РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНИКИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МАСЛОСИСТЕМ ТУРБОУСТАНОВОК МОЩНОСТЬЮ 100—800 МВт, РАБОТАЮЩИХ НА МИНЕРАЛЬНОМ МАСЛЕ

РД 34.30.508-93

СПО

ОРГРЭС
Москва 1994

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНИКИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МАСЛОСИСТЕМ ТУРБОУСТАНОВОК МОЩНОСТЬЮ 100—800 МВт, РАБОТАЮЩИХ НА МИНЕРАЛЬНОМ МАСЛЕ

РД 34.30.508-93

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС
Москва 1994

РАЗРАБОТАНО АО «Фирма ОРГРЭС»

ИСПОЛНИТЕЛЬ В.М. Андрианов

УТВЕРЖДЕНО Департаментом науки и техники 24.06.93 г.

Первый заместитель начальника А.П. БЕРСЕНЕВ

© СПО ОРГРЭС, 1994

УДК 621.89/.899(083.96)

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МАСЛОСИСТЕМ ТУРБОУСТАНОВОК МОЩНОСТЬЮ 100—800 МВт, РАБОТАЮЩИХ НА МИНЕРАЛЬНОМ МАСЛЕ

РД 34.30.508-93

Срок действия установлен
с 01.07.94 г.
до 01.07.99 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая Типовая инструкция предназначена для персонала котлотурбинных цехов электростанций, осуществляющих эксплуатацию маслосистем турбоустановок мощностью 100—800 МВт.

Типовая инструкция составлена на основе нормативно-технической документации для маслосистем смазки, опыта их эксплуатации на энергоблоках 100—800 МВт, а также работ, проведенных ВТИ и фирмой ОРГРЭС. Технические характеристики систем маслоснабжения турбоагрегатов 100—800 МВт приведены в приложении 1, индивидуальные нормы расхода турбинного масла — в приложении 2.

1.2. Типовая инструкция устанавливает основные требования, обеспечивающие надежную и безопасную работу систем смазки турбин в процессе пусковых операций, при работе под нагрузкой, останове и выводе в ремонт.

Типовая инструкция является основой для составления рабочей инструкции по эксплуатации системы смазки турбины, которая должна учитывать все местные условия, особенности установленного оборудования и схемы маслоснабжения.

При составлении рабочей инструкции принципиальные положения настоящей Типовой инструкции разрешается изменять только на основании соответствующих экспериментальных данных после согласования с фирмой ОРГРЭС, ВТИ и заводами изготовителями.

1.3. Типовая инструкция составлена применительно к типовым схемам маслоснабжения энергоблоков 100—800 МВт, определяет порядок действий оперативного персонала при подготовке оборудования к работе, пуске, останове, нормальной эксплуатации и нарушениях в работе системы смазки, а также

требования техники безопасности и противопожарной безопасности. Характерные типовые схемы маслоснабжения турбин приведены в приложениях 3, 4 и 6.

1.4. В тексте приняты следующие сокращения:

АВР — автоматический ввод резерва,

АМНС — аварийный маслонасос смазки;

АПЭН — аварийный питательный электронасос,

БЩУ — блочный щит управления;

ВПУ — валоповоротное устройство;

ГМБ — главный масляный бак;

ГМН — главный маслонасос;

ГП — гидростатический подъем;

ИВК — информационно-вычислительный комплекс;

КПРП — ключ предотвращения развития пожара;

КСН — коллектор собственных нужд;

КТЦ — котлотубинный цех;

МБ — масляный бак;

МНС — масляный насос смазки;

МНУ — маслонасос системы уплотнений генератора;

МО — маслоохладитель;

НГП — насос гидроподъема;

НС — начальник смены;

НСР — насос системы регулирования;

ПДК — предельно допустимая концентрация;

ПМН — пусковой маслонасос;

ПТН — питательный турбонасос;

ПТЭ — «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (М.: Атомэнергоиздат, 1989);

ПЭН — питательный электронасос;

РМН — резервный маслонасос;

РПДС — реле падения давления масла на смазку;

ТБ — техника безопасности;

ТГ — турбогенератор;

ЦВД — цилиндр высокого давления;

ЦСД — цилиндр среднего давления;

ЭД — электродвигатель.

2. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

2.1. Турбинное масло, являясь малоопасным продуктом по степени воздействия на организм человека, относится к четвертому классу опасности (в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76),

ого эксплуатация требует соблюдения санитарно-гигиенических правил.

2.2. Контакт с маслом не ведет к поражению центральной нервной системы, кроветворных органов, нарушению обменных процессов. Турбинное масло не обладает способностью к кумуляции, не вызывает усиленного роста тканей.

2.3. При длительном контакте с маслом, а также при работе с присадками в зависисмости от индивидуальной восприимчивости кожи могут возникать дерматиты и экземы. При попадании масла на кожу и слизистую оболочку глаз необходимо обильно промыть кожу теплой мыльной водой, слизистую оболочку глаз — теплой водой.

2.4. Присутствие масла в питьевой воде недопустимо. Оно определяется визуально по наличию масляной пленки на поверхности воды.

2.5. Предельно допустимая концентрация паров углеводородов в воздухе рабочей зоны 300 мг/м^3; ПДК масляного тумана в воздухе рабочей зоны 5 мг/м^3 в соответствии с ГОСТ 2.1.005-76.

2.6. При эксплуатации масляного хозяйства турбоустановок необходимо соблюдать правила пожарной безопасности. По классификации ГОСТ 12.1.044-84 турбинное масло представляет собой средневоспламеняемую горючую жидкость с температурой вспышки не ниже 185°С.

2.7. В большинстве случаев пожары в турбинных отделениях электростанций возникают вследствие нарушения плотности маслосистем из-за недостатков конструкций качества изготовления, монтажа и ремонта, дефектов сварных соединений.

2.8. Для предотвращения возникновения пожаров из-за воспламенения масла на электростанциях должен быть выполнен комплекс мероприятий в соответствии с разд. 3.8 «Сборника распорядительных документов по эксплуатации энергосистем. Теплотехническая часть). Часть 1» (М.: СПО ОРГРЭС, 1991).

2.9. При возгорании турбинного масла применяется распыленная вода, пена, при объемном тушении — углекислый газ, состав СЖБ, состав «3,5», пар.

2.10. Помещение, в котором ведутся работы с маслом, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией.

2.11. При разливе масла необходимо собрать его в отдельную посуду, место разлива протереть сухой тканью, при разливе на

открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением.

2.12. По всем остальным вопросам безопасности работы с маслосистемами следует руководствоваться требованиями разд. 3.3 «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (М.: Энергоатомиздат, 1985), особенно пп. 2.6.1—2.6.3, 3.3.1, 3.3.2 и 3.3.3.2 ПТБ, при этом учитывать «Извещение № 5/85 об изменении № 1 «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (М.: Энергоатомиздат, 1985» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1985).

2.13. Для турбин, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, в эксплуатационную инструкцию в раздел ТБ и пожарной безопасности должен вноситься порядок действия оперативного персонала при вводе в действие системы ключом предотвращения развития пожара (КПРП). Электрическая схема системы должна быть проверена перед пуском из холодного состояния.

3. КОНТРОЛЬ, УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, ЗАЩИТА

3.1. В соответствии с «Методическими указаниями по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.35.101-88» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1990) маслосистемы смазки турбоагрегатов должны быть оснащены измерительными устройствами, приведенными в табл. 1.

3.2. Объем оснащения технологической защитой оборудования турбоагрегатов и вспомогательного оборудования определяется действующими руководящими документами: «Объем и технологические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования моноблочных установок мощностью 250, 300, 500 и 800 МВт (М.: Союзтехэнерго, 1987) и «Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок с барабанными котлами: РД 34.35.118» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988).

Таблица 1

Система маслоснабжения турбоагрегатов

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма представления информации											Автоматическое регулирование	Примечание
	на БЩУ (ГрЩУ)					на МЩУ					по месту		
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Суммирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Суммирование			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1. Температура охлаждающей воды на входе в маслоохладители и выходе из них		+									+		
2. Температура масла на выходе из маслоохладителей	+	+									+	+	
3. Температура масла на входе в маслоохладители		+									+		Датчики поставляются заводом-изготовителем
4. Температура масла на сливах из подшипников				+									
5. Давление охлаждающей воды на входе в маслоохладители		+									+		

Продолжение таблицы 1

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма представления информации											Автоматическое регулирование	Примечание
	на БЩУ (ГрЩУ)					на МЩУ					по месту		
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Суммирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Суммирование			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
6. Давление масла в напорном маслопроводе, во всасывающем патрубке главного масляного насоса											+		
7. Давление масла до маслоохладителей и за ними											+		
8. Давление масла до редукционных клапанов (объем контроля согласно заданию завода-изготовителя турбины)											+		
9. Давление масла, подаваемого на смазку подшипников		+									+	+	
10. Перепад давлений на фильтрах маслоснабжения											+		
11. Уровень масла в масляном баке											+		

Окончание таблицы 1

Измеряемый или регулируемый параметр	Форма представления информации											Автоматическое регулирование	Примечание
	на БЩУ (ГрЩУ)					на МЩУ					по месту		
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Суммирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Суммирование			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
12. Температура масла, подаваемого на подшипники				+							+		

Примечание. Отметки в графах таблицы обозначают:

в графах 2 и 7 — подключение первичного преобразователя (датчика) измеряемого параметра к аналоговому или цифровому показывающему прибору на одну точку;

в графах 3 и 8 — подключение первичного преобразователя (датчика) к прибору любого вида (аналоговому, цифровому, электронно-лучевому) с помощью любого вида переключателя, в том числе через ИВК;

в графах 4 и 9 — автоматическую подачу светозвукового сигнала, формируемого непосредственно первичным преобразователем измеряемого параметра, локальным аналого-дискретным преобразователем или ИВК, при достижении технологическим параметром заданного значения ниже (↓) или выше (↑) его номинального значения;

в графах 5 и 10 — автоматическую запись мгновенного значения параметра, его усредненного значения за заданный интервал времени или отклонения значения на диаграммах аналоговых приборов или бланках печатающих аппаратов ИВК;

в графе 12 — измерительный прибор устанавливается либо непосредственно на оборудовании, либо на конструкциях, расположенных вблизи оборудования.

4. УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРБИННОГО МАСЛА

4.1. Краткая характеристика масла

4.1.1. На электростанциях Минтопэнерго Российской Федерации применяется дистиллятное турбинное масло Тп-22С (ТУ 38.101.821-83), изготовляемое из западно-сибирской нефти Ферганским НПЗ по улучшенной технологии. Содержание серы не выше 0,5%. Масло содержит антиокислительную, антикоррозионную и деэмульгирующие присадки. Это основное турбинное масло для ТЭС. Характеристики турбинного масла марки Тп-22С приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатель	Норма	ГОСТ
Кинематическая вязкость при температуре 50°С, сСт	20-23	33-82
Индекс вязкости (определение обязательно), не менее	90	—
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,05	5985-79
Стабильность против окисления:		
массовая доля осадка после окисления	Отс.	981-75
кислотное число просле окисления, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10	—
низкомолекулярные кислоты, мг КОН на 1 г	0,02	—
Зольность базового масла, %, не более	0,05	1461-75
Число деэмульсации, с, не более	180	12.6[illegible]3 -66
Содержание:		
водорастворимых кислот и щелочей, не более	0,02	6307-75
механических примесей	Отс.	6370-83
серы, %, не более	0,5	19121-73
Температура:		
вспышки (в открытом тигле), °С, не ниже	186	4333-48
застывания, °С, не выше	-15	20287-74
Цвет базового масла на колориметре ЦИТ, единицы ЦИТ, не более	3,0	20284-74
Содержание влаги	Отс.	1547-84

4.2. Приемка и хранение масла

4.2.1. Поступающее на электростанции свежее турбинное масло должно иметь паспорт.

Перед сливом масла из цистерны в свободные чистые и сухие емкости следует определить кинематическую вязкость, кислотное число, реакцию водной вытяжки, температуру вспышки, число деэмульсации, а также визуально — содержание воды и механических примесей (для масла Тп-22С натровая проба определяется на заводе-изготовителе в базовом масле до введения присадок).

Из цистерны должна быть обязательно отобрана контрольная проба по ГОСТ 2517-85 в количестве 1 $дм^3$. Для масла Тп-22С в пробе, отобранной из цистерны, следует провести испытания на антикоррозионную активность по ГОСТ 19199-75 и термоокислительную стабильность по ГОСТ 981-75. Термоокислительная стабильность определяется при температуре 30°С, расходе кислорода 100 $см^3$/мин, продолжительность определения 24 ч. Норма для масла Тп-22С: кислотное число — не более 0,1 мг КОН/г, осадок — не более 0,005%, летучие низкомолекулярные кислоты — не более 0,02 мг КОН/г.

4.2.2. В случае несоответствия паспортных данных, а также показателей качества масла требованиям ГОСТ или техническим условиям должен быть составлен рекламационный акт, который направляется заводу-изготовителю, фирме ОРГРЭС и ВТИ.

4.2.3. Масло следует хранить в отдельных закрытых резервуарах, оборудованных воздухоосушительными фильтрами, для северных районов — дополнительным обогревом с помощью паровых спутников.

4.2.4. При длительном хранении масел на электростанциях необходимо периодически производить сокращенный анализ их в соответствии с требованиями ПТЭ и для масла Тп-22С дополнительно один раз в 6 мес отбирать пробы для определения антикоррозионных свойств по ГОСТ 19199-73 и пробы из нижнего слоя бака для определения присутствия в масле осадка. При обнаружении осадка следует проверить растворимость его в спирте. Наличие следов коррозии при определении по ГОСТ 19199-73 и растворимого в спирте осадка свидетельствует о выпадении из масла антикоррозионной присадки. В этом случае (если и не истек гарантийный срок хранения масла) должен со-

ставляться рекламационный акт, который направляется заводу-изготовителю, фирме ОРГРЭС и ВТИ.

4.3. Эксплуатация масла

4.3.1. Смешение масел Т-22 и Тп-22С при эксплуатации запрещается.

