**Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (взамен МУ 34-70-150-86)**

**РД 153-34.1-20.329-2001. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (взамен МУ 34-70-150-86)**

Российскоеакционерное общество энергетики и электрификации

"ЕЭС России"

Департаментнаучно-технической политики и развития

# МЕТОДИЧЕСКИЕУКАЗАНИЯ

# ПО ИСПЫТАНИЮ ВОДЯНЫХТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

# НА МАКСИМАЛЬНУЮТЕМПЕРАТУРУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

**РД153-34.1-20.329-2001**

УДК 621.311

*Дата введения 2001 –08 – 01*

РАЗРАБОТАНО Открытым акционерным обществом "Фирма поналадке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетейОРГРЭС"

ИСПОЛНИТЕЛИ Р.М. Соколов, ЕМ. Шмырев, Г.И. Третилевич, Л.В.Юхина

УТВЕРЖДЕНО Департаментом научно-технической политики иразвития РАО "ЕЭС России" 21.03.2001 г.

Первый заместитель начальника А.П. Ливинский

ВЗАМЕН МУ 34-70-150-86

Срок первой проверки настоящего РД — 2006 г., периодичностьпроверки - один раз в 5 лет.

Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей намаксимальную температуру теплоносителя (далее Методические указания)устанавливают порядок (содержание и последовательность) выполнения работ иопераций, регламентируют проведение мероприятий, регистрацию, обработку иоценку результатов, составление (ведение) документации.

Методические указания пересмотрены на основе нормативныхдокументов[1] — [11].

Методические указания предназначены для предприятий(организаций) — владельцев трубопроводов, осуществляющих эксплуатацию тепловыхсетей в составе АО-энерго и АО-электростанций, и направлены на повышениеэксплуатационной надежности трубопроводов тепловых сетей.

Организации (предприятия), выполняющие испытания тепловыхсетей на максимальную температуру теплоносителя, должны иметь соответствующиеразрешения (лицензии), выданные в установленном порядке.

С выходом настоящих Методических указаний отменяются"Методические указания по испытаниям водяных тепловых сетей на расчетнуютемпературу теплоносителя: МУ 34-70-150-86" [8].

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Испытание тепловых сетей на максимальную температурутеплоносителя проводится с целью выявления дефектов трубопроводов,компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетейв условиях

температурных деформаций, возникающих при повышении температурытеплоносителя до максимального значения и последующем ее понижении допервоначального уровня (термины и определения приведены в приложении А).

1.2 За максимальную температуру теплоносителя при испытаниитепловой сети следует принимать максимальное значение температуры сетевой водыв подающем трубопроводе по температурному графику тепловой сети, принятому дляданной системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) и указываемомуэнергоснабжающей организацией в договорах теплоснабжения. Значение максимальнойтемпературы теплоносителя, при которой проводится конкретное испытание, должноустанавливаться техническим руководителем организации (предприятия),эксплуатирующей тепловые сети (ОЭТС), исходя из технических возможностейоборудования.

1.3 Испытанию на максимальную температуру теплоносителядолжны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловыхпунктов систем теплопотребления.

1.4 Испытание на максимальную температуру теплоносителяследует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительногосезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

1.5 Испытание на максимальную температуру теплоносителятепловых сетей, эксплуатирующихся длительное время и имеющих ненадежныеучастки, следует проводить после текущего или капитального ремонта ипредварительного гидравлического испытания этих участков на прочность иплотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона.

1.6 Запрещается одновременное проведение испытания тепловыхсетей на максимальную температуру теплоносителя и гидравлического испытаниятепловых сетей на прочность и плотность — см. п. 4.12.31 [1].

1.7 Периодичность проведения испытаний тепловых сетей намаксимальную температуру теплоносителя должна определяться техническимруководителем ОЭТС — см. п. 4.12.26 [1].

1.8 При испытании на максимальную температуру теплоносителятемпература воды в обратном трубопроводе тепловой сети не должна превышать 90°Сво избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов, условий работыкомпенсирующих устройств, целостности изоляционных конструкций.

1.9 Для понижения температуры воды, поступающей в обратныйтрубопровод, испытание проводится с включенными системами отопления,присоединенными через смесительные устройства — элеваторы (зависимая схемаприсоединения) и водоподогреватели (независимая схема присоединения), а также свключенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схемеи оборудованными автоматическими регуляторами температуры воды. Допускается принеобходимости проводить испытание с включенными системами отопления, имеющиминасосное подмешивание.

1.10 В целях безопасности на время испытания на максимальнуютемпературу теплоносителя от тепловых сетей должны быть отключены: отопительныесистемы детских и лечебных учреждений; неавтоматизированные системы горячеговодоснабжения, присоединенные по закрытой схеме; системы горячеговодоснабжения, присоединенные по открытой схеме; системы отопления,присоединенные через элеваторы с меньшими по сравнению с расчетнымикоэффициентами подмешивания[1], при которых возможно поступление вотопительную систему воды с температурой свыше 100°С; калориферные установки;отопительные системы с непосредственной схемой присоединения.

---

[1] Коэффициент подмешивания выражается отношением $U = \frac{G_п}{G_р}$, где $G_п$ — массовыйрасход подмешиваемой воды; $G_р$ — массовыйрасход рабочей воды.

Потребители, для которых не допускаются перерывы в подачетепловой энергии (больницы, детские дошкольные учреждения с круглосуточнымпребыванием детей и т.п.) — см. п. 3.2 [19], должны быть на период испытанияпереведены на питание от резервных источников тепловой энергии.

