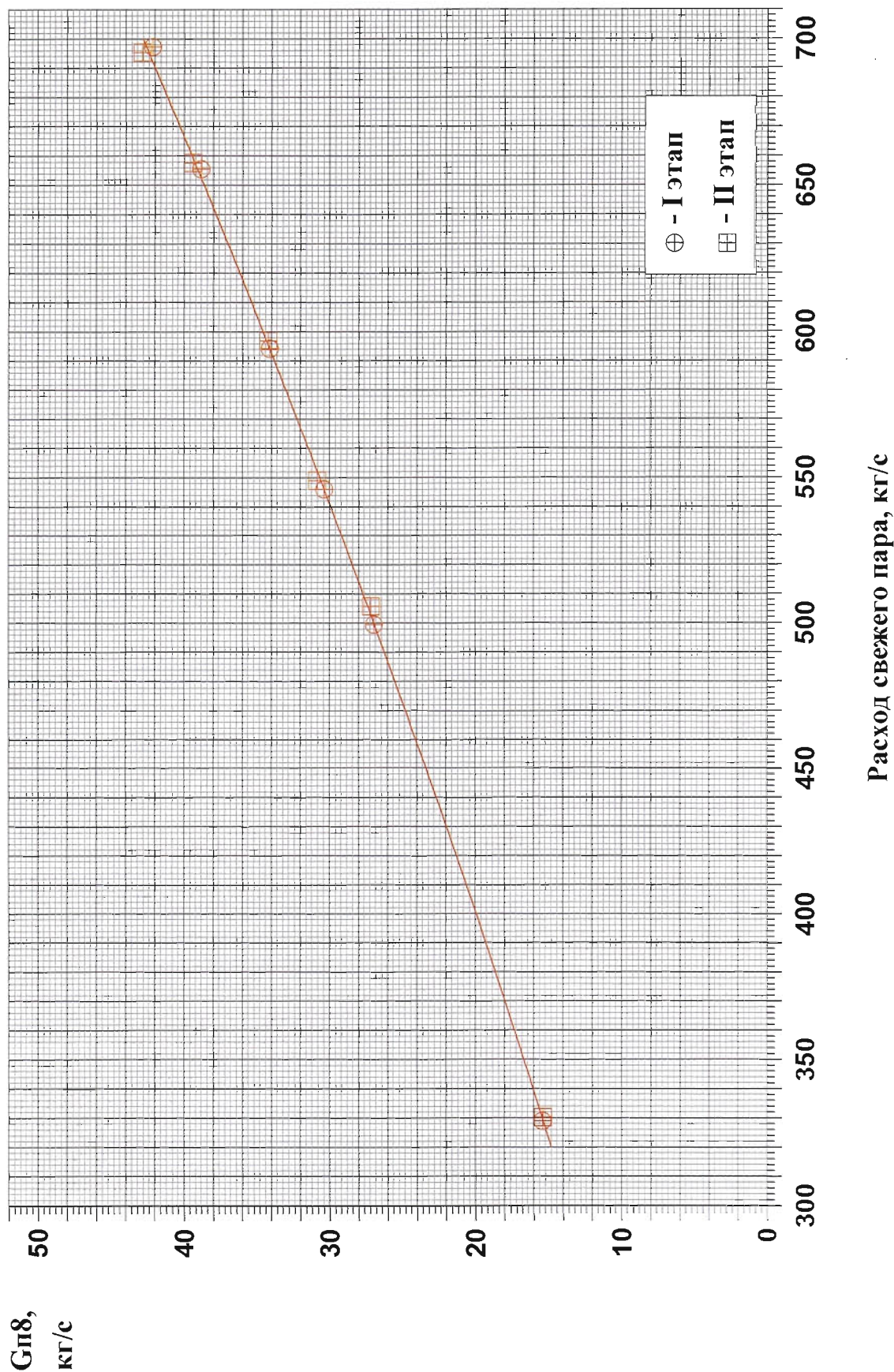


Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>12.12</i>
Рук.гр.	Сахаров <i>[Signature]</i>
Исполн.	Александров <i>[Signature]</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 9
 ОАО "Южный ИЦЭ"
 Московский Филиал

