МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

ОТ 14 МАЯ 2025 ГОДА № 511

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК

См. Сравнительный анализ Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от 14 мая 2025 года № 511, с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденными приказом Минэнерго России от 24 марта 2003 года № 115.

В соответствии с частью 1 статьи 23 2 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" и подпунктом 4.2.14 14 пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400,
приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Правила технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.

2. Признать утратившим силу приказ Минэнерго России от 24 марта 2003 г. № 115 "Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" (зарегистрирован Минюстом России 2 апреля 2003 г., регистрационный № 4358) с 1 сентября 2025 г.

3. Настоящий приказ вступает в силу с 1 сентября 2025 г. и действует до 1 сентября 2030 г.

Министр
С.Е.Цивилев

Зарегистрировано

в Министерстве юстиции

Российской Федерации

2 июня 2025 года,

регистрационный № 82505

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящие Правила устанавливают обязательные требования к безопасной эксплуатации (далее - эксплуатация) объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок и входящих в их состав зданий, помещений, сооружений и оборудования (далее - объекты теплоснабжения и теплопотребляющие установки), в том числе требования к подготовке работников к выполнению трудовых функций в сфере теплоснабжения, связанных с эксплуатацией объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, и подтверждению готовности работников к выполнению таких трудовых функций, а также требования к диспетчерскому управлению системами теплоснабжения, ведению водно-химического режима в системах теплоснабжения, пусконаладочным работам объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок (далее - обязательные требования).

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

2. Настоящие Правила обязательны при эксплуатации следующих объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок в составе систем теплоснабжения с теплоносителями пар и (или) вода:

1) паровых и водогрейных котельных, включая встроенные, пристроенные и крышные, за исключением котельных или котлов в составе единого технологического процесса производства и потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя только для производственных целей;

2) источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии без подключения к Единой энергетической системе России[1] или технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам;

---

[1] Абзац четвертый статьи 3 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике".

3) источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии[2], в части требований:

---

[2] Пункты 3 и 25 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

к диспетчерскому управлению системами теплоснабжения;

к показателям качества сетевой и подпиточной воды;

к эксплуатации баков-аккумуляторов горячей воды;

к эксплуатации станционных теплофикационных трубопроводов и тепловых сетей;

4) тепловых сетей, включая трубопроводы горячего водоснабжения;

5) тепловых пунктов всех типов и узлов ввода;

6) теплопотребляющих установок систем теплоснабжения, за исключением установок, эксплуатация которых осуществляется в составе единого технологического процесса производства и потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя на промышленных предприятиях;

7) систем теплоснабжения.

3. Настоящие Правила обязательны для исполнения всеми организациями независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, индивидуальными предпринимателями и физическими лицами, осуществляющими эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, а также выполняющими работы (услуги), связанные с их обслуживанием, диагностированием, ремонтом, техническим перевооружением, реконструкцией, консервацией, наладкой и испытаниями.

4. В отношении опасных производственных объектов требования настоящих Правил распространяются только в части требований, не предусмотренных законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК

5. Эксплуатация объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок должна включать реализацию лицами, перечисленными в пункте 3 настоящих Правил, осуществляющими эксплуатацию (далее - эксплуатирующие организации), следующих функций, обусловленных технологическими процессами производства, передачи и потребления тепловой энергии, теплоносителя:

1) ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации;

2) использование по назначению;

3) диспетчерское управление системами теплоснабжения;

4) контроль и наладку теплоснабжающими и теплосетевыми организациями режимов теплоснабжения;

5) контроль и наладку организациями, эксплуатирующими теплопотребляющие установки, режимов потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя;

6) контроль теплоснабжающими и теплосетевыми организациями режимов потребления тепловой энергии (или) теплоносителя, выдачу потребителям уведомлений о нарушениях режимов потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя, консультационную помощь в наладке этих режимов;

7) эксплуатационный контроль;

8) определение технического состояния объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок (далее - техническое диагностирование);

9) техническое освидетельствование, испытания, опробование, эксплуатационные измерения параметров и показателей режимов работы, обследование технического состояния, осмотр (визуальный и измерительный) оборудования и систем;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

10) обеспечение срока службы, включая защиту от коррозии;

11) техническое обслуживание и ремонт;

12) консервацию;

13) ведение документации, обеспечение ее доступности для персонала и сохранности.