## 2 РЕЖИМЫ ИСПЫТАНИЯ

2.1 При испытании температура воды в подающем трубопроводетепловой сети на выводе от источника тепловой энергии повышается доустановленного максимального значения. Понижение температуры воды, поступающейв обратный трубопровод, достигается за счет охлаждения в оставшихся включеннымисистемах отопления и горячего водоснабжения (см. п. 1.9).

2.2 Испытание проводится методом "температурнаяволна" (рисунок 1), что позволяет сократить продолжительность испытания ивынужденного перегрева потребителей тепловой энергии. Продолжительностьподдержания максимальной температуры воды с учетом возможного размыва граничныхзон температурной волны по мере удаления от источника тепловой энергии должнасоставлять не менее 2 ч.

1 - режим до началаиспытания; 2 - прогрев тепловой сети; 3 - повышение температуры сетевой воды домаксимального значения, предусмотренного программой; 4 - поддержание заданноймаксимальной температуры сетевой воды (не менее 2 ч); 5 - понижение температурысетевой воды до первоначальной; 6 - режим после испытания

Рисунок 1 - Примерныйграфик изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на выводе отисточника тепловой энергии при испытании

2.3 Давление воды в тепловой сети при испытании ($P_И$)не должно превышать значений, которые имеют место при эксплуатационном режиме ($P_Э$),т.е. во всех точках тепловой сети должно соблюдаться условие $P_И$£ $P_Э$.

2.4 Если тепловая сеть испытывается на максимальнуютемпературу теплоносителя по частям, необходимо предусматривать соответствующеепонижение давления в подающем трубопроводе на выводе от источника тепловойэнергии. Для этого в каждом конкретном случае перед началом испытания долженбыть сделан оценочный гидравлический расчет для наиболее неблагоприятных точексети.

2.5 При испытании во всех точках тепловой сети в подающемтрубопроводе должно поддерживаться давление, обеспечивающее невскипание водыпри максимальной температуре.

2.6 На период испытания должны быть заданы:

— максимальная температура сетевой воды в подающемтрубопроводе на источнике тепловой энергии;

— максимально допустимая температура сетевой воды в обратномтрубопроводе;

— давление в обратном коллекторе сетевой воды на источникетепловой энергии;

— давление в подающем коллекторе сетевой воды на источникетепловой энергии;

— ожидаемый расход сетевой воды;

— ожидаемый максимальный отпуск тепловой энергии (суказанием, в какие часы суток он ожидается);

— ожидаемый минимальный отпуск тепловой энергии припрохождении пика температуры обратной воды на конечной стадии испытания (суказанием, в какие часы суток он ожидается);

— максимально допустимая подпитка тепловой сети.

Отклонения от заданного режима испытания не должныпревышать:

— по температуре сетевой воды в подающем коллекторе наисточнике тепловой энергии (относительно максимального значения) ±2%;

— по давлению в обратном коллекторе сетевой воды наисточнике тепловой энергии ±20 кПа (±0,2 кгс/см$^2$);

— по давлению в подающем коллекторе сетевой воды наисточнике тепловой энергии ±5%.

2.7 Температура воды на тепловых вводах системтеплопотребления не задается.

2.8 При подготовке к испытанию должны учитыватьсязначительные изменения объемов сетевой воды при повышении и понижениитемпературы воды в процессе испытания.

Ожидаемый часовой прирост объема воды в тепловой сети приизменении температуры воды (м$^3$/ч) может быть приближенно определенпо формуле

$$\Delta V = G\left(\frac{1}{\rho_{T_2}} - \frac{1}{\rho_{T_1}}\right) \quad (1)$$

где $G$ — расход циркулирующей воды, кг/ч;

$\rho_{T_1}$ и $\rho_{T_2}$ — плотность воды (кг/м$^3$) при температурах соответственно $T_1$ и $T_2$;

$T_1$ и $T_2$ — соответственно начальная и конечная температура воды, °С.

2.9 Поддержание при испытании заданного значения давления вобратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии должноосуществляться путем регулирования величины подпитки или дренажа.

2.10 Скорость изменения температуры сетевой воды прииспытании должна определяться при повышении температуры в зависимости отпропускной способности дренажного трубопровода, а при понижении температуры взависимости от производительности подпиточного устройства. При этом измененииетемпературы должно производиться равномерно в соответствии с требованиями п.4.11.3 [1].

2.11 Температура воды в присоединенных к тепловым сетямсистемах отопления при испытании не должна превышать расчетного значения длясистем отопления (для большинства систем она составляет 95°С), а в системахгорячего водоснабжения температура воды должна быть не выше 75°С [9].

2.12 Для понижения температуры воздуха внутри помещений впериод испытания потребителям следует рекомендовать усиленное проветриваниепомещений.

## 3 ИЗМЕРЯЕМЫЕПАРАМЕТРЫ. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

3.1 При испытании тепловой сети на максимальную температурутеплоносителя измеряются следующие значения (рисунок 2):

1 - дренажныйтрубопровод ($d_y$ = 100 мм); 2 -подпиточный трубопровод; 3 - подпиточный насос; 4 - регулятор подпитки; 5 - первая ступень сетевых насосов; 6 - обратный клапан; 7 - первая ступень сетевыхподогревателей; 8 - вторая ступень сетевых насосов; 9 - вторая ступень сетевыхподогревателей; 10 - пиковый котел; 11 - измерительная диафрагма срегистрирующим расходомером; 12 - сальниковый компенсатор; 13 - неподвижнаяопора; 14 - ФМП; 15 - задвижки на вводе в тепловой пункт; 16 - регулятортемпературы воды; 17 - вторая ступень подогревателя горячего водоснабжения; 18- система горячего водоснабжения; 19 - система отопления; 20 - элеватор; 21 -регулятор расхода; 22 - первая ступень подогревателя горячего водоснабжения; 23- холодный водопровод