4.3.2. Масло заливается в чистые маслосистемы. При заливке масла необходимо соблюдать следующие условия:

заливку и перекачку масла производить с подключением к системе циркуляции центрифуги и фильтр-пресса или маслоочистительной машины;

очистку масла от загрязнений с помощью центрифуги и фильтр-пресса в пусковой период производить по мере необходимости;

сетки маслобака продувать при разности уровня масла между чистыми и грязными отсеками маслобака в соответствии с указаниями завода-изготовителя;

перезарядку фильтр-пресса производить при перепаде давлений выше 0,1 МПа;

после достижения прозрачности средства очистки отключить.

4.3.3. При работе с маслом Тп-22С подключение к маслосистеме адсорберов, заполненных селикагелем, не допускается, так как при этом полностью удаляется антикоррозионная присадка и качество масла значительно ухудшается. Сорбенты следует применять только для восстановления отработанных масел, слитых из оборудования, с последующим вводом в них присадок.

4.4. Контроль за состоянием масла в процессе эксплуатации

4.4.1. Сокращенный контроль за состоянием масла в процессе эксплуатации осуществляется в соответствии с требованиями ПТЭ (пп. 5.14.13 и 5.14.14). Определение степени загрязненности масла осуществляется гранулометрическим методом в соответствии с ГОСТ 17216-71 по методике, разработанной ВТИ (приложение 5).

4.4.2. Сокращенный контроль за состоянием масла Тп-22С с кислотным числом до 0,1 мг КОН на 1 г осуществлять не реже 1 раза в 3 мес, при кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г — 1 раз в 2 мес.

При кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г необходимо ополнительно определить содержание в масле растворенного лама. Определение производится следующим образом: в мерный цилиндр с пришлифованной пробкой наливается 25 см^3 испытуемого масла и 75 см^3 бензина «Галоша» по ГОСТ 443-76, тщательно перемешивается и помещается на 12 ч в темноту. По истечении этого времени визуально определяется присутствие шлама.

Если осадок обнаружен, то его следует отфильтровать, промыть фильтр бензином, а остаток определить количественно, последовательно промывая фильтр спиртом и спиртобензолом, собирая фильтрат в отдельные емкости. Это позволит определить его природу, так как спиртовой раствор содержит присадку ВНИИ 15/41, а спиртобензольный — шлам.

При наличии растворенного шлама необходимо добавить 0,3% ионола, предварительно проверив масло на восприимчивость к присадке по п. 4.4.4.

При кислотном числе масла более 0,15 мг КОН на 1 г масла, наличии растворенного шлама и невосприимчивости к присадке масло перед осенне-зимним максимумом необходимо заменить.

4.4.3. Наличие присадок в масле определяется по термоокислительной стабильности и антикоррозионной активности масла, так как в настоящее время нет прямых методов их количественного определения.

4.4.4. Контроль за степенью старения турбинного масла производится по термоокислительной стабильности.

Для масла Тп-22С с кислотным числом 0,1 мг КОН на 1 г и выше перед наступлением осенне-зимнего максимума необходимо определять термоокислительную стабильность по ГОСТ 981-75 при температуре 120±0,5°С и расходе кислорода 200 см^3/мин, продолжительность определения 14 ч.

Анализируемое масло должно удовлетворять нормам:

кислотное число — не более 0,8 мг КОН на 1 г;

осадок — не более 0,15%.

Если кислотное число масла после окисления превышает 0,8 мг КОН на 1 г и появляются следы осадка, в масло следует ввести 0,2% антиокислителя — ионола по ГОСТ 10894-76. Если кислотное число масла после окисления превышает 0,4 мг КОН на 1 г или массовая доля осадка — составляет 0,1%, то перед введением антиокислителя следует определить воспри-

имчивость масла к нему и установить необходимую концентрацию.

Для этого в лабораторных условиях следует подготовить смесь испытуемого масла с антиокислителем и определить термоокислительную стабильность. Масло считается восприимчивым к антиокислителю, если введение 0,2% последнего после определения термоокислительной стабильности снижает кислотное число вдвое при отсутствии осадка.

Если кислотное число масла после определения термоокислительной стабильности превышает 0,8 мг КОН на 1 г, а количество осадка более 0,15%, масло необходимо заменить.

4.4.5. В процессе эксплуатации необходимо наблюдать за деэмульсирующей способностью масла.

Во время визуального контроля следует обращать внимание на скорость разделения масла и воды, а при сливе ее — на характер эмульсии. Если эмульсия мелкозернистая и плохо расслаивается (более 3 ч в пробе масла, отобранной в мерный цилиндр вместимостью 100 $см^3$), это свидетельствует о том, что деэмульгатор израсходован и нужно ввести его дополнительно в количестве 0,02%.

4.4.6. Контроль за антикоррозионными свойствами масел ведется 1 раз в 3 мес осмотром образцов-индикаторов, подвешенных в грязном отсеке маслобака перед сетками ниже минимально возможного уровня масла в маслобаке турбины.

При появлении следов коррозии на индикаторе, находящемся в масле, следует проверить антикоррозионное свойство масла по ГОСТ 19199-73 и при необходимости ввести присадку. Индикаторы коррозии должны быть выполнены из стали 45 в виде шайб диаметром 50 мм, толщиной 2 мм с полированной поверхностью.

В связи с тем, что антикоррозионная присадка ослабляет действие антиокислительной присадки, перед добавлением и после введения ее в масло нужно провести определение термоокислительной стабильности по ГОСТ 981-75.

Если после введения антикоррозионной присадки термоокислительная стабильность ухудшается, следует ввести в масло дополнительно антиокислитель — ионол в количестве от 0,2 до 0,3%. Методика ввода присадок в масла изложена в «Методических указаниях по вводу присадок в турбинное масло Тп-22С и ТП-30: РД 34.43.104-88» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988).

4.4.7. Находящееся в эксплуатации масло необходимо очи-ать:

от воды, шлама и механических примесей с помощью ентрифуги или маслоочистительной машины;

от шлама и механических примесей с помощью фильтр-рессов, ватных фильтров и фильтров тонкой очистки, обеспе-вающих тонкость очистки 40—60 мкм при полнопроточной ильтрации масла (Информационное письмо ВТИ № 0324-4-2/109).

4.4.8. Если показатели масла перестанут соответствовать ебованиям ПТЭ и настоящей Типовой инструкции, оно подле-т сливу и передаче на нефтебазу.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ СМАЗКИ ТУРБОАГРЕГАТОВ

5.1. Очистка маслосистем в период капитальных ремонтов

5.1.1. Очистку маслосистем в период капитальных ремонтов дует производить гидродинамическим способом в соответст-с «Инструкцией по очистке маслосистем турбоагрегатов родинамическим способом» (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973).

Если при осмотре во время ремонта обнаружено разрушение ски в масляном баке (наличие трещин, вспучивания, знаки отслаивания), то перед заливкой масла необходимо ить краску со всей внутренней поверхности бака, повторной ски производить не следует. Поверхности маслобака ботать по технологии промывки маслопроводов.

ставшийся в маслосистеме шлам ускоряет старение масла, ительно ухудшая его качество, поэтому следует обращать е внимание на чистоту отмывки маслосистем. При тща-ой отмывке количество шлама на поверхности трубок мас-адителей, главном сливном маслопроводе и сливном мас-оводе с уплотнений генератора не должно превышать $м^2$. Способ определения количества шлама указан в рукции по очистке маслосистем турбоагрегатов гидро-ическим способом.

слоохладители могут быть промыты отдельно 10— ым раствором тринатрийфосфата с последующей тщатель-тмывкой водой до нейтральной реакции. Чистота маслоох-лей должна быть проверена с помощью металлической

линейки, которая пропускается между трубками маслоохладителя, при этом на ней не должно быть обнаружено следов шлама.

5.1.2. Запрещается применение фосфатно-конденсатного способа очистки маслосистем, так как остающиеся в маслосистеме следы щелочного раствора вступают в реакцию с содержащейся в маслах антикоррозионной присадкой, имеющей кислый характер. В результате этого вся антикоррозионная присадка быстро выводится из масла, и оно становится непригодным к эксплуатации.

5.1.3. Если чистота маслосистемы соответствует требованиям п. 5.1.1 настоящей Типовой инструкции, очистку маслосистем при капитальном ремонте производить не следует.

5.1.4. В период ремонта блока, но не реже чем 1 раз в год необходимо производить проверку плотности трубной системы всех МО и устранение всех дефектов.

5.2. Подготовка к пуску и ввод в работу системы смазки

5.2.1. Убедиться путем наружного осмотра в том, что все оборудование маслосистемы, включая арматуру и ее приводы, находится в исправном состоянии, все ремонтные работы окончены, наряды закрыты, ремонтный персонал удален, инструмент и посторонние предметы убраны, временные заглушки на трубопроводах удалены, обеспечена чистота и освещение оборудования.

5.2.2. Дать заявку на сборку электрических схем питания приводов запорной арматуры и КИП. Проверить исправность дистанционного управления арматурой.

5.2.3. Проверить наличие и исправность контрольно-измерительных приборов, включить их в работу.

5.2.4. Закрыть арматуру аварийного слива из главного маслобака, арматуру слива отстоя, подачи масла на центрифугу, опорожнения отдельных участков схем и на стороне всасывания насоса откачки масла в маслоаппаратную (на маслохозяйство).

5.2.5. Заполнить МБ маслом с маслохозяйства до верхнего предельного уровня по шкале поплавкового указателя уровня.

При заполнении МБ тщательно следить за всеми фланцевыми соединениями в целях своевременного обнаружения неплотности и принятия соответствующих мер. Контролировать перио-

дически уровень в МБ, сверять показания уровнемера с действительным уровнем масла.

5.2.6. Проверить сигнализацию уровня в МБ. Предельные уровни масла в маслобаке должны соответствовать уровням, указанным заводом-изготовителем.

Фактические нижние уровни в МБ уточняются при проведении пусконаладочных работ.

5.2.7. Открыть всасывающие задвижки МНС и вентили их разгрузки. Собрать электрические схемы МНС и эксгаустеров МБ.

5.2.8. Открыть задвижки на входе и выходе масла и задвижки на выходе воды всех МО. Закрыть задвижки по воде на входе в МО.

5.2.9. Включить в работу эксгаустер ГМБ и проверить правильность его вращения, отсутствие задеваний крыльчатки, вибрации двигателя. Отключить эксгаустер и включить схему его автоматического включения.

5.2.10. Включить МНС-А. Убедиться по месту и загоранию сигнальной лампы на БЩУ о его включении и проверить его работу. Зафиксировать давление масла на стороне нагнетания насоса при работе на закрытую задвижку. Запрещается работа насоса на закрытую задвижку более 1 мин.

5.2.11. Открыть воздушники на маслоохладителях в маслопроводах. Медленно открывая напорную задвижку работающего насоса, заполнить маслосистему до появления сплошной струи масла из воздушников. Закрыть воздушники.

5.2.12. При достижении давления после редукционного клапана 1,2 кгс/см^2 открыть напорную задвижку полностью. Записать значение давления по тракту. Убедиться в нормальной работе оборудования: отсутствии протечек, вибрации, стуков. Записать ток нагрузки электродвигателя работающего маслонасо-

5.2.13. Проверить плотность обратных клапанов неработающего основного и аварийных маслонасосов. Открыть напорную задвижку неработающего маслонасоса и убедиться, что давление работающим насосом не изменилось, закрыть напорную задвижку.

5.2.14. Остановить работающий маслонасос, закрыть задвижку на стороне нагнетания, аналогично проверить работу МНС-А и АМНС-Б.

5.2.15. Подготовить и включить схему АВР основных и аварийных насосов смазки. Проверить отключение и включение эксгаустера ключом с БЩУ.

Проверить АВР всех насосов по снижению давления масла в системе.

5.2.16. Соблюдать такую последовательность проверки АВР при отключении двигателя работающего насоса:

5.2.16.1. Включить МНС-А, убедиться в его нормальной работе. Поставить переключатель блока в положение «Сблокировано», а ключ выбора режима резервного насоса в положение «Резерв».

5.2.16.2. Отключить МНС-А, при этом должен включаться МНС-Б и АМНС-А. Отключить насос АМНС-А.

5.2.16.3. Поставить ключ выбора режима МНС-А в положение «Резерв» и по месту отключить МНС-Б. При этом МНС-А и АМНС-А должны включиться. Отключить насос АМНС-А.

5.2.16.4. Проверить блокировку самозапуска работающих насосов МНС-А и МНС-Б при кратковременном (до 3 с) перерыве питания, для чего ключом с БЩУ отключить и включить основные насосы с интервалом 3 с, фиксируя время по секундомеру.

5.2.16.5. Отключить насос МНС-Б.

5.2.16.6. При проверке АВР проследить за работой световой и звуковой сигнализации на БЩУ.

5.2.17. Соблюдать такую последовательность проверки АВР при падении давления масла в системе смазки ТГ до I предела 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) и II предела 0,03 МПа (0,3 кгс/см^2):

5.2.17.1. Поставить переключатель блокировок в положение «Сблокировано», а ключ режима МНС-Б в положение «Резерв».

5.2.17.2. Включить МНС-А, убедиться в его нормальной работе. Проверить включение эксгаустера по блокировке.

5.2.17.3. Открыть вентиль на сливе масла с РПДС. Медленно прикрывая вентиль на подводе масла к РПДС, понизить давление масла до 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2). Контролировать давление по месту на БЩУ. При этом включается МНС-Б и АМНС-А по блокировке. Проконтролировать срабатывание сигнализации.

5.2.17.4. Открыть вентиль на подводе масла к РПДС и закрыть вентиль на сливе масла с РПДС. Отключить МНС-Б и АМНС-А. Открыть вентиль на сливе масла с РПДС и, быстро прикрывая вентиль на подводе масла к РПДС, понизить давление на РПДС до 0,03 МПа (0,3 кгс/см^2). Проконтролировать включение МНС-Б, АМНС-А и зафиксировать время включе-

ия АМНС-Б, который должен включиться через 3 с после лючения АМНС-А.

5.2.17.5. Открыть полностью вентиль на подводе масла к ПДС и закрыть вентиль на сливе с РПДС. Отключить АМНС-А АМНС-Б, разобрать схему питания АМНС-А. Медленно сни-ть давление на РПДС до 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), при этом сос АМНС-Б должен включиться без выдержки времени. оверить отключение вентилятора (экгаустера) от ключа. лючить вентилятор.