6. Руководитель эксплуатирующей организации (структурного подразделения) должен обеспечить:

1) разработку и утверждение положения о технической политике организации, в том числе включающего требования:

к закупаемым и используемым материалам и оборудованию в части их характеристик и качества;

к методам технического диагностирования;

к методам обеспечения срока службы;

к методам и объему эксплуатационного контроля;

к информационным системам и автоматизированным системам управления;

к разработке и применению в организации измеряемых параметров и расчетных показателей, характеризующих эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

к качеству работы эксплуатационного персонала;

по обеспечению безопасности, надежности и эффективности эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, эффективности работы персонала организации;

2) разработку и утверждение перечня документации эксплуатирующей организации, включающего состав и формы этой документации;

3) укомплектование рабочих мест технологическими схемами и технической документацией, утвержденными инструкциями по эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок (далее - эксплуатационные инструкции) и должностными инструкциями, положениями о подразделениях эксплуатирующей организации;

4) разработку и утверждение порядка организации и проведения обходов и осмотров рабочих мест, включающего определение перечня рабочих мест, состава оперативной и (или) эксплуатационной документации на каждом рабочем месте, лиц, выполняющих обходы и осмотры, периодичность обходов и осмотров, маршрутные карты обходов и осмотров каждого рабочего места, информирование ответственных лиц о выявленных нарушениях и отклонениях, разработку мероприятий по их устранению;

5) разработку и утверждение порядка организации и проведения технического обслуживания и ремонта объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, включающего требования к технологическим картам выполнения технического обслуживания и текущего ремонта (в том числе технического диагностирования), периодичность технического обслуживания и текущего ремонта, максимальную допустимую периодичность среднего и капитального ремонта, объем применения ремонта по техническому состоянию, порядок проверки качества технического обслуживания и ремонта;

6) разработку и утверждение положения о метрологическом обеспечении;

7) передачу органам федерального государственного энергетического надзора данных для учета объектов контроля, сведений о соблюдении обязательных требований, о выполнении предписаний органов федерального государственного энергетического надзора;

8) учет и анализ технологических нарушений в работе объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, несчастных случаев и принятие мер по предупреждению аварийности и травматизма;

9) организацию расследования причин аварийных ситуаций в соответствии с законодательством Российской Федерации о теплоснабжении;

10) разработку и утверждение перечня документов для проверки знаний настоящих Правил, должностных и эксплуатационных инструкций, документов эксплуатирующей организации, необходимых для исполнения работниками их должностных обязанностей;

11) готовность персонала эксплуатирующей организации к выполнению функциональных обязанностей в соответствии с требованиями настоящих Правил, профессиональных стандартов и путем определения в положениях о подразделениях, должностных инструкциях руководителей организации и подразделений их обязанностей и полномочий по проведению работы с персоналом, осуществления личного контроля за полнотой и эффективностью работы с персоналом.

7. Организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации должны быть назначены ответственный или ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок (далее - ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию), определены закрепленные за ними объекты теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок и границы эксплуатационной ответственности этих лиц, порядок их взаимодействия и лица их замещающие.

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию в пределах своих полномочий должен обеспечить:

1) утверждение графиков проверки знаний настоящих Правил и документов, включенных в перечень документов для проверки знаний у персонала эксплуатирующей организации;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

2) контроль состояния закрепленных за ним объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, включая их осмотр с периодичностью, установленной в эксплуатационных инструкциях, и фиксацию результатов осмотра в оперативном журнале;

3) выполнение персоналом обязательных требований и эксплуатационных инструкций;

4) проведение технического освидетельствования, технического диагностирования, технического обслуживания, ремонта, наладки и испытаний закрепленных за ним объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

5) контроль качества ремонта закрепленных за ним объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

6) эксплуатацию оборудования, работающего под избыточным давлением, с исправными, отрегулированными, опломбированными предохранительными устройствами (клапанами), предусмотренными проектной документацией и технической документацией организации-изготовителя;

7) внесение записей о выполненном техническом диагностировании, испытаниях, ремонтах, модернизации, реконструкции в документацию, содержащую техническую информацию, основные параметры работы оборудования, характеристики зданий, сооружений, дымовых труб (далее - паспорт оборудования, зданий, сооружений, дымовой трубы);

8) внесение информации о выполненном техническом освидетельствовании в документацию, содержащую техническую информацию, основные параметры работы оборудования, работающего под давлением (далее - паспорт оборудования, работающего под избыточным давлением);

9) проведение противоаварийных тренировок;

10) организацию выполнения на закрепленном за ним оборудовании мероприятий, необходимость проведения которых обусловлена выявлением технологических нарушений и (или) наступлением несчастных случаев.

8. В процессе эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок должны осуществляться обходы и осмотры рабочих мест, в том числе в ночное время, в соответствии с порядком организации и проведения обходов и осмотров рабочих мест, утверждаемым руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

9. Порядок организации и проведения обходов и осмотров рабочих мест должен содержать положения по проверке:

1) выполнения персоналом требований должностных и эксплуатационных инструкций;

2) соблюдения персоналом порядка сдачи-прием смены, производственной и трудовой дисциплины;

3) наличия и ведения оперативной документации, предусмотренной в пункте 114 настоящих Правил;

4) выполнения работ повышенной опасности по наряду-допуску;

5) поддержания персоналом гигиены труда на рабочем месте;

6) исправности и наличия на рабочих местах предохранительных приспособлений и средств защиты.