Суммарный расход греющего пара на ПВД-8А,Б

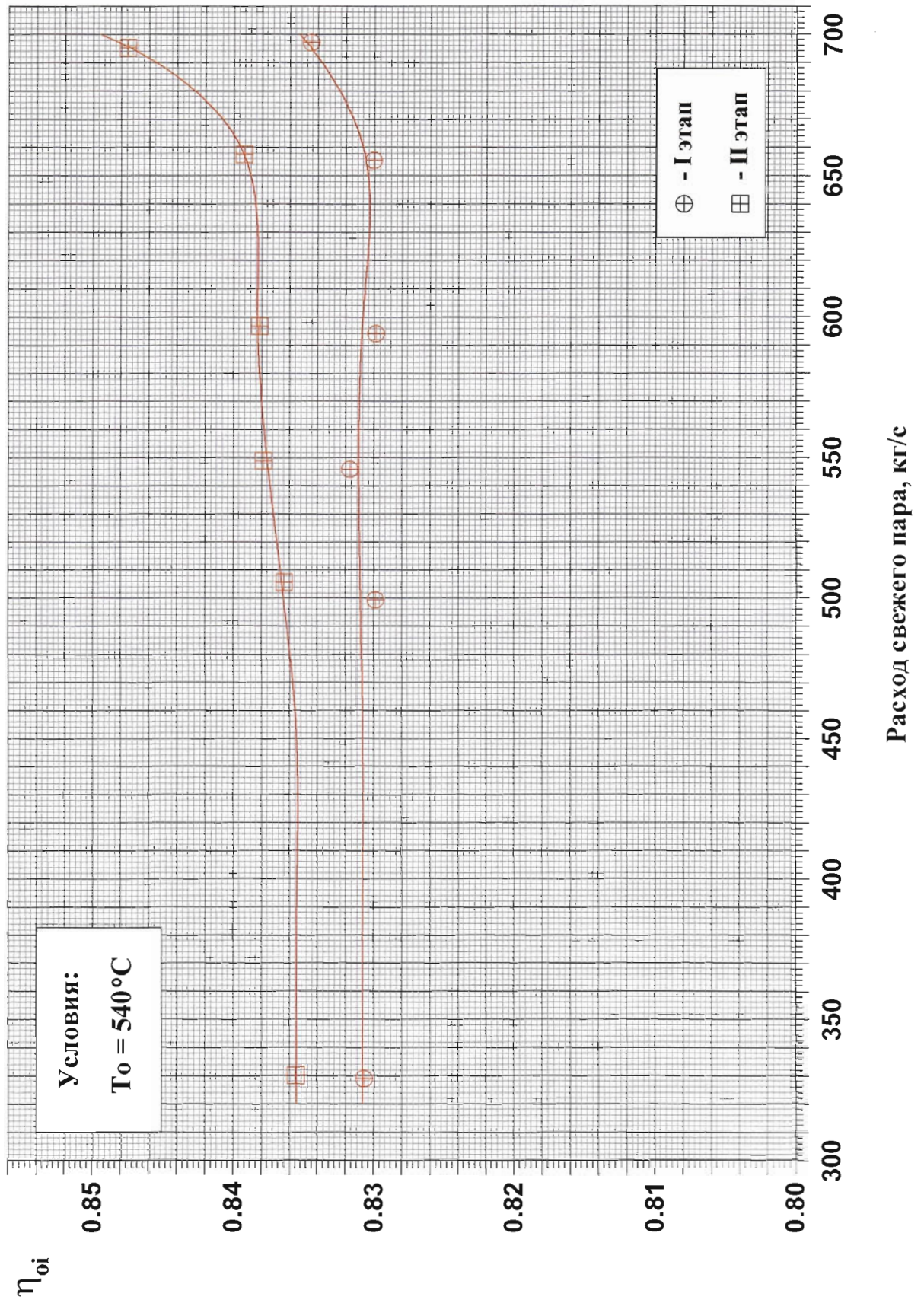


Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>[Signature]</i> 12.12
Рук.гр.	Сахаров <i>[Signature]</i>
Исполн.	Александров <i>[Signature]</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 10
ОАО "Южный ИЦЭ" Московский Фил.вал