5.2.17.6. Отключить МНС-А, МНС-Б и АМНС-Б, проверить лючение экгаустера через 15 мин после отключения последго насоса.

5.2.17.7. Полностью открыть вентиль на подводе масла к ДС и закрыть вентиль на сливе с РПДС.

5.2.18. Выполнить операции по проверке АВР по п. 5.2.16 перево́де в «Резерв» МНС-А и работе МНС-Б.

5.2.19. Проверить блокировку отключения ВПУ при падении ления масла в системе смазки до II предела 0,03 МПа (0,3 /см^2) и действие запрета на включение ВПУ ключом после лючения по блокировке.

5.2.20. Включить МНС-А и МНС-Б, проверить автоматиче-включение экгаустера МБ. Убедиться в нормальной работе са и вентилятора.

.2.21. Открыть вентиль подачи масла на ВПУ. Подготовить к чению ВПУ согласно инструкции по эксплуатации турбины.

2.22. Поставить переключатель блокировки ВПУ в положе-Сблокировано» и включить ВПУ. Проверить работу ВПУ.

2.23. Открыть вентиль на сливе масла с РПДС (используе-схеме отключения ВПУ при понижении давления масла в ме смазки до 0,03 МПа.

2.24. Медленно прикрывая вентиль на подводе масла к C_2 понизить давление масла на РПДС до 0,03 МПа (0,3 м^2). При этом автоматически отключается ЭД ВПУ. онтролировать срабатывание сигнализации на БЩУ. Клю-БЩУ включить ВПУ, ВПУ не должно включаться при ии сигнала автоматики на отключение согласно бло-ке.

.25. Полностью открыть вентиль на подводе масла к РПДС рыть вентиль на сливе масла в РПДС.

.26. Проверить положения арматуры. Вентили на сливе с РПДС должны быть закрыты, а вентили на подводе

масла к РПДС открыты. Маховики задвижек и вентилей, установленных на маслопроводах до и после маслоохладителей, на стороне всасывания и стороне нагнетания резервных и аварийных маслопроводов, на линиях аварийного слива масла из МБ смазки и доливочного бака должны быть опломбированы в рабочем положении.

5.2.27. Все проверки АВР и блокировок должны проводиться по графику, утвержденному главным инженером.

5.2.28. Перед пуском турбины после простоя продолжительностью 3 сут и более или, если во время останова на срок менее 3 сут производились ремонтные работы в цепях защиты, все блокировки и сигнализация должны проверяться в полном объеме с проверкой исполнительных операций электродвигателей насосов, эксгаустеров, арматуры, ВПУ.

5.3. Обслуживание оборудования системы смазки турбогенератора в эксплуатационном режиме

5.3.1. В процессе работы системы смазки контролировать:

плотность задвижек аварийного слива масла из МБ и доливочного бака;

температуру масла за МО;

уровень масла в МБ; периодически сверять показания уровня по прибору на БЩУ с фактическим уровнем масла при контроле по месту;

давление масла на смазку на уровне оси турбины;

температуру масла, сливаемого из подшипников ТГ. При повышении температуры масла на сливе из подшипников ТГ до 75°С и невозможности понизить ее необходимо немедленно остановить турбину без срыва вакуума;

давление масла на стороне нагнетания основного насоса смазки.

5.3.2. Оборудование системы смазки необходимо содержать в исправном состоянии и чистоте. Следить за исправностью КИП, проверять количество масла, поступающего к подшипникам ТГ по смотровым стеклам. Делать записи в оперативном журнале о всех переключениях и нарушениях в работе системы смазки.

5.3.3. Содержать в чистоте рабочие места, лестницы, переходы, производить уборку беспылевым способом. Строго соблюдать правила ТБ.

5.3.4. Проверку АВР насосов смазки производить 2 раза в месяц, а также перед каждым остановом и пуском ТГ. Чередование работы насосов производить согласно графику переключения оборудования КТЦ.

5.3.5. При непрерывной работе турбины 1 раз в месяц проводить испытания РПДС, воздействующих на АВР насосов смазки с выводом импульса срабатывания на сигнальную панель БЩУ.

5.3.6. Чистота сеток МБ должна производиться, когда перепад уровней масла на сетках достигнет 200 мм при температуре масла 50°С. Чистка производится паром от КСН или сжатым воздухом.

5.3.7. Чистка фильтра тонкой очистки производится при повышении перепада давления масла на фильтре до 0,3 МПа (3 кгс/см^2). Для чистки или замены ткани фильтра необходимо отключить его закрытием задвижки на входе масла и после съема крышки вынуть фильтрующий блок целиком. Чистку и замену ткани производить в отведенном для чистки месте.

5.3.8. При сдаче-приемке смены необходимо проверить по месту с последующей записью в оперативном журнале положение арматуры системы смазки ТГ, сохранность цепей, замков, пломб и защитных колпаков на арматуре.

5.3.9. Перед подключением резервного МО открыть воздушники резервного МО по маслу и воде. Медленно открыть задвижки по маслу и на подводе охлаждающей воды, контролируя изменение температуры масла в коллекторе после МО. При появлении сплошной струи масла и воды из воздушников закрыть арматуру воздушников МО.

5.3.10. При обходе оборудования необходимо:

а) контролировать показания КИП с регулярной записью в суточную ведомость значений контролируемых и записываемых параметров;

б) контролировать вибрацию оборудования и трубопроводов, температуру корпусов подшипников насосов и вентилятора, которая должна быть не более 70°С;

в) проверять отсутствие трещин, свищей, неплотностей фланцевых соединений, протечек через арматуру, дренажей, воздушников, пробоотборов;

г) следить за чистотой, исправностью освещения смотровых стекол на сливе масла и визуально контролировать количество масла, сливаемого из подшипников турбины и протекаемого из сальников насосов.

5.3.11. При обнаружении неисправностей в работе блокировок, КИП, оборудования, дистанционного управления оборудованием и арматурой немедленно принять меры к их устранению и, если это невозможно без останова турбины, то с разрешения главного инженера и диспетчера энергосистемы приступить к разгрузке и останову турбины.

5.3.12. Регулярно по графику, утвержденному главным инженером электростанции, производить контроль качества масла в МБ смазки в соответствии с разд. 5.

5.3.13. При выводе турбины в длительный резерв (более 10 сут) включать систему смазки турбины и с помощью ВПУ проворачивать ротор турбины на 180° в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

5.3.14. Ремонт оборудования системы смазки должен выполняться персоналом, ремонтирующим турбину. Порядок вывода оборудования в ремонт указан в разд. 5.5.

5.3.15. После монтажа и ремонта системы смазки необходимо испытать маслопроводы, арматуру, МО, фильтр тонкой очистки полным давлением масла, которое развивают два основных насоса смазки при полностью закрытых редукционном клапане, задвижке подачи масла на ПЭН и ручной арматуре подачи масла на ПЭН, АПЭН и ПТН, ВПУ и регулирующий клапан поддержания давления в системе смазки.

Перед испытанием полностью удалить воздух на проверяемых участках системы смазки.

5.3.16. Необходимо периодически контролировать уровень масла в доливочном баке, дренажном баке масла, дренажном баке замасленных вод, в баке сбора масла из низких точек и производить своевременное опорожнение баков.

5.3.17. Необходимо заменять фильтрующий материал фильтр-прессов при перепаде давления выше 0,1 МПа. Контролировать периодически содержание паров масла в месте расположения вентилятора МБ.

5.3.18. В целях сокращения потерь масла и ограничения его попадания в охлаждающий водоем электростанции через неплотности трубной системы охладителей необходимо 2 раза в месяц

зодить в работу резервный МО и отключать один рабочий для роверки плотности трубной системы охладителей.

5.3.19. В период ремонта блока, но не реже чем 1 раз в год роизводить проверку плотности трубной системы всех МО, транение всех дефектов и чистку внутренних и наружных по-рхностей охлаждающих трубок.

5.3.20. При наличии промконтура охлаждения маслоохладителей контроль за плотностью трубной системы охладителей роводится в соответствии с графиком, утвержденным главным женером электростанции.

5.4. Останов системы смазки

5.4.1. Отключение насосов смазки и отключение АВР насосов азки производить в соответствии с инструкцией по эксплуатации турбины: на остановленной турбине после понижения температуры паровпускных частей ЦВД и ЦСД до указанной завом-изготовителем и после отключения ВПУ, когда периодический поворот ротора на 180° с помощью ВПУ окончен. В оцессе останова турбины не допускать резкого понижения температуры масла до 35°С за МО, для чего необходимо постоянно нтролировать температуру масла за МО, поддерживая ее в апазоне 40—45°С.

Примечание 1. Перед остановом насосов смазки необходимо проверить, что все питательные насосы отключены.

2. Отключение приборов, характеризующих состояние системы смазки, разрешается только на остановленной турбине после отключения насосов системы смазки.

5.4.2. Отключить защиты и блокировки по системе смазки.

5.4.3. Поставить переключатель блокировки резервного насоа в положение «Отключено».

5.4.4. Отключить работающий МНС.

5.4.5. Разобрать электросхемы двигателей основных и арийных насосов смазки, закрыть задвижки на их стороне гнетания.

5.4.6. Отключить КИП и сигнализацию системы смазки.

5.4.7. Отключить охлаждающую воду МО.

5.4.8. Проверить отключение эксгаустеров, разобрать их ектросхемы.

5.4.9. Арматуру на остановленной системе перевести в полоние перед пуском.

5.5. Вывод в ремонт оборудования системы смазки

5.5.1. Все ремонтные работы на системе смазки должны производиться по нарядам.

Вывод в ремонт оборудования системы смазки производится после остановки турбины по распоряжению начальника КТЦ в соответствии с графиком ремонта, утвержденным главным инженером.

5.5.2. При работе турбины вывод в ремонт оборудования системы смазки производится по распоряжению ПС на основании заявки начальника КТЦ и письменного разрешения главного инженера на ее выполнение.

5.5.3. Вывод в ремонт основного насоса смазки производить в такой последовательности:

5.5.3.1. Включить в работу резервный насос, поставить его переключатель блокировки в положение «Отключено».

5.5.3.2. Отключить насос, выводимый в ремонт, для чего закрыть задвижку на стороне нагнетания насоса, отключить ЭД насоса не позднее чем через 1 мин после закрытия задвижки на стороне нагнетания, разобрать электросхему двигателя, на ключ управления повесить плакат: «Не включать, работают люди», закрыть задвижку на стороне всасывания насоса и убедиться, что давление масла в корпусе насоса не возрастает. При росте давления в корпусе насоса немедленно открыть задвижку на стороне всасывания, выяснить и устранить причину, закрыть задвижку на стороне всасывания.

5.5.3.3. Запереть на замки задвижки на стороне всасывания и стороне нагнетания насоса и вывесить плакаты. «Не открывать, работают люди».

5.5.3.4. Сделать запись в оперативном журнале о выводе в ремонт насоса и положении арматуры.

Примечание. Дренирование насоса и расцепление полумуфт производится в соответствии с условиями производства работ по наряду персоналом КТЦ и ремонтного цеха соответственно.

5.5.4. Порядок вывода в ремонт маслоохладителя следующий:

5.5.4.1. Включить в работу резервный МО.

5.5.4.2. Отключить МО, выводимый в ремонт в такой последовательности:

а) закрыть задвижки на входе и выходе масла и охлаждающей воды;

б) открыть вентили дренажей, а затем воздушников и орожнить МО по маслу и воде.

5.5.4.3. Запереть на замки задвижки на входе и выходе масла вывесить плакаты: «Не открывать, работают люди».

5.5.4.4. Запереть на замки вентили воздушников по маслу и де и на дренаже воды, вывесить плакаты: «Не закрывать, ботают люди».

5.5.4.5. После полного дренирования МО по маслу закрыть знажный вентиль по маслу для исключения поддавливания из знажных линий другого оборудования через общий дренажный плектор: Вентиль запереть на замок и вывесить плакат: «Не крывать, работают люди».

5.5.4.6. Сделать запись в оперативном журнале о выводе в юнт МО и положении арматуры его обвязки.

5.5.5. Для вывода вентилятора в ремонт необходимо:

5.5.5.1. Отключить электродвигатель вентилятора и разобрать стросхему.

5.5.5.2. На ключ управления повесить плакат: «Не включать, отают люди».

5.5.5.3. Сделать запись в оперативном журнале.

5.5.6. Вывод в ремонт вспомогательных насосов (насоса знажного бака, насоса дренажного бака замасленных вод, оса подачи масла на очистку в сепаратор) может производ-ся при работе турбины.

Для вывода каждого из указанных насосов в ремонт необходи-

5.6.1. Отключить ЭД насоса и разобрать электросхему.

5.6.2. На ключ управления повесить плакат: «Не включать, ают люди».

5.6.3. Закрыть вентили на стороне всасывания и стороне тания насоса.

5.6.4. Сделать запись в оперативном журнале о выводе насо-ремонт и состоянии арматуры.

5.7. Вывод в ремонт МБ смазки, редукционного клапана и могательных баков системы смазки производится после ос-зки ТГ и отключения насосов смазки по графику, ут-денному главным инжненером.

5.6. Особенности эксплуатации маслосистем смазки с главным масляным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины

5.6.1. Центробежный масляный насос, приводимый в действие от вала турбины, подает масло в систему регулирования и к двум последовательно включенным инжекторам. Инжектор I ступени подает масло на подпор главного насоса давлением 0,03 МПа (0,3 кгс/см^2) и в камеру инжектора II ступени (инжектора смазки). Инжектор смазки подает масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

Пусковой маслонасос подает масло к указанным выше инжекторам в период пуска турбины (когда давление за ГМН равно нулю либо еще не достигло номинального значения при развороте турбины). Кроме того, ПМН используется при опрессовке маслосистемы.

Резервный маслонасос обеспечивает смазку подшипников турбины при аварийном падении давления масла за ГМН или при останове турбины.

Аварийный маслонасос включается при аварийном падении давления масла в системе смазки, если оно не восстановилось после включения РМН; АМН приводится в действие от электродвигателя постоянного тока, питаемого от аккумуляторных батарей.