Рисунок 2 - Схемаработы тепловой сети и расстановки контрольно-измерительной аппаратуры прииспытании

а) на источнике тепловой энергии:

— температура воды в подающем $T_1$ и обратном $T_2$коллекторах сетевой воды;

— давление в подающем $P_1$ и обратном $P_2$коллекторах сетевой воды;

— расход сетевой воды в подающем трубопроводе $G_c$;

— расход подпиточной воды $G_п$;

б) на тепловых вводах систем теплопотребления, на которыхоборудованы пункты наблюдения (см. п. 4.9):

— температура воды в подающем $t_1$и обратном $t_2$ трубопроводах тепловойсети;

— температура воды в подающем $t_3$и обратном $t_4$ трубопроводах отопительной системы;

— температура воды в системе горячего водоснабжения $t_{ГВ}$;

— давление в подающем $p_1$ и обратном $p_2$трубопроводах тепловой сети;

в) в тепловой сети:

— максимальное перемещение стаканов сальниковыхкомпенсаторов на подающем трубопроводе $D l_{макс}$ (измеряется выборочно в предусмотренныхпрограммой местах — см. п. 4.10).

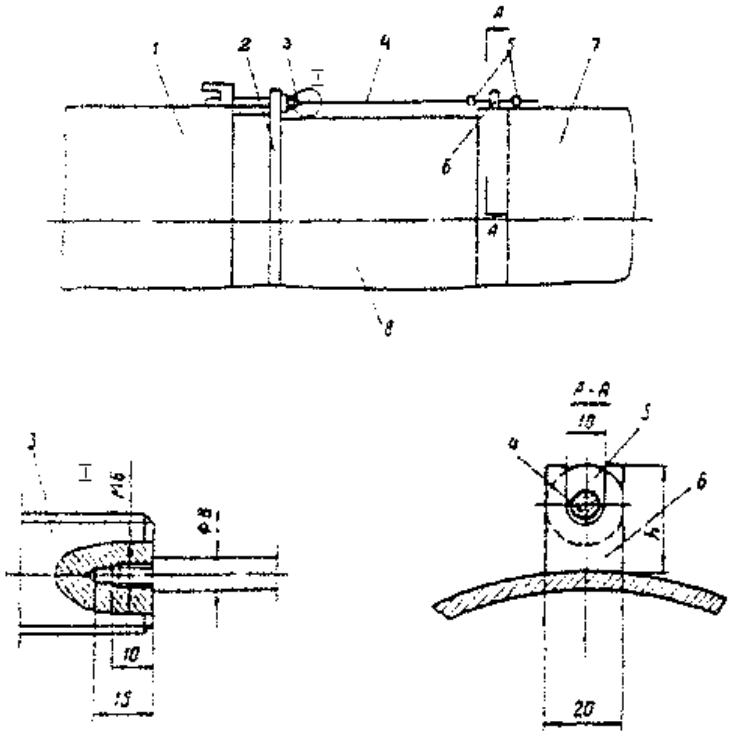
3.2 Для измерения температуры сетевой воды на источникетепловой энергии рекомендуется применять штатные термопреобразователи(термометры сопротивления) с вторичными приборами типа КСМ-4 с основнойпогрешностью не более ±1,5%; для измерения температуры воды в тепловых пунктахсистем теплопотребления рекомендуется использовать стеклянные термометры сценой деления 1,0°С и основной погрешностью не более ±1,0%.

3.3 Для измерения расходов сетевой воды в подающемтрубопроводе и подпиточной воды рекомендуется применять стандартныеизмерительные диафрагмы в комплекте с дифференциальными манометрами ДМ ивторичными приборами с общей погрешностью не более ±4% в соответствии с [13] —[16].

3.4 Для измерения давления на источнике тепловой энергиирекомендуется применять самопишущие приборы давления с общей погрешностью неболее ±1,5%; для измерения давления в тепловых пунктах систем теплопотреблениярекомендуется применять технические пружинные манометры класса 1,0-1,5.

3.5 Измерение значения максимального перемещения стакановсальниковых компенсаторов должно производиться с помощью специальных фиксаторовмаксимального перемещения (ФМП). Фиксаторы должны настраиваться до началаиспытания, поскольку во время испытания персоналу запрещается находиться втепловых камерах и туннелях. Температура воды, необходимая для оценкикомпенсирующей способности сальниковых компенсаторов, должна измеряться вближайших к месту установки ФМП тепловых пунктах.

3.6 Для измерения максимального перемещения стаканасальникового компенсатора (концевого сечения трубы) рекомендуется применятьустройство, принципиальная конструкция которого показана на рисунке 3.




1 - корпуссальникового компенсатора; 2 - грундбукса; 3 - Т-образный болт (с торцевымсверлением и внутренней резьбой); 4 - стержень с резьбовым концом ($d$ = 8 мм, $l$ = 350¸570 мм); 5 - фиксирующие шайбы ($d_н$ =20 мм, $d_в$= $8^{+0,2}$ мм, d = 15 мм); 6 - вилка (d = 3¸5 мм, $h$ - в зависимости отдиаметра грундбуксы); 7 - трубопровод; 8 - стакан компенсатора

Рисунок 3 - Фиксатормаксимального перемещения стакана сальникового компенсатора

Стержень 4 одним концом ввернут в резьбу, предварительнонарезанную в торце Т-образного стяжного болта 3 грунд-буксы 2 компенсатора. Надругой свободный конец стержня (длина которого выбирается "по месту")насажены две фиксирующие шайбы 5, располагающиеся по разные стороны от вилки 6,которая приваривается к трубопроводу вблизи его соединения со стаканомкомпенсатора. Высота вилки $h$ выбирается"по месту" в зависимости от диаметра грундбуксы.