Внутренний относительный КПД ЦВД

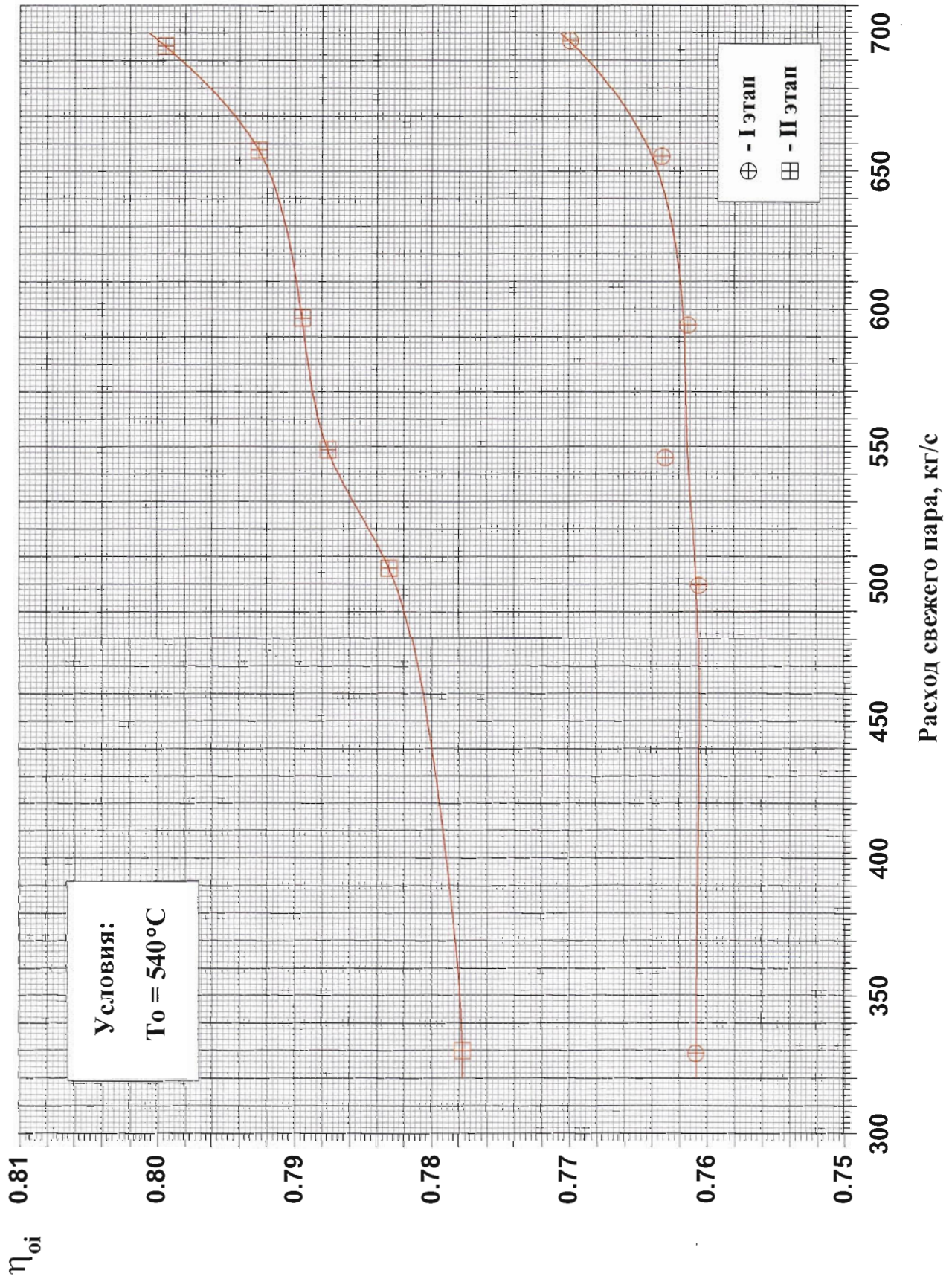


Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО Фатьков	<i>12.12</i>
Рук.гр. Сахаров	<i>12.12</i>
Исполн. Александров	<i>12.12</i>

Турбоагрегат
типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
Пермской ГРЭС

Рис. № 11
ОАО "Южный ИЦЭ"
Московский филиал

Внутренний относительный КПД отсека "АСК - 9 ступень"



Зак. №103.12.002	
Рук.ЦИТО	Фатьков <i>12.12</i>
Рук.гр.	Сахаров <i>12.12</i>
Исполн.	Александров <i>12.12</i>

Турбоагрегат
 типа К-800-240 ЛМЗ, ст. №1
 Пермской ГРЭС

Рис. № 12
 ОАО "Южный ИЦЭ"
 Московский Филиал

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.7



23.08.2012 № 5/2012

Главному инженеру
Пермской ГРЭС-филиала
ОАО «ОГК-1»
Паливну Ф.А.

Копия:
Начальнику управления
шеф-монтажа и ремонта
турбинного оборудования
ОАО «Силовые машины»
Адамчуку А.А.