10. Результаты обхода и осмотра рабочих мест должны вноситься в оперативные журналы в течение 1 рабочего дня со дня завершения обхода и (или) осмотра.

11. Эксплуатирующей организацией должен осуществляться контроль наличия и скорости протекания процесса наружной и внутренней коррозии поверхностей нагрева котлов, трубопроводов тепловой сети и другого оборудования объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок.

12. Типовой (минимальный) объем работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) в технологических картах выполнения технического обслуживания и текущего ремонта, разрабатываемых в соответствии с порядком организации и проведения технического обслуживания и ремонта объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, технической документацией организаций-изготовителей, опытом и условиями эксплуатации.

13. Сведения о выполнении технического обслуживания и текущего ремонта, их результатах должны вноситься в журнал, предусмотренный в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в течение 1 рабочего дня со дня завершения выполнения таких ремонтов.

Объем работ при среднем и капитальном ремонте объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

14. Приемка объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок из ремонта производится:

1) после текущего ремонта - лицом (лицами), ответственным (ответственными) за исправное состояние и безопасную эксплуатацию;

2) после среднего ремонта объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, закрепленных за ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, - таким ответственным;

3) после среднего ремонта объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок в пределах границ ответственности двух и более ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, а также после их капитального ремонта - техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) или назначаемой им комиссией.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

15. Результаты приемки объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок после ремонта оформляются актами с приложением ведомостей дефектов, протоколов испытаний и наладки (при их проведении).

16. Оборудование объектов теплоснабжения, работающее под избыточным давлением, в период эксплуатации должно подвергаться техническим освидетельствованиям, которые включают комплекс работ по определению фактического состояния оборудования, его работоспособности. Порядок проведения технического освидетельствования определяется настоящими Правилами, а объем выполняемых работ - эксплуатационными инструкциями.

Запрещается эксплуатация объектов теплоснабжения после истечения срока очередного технического освидетельствования или выявления дефектов, угрожающих нарушению безопасной эксплуатации, а также при отсутствии или неисправности элементов защит.

17. Эксплуатирующие организации должны проводить периодические и внеочередные технические освидетельствования.

Техническое освидетельствование оборудования, работающего под избыточным давлением, должен проводить ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию этого оборудования.

Техническое освидетельствование оборудования, работающего под избыточным давлением, должно состоять из наружного и внутреннего осмотров (визуального и измерительного), гидравлического испытания на прочность и плотность этого оборудования.

При техническом освидетельствовании допускается применение иных методов и средств неразрушающего контроля технического состояния.

При техническом освидетельствовании допускается замещение наружного и внутреннего осмотра, гидравлического испытания на прочность и плотность методами неразрушающего контроля технического состояния, если это не запрещено технической документацией организации-изготовителя.

18. Наружный и внутренний осмотр оборудования, работающего под избыточным давлением, проводится в доступных местах в целях выявления:

1) трещин, надрывов, деформаций (отдулин, выпучин, вмятин) и дефектов поверхности;

2) коррозии;

3) нарушений плотности и прочности сварных, заклепочных и вальцовочных соединений;

4) повреждений обмуровки, которые могут вызывать недопустимый нагрев элементов оборудования.

19. По требованию ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию футеровка, обмуровка и изоляция должны быть удалены, если имеются признаки, указывающие на возможное наличие под ними дефектов, влияющих на безопасность оборудования, работающего под избыточным давлением. После устранения дефекта футеровка, обмуровка и изоляция должны быть восстановлены.

20. Гидравлическое испытание на прочность и плотность оборудования, работающего под избыточным давлением, должно проводиться в целях выявления дефектов оборудования и его элементов, плотности их соединений.

Для гидравлических испытаний на прочность и плотность должна применяться вода с температурой не ниже 5 градусов Цельсия (далее - °C) и не выше 40°C.

21. Давление воды при гидравлическом испытании следует контролировать не менее чем двумя манометрами. Оба манометра выбираются одного типа, предела измерения, одинакового класса точности (не ниже 1,5) и цены деления.

22. Оборудование и его элементы, в которых при гидравлическом испытании на прочность и плотность выявлены дефекты, не позволившие обеспечить время выдержки при пробном давлении в соответствии с требованиями настоящих Правил, после их устранения должны подвергаться повторным гидравлическим испытаниям пробным давлением.