Перед испытанием при начальной температуре воды в подающемтрубопроводе шайбы подводятся вплотную к вилке, а стержень смазываетсятугоплавкой смазкой. Во время повышения температуры воды при испытании вилкаперемещается вместе со стаканом компенсатора и передвигает одну из шайб. Послеокончания испытания и понижения температуры воды до начальной производитсяизмерение фактического максимального хода стакана компенсатора $\Delta l^{Ф}_{макс}$ порасстоянию между шайбами. Измерение производится линейкой или рулеткой с ценойделения 1 мм с погрешностью до 1 мм.

## 4 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕРАБОТЫ

4.1 До проведения испытаний в ОЭТС создается специальнаябригада во главе с руководителем испытания, который назначается приказомтехнического руководителя ОЭТС. Бригада комплектуется из работников службыизмерений, наладки и испытаний (СИНИ), персонала эксплуатационного района ОЭТСс привлечением эксплуатационного персонала потребителей.

4.2 Руководитель испытания должен заблаговременно определитьнеобходимые мероприятия в тепловой сети на источнике тепловой энергии и всистемах теплопотребления, которые должны быть выполнены в процессе подготовкисети к испытанию.

4.3 До начала испытания должны быть составлены рабочаяпрограмма испытания и перечень подготовительных мероприятий, которыеутверждаются техническим руководителем ОЭТС и согласовываются с техническимруководителем источника тепловой энергии и органами местного самоуправления(потребителями тепловой энергии).

Рабочая программа испытания должна быть представлена наутверждение и согласование не позднее чем за 7 дн до начала испытания — см. п.6.4.3 [1].

4.4 Изменение графика электрической нагрузки источникатепловой энергии (ТЭЦ), которое может потребоваться в связи с проведениемиспытания, оформляется персоналом ТЭЦ в установленном порядке.

4.5 За два дня до начала испытания утвержденная рабочаяпрограмма испытания должна быть передана диспетчеру ОЭТС, начальнику сменыисточника тепловой энергии и потребителям тепловой энергии (органам местногосамоуправления) для подготовки оборудования и установления требуемого режимаработы тепловой сети и СЦТ в целом.

4.6 Для своевременной подготовки сети к испытаниюутвержденный (см. п. 4.3) перечень подготовительных мероприятий должен бытьпередан начальнику эксплуатационного района ОЭТС, главному инженеру источникатепловой энергии и потребителям тепловой энергии (в органы местногосамоуправления) не позднее чем за 10 дн до начала испытания.

4.7 **Рабочая программа испытания** должна содержатьследующие данные:

а) задачи и основные положения методики проведенияиспытания;

б) перечень подготовительных (организационных итехнологических) мероприятий;

в) схему включения оборудования источника тепловой энергиипри испытании;

г) схему работы тепловой сети при испытании;

д) режимы испытания;

е) время и последовательность проведения каждого этапаиспытания (график проведения испытания);

ж) измеряемые при испытании параметры (см. п. 3.1) иинтервалы измерений;

з) места установки средств измерений;

и) перечень лиц, ответственных за обеспечение заданныхрежимов и мер безопасности на источнике тепловой энергии, в тепловой сети исистемах теплопотребления;

к) список потребителей тепловой энергии, подлежащихотключению на время проведения испытания;

л) перечень потребителей, для которых не допускаютсяперерывы в подаче тепловой энергии и которые на период испытания должны бытьпереведены на питание от резервных источников;

м) число наблюдателей, необходимых для проведения измеренийна источнике тепловой энергии и на тепловых пунктах систем теплопотребления, атакже дежурных по трассе испытываемой тепловой сети;

н) мероприятия по технике безопасности;

о) меры по оповещению потребителей тепловой энергии;

п) перечень транспорта, необходимого для объезда трассы вовремя испытания,

4.8 Перечень подготовительных мероприятий должен включатьработы, которые должны быть выполнены перед началом испытания.

*На источнике тепловой энергии:*

а) разработка схемы включения оборудования при испытании ирежимов его работы; проверка готовности оборудования к работе по намеченнойсхеме;

б) проверка состояния дренажного трубопровода (дренажныйтрубопровод должен быть выполнен из труб диаметром 100 мм с задвижкой,расположенной в удобном для обслуживания месте) и автоматического дренажногоклапана (если таковой имеется);

в) проверка состояния автоматических устройств и запорнойарматуры на теплофикационном оборудовании;

г) установка и проверка средств измерений, предусмотренныхпрограммой.

*В тепловой сети и системах теплопотребления:*

а) осмотр тепловой сети, проверка состояния сальниковых,сильфонных и других компенсаторов, фланцевых соединений, опор и другихэлементов, а также оборудования насосных станций;

неисправности, для ликвидации которых не требуетсяотключения теплопровода (негерметичность сальниковых, фланцевых соединений ит.п.), должны быть устранены до начала испытания;

б) проверка значений коэффициентов подмешивания элеваторныхприсоединений отопительных систем и замена сопл элеваторов в системах, гдезначения коэффициентов подмешивания меньше расчетных и где возможно попадание вотопительную систему воды с температурой свыше 100°С;

при невозможности замены сопл элеваторов такие отопительныесистемы должны быть отключены;

в) организация предусмотренных программой пунктов наблюденияна тепловых вводах систем теплопотребления для контроля за режимом испытания;

г) установка средств измерений в пунктах наблюдения,обеспечение их освещенности;

д) установка ФМП в предусмотренных программой местах втепловых камерах на сальниковых компенсаторах;

е) отключение предусмотренных программой системтеплопотребления.