5.6.2. Подготовка к включению в работу масляной системы с ГМН проводится аналогично системам с масляными насосами, приводимыми в действие от электродвигателя (см. разд. 5.2). Заполнение (при необходимости) системы маслом производится РМН. Убедившись в исправности масляной системы, РМН останавливают.

5.6.3. Для проверки АВР насосов смазки включается ПМН, полностью открывается задвижка на стороне нагнетания насоса, поднимается давление в системе регулирования.

Прикрытием вентиля на линии нагнетания к реле падения давления снизить давление масла в соответствии с указаниями завода-изготовителя, при этом должен включиться РМН, а при дальнейшем понижении давления до 0,03 МПа (0,3 кгс/см^2) АМН. После проверки отключить оба насоса (РМН и АМН), переключатель блокировок поставить в положение «Сблокировано».

5.6.4. Переход с ПМН на главный маслонасос для машин -210-130 производится следующим образом: при частоте ращения 2820—2880 об/мин давление масла после ГМН состав- ет 1,8—1,85 МПа (18—18,5 кгс/см^2), что превышает напорное авление ПМН, при этом оборотный клапан на напоре ГМН ткрывается и маслоснабжение турбины переводится автомати- ески от ГМН. Убедиться, что блокировка ПМН и лектрозадвижки на стороне нагнетания ПМН включена, от- лючить ПМН, при этом убедиться, что напорное давление в истеме регулирования не понижается, задвижка на стороне агнетания ПМН идет на закрытие, после ее закрытия отключа- ся ЭД ПМН.

В случае понижения давления масла на стороне нагнетания МН ниже 1,7—1,75 МПа (17—17,5 кгс/см^2) движение лектрозадвижки на закрытие прекращается и ПМН не отключа- ся.

Проследить за правильным выполнением операций по отклю- нию ПМН.

5.6.5. Переход с ПМН на ГМН для машин Т-185/220-130 оизводится следующим образом: при частоте вращения ротора 00 об/мин масло в систему регулирования подается ГМН за ет перекладки обратного трехходового клапана, о чем свиде- льствует повышение давления в системе регулирования выше, м на стороне нагнетания ПМН, на 0,25—0,3 МПа (2,5— кгс/см^2). Убедившись, что давление в системе регулирования понижается, а за ПМН повышается, отключить ПМН. Если вление в системе регулирования начало падать, необходимо овь включить ПМН и устранить причины понижения давления истеме регулирования.

Длительная работа в режиме при одновременной работе двух сосов не допускается во избежание заклинивания обратного апана.

6. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ В СИСТЕМЕ СМАЗКИ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
6.1. Снижение уровня масла в чистом отсеке и рост в грязном	6.1.1. Загрязнение сеток и рост перепада уровней в отсеках	6.1.1.1. Произвести чистку сеток маслобака
6.2. Снижение уровня масла в МБ	6.2.1. Неисправность приборов указателя уровня	6.2.1.1. Проверить уровень масла в грязном и чистом отсеках МБ по масломерным стеклам и сравнить с показаниями уровня по месту и по прибору
	6.2.2. Утечка масла из системы смазки	6.2.2.1. Осмотреть маслопроводы, арматуру, оборудование, датчики КИП в доступных местах. Определить утечку
		6.2.2.2. Проверить плотность закрытия арматуры аварийного и ремонтного опорожнения МБ, всех дренажей и воздушников маслосистемы
		6.2.2.3. При обнаружении утечек масла через уплотнения фланцевых разъемов подтянуть вручную крепежи. Принять меры к локализации и сбору обнаруженных протечек масла
		6.2.2.4. Если в результате принятых мер снижение уровня в МБ прекратилось, то работа ТГ может продолжаться. Долить МБ до номинального уровня маслом
	6.2.3 Течь маслоохладителей	6.2.3.1. Путем поочередного отключения работающих маслоохладителей по маслу и воде определить плотность маслоохладителей. При проверке трубной системы МО после отключения МО МБ подпитать маслом до нормального уровня и проследить за уровнем в МБ
		6.2.3.2. Если уровень масла в МБ продолжает падать, несмотря на принятые меры, а подпитка МБ не помогает удержать уровень в МБ, а также при обнаружении разры-

		необходимо остановить без срыва вакуума, не дожидаясь понижения уровня в МБ до аварийного предела
6.3. Понижение давления масла в системе до редукционного клапана при неизменном уровне масла в баке	6.3.1. Загрязнение сеток маслобака	6.3.1.1. Проверить перепад на сетках и произвести при необходимости чистку сеток
	6.3.2. Неплотная посадка обратного клапана на стороне нагнетания резервного насоса смазки	6.3.2.1. Поочередно закрыть и затем открыть задвижки на напорном маслопроводе этого насоса. Проверить показания манометров. При обнаружении неплотности посадки обратного клапана попытаться посадить его путем кратковременного включения и отключения резервного насоса смазки. Включить резервный МНС. Если после этой операции обратный клапан полностью не закрылся, то турбина должна быть остановлена по распоряжению главного инженера
	6.3.3. Неполное открытие задвижек до и после МО	6.3.3.1. Проверить положение задвижек
	6.3.4. Увеличение сопротивления МО из-за загрязнения с масляной стороны	6.3.4.1. Проверить перепад давления на МО. При необходимости включить резервный МО
6.4. Понижение давления масла на участке после редукционного клапана	6.4.1. Утечка масла через слив золотника редукционного клапана	6.4.1.1. Проверить пружину клапана. Увеличить натяжение пружины до восстановления нормального давления
	6.4.2. Неполное открытие задвижки после редукционного клапана	6.4.2.1. Проверить положение задвижки
	6.4.3. Неполная посадка обратных клапанов аварийных маслонасосов	6.4.3.1. Поочередно закрыть и затем открыть задвижки на стороне нагнетания аварийных маслонасосов. Проверить показания манометров. При обнаружении неполной посадки обратных клапанов попытаться посадить их путем кратковременного включения и отключения АМНС

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
6.5. Ненормальная работа МНС (стуки, шум, вибрация, искрение двигателя и т. п.)	6.5.1. Низкий уровень в МБ	6.5.1.1. Проверить уровень и при необходимости довести его до нормального
	6.5.2. Завоздушивание насосов	6.5.2.1. Произвести вентиляцию насосов путем открытия воздушников
	6.5.3. Неплотная посадка обратных клапанов	6.5.3.1. Произвести проверку посадки обратных клапанов и путем кратковременного включения и отключения насоса попытаться посадить их
	6.5.4. Повреждение проточной части насоса	6.5.4.1. Вывести насос в ремонт. Остановить турбину
6.6. Вибрация маслопроводов	6.6.1. Нарушена целостность подвесок, опор маслопроводов	6.6.1.1. Проверить подвески и опоры. Произвести замену дефектных
	6.6.2. Ненормальная работа редукционного клапана	6.6.2.1. Проверить настройку редукционного клапана, при необходимости изменить давление масла
6.7. Повышение температуры масла за маслоохладителями выше 45°С	6.7.1. Загрязнение фильтра на подводе охлаждающей воды к маслоохладителям	6.7.1.1. Промыть фильтр
	6.7.2. Уменьшение расхода охлаждающей воды вызвано срывом сифона на сливе охлаждающей воды из конденсатора	6.7.2.1. Открыть вентиль отсоса воздуха из маслоохладителя Проверить сифоны в сливных камерах конденсатора и подключение эжекторов (в случае срыва восстановить сифон). При необходимости подать охлаждающую воду от ПЭН
	6.7.3. Загрязнение маслоохладителей со стороны масла (повышение температуры масла и воды на выходе)	6.7.3.1. Произвести поочередную чистку маслоохладителей
	6.7.4. Понижение давления охлаждающей воды	6.7.4.1. Увеличить подачу воды с береговой насосной. В случае необходимости перейти на подачу воды от ПЭН или насосов газоохладителей (в зависимости от схемы)

6.8. Повышение температуры масла за одним или несколькими подшипниками при неизменной температуре масла за маслоохладителями	6.8.1. Попадание посторонних предметов в маслопровод или разрушение баббитовой заливки	6.8.1.1. Усилить наблюдение за подшипниками. При необходимости остановить турбину

Приложение 1

ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМЫ СМАЗКИ ТУРБИН И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАСЛООХЛАДИТЕЛЕЙ

1. Оборудование системы маслоснабжения турбин

Турбина	Вместимость МБ, $м^3$	Маслоохладители		Маслонасосы			Примечание
		Количество	Тип	Количество	Тип	Назначение	
ПТ-80/100-130	14	2	МБ-63-90	1	Центробежный на валу турбины	Главный	Два инжектора: инжектор I ступени подает масло к всасывающему патрубку центрального насоса и в камеру инжектора II ступени. Инжектор II ступени подает масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора
				1	ЦНСМ-300-480	Пусковой	
				1	Д-200-36	Резервный	
				1	Д-200-95	Аварийный постоянного тока	
Т-110/120-130	26	6	Встроены в МБ	1	Центробежный на валу турбины	Главный	То же
				1	ЦНСМ-300-240	Пусковой	
				1	Д-200-36	Резервный	

Турбина	Вместимость МБ, $м^3$	Маслоохладители		Маслонасосы			Примечание
		Количество	Тип	Количество	Тип	Назначение	
				1	Д-100-23 (Д-200-95) $n = 1500$ об/мин	Аварийный	Два инжектора: инжектор I ступени подает масло к всасывающему патрубку центрального насоса и в камеру инжектора II ступени. Инжектор II ступени подает масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора
Р-102/107-130	22	4	Встроены в МБ	1	Центробежный на валу турбины	Главный	То же
				1	ЦНСМ-300-240	Пусковой	
				1	Д-200-36б	Резервный	
				1	Д-200-95 (1450 об/мин)	Аварийный	
ПТ-140/165-130	26	6	Встроены в МБ	1	Центробежный на валу турбины	Главный	—»—
				1	ЦНСМ-300-240	Пусковой	
				1	Д-200-36	Резервный	
				1	Д-200-95	Аварийный	
Т-185/220-130	60	3	М-240	1	Центробежный на валу турбины	Главный	—»—
				1	ЦНСМ-300-240	Пусковой	
				1	Д-200-36	Резервный	
				1	Д-200-95	Аварийный	

вов, трещин и свищей маслопроводов и оборудования независимо от скорости падения уровня в МБ при

Турбина	мость МБ, м³	Коли-чество	Тип	Коли-чество	Тип	Назначение	Примечание
К-210-130	28	3	МБ-63-90	1	Центробежный на валу турбины	Главный	Два инжектора: инжектор I ступени подает масло к всасывающему патрубку центрального насоса и в камеру инжектора II ступени. Инжектор II ступени подает масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора
				1	ЦНСМ-300-240	Пусковой	
				1	Д-200-36	Резервный	
				1	Д-200-95	Аварийный	
Т-250/300-240	66	3	М-240	1	Д-500-36	Основной	
				1	Д-500-36	Резервный	
				2	Д-200-36	Аварийный	
К-500-240	47	3	М-540	1	12КМ-15В	Основной	
				1	12КМ-15В	Резервный	
				2	12КМ-20	Аварийный	
К-300-240	47	3	М-240	1	12КМ-15	Основной	
				1	12КМ-15	Резервный	
				2	12КМ-20А	Аварийный	
К-800-240	47	3	МП-330-300-1	1	12КМ-15В	Основной	
				1	12КМ-15В	Резервный	
				2	12КМ-20	Аварийный	

2. Техническая характеристика маслоохладителей МБ-63-90

Рабочая поверхность, $м^2$ 63
Номинальный расход масла, $м^3/ч$ 90
Номинальная кратность охлаждения ..... 1,6±0,4
Начальная температура, °С:
воды 33
масла 55
Температура масла за маслоохладителем, °С 45
Число ходов воды 4
Гидравлическое сопротивление охладителя при номинальном расходе:
по воде, м вод. ст. 3
по маслу, МПа ($кгс/см^2$) ..... 0,1(1)
Общее число труб, шт. 576
Диаметр трубы, мм ..... 16×1
Пробное гидравлическое давление в полости, МПа ($кгс/см^2$):
масляный ..... 0,8(8)
водяной ..... 0,8(8)
Полная высота маслоохладителя, мм 2925
Наружный диаметр корпуса, мм 720
Масса (сухая), кг 1630

3. Техническая характеристика маслоохладителей М-240 и М-540

Параметр	М-240	М-540
Поверхность охлаждения, $м^2$	240	540
Расход, $м^3/ч$:		
масла	165	330
воды	150	300
Число ходов:		
масла	1	1
воды	2	2
Начальная температура, °С:		
масла	55	55
воды	33	33
Конечная температура, °С:		
масла	44	44
воды	37	39
Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$):		
масла	0,5(5)	0,5(5)
воды	0,3(3)	0,2(2)

Параметр	М-240	М-540
Скорость, м/с:		
масла между спиралями	0,3	0,303
воды в трубках	2	1,67
Гидравлическое сопротивление, кгс/см^2:		
по маслу	0,25	0,374
по воде	0.2	0,18
Количество охлаждающих трубок, шт.	184	444
Длина трубок, мм:		
активная	2000	2000
полная	2725	2725
Шаг разбивки, мм	44	44
Коэффициент теплопередачи, ккал/(м^2·ч·град)	238	234
Масса, кг	2999	5796

4. Техническая характеристика маслоохладителя машин ПТ-140/165-130, Т-110/120-130 и Р-102/107-130

Для охлаждения масла турбин ПТ-140/165-130 и 110/120-130 предусмотрено шесть встроенных маслоохладителей в МБ, а для турбин Р-102/107-130 четыре встроенных маслоохладителя в МБ. Допускается возможность отключения каждого из них как по охлаждающей воде, так и по маслу для остки при полной нагрузке турбины и температуре охлаждающей воды не выше 30°С. Маслоохладители охлаждаются водой циркуляционной системы с температурой, не превышающей °С.