23. Если при техническом освидетельствовании установлено, что оборудование, работающее под избыточным давлением, вследствие имеющихся дефектов или нарушений находится в состоянии, опасном для дальнейшей его эксплуатации, то продолжение работы этого оборудования запрещается.

24. Решение о выводе из эксплуатации принимается в следующих случаях:

1) уменьшение толщины стенки оборудования вследствие коррозионного или эрозионного износа сверх минимального значения, установленного расчетом на прочность;

2) наличие отложений на обогреваемых элементах оборудования, приводящих к перегреву и пережогу металла элементов, толщина которых превышает допустимое значение, установленное технической документацией организаций-изготовителей оборудования (выявление данного дефекта осуществляется при проведении осмотров оборудования, а также косвенно о его наличии могут свидетельствовать увеличение гидравлического сопротивления в тракте оборудования, снижение температуры рабочей среды на выходе из оборудования вследствие ухудшения теплообмена);

3) наличие трещин всех видов и направлений (усталостных, термических, коррозионных), а также иных эксплуатационных дефектов в основном металле, сварных, вальцовочных, заклепочных и разъемных соединениях оборудования, величина которых превышает значения, установленные в проектной документации и (или) технической документации организаций-изготовителей оборудования;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

4) наличие повреждений обмуровки оборудования, которые могут вызвать опасность перегрева металла его элементов, а также создают угрозу травмирования обслуживающего персонала, в том числе сквозные трещины, полное или частичное разрушение (обрушение) обмуровки топки котла, огнезащитной обмуровки (торкрета) и футеровки обогреваемых элементов оборудования;

5) наличие повреждений (в том числе трещин, деформаций) опорных металлоконструкций (каркаса) оборудования, влияющих на их несущую способность.

25. Фактическая работоспособность при техническом освидетельствовании оборудования, работающего под избыточным давлением, в зависимости от вида и характера дефектов должна устанавливаться в соответствии с указаниями руководства (инструкции) по эксплуатации организации-изготовителя.

Результаты технического освидетельствования оборудования, работающего под избыточным давлением, разрешенное рабочее давление и срок следующего технического освидетельствования должны быть записаны в паспорта данного оборудования ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию. При внеочередном техническом освидетельствовании в паспортах оборудования должны указываться причины, вызвавшие необходимость такого освидетельствования.

26. По результатам гидравлических испытаний на прочность и плотность должен быть составлен акт, утверждаемый техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), в котором отражаются условия проведения испытаний и выявленные дефекты.

27. Продление срока службы оборудования, отработавшего установленный в технической документации организации-изготовителя или проектной документации срок службы, должен осуществлять технический руководитель эксплуатирующей организации (структурного подразделения) на основании результатов технического диагностирования оборудования. При отсутствии информации о сроке службы в технической документации организации-изготовителя или проектной документации, он устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), основываясь на сроках службы аналогичного (подобного) оборудования.

28. В эксплуатирующей организации должен быть определен и иметься запас материалов, запорной арматуры, запасных частей, средств механизации для выполнения срочных внеплановых (аварийных) ремонтных работ. Объем и сроки пополнения запаса определяются руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

29. При перерыве в использовании на срок не менее шести месяцев подряд, а также при хранении оборудование подлежит предохранению от коррозии, механических и других воздействий на период временного бездействия (далее - консервация) или хранения.

Решение о консервации оборудования принимается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) и оформляется организационно-распорядительным документом.

Выбор способа консервации осуществляется техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) на основании технической документации организаций-изготовителей и длительности хранения или временного неиспользования оборудования, характеристик внешней среды.

Порядок проведения подготовительных работ, консервации, наблюдения в период консервации, расконсервации, устанавливаются в программе консервации, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

В эксплуатирующей организации должны вестись и храниться паспорта на объекты теплоснабжения и (или) теплопотребляющие установки.

Перечень паспортов и их форма утверждаются организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

30. Паспорта должны содержать в том числе информацию о:

1) месте нахождения, назначении, составе и характеристиках;

2) дате ввода в эксплуатацию;

3) автоматизированных системах управления и контроля технического состояния, результатах их первичных и периодических испытаний;

4) изменениях конструкции и (или) технических характеристик;

5) сроке службы (ресурсе), установленном организацией-изготовителем и (или) назначенном по результатам оценки технического состояния;

6) ответственном за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, номере и дате организационно-распорядительного документа о его назначении, о назначении на период его отсутствия замещающего лица;

7) проведенных ремонтах, испытаниях;

8) результатах технических освидетельствований оборудования, работающего под избыточным давлением.

31. В случае утраты, утери или невозможности дальнейшего использования по причине износа паспорта, он должен быть восстановлен.

Допускается ведение и хранение паспортов с использованием технических средств, позволяющих осуществлять хранение и отображение информации в электронном виде.