4.9 Пункты наблюдения должны организовываться на тепловыхвводах систем теплопотребления, расположенных на концевых участках тепловойсети, а также на нескольких тепловых вводах по длине тепловой сети на различномудалении от источника тепловой энергии.

Запись показаний приборов в пунктах наблюдения при испытаниидолжна производиться персоналом ОЭТС или персоналом потребителей тепловойэнергии.

4.10 Проверка компенсирующей способности участков тепловойсети с помощью ФМП должна производиться выборочно на сальниковых компенсаторахв тех местах, где при эксплуатации наблюдались недостаточные (по оценкеэксплуатационного персонала) значения перемещения стаканов сальниковыхкомпенсаторов, а также в местах, где производилась перекладка теплопроводов,замена сальниковых компенсаторов и неподвижных опор, наблюдалась просадкатеплопроводов и т.п.

**Фиксаторы максимального перемещения**, установленные насальниковых компенсаторах, должны быть настроены непосредственно перед началомиспытания при температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети 70 — 80°С.

4.11 Отключение предусмотренных программой системтеплопотребления должно производиться первыми со стороны тепловой сетизадвижками, установленными на подающих и обратных трубопроводах в тепловыхпунктах. В случае неплотности этих задвижек должно быть произведенодополнительное отключение задвижками, расположенными в тепловых камерах наответвлениях к тепловым пунктам.

4.12 На время испытания в наиболее опасных местах на трассетепловой сети (на участках бесканальной прокладки, на участках, где возможныразмывы грунта при повреждениях, в местах скопления людей и т.п.) должны бытьрасставлены дежурные из числа персонала ОЭТС для своевременного обнаруженияместа парения, появления на поверхности горячей воды и т.п., что позволяетоперативно выявить места возможных повреждений тепловой сети и принять меры пообеспечению безопасности.

На тепловых пунктах систем теплопотребления, находящихся вовремя испытания в работе, должно быть организовано дежурство обслуживающегоперсонала потребителей. Особое внимание следует уделять системамтеплопотребления с насосным подмешиванием, где должны быть приняты меры,обеспечивающие бесперебойную работу насосов во время испытания.

4.13 Персонал, участвующий в испытании, должен бытьознакомлен с рабочей программой испытания, с возлагаемыми на него обязанностямии требованиями правил техники безопасности.

Персонал на тепловых пунктах систем теплопотребления, натрассе тепловой сети и источнике тепловой энергии должен быть обеспеченсредствами связи для оперативного сообщения руководителю испытания о значенияхизмеряемых параметров и возникающих неполадках.

Для объезда трассы тепловой сети на время испытанияперсоналу должен быть выделен необходимый автотранспорт.

4.14 Потребители тепловой энергии должны быть оповещены онамечаемом испытании через ответственных уполномоченных под расписку не позднеечем за 48 ч до начала испытания. Потребители, системы теплопотребления которыхна период испытания подлежат отключению, должны быть уведомлены опродолжительности отключения.

4.15 До начала испытания должно быть проверено выполнениемероприятий по технике безопасности.

## 5 ПОРЯДОКПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЯ

5.1 Началу испытания тепловой сети на максимальнуютемпературу теплоносителя должен предшествовать прогрев тепловой сети притемпературе воды в подающем трубопроводе 100°С. Продолжительность прогреваопределяется исходя из местных условий.

5.2 Перед началом испытания производится расстановкаперсонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

5.3 В предусмотренный программой срок на источнике тепловойэнергии начинается постепенное (см. п. 5.4) повышение температуры воды доустановленного максимального значения при строгом контроле за давлением вобратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии и величиной подпитки(дренажа).

Заданная максимальная температура теплоносителяподдерживается постоянной в течение установленного программой времени (не менее2 ч), а затем плавно понижается до 70 — 80°С.

5.4 Скорость повышения и понижения температуры воды вподающем трубопроводе должна выбираться такой, чтобы в течение всего периодаиспытания соблюдалось заданное давление в обратном коллекторе сетевой воды наисточнике тепловой энергии. Поддержание давления в обратном коллекторе сетевойводы на источнике тепловой энергии при повышении температуры первоначальнодолжно проводиться путем регулирования величины подпитки, а после полногопрекращения подпитки в связи с увеличением объема сетевой воды при нагреве —путем дренирования воды из

обратного коллектора.

5.5 Для создания возможного автоматического регулированиядавления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии впериод дренирования воды (при неавтоматизированном дренаже) допускаетсяпревышение расхода дренируемой воды по сравнению с необходимым до значения, прикотором вступает в работу регулятор подпитки. Расход дренируемой воды при этомдолжен устанавливаться возможно меньшим.

5.6 С момента начала прогрева тепловой сети и до окончанияиспытания во всех пунктах наблюдения должны непрерывно (с интервалом 10—15 мин)вестись измерения температур и давлений сетевой воды с записью в журналы.

5.7 На тепловых пунктах с насосным подмешиванием наблюдениеза температурой воды, поступающей в отопительную систему, должно вестисьнепрерывно. При останове подмешивающих насосов система отопления должна бытьнемедленно отключена.

5.8 Руководитель испытания по данным, поступающим из пунктовнаблюдения, должен следить за повышением температуры сетевой воды на источникетепловой энергии и в тепловой сети и прохождением температурной волны поучасткам тепловой сети.