Характеристика маслоохладителей

Параметр	Турбины	
	ПТ-140/165-130, Т-110/120-130	Р-102/107-130
Номинальный расход, м^3/ч:		
масла	26	30
воды	26	30
Номинальная температура масла, °С:		
на входе	55	55
на выходе	45	45
Максимальная температура охлаждающей воды, °С	38	33
Гидравлическое сопротивление, м вод. ст.:		
по маслу	3	3
по воде	0,5	0,5

Приложение 2

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ НОРМЫ РАСХОДА ТУРБИННОГО МАСЛА НА РЕМОНТНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ НУЖДЫ

1. Общие положения

1.1. Годовой расход масла слагается из расхода его на долив, на восполнение потерь при проведении капитального ремонта и на замену отработанного масла.

1.1.1. Расход масла на долив в маслосистемы турбоагрегатов возмещает потери его при периодической очистке центрифугами и фильтр-прессами, сливе воды из нижней точки МБ, отборе проб для анализа вследствие испарения и протечек через неплотности масляной системы.

1.1.2. Потери масла при капитальном ремонте турбоагрегата слагаются из потерь при заливе, очистке сепараторами и фильтр-прессами и при промывке масляных систем. Для турбоагрегата межремонтный период принят равным 4 годам.

1.1.3. Расход масла на замену отработавшего срок службы в оборудовании определяется вместимостью масляной системы данного оборудования (таблица).

Индивидуальные нормы расхода турбинного масла для турбин мощностью 100—800 МВт

Тип, марка оборудования	Вместимость маслосистемы, т	Нормы					
		дифференцированные				суммарное среднегодовое	
			на замену				
		на долив, т/год	т/год	объем сбора, т/год	на возмещение потерь при капитальном ремонте, т/год	т/год	объем сбора, т/год
ПТ-80/100-130 ЛМЗ	18	3,0	3,74	3,24	0,54	**7,28**	3,24
Т-110/120-130 ТМЗ	32	3,3	6,66	5,76	0,96	10,92	5,76
Р-102/107-130 ТМЗ	25	2,4	5,2	4,5	0,75	8,35	4,5
ПТ-140/165-130 ТМЗ	32	3,9	6,65	5,76	0,96	11,51	5,76
Т-185/220-130 ТМЗ	32	5,0	6,65	5,76	0,96	12,01	5,76
К-210-130 ЛМЗ	32	4,7	6,65	5,76	0,96	12,31	5,76

Окончание таблицы

Тип, марка оборудования	Вместимость маслосистемы, т	Нормы					
		дифференцированные				суммарное среднегодовое	
		на долив, т/год	на замену		на возмещение потерь при капитальном ремонте, т/год	т/год	объем сбора, т/год
			т/год	объем сбора, т/год			
250/300-240 ТМЗ	68	6,5	14,14	12,24	2,04	22,68	12,24
500-240 ЛМЗ	60	7,0	12,48	10,8	1,8	21,28	10,80
300-240 ЛМЗ	40	5,7	8,32	7,2	1,2	15,92	7,20
800-240 ЛМЗ	72	7,5	14,98	12,96	2,16	24,64	12,96

Данная таблица составлена на основании «Индивидуальных ом расхода турбинного масла на ремонтные и эксплуатацион- е нужды для турбин и вспомогательного оборудования ТЭС» .: СПО Союзтехэнерго, 1987).

Приложение 3

МАСЛООЧИСТИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ПСМ1-3000

1. Назначение

1.1. Маслоочистительная установка ПСМ1-3000 предназна- а для очистки масла от воды и механических примесей с. П3.1).

Установка может работать по методу кларификации и по ме- у пурификации. При работе на кларификацию процесс очи- и может быть организован под вакуумом и при атмосферном лении. При работе на пурификацию процесс очистки может ятекать только при атмосферном давлении. В этом случае уум-насос выключается.

2. Процесс очистки масла

2.1. Применение того или иного метода очистки решается в ждом отдельном случае в зависимости от характеристики и лени загрязнения масла. Как правило, масло, содержащее ее 0,5% воды, очищается методом пурификации. Если же ло значительно загрязнено механическими примесями, а

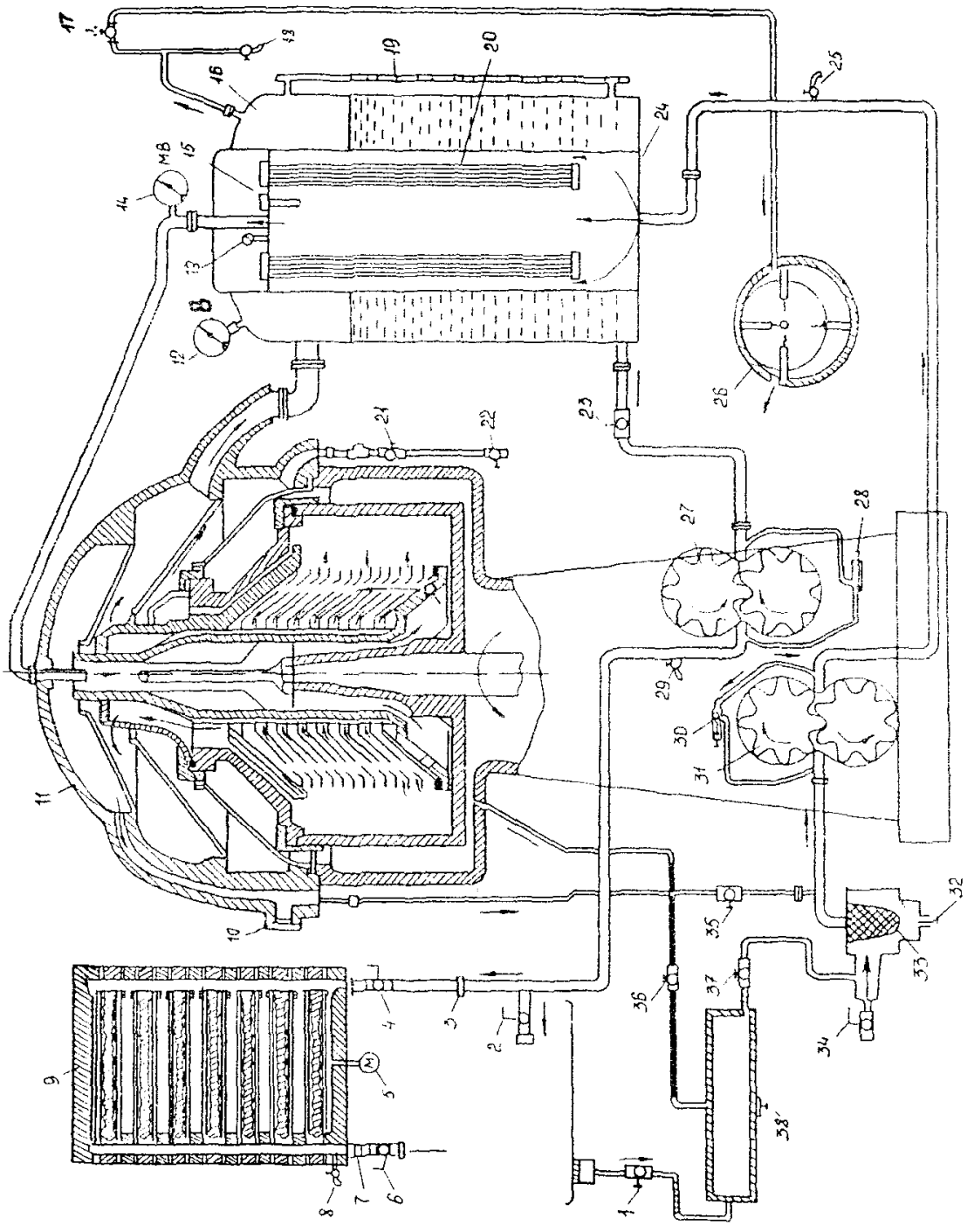
17
18
19
20
16
25
24
MB
15
14
13
B
12
26
23
21
22
27
28
29
30
31
11
10
35
32
33
36
37
34
9
4
3
2
5
38'
8
7
6
1

Рис. П3.1. Принципиальная схема установки ПСМ1-3000:

1, 17, 21, 22, 35, 36 и *37* — вентиль 3/4"; *2, 4, 6, 23* и *34* — муфтовые пробковые краны; *3* и *7* — штуцер под манометр; *5* — манометр; *8, 25* и *29* — пробно-спускной кран 3/8"; *9* — фильтр-пресс; *10* — смотровое окно переполнения; *11* — маслосборник; *12* — вакуумметр; *13* — дистанционный термометр; *14* — мано-вакуумметр; *15* — температурное реле; *16* — вакуум-бачок; *18* — спускной краник 3/8"; *19* — указатель масла; *20* — нагревательный элемент; *24* — электроподогреватель; *26* — вакуум-насос; *27, 31* — шестеренчатый насос; *28* и *30* — редукционный клапан; *32* и *38* — спускная пробка; *33* — фильтр грубой очистки

воды содержит менее 0,5%, то очищать его следует методом кларификации при атмосферном давлении.

2.2. Для очистки масла от механических примесей производится сборка барабана на кларификацию. В барабане, собранном на кларификацию, должны быть скомплектованы корпуса барабана, дискодержатель, нижняя «нулевая» тарелка, не имеющая на конусной поверхности отверстии и замаркированная под номером 0. На «нулевую» тарелку накладывается тарелка с отверстиями под номером 1, а затем вторая под номером 2 и так далее до полного комплекта. На собранные таким образом тарелки накладывается верхняя тарелка кларификатора. В кольцевое углубление на торце цилиндрической стенки корпуса барабана укладывается уплотнительное большое кольцо. Устанавливается крышка барабана. Устанавливается и завинчивается большая гайка. Гайка затягивается специальным ключом до совпадения накерненных меток на большой гайке и крышке барабана. На верхний торец крышки укладывается малое уплотнительное кольцо. Устанавливается горловина кларификатора. Устанавливается и затягивается специальным фрикционным ключом малая гайка.

2.3. Для очистки масла от воды производится сборка барабана на пурификацию. Сборка производится в основном в таком же порядке, как и сборка на кларификацию. Отличие ее заключается в следующем.

а) «нулевая» тарелка не накладывается на дискодержатель, на него накладывается непосредственно тарелка с отверстиями под номером 1. Затем накладывается тарелка под номером 2 и т. д. до полного комплекта,

б) ставится горловина пурификатора;

в) взамен горловины кларификатора устанавливается регулирующее кольцо.

Выбор регулирующего кольца производится по внутреннему диаметру в зависимости от плотности сепарируемого масла (таблица).

Плотность масла г/см^3	Внутренний диаметр регулирующего кольца, мм	Плотность масла, г/см^3	Внутренний диаметр регулирующего кольца, мм
0,93	98	0,89	105
0,92	100	0,88	106,5
0,91	101,5	0,87	108
0,90	103	0,86	110

Окончательный выбор кольца откорректировать практичес-им путем, исходя из заданной степени очистки масла и редельного содержания масла в отсепарированной воде.

Помимо отличия в сборке барабана процесс очистки на урификацию отличается от процесса кларификации еще и тем, го при пурификации отсепарированная вода из нижней камеры аслосборника на протяжении всего процесса сливается непре-ывным потоком. Для обеспечения указанного равномерного ива отсепарированной воды и во избежание потери масла с одой перед процессом пурификации в барабане обязательно олжен быть создан водяной затвор. Создание водяного затвора уществляется при полном числе оборотов сепаратора через робку на маслосборнике с помощью воронки заливкой воды до х пор, пока вода начнет сливаться через патрубок отсе-арированной воды. Температура заливаемой воды должна быть римерно такой же, как и температура очищаемого масла. По-ле создания водяного затвора плавно начать открывать кран, итающий машину, постепенно увеличивая его проток. Мгно-енная подача масла в машину полной струей может повлечь отерю водяного затвора.

Для очистки масла методом кларификации создание водяного твора не требуется.

3. Подготовка к пуску

3.1. При подготовке машины к пуску необходимо учесть сле-ующее:

а) машина должна быть исправной, чистой и иметь положен-ое количество смазки;

б) вакуум-насос должен быть заправлен специальным маслом ВМ-4 до уровня, указанного на стекле масломера;

в) барабан должен быть собран для работы по одному из етодов сепарации;

г) если барабан собран для работы по методу пурификации, о необходимо иметь на рабочем месте воду для создания в арабане водяного затвора;

д) все болтовые соединения должны быть на месте и прочно атянуты;

е) электродвигатель должен быть исправным и правильно одсоединен к сети в соответствии с электрической схемой. Машина должна быть заземлена;

ж) стопорные припоры барабана необходимо вывернуть и закрепить гайками с тем, чтобы во время работы ни при каких обстоятельствах припоры не могли прийти в соприкосновение с барабаном;

з) тормоза барабана у неработающей машины должны быть отпущены в рабочее положение, т. е. упираться в барабан. Пружины в этом положении будут испытывать меньшее напряжение и лучше сохранять упругие свойства;

и) машина должна быть достаточно освещена и иметь доступы для обслуживания;

к) перед пуском машины в работу необходимо открыть маслосборник и еще раз проверить положение стопорных припоров;

л) отвести тормоза барабана, т. е. опустить вниз рукоятки тормозов;

м) провернуть барабан вручную. Он должен плавно и свободно вращаться вместе с вертикальным и горизонтальным валами, при этом не должно быть заедания в механизме и насосе;

н) проверить уровень масла в масляной ванне механизма по черте на стекле масломера;

о) питающий машину кран 34 (см. рис. П3.1) должен быть закрыт;

п) для смазки шестерен отсасывающей стороны насоса в первый период пуска в вакуум-бак залить масло через окно маслоуказателя. Масло заливается той же марки, что и масло предстоящей очистки.

4. Пуск машины на работу под вакуумом

4.1. При работе установки под вакуумом фильтр-пресс может быть использован и может быть отключен.

В первом случае кран 2 (см. рис. П3.1) следует плотно закрыть, а кран 4 полностью открыть. Кран 6 является выходным, и степень его открытия устанавливается в процессе регулирования работы машиной. Манометр устанавливается на штуцере 7, а штуцер 3 заглушен.

Во втором случае краны 4 и 6 закрываются. Кран 2 является входным, и степень его открытия устанавливается в процессе регулирования работы машины. Манометр устанавливается на штуцере 3, а штуцер 7 заглушен.

Таким образом, перед пуском машины на работу под вакуумом выходной кран 2 (или 4, 6) должен быть открыт. Должны

ыть открыты также вентили 36, 21 и 17, краник 18 и кран 23, впускной кран 34 и вентили 35, 1, 37 и 22 должны быть ыкрыты.