32. В эксплуатирующей организации в порядке, определенном руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), должна храниться проектная и эксплуатационная документация, включая:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

1) утвержденную проектную документацию с внесенными изменениями;

2) исполнительную техническую документацию, в том числе чертежи и схемы, предусмотренные законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности;

3) акты приемки работ, испытаний оборудования объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки, установленные требованиями Правил выдачи разрешений на допуск в эксплуатацию энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 85 (в соответствии с пунктом 4 постановления Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 85 данный акт действует до 01.01.2027);

4) техническую документацию организаций-изготовителей оборудования, чертежи;

5) технические отчеты по выполненным режимно-наладочным испытаниям;

6) перечни оптимальных значений параметров и режимных требований по безопасной эксплуатации, составленные по результатам режимно-наладочных испытаний объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок (далее - режимные карты);

7) эксплуатационную и ремонтную документацию, акты испытаний, наладки, промывки, журналы, в которых содержится информация по осмотрам, обследованиям и дефектам.

33. Допускается ведение и хранение документации с использованием технических средств, позволяющих осуществлять хранение и отображение информации в электронном виде. Порядок перехода на ведение и хранение документации в электронном виде определяется руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

При смене эксплуатирующей организации, организация, которая прекращает эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, обязана передать всю документацию, которая ведется и хранится в соответствии с требованиями настоящих Правил, новой эксплуатирующей организации[3].

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

---

[3] Часть 8 статьи 55.25 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

На рабочих местах оперативного персонала эксплуатирующей организации должна вестись оперативная документация, перечень и требования к ведению которой устанавливаются организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации на основании требований настоящих Правил.

34. На каждой единице оборудования должна быть предусмотрена табличка или нанесена надпись с указанием номера оборудования по системе нумерации, принятой в эксплуатирующей организации.

На каждом котле, насосе, сосуде, баке, а также другом оборудовании, определенном в эксплуатационных инструкциях, должна быть табличка с указанием технической информации. Перечень технической информации определяется в эксплуатационных инструкциях.

Нумерация оборудования должна быть аналогичной нумерации в технологических схемах и эксплуатационных инструкциях.

35. В эксплуатирующих организациях должны быть разработаны и утверждены техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) эксплуатационные инструкции, регламентирующие выполнение работ и операций на объектах теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установках. Перечень эксплуатационных инструкций определяется в перечне документации эксплуатирующей организации.

Эксплуатационные инструкции должны составляться с соблюдением требований проектной документации, технической документации организаций-изготовителей, настоящих Правил.

36. Эксплуатационные инструкции должны содержать, в том числе:

1) назначение инструкции и перечень должностей, для которых знание инструкции обязательно;

2) техническое описание и параметры оборудования;

3) критерии безопасного состояния и безопасных режимов работы, определенные технической документацией организаций-изготовителей и (или) проектной документацией;

4) порядок подготовки к пуску, проведения пуска, останова в процессе эксплуатации и при нарушениях в работе, включая порядок включения в работу резервного оборудования, постоянно находящегося в готовности;

5) случаи, при которых оборудование, объект теплоснабжения и (или) теплопотребляющая установка должны быть незамедлительно остановлены (отключены) действием устройств защиты или персоналом;

6) порядок технического обслуживания, допуска к осмотру, ремонту, испытаниям, техническому диагностированию, указания по ремонту;

7) периодичность включения в работу оборудования, находящегося в резерве;

8) порядок и периодичность проверки устройств и систем сигнализации, защит и блокировок;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

9) перечень показаний контрольно-измерительных приборов, которые должны заноситься в суточную ведомость;

10) порядок оповещения персонала, руководителей эксплуатирующей организации (структурного подразделения) и чрезвычайных служб;

11) перечень возможных неисправностей и мер по их устранению;

12) перечень использованных при составлении инструкции документов;

13) случаи, при которых не допускается пуск оборудования и выполнение отдельных операций при его работе.

37. Персонал обязан знать эксплуатационные инструкции и быть ознакомлен с ними под подпись. Эксплуатационные инструкции должны храниться на рабочем месте персонала на бумажном носителе или с использованием технических средств, позволяющих осуществлять хранение и отображение информации в электронном виде.

38. Эксплуатационные инструкции должны пересматриваться и переутверждаться не реже 1 раза в 3 года.

39. В эксплуатирующих организациях должны быть разработаны и утверждены техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) инструкции по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, включающие:

1) перечень возможных аварийных ситуаций;

2) порядок действий по предотвращению развития аварийных ситуаций;

3) порядок действий персонала при их возникновении и (или) опасности выхода параметров работы за допустимые значения.