5.9 Для своевременного выявления повреждений, которые могутвозникнуть в тепловой сети при испытании, особое внимание должно уделятьсярежимам подпитки и дренирования, которые связаны с увеличением объема сетевойводы при ее нагреве. Поскольку расходы подпиточной и дренируемой воды впроцессе испытания значительно изменяются, это затрудняет определение по ниммомента появления неплотностей в тепловой сети. Поэтому в периодунеустановившегося режима необходимо анализировать причины каждого резкогоувеличения расхода подпиточной воды и уменьшения расхода дренируемой воды.

5.10 Нарушение плотности тепловой сети при испытании можетбыть выявлено с наибольшей достоверностью в период установившейся максимальнойтемпературы сетевой воды. Резкое отклонение величины подпитки от начальной вэтот период свидетельствует о появлении неплотности в тепловой сети инеобходимости принятия срочных мер по ликвидации повреждения.

5.11 Специально выделенный персонал во время испытаниядолжен объезжать и осматривать трассу тепловой сети (без спуска в тепловыекамеры и туннели) и о выявленных повреждениях (появление парения, воды натрассе сети и др.) немедленно сообщать руководителю испытания. При обнаруженииповреждений, которые могут привести к серьезным последствиям, испытание должнобыть приостановлено до устранения этих повреждений.

5.12 Системы теплопотребления, температура воды в которыхпри испытании превысила допустимые значения: расчетную температуру воды длясистем отопления (для большинства систем она составляет 95°С); 75°С для системгорячего водоснабжения, должны быть немедленно отключены.

5.13 Измерения температуры и давления воды в пунктахнаблюдения заканчиваются после прохождения в данном месте температурной волны ипонижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до 100°С.

Испытание считается законченным после понижения температурыводы в подающем трубопроводе тепловой сети до 70-80°С.

## 6 ВЫЯВЛЕНИЕДЕФЕКТОВ, ОБРАБОТКА И ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВИСПЫТАНИЙ

6.1 По окончании испытания должен быть произведен тщательныйосмотр испытанной тепловой сети, включающий:

а) выявление мест неплотностей трубопроводов, их элементов,сварных соединений;

б) проверку состояния компенсаторов в тепловой сети(целостность и плотность конструкций и сварных соединений, герметичностьуплотнений сальниковых компенсаторов, наличие на поверхности стакановкомпенсаторов следов теплового перемещения трубопроводов (что указывает нафункционирование компенсаторов);

в) проверку состояния неподвижных и подвижных опор,расположенных в доступных для осмотра местах (выявление мест смещения опор,наличия поврежденных элементов);

г) проверку состояния запорной арматуры (целостностьарматуры, плотность фланцевых соединений и сальниковых уплотнений);

д) проведение измерений величин фактических максимальныхперемещений стаканов сальниковых компенсаторов по смещению фиксирующих шайб вместах установки ФМП.

6.2 Для сальниковых компенсаторов, на которыхустанавливались ФМП, производится сопоставление значений фактических итеоретических перемещений стаканов компенсаторов.

Величина теоретического перемещения стакана сальниковогокомпенсатора (концевого сечения трубопровода компенсируемого участка) длястального трубопровода, свободно проложенного в канале, туннеле или надземно,определяется по формуле (мм)

$$D l = a \times D t \times l, \qquad (2)$$

где $a$ — коэффициент термического линейного удлинения трубы [для углеродистой стали $a = 1{,}2 \times 10^{-2}$ мм/(м × °С)];

$Dt$ — разность между максимальной и начальной температурами сетевой воды при испытании, °С;

$l$ — длина участка от неподвижной опоры до концевого сечения

трубопровода (до стакана компенсатора), м.

Величина D/ может быть определена также по номограмме, приведеннойна рисунке 4.

6.3 Величину теоретического перемещения стаканов сальниковыхкомпенсаторов для стальных трубопроводов, проложенных бесканально, можнопринимать по проектным данным на расчет трубопровода или определять расчетнымпутем по методике ВТИ [17].

6.4 Значение фактического максимального перемещения стакановсальниковых компенсаторов должно составлять не менее 75% теоретическогозначения. Меньшее значение свидетельствует о неудовлетворительнойкомпенсирующей способности трубопроводов и оборудования компенсируемого участкатепловой сети и необходимости выявления причин "недокомпенсации".

Причинами "недокомпенсации" могут быть: просадкатеплопровода, вызывающая перекос сальникового компенсатора, смещениенеподвижной опоры, чрезмерное уплотнение сальниковой набивки компенсатора ит.п.

6.5 После проведения испытания должен быть составлен акт,содержащий:

а) краткие данные по режиму испытания:

— максимальные значения температуры сетевой воды в подающеми обратном коллекторах, достигнутые при испытании на источнике тепловойэнергии;

— давление воды в подающем и обратном коллекторах сетевойводы на источнике тепловой энергии;

— расходы сетевой воды;

— максимальные значения температуры воды в подающемтрубопроводе, достигнутые в конечных точках тепловой сети;

— продолжительность поддержания максимальной температурыводы в подающем трубопроводе тепловой сети;

— время пробега "температурной волны" до наиболееудаленных потребителей;

б) перечень выявленных по результатам осмотра дефектов ипредполагаемые причины их возникновения;

в) перечень мероприятий по устранению выявленных дефектов.

Если в процессе испытания наблюдались затруднения с подъемомтемпературы сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети до заданногозначения, имели место большие величины падения температуры по длине сети иливозникали другие трудности, мешавшие обеспечению заданных программой режимовиспытания, все они должны быть отражены в акте. Рекомендуемая форма актаприведена в приложении Б.