Еще раз проверяется правильность положения приборов арабана и тормозов.

Пускается электродвигатель сепаратора нажатием кнопки Пуск». После того как барабан сепаратора наберет полное чис- оборотов, следует начать плавно открывать питающий маши- кран 34, нажатием кнопки «Пуск» вакуум-насоса пускается в аботу вакуум-насос, краник 18 предварительно должен быть крыт.

После появления масла в патрубке отвода чистого масла вы- ючателем на щите управления включается электронагреватель. раном 34 машине дается полная производительность.

Так как машины поставляются заказчиком отрегулиро- нными на максимальную пропускную способность, то для олучения максимальной производительности следует кран 34 дленно и плавно открывать на полный проход. При этом в отровом окне не должно быть появления слива. Появление ива указывает на то, что регулировка машины потеряна и ее ado восстановить.

4.2. Регулировку машины следует начинать с редукционного апана 30 после того, как прогрев масла будет доведен до мпературы 50°С, а машина наберет полный вакуум.

Регулировка машины осуществляется в следующем порядке:

закрывается полностью редукционный клапан 30;

краном 34 дается машине малая производительность 000 л/ч);

после того как установится циркуляция масла в машине, лючаются электроподогреватель и вакуум-насос;

при температуре масла 53°С и устойчивом вакууме медленно и авно продолжить открытие крана 34 до появления слива в отровом окне. После этого прекратить открытие крана 34 и чать открывать редукционный клапан 30 до полного екращения слива в окне. Полученное положение редукцион- го клапана 30 закрепить с помощью контргайки регули- ющего винта клапана. Затем продолжить открытие крана 34 до лного открытия. При исправном состоянии клапана 30 слив реполнения в окне не должен повториться.

4.3. После окончания регулировки машины на максимальную опускную способность есть возможность отрегулировать

редукционный клапан 28 на постоянное количество отсасываемого чистого масла при заданном уровне масла в вакуум-бачке и противодавлении со стороны фильтр-пресса.

Регулировка клапана 28 производится после того как машина наберет устойчивый вакуум.

В начале процесса регулировки клапан 28 и кран 2 должны быть полностью перекрыты, краны 4 и 6 полностью открыты. Манометр установить на штуцер 3. С помощью крана 23 создают в вакуум-бачке горизонт масла, отмеченный красной чертой на масломерном стекле. Заметить давление на манометре, установленном на штуцере 3, которое характеризует сопротивление фильтр-пресса.

Поддерживая неизменность уровня масла в вакуум-бачке клапаном 23, перекрытием крана 4 повысить ранее отмеченное давление на манометре на 0,25—0,3 кгс/см^2.

На полученное давление отрегулировать редукционный клапан 28 путем плавного его открытия до положения, при котором давление на манометре начнет снижаться. Обратным вращением регулирующего винта восстановить давление на манометре.

При исправном насосе и трубопроводе масло из вакуум-бачка равномерно откачивается и установившийся нормальный уровень держится устойчиво. Если насос не забирает масло и оно поднимается в стекле выше красной черты, необходимо плавно приоткрыть краник 18. Вакуум будет снижен, и насос начнет забирать масло. Однако повторное повышение уровня масла будет указывать на то, что в отсасывающую магистраль поступает воздух. Машину следует остановить и проверить все уплотнения магистрали и насоса, а также торцевые зазоры шестерен отсасывающей ступени и уплотнения редукционного клапана.

5. Пуск машины для работы методом кларификации без вакуума

5.1. В этом случае вакуумное устройство не работает, краник 18 должен быть открыт, а вентиль 17 закрыт.

Должны быть также закрыты вентили 37, 35 и выходной кран 34, а вентили 36, 1, 22, 21 и выходной кран 2 (или 4 и 6) открыты.

5.2. Проверить правильность положения припоров и их закрепления, а также положение тормозов барабана.

Включить в работу сепаратор. После набора полных оборотов ашины плавным и медленным открытием крана 34 подается асло в машину. Когда отсепарированное масло начнет сливать- через патрубок в вакуум-бачок (через него масло проходит ранзитом), проверяется наличие установившейся циркуляции асла пробным краном 29 и включается электроподогреватель.

5.3. Пуск машины для работы методом пурификации осуще- вляется так же, как и пуск на работу методом кларификации з вакуума.

6. Останов машины

6.1. Останов машины производится в следующем порядке:

а) отключить электроподогреватель;

б) закрыть кран 34, тем самым прекратить подачу грязного асла в машину;

в) отключить электродвигатель вакуум-насоса и закрыть вен- иль 17;

г) после прекращения слива чистого масла через патрубок ежду сепаратором и вакуум-бачком отключить сепаратор;

д) разобрать электрическую схему;

е) плавно и одновременно отпускаются оба тормоза барабана;

ж) перекрываются краны 2 или 6, и установка отключается емкости чистого масла.

Приложение 4

СИСТЕМА ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ПОДЪЕМА РОТОРОВ

1. Система ГП роторов предназначена для подачи масла вы- окого давления в опорные подшипники турбоагрегата при корости вращения по условиям завода-изготовителя в целях редотвращения износа вкладышей подшипников и уменьшения ощности ВПУ. Принципиальная схема системы ГП приведена а рис. П4.1.

2. Система ГП роторов состоит из двух насосов МВН30-320М машины ЛМЗ). На фланце насоса ГП устанавливается блок лапанов, состоящий из пускового предохранительного и братного клапанов. Масло на сторону всасывания НГП подает- я со стороны нагнетания масляных насосов системы смазки урбоагрегата через два фильтра (сетки). К подшипникам урбоагрегата масло подается через дозирующие шайбы диа- етром 3,2—4,2 мм (или регулирующие вентили).

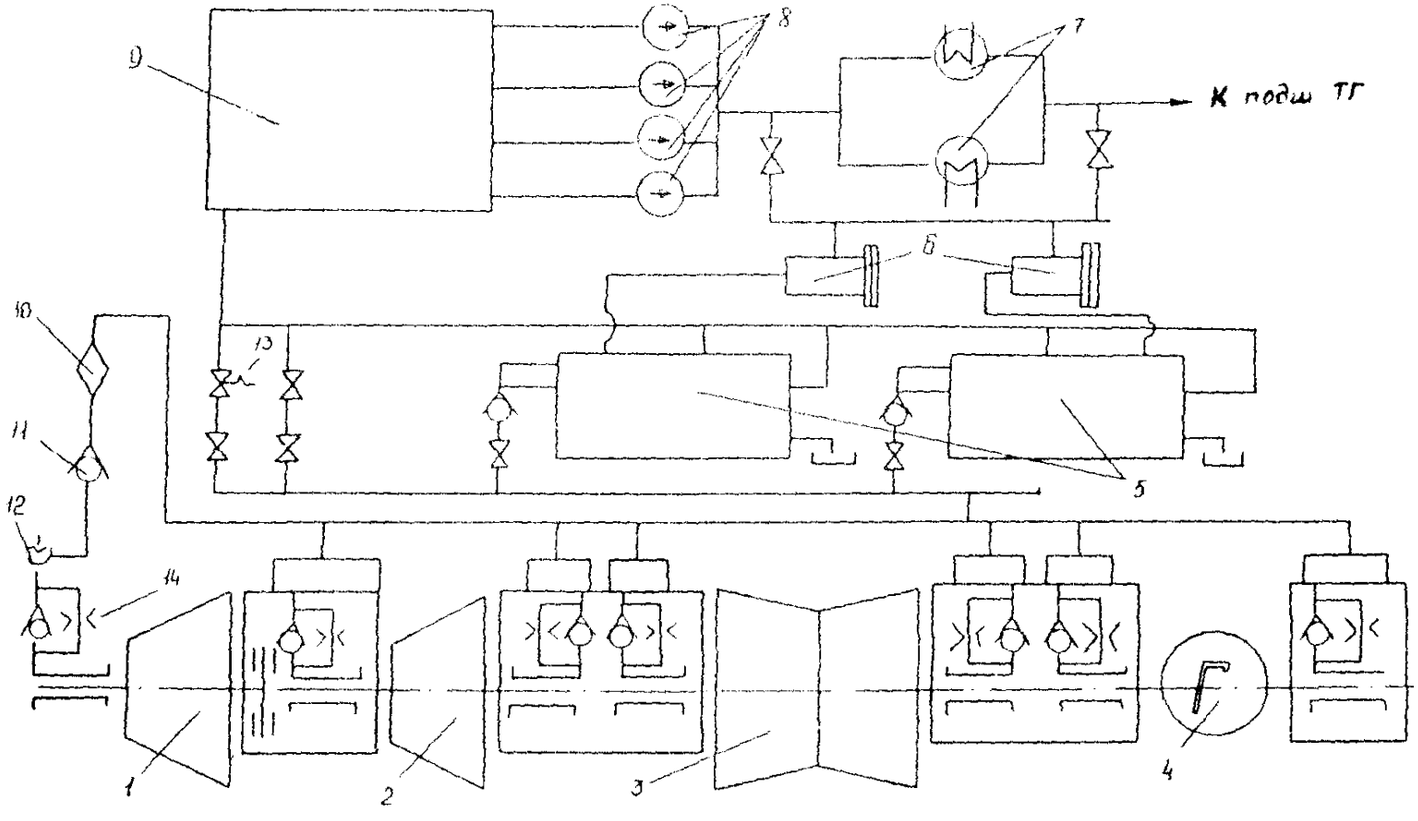

Рис. П4.1. Принципиальная схема гидростатического подъема роторов турбины:

1 — цилиндр высокого давления; *2* — цилиндр среднего давления; *3* — цилиндр низкого давления; *4* — генератор; *5* — насосы гидроподъема с блоками клапанов; *6* — фильтры (сетки); *7* — маслоохладители; *8* — маслонасосы; *9* — масляный бак системы смазки; *10* — фильтр; *11* — обратный клапан; *12* — отключающее устройство; *13* — предохранительный клапан; *14* — дроссельная шайба

Всплытие роторов составляет 0,02—0,2 мм. Давление в напорном коллекторе НГП составляет 6,0—8,0 МПа (60—80 кгс/см^2).

3. Техническая характеристика насоса МВН30-320М

Номинальное давление на строне нагнетания насоса	7,5 МПа
Установка предохранительного клапана насоса (88 кгс/см^2)	8,8 МПа
Объемная подача насоса при номинальном давлении, л/с	2,0

Характеристика электродвигателя

Номинальная мощность	36 кВт
Номинальное напряжение	380 В
Частота вращения	1470 об/мин
Номинальный ток статора	140 А
Кратность пускового тока	7,5

4. Подготовка к работе системы ГП роторов и ВПУ

4.1. Произвести осмотр системы ГП. Убедиться, что вентили на линии опорожнения маслопроводов системы ГП закрыты и опломбированы.

4.2. Убедиться, что система маслоснабжения турбины находится в работе.

4.3. Открыть задвижки на всасывающих и напорных маслопроводах насосов ГП.

4.4. Подготовить насосы системы ГП роторов согласно инструкции по их эксплуатации и включить в работу один из этих насосов.

4.5. Убедиться, что давление масла в напорном коллекторе 6,5 МПа (65 кгс/см^2).

4.6. Проверить имитацией автоматическое отключение работающего насоса ГП роторов по сигналу понижения давления на стороне всасывания до 0,3 кгс/см^2 (0,03 МПа).

4.7. Ввести в работу блокировки насосов ГП роторов.

Проверить автоматическое включение резервного насоса по сигналу понижения давления масла в напорном коллекторе ниже 4,5 МПа (45 кгс/см^2) и при отключении электродвигателя работающего насоса.

4.8. Аналогично пп. 2.4.6 и 2.4.7 проверить второй насос ГП роторов.

4.9. Оставить в работе один насос ГП, второй насос перевести в резерв.

4.10. Открыть вентиль на трубопроводе подвода масла к ВПУ, проверить давление масла перед ВПУ, включить электродвигатель ВПУ и убедиться, что роторы турбины проворачиваются. Зафиксировать значение тока электродвигателя, он должен быть не более 8 А.

4.11. Прослушать турбину и убедиться в отсутствии задеваний в проточной части.

4.12. Проверить блокировки электродвигателя ВПУ при понижении давления масла перед ВПУ и в напорном коллекторе системы ГП.

4.13. После ввода в работу системы ГП роторов и ВПУ убедиться, что ВПУ и рабочий насос ГП автоматически отключаются при повышении частоты вращения ротора турбины в соответствии с указаниями завода-изготовителя и автоматически включаются при снижении частоты вращения ротора.

4.14. При несрабатывании автоматики выполнить вручную операции по п. 2.4.13 (включение и отключение ВПУ и НГП).

Приложение 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕННОСТИ МАСЛА

Надежность турбоагрегатов в значительной степени зависит от уровня чистоты рабочей жидкости в гидравлической системе.

Повышенная загрязненность вызывает электроэрозию подшипников, снижает надежность системы регулирования и уплотнений вала генератора, приводит к увеличению износа упорных колодок и вкладышей подшипников, ухудшает эксплуатационные свойства рабочей жидкости.

Проблема повышения надежности и долговечности энергетического оборудования не может быть решена без совершенствования методов и средств очистки, регламентации уровня чистоты и его контроля.

Предусмотренные ПТЭ визуальный и массовый методы оценки чистоты рабочей жидкости несовершенны и не отвечают уровню, достигнутому в других отраслях промышленности.

В отечественном и зарубежном машиностроении широко используется гранулометрический метод оценки чистоты рабочей

дкости в соответствии с действующим ГОСТ 17216-71 и
убежными стандартами.

ГОСТ 17216-71 устанавливает 19 классов чистоты по количе-
у частиц загрязнений в 100 $см^3$ жидкости в шестиразмерных
апазонах от 5 до 100 мкм и более.

Этот метод позволяет использовать автоматические цифровые
ализаторы, которые определяют общую загрязненность и со-
ржание частиц в каждом диапазоне.

Быстрота, точность и объективность контроля загрязненности
омощью приборов позволяют оперативно управлять техноло-
ическими процессами промывки и очистки, добиваться
буемой чистоты жидкостей и гидросистем, обеспечить эконо-
ю применяемых жидкостей.