40. Персонал обязан знать инструкции по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций и быть ознакомлен с ними под подпись. Инструкции по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций должны храниться на рабочем месте персонала на бумажном носителе или на технических средствах, позволяющих осуществлять хранение и отображение информации в электронном виде.

41. Все изменения на объектах теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установках, выполненные в процессе эксплуатации, включая алгоритмы средств управления, должны быть учтены в эксплуатационных инструкциях, технологических схемах и чертежах до начала работы объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок.

Изменения конструкции или состава оборудования, технологической схемы его работы должны осуществляться на основании проектной документации или изменений в нее в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

42. Технологические схемы размещаются в помещении объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки, а схемы тепловых сетей - на источнике (источниках) тепловой энергии данной системы теплоснабжения (в помещении дежурного персонала каждого источника тепловой энергии) и в помещении диспетчерской службы тепловой сети.

Допускается размещение схем на технических средствах, позволяющих осуществлять хранение и отображение информации в электронном виде.

43. Персонал, для которого обязательно знание эксплуатационных инструкций и технологических схем, должен быть ознакомлен с внесенными в них изменениями под подпись на листах ознакомления, являющихся неотъемлемой частью эксплуатационных инструкций. Организации, эксплуатирующие объекты теплоснабжения и теплопотребляющие установки, обязаны осуществлять подготовку указанных объектов и установок к работе в отопительный период в целях выполнения требований по обеспечению готовности к отопительному периоду, предусмотренных законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

44. Руководитель эксплуатирующей организации (структурного подразделения) должен обеспечить разработку и утверждение положения о метрологическом обеспечении, включающего:

1) порядок организации эксплуатации средств измерений и другого оборудования, применяемого в целях метрологического обеспечения;

2) установление метрологических характеристик применяемых средств измерений;

3) порядок организации и осуществления метрологического контроля;

4) требования по составлению и ведению перечня измерений, осуществляемых вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений, и по ведению и выполнению графиков добровольных поверки и (или) калибровки соответствующих средств измерений, в том числе эталонов (калибраторов), используемых для добровольных поверки и (или) калибровки средств измерений, выполняемых собственными силами эксплуатирующей организации;

5) требования по проведению добровольных поверки и (или) калибровки средств измерений.

45. Организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации (структурного подразделения) должны быть назначены ответственные (ответственный) за метрологическое обеспечение эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

46. Ответственный за метрологическое обеспечение эксплуатирующей организации в пределах своих полномочий должен обеспечить:

выполнение требований, определяемых положением о метрологическом обеспечении эксплуатирующей организации;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

контроль за техническим состоянием закрепленных средств измерений;

соблюдение графиков поверки и (или) калибровки средств измерений;

соблюдение требований законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

47. В процессе эксплуатации должен осуществляться контроль наличия на шкалах манометров, установленных на котлах и сосудах, работающих под избыточным давлением, красной черты или прикрепленной взамен красной черты к корпусу манометра пластины (скобы) из металла или иного материала достаточной прочности, окрашенной в красный цвет и плотно прилегающей к стеклу манометра, нанесенной по делению, соответствующему:

в сосуде - разрешенного рабочего давления в нем;

в котле - разрешенного рабочего давления в нем.

48. Наносить красную черту на стекло краской запрещается.

49. Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были видны обслуживающему персоналу, при этом циферблат манометра должен находиться в вертикальной плоскости или с наклоном вперед до 30 градусов. Предел рабочего давления должен находиться во второй трети циферблата манометра, а его относительная погрешность показаний не должна превышать 2,5%.

III. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ, ЕГО ПОДГОТОВКЕ И ПОДТВЕРЖДЕНИЮ ГОТОВНОСТИ К ВЫПОЛНЕНИЮ ТРУДОВЫХ ФУНКЦИЙ

50. Эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок должен осуществлять персонал эксплуатирующей организации, прошедший проверку знаний настоящих Правил, имеющий образование, соответствующее их должностям и квалификационным требованиям.

51. Необходимый уровень квалификации персонала эксплуатирующей организации определяется руководителем эксплуатирующей организации, с указанием уровня квалификации в утвержденных положениях о структурных подразделениях и службах организации и (или) должностных инструкциях работников.

52. Для целей организации и проведения работы с персоналом, эксплуатирующим объекты теплоснабжения и (или) теплопотребляющие установки, персонал эксплуатирующей организации подразделяется на категории:

руководящие работники эксплуатирующей организации;

руководители структурных подразделений;

управленческий персонал и специалисты;

оперативные руководители;

оперативный персонал;

диспетчерский персонал;

оперативно-ремонтный персонал;

ремонтный персонал.

53. Отнесение работников к конкретной категории персонала определяется в должностных инструкциях.