Рисунок 4 -Номограмма для определения теоретического перемещения концевого сечениякомпенсируемого участка свободно проложенного стального трубопровода

(в канале, туннеле,надземно).

Ключ DT ® D/ ¬ /

6.6 По окончании испытания эксплуатационный персоналпотребителей тепловой энергии должен произвести осмотр оборудования тепловыхпунктов и систем теплопотребления, находившихся во время испытания в работе.

## 7 МЕРЫБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЯ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХРАБОТ

7.1 При проведении испытания тепловой сети на максимальнуютемпературу теплоносителя (подготовительные работы, собственно испытание,устранение дефектов) должны соблюдаться требования безопасности,предусмотренные [7].

7.2 При испытании тепловой сети на максимальную температурутеплоносителя персоналу запрещается находиться в тепловых камерах и туннелях.

7.3. Во время испытания тепловой сети на максимальнуютемпературу теплоносителя персоналу запрещается производить на тепловой сети иприсоединенных к ней системах теплопотребления какие-либо работы, не связанныес испытанием. В период испытания на трассе тепловой сети не должны находитьсястроители.

7.4 Для своевременного выявления мест повреждения иобеспечения безопасности для окружающих на время испытания на всей трассетепловой сети должны быть расставлены дежурные. Места расположения дежурныхопределяются руководителем испытания исходя из местных условий. Для этой целидолжен выделяться эксплуатационный персонал ОЭТС,

а также может бытьиспользован эксплуатационный персонал потребителей тепловой энергии и персоналсоответствующих служб промышленных предприятий. Привлекаемый персоналпотребителей тепловой энергии и служб промышленных предприятий должен пройтисоответствующий инструктаж под расписку в журнале.

7.5 Особое внимание следует уделять участкам тепловой сетивблизи мест движения пешеходов и транспорта, участкам, где трубопроводытепловой сети проложены бесканально, участкам, где ранее наблюдалиськоррозионные разрушения трубопроводов.

При обнаружении в каком-либо месте тепловой сети признаковутечки теплоносителя (парение, появление горячей воды, образование промоин)необходимо немедленно:

принять меры по ограждению и локализации поврежденногоучастка и, одновременно, оповестить о случившемся руководителя испытаний;организовать на этом участке непрерывное дежурство персонала вплоть доликвидации повреждения или устранения опасности для людей и транспорта.

7.6 До начала испытания необходимо подготовить и проверитьсредства связи для обеспечения бесперебойной связи руководителя испытания сдежурным персоналом на тепловой сети, источнике тепловой энергии инаблюдателями на тепловых пунктах систем теплопотребления.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

**ТЕРМИНЫ ИОПРЕДЕЛЕНИЯ**

| Термины | Определения |
|---|---|
| Владелец трубопровода | Предприятие (организация), на балансе которого находится трубопровод и администрация которого несет юридическую и уголовную ответственность за безопасную его эксплуатацию [5] |
| Дефект | Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям [18], [20] |
| Закрытая водяная система теплоснабжения | Водяная система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель и из сети не отбирается [9] |
| Источник тепловой энергии (источник теплоты) | Энергоустановка, предназначенная для производства тепловой энергии [9] |
| Камера тепловой сети | Сооружение на тепловой сети для размещения и обслуживания оборудования, приборов и арматуры [19], [6] |
| Компенсатор | Устройство, применяемое для защиты трубопроводов от возникновения напряжений при температурных деформациях [6] |
| Надежность | Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.<br><br>Примечание - Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или отдельные сочетания этих свойств [18] |
| Опора неподвижная | Опора, фиксирующая отдельные точки трубопровода и воспринимающая усилия, возникающие в нем вследствие температурных деформаций и внутреннего давления [19], [6] |
| Опора подвижная | Опора, воспринимающая массу трубопровода и обеспечивающая ему свободное перемещение при температурных деформациях [19], [6] |
| Открытая водяная система теплоснабжения | Водяная система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, частично или полностью отбирается из системы потребителями тепловой энергии [9] |
| Отопительный период | Время в часах или сутках в год, в течение которого производится отпуск тепловой энергии на отопление [6] |
| Отказ | Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [18] |
| Повреждение | Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния [18] |
| Потребитель тепловой энергии (абонент) | Юридическое или физическое лицо, осуществляющее пользование тепловой энергией (мощностью) и теплоносителями [6] |
| Система теплопотребления | Комплекс теплопотребляющих установок с соединительными трубопроводами и тепловыми сетями, которые предназначены для удовлетворения одного или нескольких видов тепловой нагрузки (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технологические нужды) [9] |

| | |
|---|---|
| Тепловой пункт | Тепловой узел, предназначенный для распределения теплоносителя по видам теплового потребления [9] |
| Тепловая сеть | Совокупность устройств, предназначенных для передачи и распределения тепловой энергии потребителям [9] |
| Элемент трубопровода | Сборочная единица трубопровода горячей воды или пара, предназначенная для выполнения одной из основных функций трубопровода (например, прямолинейный участок, колено, тройник, конусный переход, фланец и др.) [5] |
| Зависимая схема присоединения систем отопления | Схема присоединения, при которой вода из тепловой сети непосредственно поступает в систему отопления через водоструйные смесители (элеваторы) или с помощью подмешивающих насосов |
| Независимая схема присоединения систем отопления | Схема присоединения, при которой вода из тепловой сети в теплообменниках нагревает вторичный теплоноситель, поступающий в отопительную систему |

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

**ФОРМА АКТА**

**ОБ ИСПЫТАНИИВОДЯНОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ**

**НА МАКСИМАЛЬНУЮТЕМПЕРАТУРУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

**(рекомендуемая)**

Организация, эксплуатирующая тепловые сети (ОЭТС)_____

Район ОЭТС_____ источник тепловой энергии_____

Мы, нижеподписавшиеся, _____

технический руководитель ОЭТС, должность, ф.и.о.