Контроль чистоты гранулометрическим методом дает не толь-
объективную оценку уровня эксплуатации, но и является
особом определения технического состояния оборудования.

В целях повышения уровня эксплуатационной надежности и
ока службы энергетического оборудования рекомендуется
оводить эксплуатационный систематический контроль чистоты
бочей жидкости с помощью автоматических анализаторов
КЖ-904.

В ВТИ разработана методика определения степени загряз-
нности рабочей жидкости в эксплуатационных условиях с ис-
льзованием указанного анализатора.

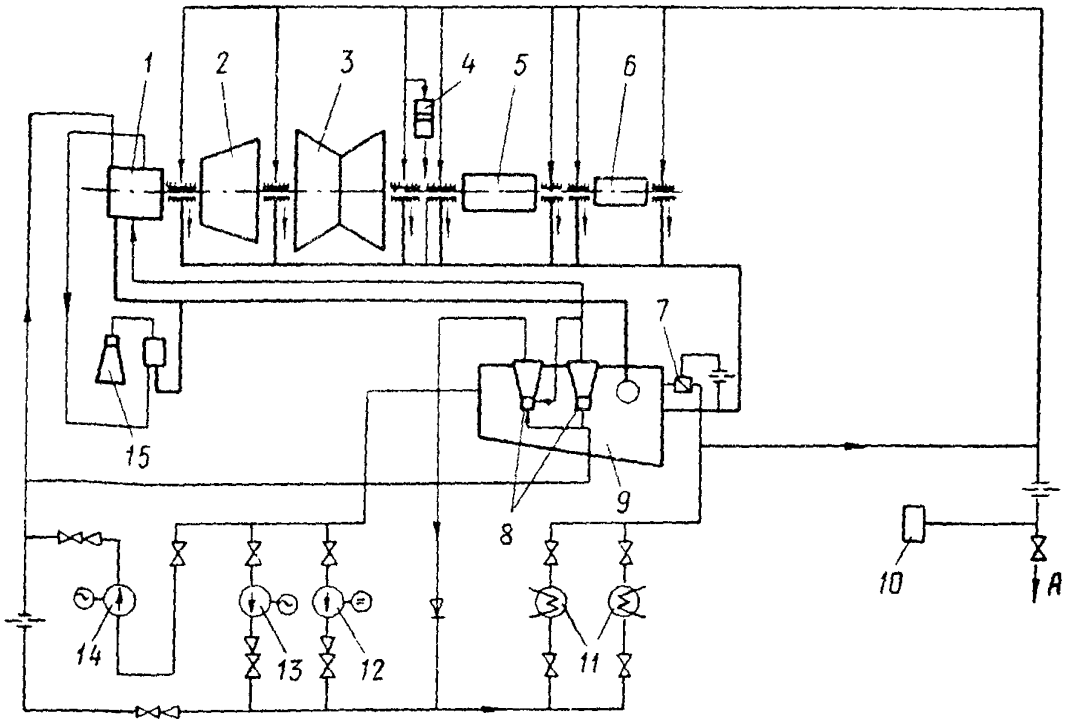

Рис. П6.1. Типовая схема маслоснабжения турбины К-100-90-7:

1 — передний блок турбины; *2* — цилиндр высокого давления; *3* — цилиндр низкого давления; *4* — валоповорот; *5* — генератор; *6* — возбудитель; *7* — сливной клапан; *8* — инжекторы; *9* — маслобак; *10* — реле давления масла; *11* — маслоохладители; *12* — аварийный электронасос системы смазки; *13* — резервный электронасос системы смазки; *14* — пусковой электронасос; *15* — сервомотор автоматического затвора; А — в бак

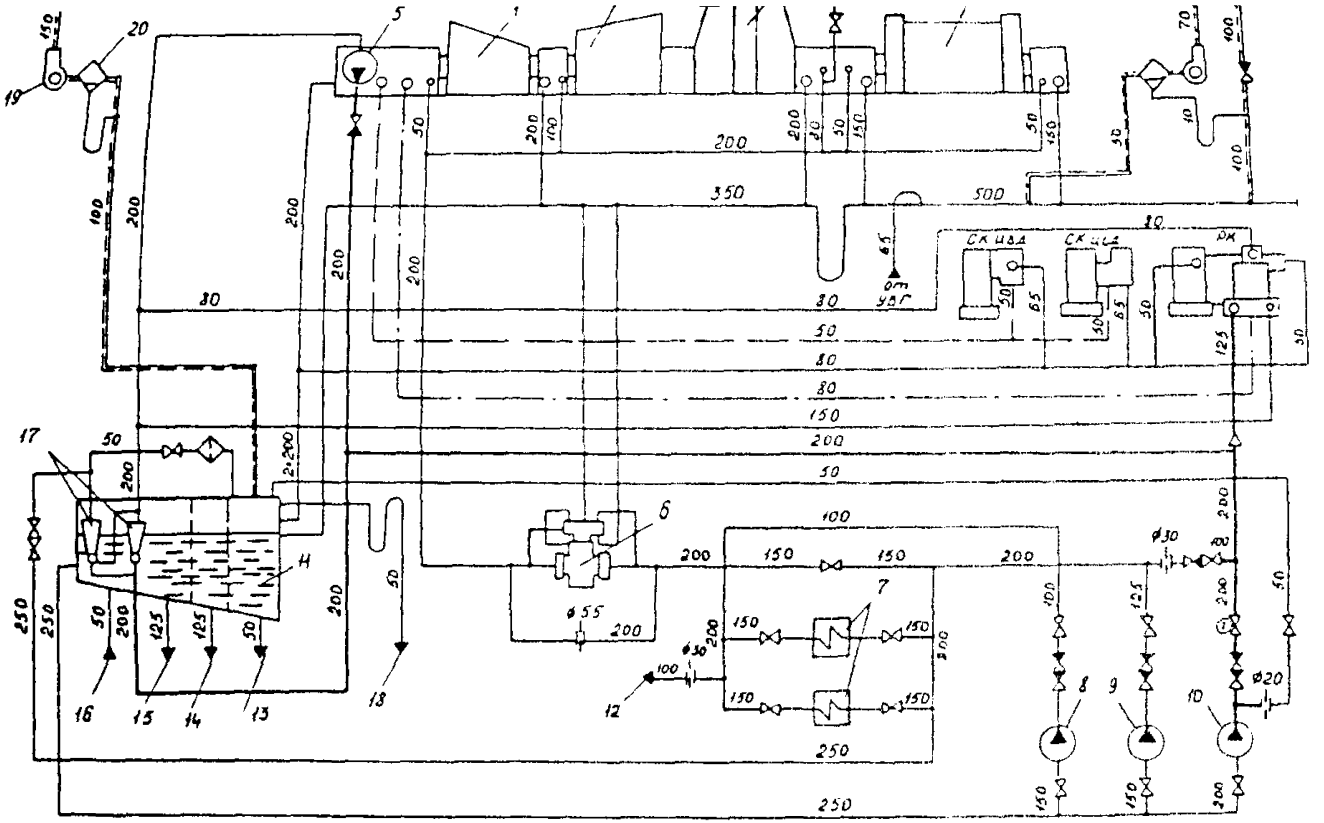

Рис. П6.2. Типовая схема маслоснабжения турбины К-215-130-1:

1 — цилиндр высокого давления; *2* — цилиндр среднего давления; *3* — цилиндр низкого давления; *4* — генератор; *5* — главный маслонасос на валу турбины; *6* — резервный клапан; *7* — маслоохладители; *8* — аварийный электронасос системы смазки; *9* — резервный электронасос системы смазки; *10* — пусковой электронасос; *11* — маслобак; *12* — на уплотнение вала генератора; *13* — на ПСМ; *14* — аварийный слив масла; *15* — на УВГ; *16* — от ПСМ; *17* — инжекторы; *18* — перелив маслобака; *19* — эксгаустеры; *20* — маслоотстойник

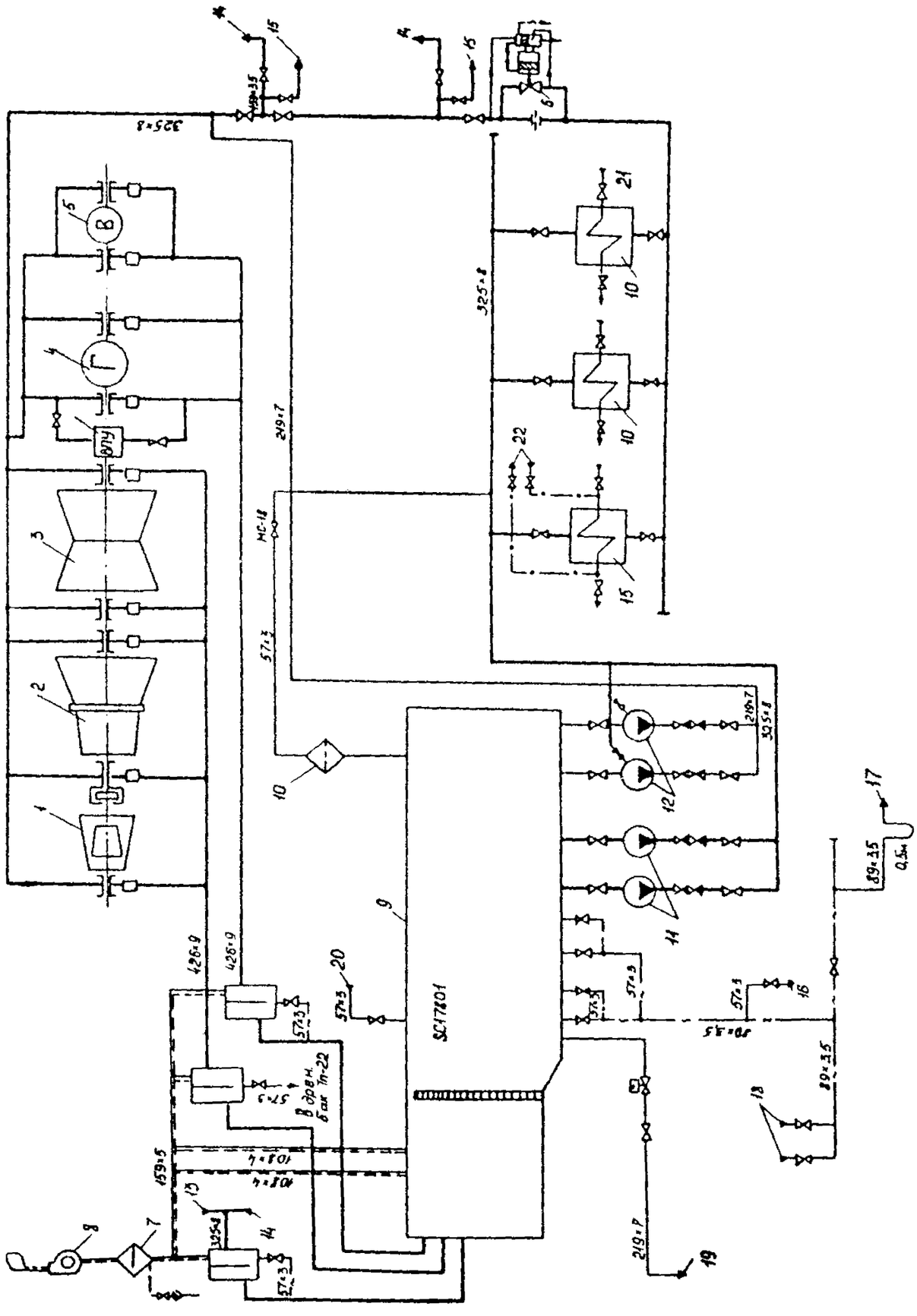
SC17801
В
Г
ВПУ
325×8
219×7
57×3
426×9
159×5
108×4
89×3,5
0,5м
МС-18
В дрен. бак Тп-22

Рис. 10.3. Типовая схема маслоснабжения турбины К-

1 — цилиндр высокого давления; *2* — цилиндр среднего давления; *3* — цилиндр низкого давления; *4* — генератор; *5* — возбудитель; *6* — валоповоротное устройство; *7* и *10* — маслоохладители; *8* — эжекторы; *9* — маслобак; *11* — основные маслонасосы; *12* — аварийные маслонасосы; *13* — редукционный клапан; *14* — масло на ПТН; *15* — масло к ПЭН; *16* — масло на ПСМ-3000; *17* — в дренажный бак Тп-22; *18* — опорожнение УВГ; *19* — в бак аварийного слива масла; *20* — от маслоочистительной установки