54. Для отдельных работников эксплуатирующей организации должны устанавливаться следующие обязательные формы работы с персоналом:

1) для руководящих работников эксплуатирующей организации, руководителей структурных подразделений, управленческого персонала и специалистов:

обучение по охране труда и проверка знания требований охраны труда в соответствии с требованиями трудового законодательства Российской Федерации;

проверка знаний документов, включенных в перечень документов для проверки знаний;

2) для оперативных руководителей, оперативного персонала, диспетчерского персонала, оперативно-ремонтного персонала:

обучение по охране труда и проверка знания требований охраны труда в соответствии с требованиями трудового законодательства Российской Федерации, а также обучение на рабочем месте для практического освоения навыков выполнения работы, осуществляемое при подготовке персонала по новой должности (далее - стажировка);

проверка знаний документов, включенных в перечень документов для проверки знаний;

выполнение работником функциональных обязанностей под наблюдением лица, ответственного за подготовку работника (далее - дублирование);

специальная подготовка;

производственный инструктаж;

противоаварийные тренировки;

3) для ремонтного персонала:

обучение по охране труда и проверка знания требований охраны труда в соответствии с требованиями трудового законодательства Российской Федерации, а также стажировка;

проверка знаний в объеме требований квалификационных характеристик.

55. Стажировка осуществляется до проверки знаний по программам, разработанным для каждой должности и рабочего места и утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

подразделения), и оформляется организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации (структурного подразделения), в котором указываются срок стажировки и работник, под руководством которого проводится стажировка.

Продолжительность стажировки устанавливается индивидуально, в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы, профессии (должности) обучаемого и должна составлять не менее 2 смен и не более 180 смен.

56. Руководитель эксплуатирующей организации (структурного подразделения) может освобождать работника, имеющего стаж работы по специальности не менее 3 лет и переходящего на другое рабочее место, от обязанности прохождения стажировки, если характер его работы и тип оборудования, на котором он работал ранее, не меняется.

57. В процессе стажировки работник обязан:

1) освоить практическое применение на рабочем месте требований настоящих Правил;

2) изучить схемы, документы, знание которых обязательно для работы в данной должности (профессии), в соответствии с перечнем документов для проверки знаний, указанном в подпункте 10 пункта 6 настоящих Правил;

3) отработать ориентирование на своем рабочем месте;

4) приобрести необходимые практические навыки в выполнении производственных операций.

58. Проверка знаний подразделяется на первичную, очередную и внеочередную.

59. Первичная проверка знаний документов, знание которых обязательно для работы в данной должности (профессии), в соответствии с перечнем документов для проверки знаний, указанном в подпункте 10 пункта 6 настоящих Правил, производится у работников, впервые поступивших на работу, связанную с эксплуатацией объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, а также при перерыве в проверке знаний более 3 лет.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

60. Очередная проверка знаний оперативных руководителей, оперативного, диспетчерского, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала, принимающих непосредственное участие в эксплуатации технологического оборудования объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, их ремонте, наладке, регулировании, испытаниях, а также ответственных лиц за исправное состояние и безопасную эксплуатацию и лиц, их замещающих, проводится не реже 1 раза в год.

Очередная проверка знаний остальных категорий работников организации проводится не реже 1 раза в 5 лет.

Проверка знаний проводится в соответствии с утвержденными графиками проверки знаний.

61. Проверяемый работник должен быть ознакомлен под подпись с графиком проверки знаний, а также перечнем документов, знание которых обязательно для работы в данной должности (профессии), в соответствии с перечнем документов для проверки знаний, указанном в подпункте 10 пункта 6 настоящих Правил.

Перед очередной проверкой знаний работников проводиться их предварительная подготовка. Предварительная подготовка может проводится работниками самостоятельно, в специализированных образовательных организациях или по месту работы.

62. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию и лицо, его замещающее, члены комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний должны проходить проверку знаний настоящих Правил в федеральном органе исполнительной власти, уполномоченном на осуществление федерального государственного энергетического надзора (далее - орган федерального государственного энергетического надзора).

Допускается проверка знаний отдельных членов комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию и лиц, их замещающих, комиссией эксплуатирующей организации по проверке знаний, при условии, что председатель и не менее двух членов этой комиссии прошли проверку знаний в комиссии органа федерального государственного энергетического надзора.

Персонал эксплуатирующей организации, для которого проверка знаний является обязательной, проходит ее в комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний.

63. Если проверяемый работник не дал правильного ответа более чем на 3 из 10 вопросов комиссии по проверке знаний настоящих Правил, то работнику должна устанавливаться общая оценка знаний "неудовлетворительно".