начальник района ОЭТС _____

ф.и.о.

руководитель испытаний, назначенный Приказом от _____, №_____

должность,ф.и.о.

составили настоящий Акт о том, что на тепловой сети(магистрали № _____) от _____

источник тепловой энергии

было проведено испытание на максимальную температурутеплоносителя.

**1. Режим испытания**

а) температура сетевой воды:

— максимальная температура сетевой воды в подающемтрубопроводе на выводе от источника тепловой энергии, достигнутая прииспытании, ____ °С;

— максимальная температура сетевой воды в обратномколлекторе на источнике тепловой энергии, ____ °С;

— максимальная температура сетевой воды в подающемтрубопроводе в конечных точках тепловой сети (на тепловых пунктах наиболееудаленных систем теплопотребления), ___ °С;

б) давление сетевой воды:

— в подающем коллекторе на источнике тепловой энергии_____ МПа (кгс/см$^2$);

в обратном коллекторе на источнике тепловой энергии ___ МПа(кгс/см$^2$);

в) расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выводе отисточника тепловой энергии _____ м$^3$/ч;

г) расход подпиточной воды (макс.) _____ м$^3$/ч;

д) продолжительность полдержания максимальной температурысетевой воды на источнике тепловой энергии _____ ч;

е) время пробега "температурной волны" до наиболееудаленных потребителей _____ ч.

2. Перечень потребителей тепловой энергии, которыеотключались на период испытания:

_____

3. Перечень повреждений (дефектов), имевших место прииспытании и выявленных при окончательном осмотре сети, и предполагаемые причиныих возникновения:

_____

4. Мероприятия, проведенные для устранения выявленных повреждений(дефектов):

_____

5. Перечень затруднений и неполадок, имевших место присоздании и поддержании режимов испытания; меры, принятые для их устранения: _____

Подписи:

Технический руководитель ОЭТС _____

Начальник района ОЭТС _____

Руководитель испытаний _____

**Списокиспользованной литературы**


1. Правила технической эксплуатации электрических станций исетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95.- М: СПО ОРГРЭС, 1996.

2. Федеральный закон "О промышленной безопасностиопасных производственных объектов". Москва, № 116-ФЗ от 21.07.97.

3. Постановление Федерального горного и промышленногонадзора России (Госгортехнадзора России) № 45 от 25.06.99 "О соблюдениитребований Правил и норм безопасности при эксплуатации теплоэнергетическогооборудования предприятиями и организациями РАО "ЕЭС России".

4. Приказ РАО "ЕЭС России" № 295 от 13.08.99"О выполнении Постановления Госгортехнадзора России от 25.06.99 №45".

5. Правила устройства и безопасной эксплуатациитрубопроводов пара и горячей воды: ПБ 03-75-94. — М.: ПИО ОБТ, 2000.

6. Типовая инструкция по технической эксплуатации системтранспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей): РД153-34.0-20.507-98. -М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

7. Правила техники безопасности при эксплуатациитепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: РД34.03.201-97. — М.: ЭНАС, 1997.

8. Методические указания по испытаниям водяных тепловыхсетей на расчетную температуру теплоносителя: МУ 34-70-150-86.- М.: СПОСоюзтехэнерго, 1987.

9. Правила эксплуатации теплопотребляющих установок итепловых сетей потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатациитеплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. — М.:Энергоатомиздат, 1992.

10. Правила разработки предписаний, циркуляров, оперативныхуказаний, руководящих документов и информационных писем в электроэнергетике: РД153-34.0-01.103-2000.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000.

11. Руководящий документ. Номенклатура документовэлектроэнергетической отрасли: РД 34.01.101-93.- М.: СПО ОРГРЭС, 1994.

12. СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализациязданий.

13. ГОСТ 8.563.1-97. Государственная система обеспечениядинства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методомпеременного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури,установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия.

14. ГОСТ 8.563.2-97. Государственная система обеспечениядинства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методомпеременного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающихустройств.

15. ГОСТ 8.563.3-97. Государственная система обеспечениядинства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методомпеременного перепада давления. Процедура и модуль расчетов. Программноеобеспечение.

16. Методические указания. Расход жидкостей и газов.Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств: РД50-411-83.— М.: Издательство стандартов, 1984.

17. Соколов Е.Я., Скворцов А.А., Заверткин И.А. Исследованиекомпенсационных деформаций и напряжений бесканальных теплопроводов.Теплоэнергетика, 1983, № 4.

18. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия.Термины и определения.

19. СНиП 2.04.07-86*. Тепловые сети. - М.: Минстрой России,1994.

20. ГОСТ 15467-79. Управление качеством продукции. Основныепонятия. Термины и определения.

Ключевые слова: водяные тепловые сети, испытания,максимальная температура теплоносителя, температурная компенсация, выявлениедефектов.

**СОДЕРЖАНИЕ**

1 Общие положения

2 Режимы испытания

3 Измеряемые параметры. Средства измерений

4 Подготовительные работы

5 Порядок проведения испытания

6 Выявление дефектов, обработка и оценка результатовиспытаний

7 Меры безопасности при проведении испытания иподготовительных работ

Приложение А Термины и определения

Приложение Б Форма акта об испытании водяной тепловой сетина максимальную температуру теплоносителя (рекомендуемая)

Список использованной литературы