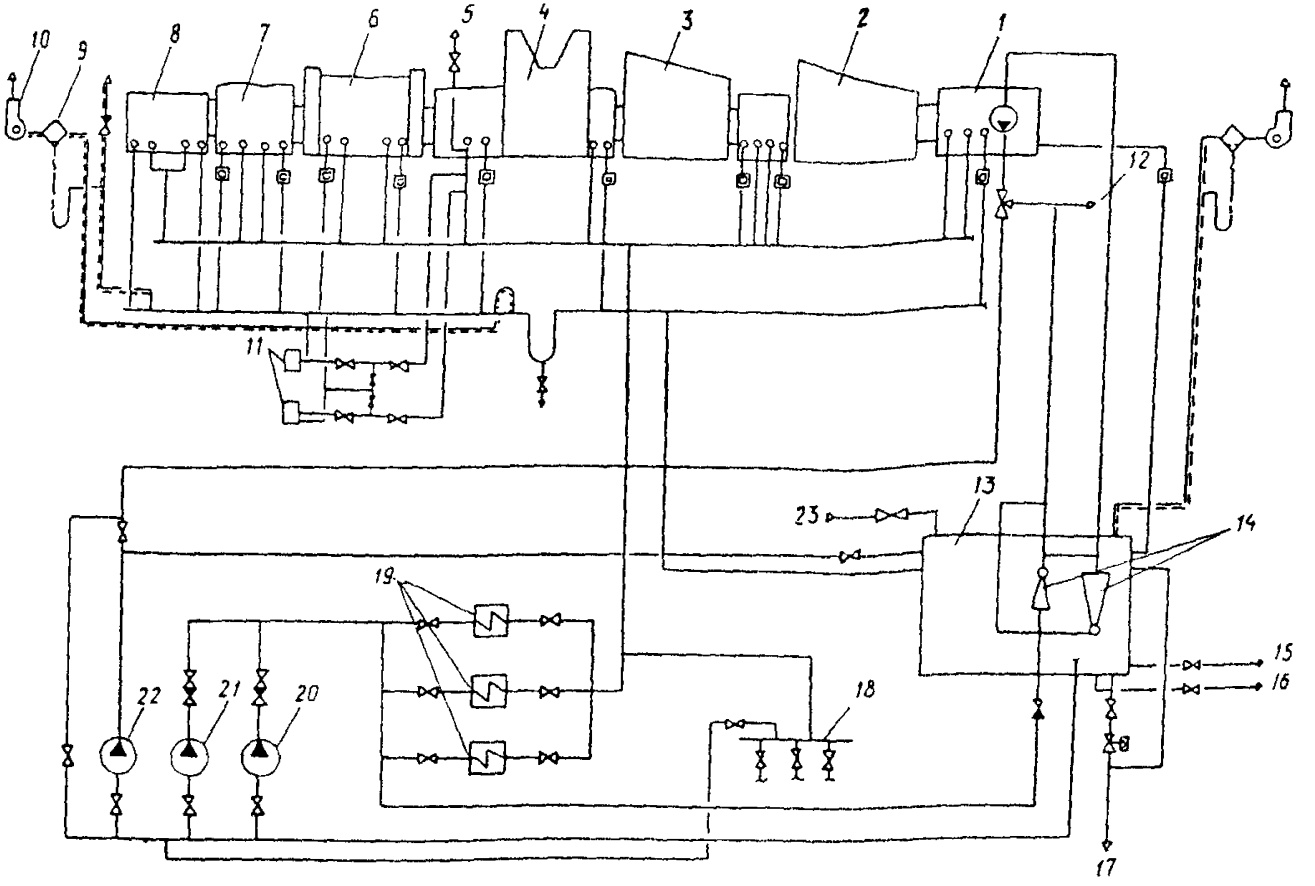

Рис. П6.4. Типовая схема маслоснабжения турбины Т-185/220-130:

1 — бак переднего подшипника; *2* — ЦВД; *3* — ЦСД; *4* — ЦНД; *5* — на ВПУ; *6* — генератор; *7* — возбудитель; *8* — индукторный генератор; *9* — маслоотстойник; *10* — эксгаустер; *11* — реле падения давления масла; *12* — масло на систему регулирования; *13* — маслобак турбины; *14* — инжекторы; *15* — на маслохозяйство; *16* — в бак грязного масла; *17* — в бак аварийного слива масла; *18* — коллектор всасывания МНУ; *19* — маслоохладители; *20* — аварийный масляный насос; *21* — резервный масляный насос; *22* — пусковой масляный насос; *23* — от маслоочистительной установки

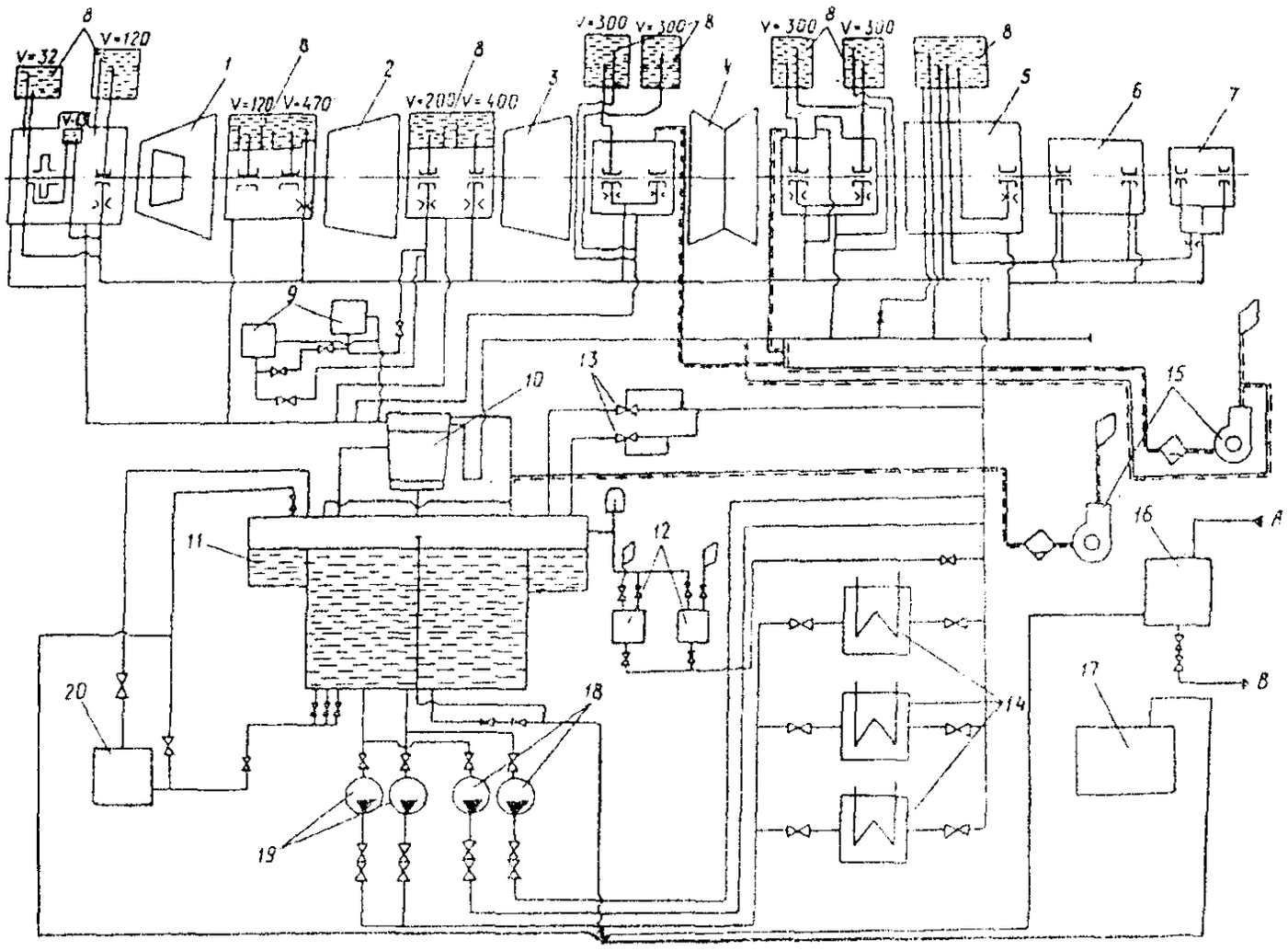

Рис. П6.5. Типовая схема маслоснабжения турбины Т-250-240:

1 — ЦВД; *2* — ЦСД-I; *3* — ЦСД-II; *4* — ЦНД; *5* — генератор; *6* — возбудитель; *7* — подвозбудитель; 8 — демпферный бак; *9* — реле АВР МНО; *10* — пеноотделитель; *11* — маслобак турбины; *12* — адсорбер; *13* — сливные клапаны; *14* — маслоохладители; *15* — эксгаустеры; *16* — доливочный маслобак; *17* — бак аварийного слива масла; *18* — аварийные насосы смазки постоянного тока; *19* — маслонасосы переменного тока (основной и резервный); *20* — центрифуга; *A* — от маслохозяйства; *B* — на маслохозяйство

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3
2. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 4
3. КОНТРОЛЬ, УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, ЗАЩИТА 6
4. УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРБИННОГО МАСЛА 10
   4.1. Краткая характеристика масла 10
   4.2. Приемка и хранение масла 11
   4.3. Эксплуатация масла 12
   4.4. Контроль за состоянием масла в процессе эксплуатации 12
5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ СМАЗКИ ТУРБОАГРЕГАТОВ 15
   5.1. Очистка маслосистем в период капитальных ремонтов 15
   5.2. Подготовка к пуску и ввод в работу системы смазки 16
   5.3. Обслуживание оборудования системы смазки турбогенератора в эксплуатационном режиме 20
   5.4. Останов системы смазки 23
   5.5. Вывод в ремонт оборудования системы смазки 24
   5.6. Особенности эксплуатации маслосистем смазки с главным масляным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины 26
6. ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ В СИСТЕМЕ СМАЗКИ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ 28

Приложение 1. Оборудование системы смазки турбин и технические характеристики маслоохладителей 31

Приложение 2. Индивидуальные нормы расхода турбинного масла на ремонтные и эксплуатационные нужды 36

Приложение 3. Маслоочистительная установка ПСМ1-3000 37

Приложение 4. Система гидростатического подъема роторов турбины 45

Приложение 5. Определение степени загрязненности масла 48

Приложение 6. Типовые схемы маслоснабжения турбин 50

РЕКЛАМНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Комбинированное устройство для профилактики и защиты паровых турбоагрегатов всех типов

С начала 1994 г. предприятием «Электроконт» выпускается ройство типа РОМ-М, предназначенное для профилактики озапорных органов паровых турбин всех типов (проверяются амические свойства и паровая плотность). Профилактика изводится устройством интегрально одновременно по всем озапорным органам данной турбины и позволяет обеспечить ытания турбоагрегата, аналогичные испытаниям турбоагре- на выбеге, но в автоматическом режиме и с высокой точно- ю, при этом эти испытания заменяются автоматической веркой при каждом оперативном останове двух параметров: мени сброса турбоагрегатом его активной мощности до нуле- значения после подачи команды на закрытие стопорных панов и установившегося после этого закрытия значения ак- ной мощности генератора (обычно отрицательной или иначе ратной»).

Время сброса турбоагрегатом его активной мощности слабо исит от предшествующего режима турбины и характерно для дой машины. Оно не может быть меньше некоторого мини- ьного для данной турбины значения, а, с другой стороны, увеличение даже на 30—40% от этого минимума саидетельст- о неблагополучном динамическом состоянии парозапорных анов турбины и, следовательно, выявляется необходимость ведения ревизии органов паровпуска, обратных клапанов на орах и системы защиты турбины.

Установившееся значение мощности генератора в рассматри- ом режиме равняется сумме всех потерь турбоагрегата за етом мощности, вырабатываемой паром, протекающим з неплотности клапанов. Итоговая разность зависит отваку- на выхлопе турбины, давления в промперегреве и отборах бины.

Общее выражение для мощности турбогенератора с закры- и клапанами

$$N = A + Bp_2 ,$$

A — постоянная составляющая мощности;

B — постоянный коэффициент вентиляционных потерь при давлении в конденсаторе;

p_2 — абсолютное давление в конденсаторе.

Зависимость мощности от вакуума, таким образом, линейная, что дает возможность легко пересчитывать потери с любого вакуума на номинальное значение, сделав после выхода из ремонта, с помощью того же устройства два измерения потерь при различных произвольных значениях вакуума.

Очевидно, что на идеально плотной турбине значение мощности генератора в рассматриваемом режиме отрицательно, максимально и равно сумме всех потерь данного турбоагрегата, а по мере роста протечек пара «обратная» мощность убывает до нулевого значения и затем переходит в «прямую» мощность, при которой отключение генератора от сети грозит разгоном его до недопустимых скоростей вращения. То, что отрицательный знак мощности всегда связан с возможностью безопасного отключения генератора, а степень безопасности тем выше, чем больше «обратная» мощность, позволяет использовать параметр мощности генератора (приведенный к некоторому, например номинальному значению вакуума) для профилактического слежения за состоянием парозапорных органов турбины. На новом агрегате или после капитального ремонта его парозапорных органов обычно фиксируется «обратная» мощность, близкая к предельной. Затем, в процессе эксплуатации, по мере износа клапанов отрицательная («обратная») мощность уменьшается, что выявляется устройством РОМ-М при каждом оперативном останове и позволяет вовремя и в плановом порядке произвести необходимый восстановительный ремонт.

Если восстановительный ремонт не был произведен вовремя или произошло внезапное разуплотнение или зависание одного из клапанов до такой степени, что при очередном оперативном останове «обратная» мощность генератора не достигла выставленной уставки защиты, предусмотренной в том же устройстве, защита запрещает отключение генератора до тех пор, пока оперативный персонал не уменьшит поступление пара в турбину, например путем закрытия главных паровых задвижек.

Значения уставок защиты по активной мощности (в процентах от номинальной мощности реле): 0,25; 0,50; 0,75; 1,00 позволяют применить устройство для защиты паровых турбоагрегатов практически любых типов и размеров.

Кроме упомянутой защиты, именуемой в устройстве «точной ступенью защиты обратной мощности», в это устройство включена «грубая ступень защиты обратной мощности», предназначенная для действия в совершенно других обстоятельствах, а

именно при подаче напряжения на стоящий или медленно вращающийся генератор, как это уже имело место несколько раз в действительности. В этом случае устройство измеряет активную «обратную» мощность генератора несравнимо большего значения, что позволяет применить для грубой ступени совсем другой алгоритм действия. Грубая ступень имеет уставки (в процентах от номинальной мощности реле): 2,5; 5,0; 7,5; 10,0 и действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение ближайшего к генератору выключателя и далее при необходимости на схему УРОВ вне зависимости от причин подачи напряжения на стоящий генератор.

Основные параметры нового устройства РОМ-М

Измерительные напряжения	3×100 В
Измерительные токи	2×5 А
Напряжение оперативных цепей	220 В
Потребляемая мощность по переменному току	Не более 6 В·А
Потребляемая мощность по постоянному току	Не более 25 В·А
Габаритные размеры	290×175×255 мм
Масса	Не более 9 кг
Реальная погрешность по трем опытным образцам нигде не превысила	0,7%

Устройство РОМ-М устанавливается на релейной панели обычного типа с задним монтажом.

Ориентировочная цена устройства — 500 000 руб.

Дополнительные справки по устройству РОМ-М можно получить по адресу:

105023, Москва, Семеновский пер., д. 15, СПО ОРГРЭС.

Подписано к печати 04.10.94 г. Формат 60×84 1/16
Печать офсетная Усл.печ. л. 3,49 Уч.-изд. л. 3,6 Тираж 640 экз.
Заказ № 114/94 Издат. № 93134

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, строение 6
Сверстано на ПЭВМ

gost.e-ecolog.ru