Уважаемый Федор Александрович,

В период проведения капитального ремонта паровой турбины К-800-240 ст.№1 Пермской ГРЭС, после замены внутреннего цилиндра ЦВД, проведенных работ с деталями проточной части и РВД (установка сотовых надбандажных уплотнений на ступенях №№3+10) выявлено недопустимое отклонение аксиального зазора «А», между выходной кромкой верхней ленты диафрагм и входной кромкой бандажа ст. №№3+10 (см. акт дефектации).

Согласно чертежа 1325196ГЧ зазор «А» 2,0 мм, по формулиру 1,75+2,25мм. По факту зазор составляет 3,5+3,7 мм, превышение 1,5+2,0 мм. по ступеням №№ 3+9.

В связи с модернизацией надбандажных уплотнений (установка «сотовых») и требований чертежа оставление существующего зазора «А» не допустимо.

Предлагается:

1. Произвести наплавку с последующей проточкой в расчетный размер зазора «А» выходной кромки верхней ленты диафрагм №№3+6. Фактическая толщина полки верхней ленты диафрагм под наплавку составляет 7-8 мм.
2. Произвести перемещение в сторону генератора диафрагмы №№ 7;8;9 правого потока на 1,5 мм.

Приложение:

1. Технология ремонта с наплавкой торцевой поверхности выходной кромки верхней образующей ленты диафрагм №№3+6.

Представитель
ОАО «Силовые машины»

Симанов С.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.8

Форма Р-2а

Утверждаю:

Главный инженер Пермский ГРЭС –
филиала ОАО «Пермские АЭС»
Ф.А. Палкин
12.08.2012г.

АКТ № 307-08.12 УЭР

Дефектации Бандажей рабочих лопаток РВД

диспетчерское наименование оборудования,

т/а К- 800-240-5 ЛМЗ ст. №1

группы оборудования, смены тип оборудования

находящегося в капитальном ремонте с

вид ремонта

16.04.2012г.

время, дата

22.08.2012г.

дата составления акта

Составлен комиссией в составе:

Председатель комиссии Начальник КТЦ Кустов Н.В.

должность, фамилия, инициалы

Члены комиссии: Зам начальника КТЦ Панин Г.В.

должность, фамилия, инициалы

Зам начальника ОТД Мельков Д.В.Ведущий инженер-технолог ОПТР Аракчеев Ю.Е.Зам. начальника ОПТР Бушмелёв О.В.Тех. директор ООО «ПермГРЭСэнергоремонт» Бахтия А.В.Шеф-инженер ОАО «Силовые машины» Симанов С.В.Ст. мастер филиала «УЭР-ПГРЭС» Лолошич С

1. В результате работы комиссии установлено:

1.1. Оборудование принято в эксплуатацию

1986 г.

Дата

1.2. Предыдущий капитальный ремонт был закончен

вид ремонта

2006г.

дата

1.3. Оборудование имеет дефекты: Увеличены входные зазоры «А» между бандажами

краткое описание оборудования имеющего

и верхней образующей диафрагм 3-9 ступеней ЦВД, вследствие парового

перечисление и описание выявленных дефектов

(эрозийного) износа бандажей рабочих лопаток РВД до 1,5 мм.

2. Комиссия считает:

2.1 Для устранения выявленных дефектов требуется:

2.1.1. Проведение следующих запланированных работ:

Запланированные работы	Требующиеся запчасти и материалы (запланированные)

2.1.2. Проведение следующих незапланированных работ:

Незапланированные работы	Требующиеся запчасти и материалы заказчика (незапланированные)
Произвести выверку базового положения диафрагм ЦВД 3-6 ст. Наплавить верхний уплотнительный пояс диафрагм.	
Проточить наплавку с учетом требуемого зазора, установить в корпус Вн. ЦВД,	
уложить ротор высокого давления, измерить входные зазоры «А». Занести в формуляр.	Требуется запчасти и материалы подрядчика (незапланированные)
Произвести перемещение обоймы диафрагм 7-9 для восстановления зазора «А»	Проволока сварочная 2,0 19Х16Н25АМ6 гост 2246-70 18 – кг Аргон – 8 бал

2.1.3. Удлинение продолжительности ремонта на 5 календарных смен и срока ремонта до _____

время, дата

Председатель

Н.В. Кустов

Члены комиссии:

П.В. Паини

Д.В. Мельков

Ю.Е. Аракчеев

О.В. Бушмелёв

А.В. Бахтин

С.В. Лопошинч

С.В. Симанов