64. Внеочередная проверка знаний работников, независимо от срока проведения предыдущей проверки, проводится:

1) по решению руководителя организации (структурного подразделения) при введении в действие нормативных правовых актов Российской Федерации, знание которых обязательно для работника, при этом проверка знаний осуществляется в отношении вновь принятых актов и документов;

2) при переводе работника на новую должность или на новое рабочее место, в другое подразделение, если новые обязанности или оборудование требуют дополнительных знаний норм и правил, условий эксплуатации;

3) при вводе в эксплуатацию нового оборудования и изменении технологических процессов, требующих дополнительных знаний;

4) по решению руководителя эксплуатирующей организации (структурного подразделения) при установлении фактов нарушений работником обязательных требований, в том числе выявленных при проведении надзорных мероприятий органами федерального государственного энергетического надзора;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

5) по заключению комиссий, расследовавших в эксплуатирующей организации аварийные ситуации и (или) несчастные случаи при эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

6) в случае получения неудовлетворительной оценки при очередной проверке знаний;

7) при перерыве в работе на занимаемой должности (рабочем месте) более 6 месяцев.

65. При сезонном характере работы объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок с отключением их на срок более 6 месяцев, длительность перерыва в работе, после которого необходимо проведение внеочередной проверки знаний работников, принимается равной длительности такого сезонного отключения.

66. Очередная проверка знаний проводится в соответствии с графиком проверки знаний, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения). Внеочередная проверка знаний проводится в связи с переводом работника на новую должность или рабочее место, при этом график проведения очередной проверки знаний для такого работника остается неизменным.

Внеочередная проверка знаний инициируется лицом, возглавляющим комиссию по расследованию причин аварийной ситуации и (или) несчастных случаев при эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, а также должностным лицом, осуществляющим государственный энергетический надзор, по результатам проведения надзорных мероприятий органами федерального государственного энергетического надзора в ходе которых были выявлены нарушения, обусловленные отступлением работников от требований документов, указанных в подпункте 10 пункта 6 настоящих Правил.

67. Требования к объему и порядку проведения внеочередной проверки знаний определяются совместно лицом, инициирующим ее проведение, и председателем комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний.

68. Комиссия эксплуатирующей организации по проверке знаний создается организационно-распорядительным документом этой организации в составе не менее пяти человек, включая председателя и заместителя председателя комиссии.

В структурных подразделениях руководителем эксплуатирующей организации могут создаваться комиссии по проверке знаний работников данных структурных подразделений.

Члены комиссий по проверке знаний структурных подразделений должны пройти такую проверку в комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний.

При проведении проверки знаний должно присутствовать не менее трех членов комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний, в том числе обязательно присутствие председателя (заместителя председателя) комиссии.

Проверка знаний каждого работника эксплуатирующей организации должна проводиться индивидуально.

69. Проверка знаний работников эксплуатирующей организации, численность которых не позволяет образовать комиссию по проверке знаний, должна проводиться в комиссии органов федерального государственного энергетического надзора.

70. Результаты проверки знаний работника эксплуатирующей организации оформляются в журнале проверки знаний и подписываются всеми членами комиссии эксплуатирующей организации, участвовавшими в проверке знаний.

71. Удостоверение о проверке знаний работника эксплуатирующей организации оформляется и выдается этой эксплуатирующей организацией. Персоналу, успешно прошедшему проверку знаний, делается отметка в удостоверении о проверке знаний.

72. Для проверяемого работника, получившего неудовлетворительную оценку, пересдача проверки знаний назначается в срок не позднее 1 месяца со дня предыдущей проверки.

73. Журнал проверки знаний должен содержать:

1) наименование журнала организации;

2) личные данные проверяемого лица - фамилию, имя, отчество (при наличии), должность, стаж работы в указанной должности;

3) дату предыдущей проверки и оценки знаний;

4) дату и причину проверки знаний;

5) результаты оценки знаний и заключение комиссии;

6) подпись проверяемого лица;

7) дату следующей проверки;

8) фамилии, инициалы, должности, подписи председателя комиссии и членов комиссии.

74. Удостоверение о проверке знаний должно содержать:

1) наименование и номер удостоверения;

2) наименование организации;

3) личные данные проверяемого лица - фамилию, имя, отчество (при наличии), должность;

4) информацию о допуске к работам;

5) дату выдачи удостоверения;

6) фамилию, инициалы, подпись руководителя организации;

7) результаты проверки знаний (дату проверки, причины проверки, оценку знаний, дату следующей проверки, подпись председателя комиссии);

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

8) информацию о праве проведения специальных работ (дату, наименование работ, подпись председателя комиссии).

75. Удостоверение о проверке знаний с записью результатов проверки знаний должно находиться у работника во время выполнения им должностных обязанностей (трудовых функций) и предъявляться по требованию должностных лиц эксплуатирующей организации, должностных лиц органа федерального государственного энергетического надзора.

76. Срок действия ранее выданного удостоверения о проверке знаний для работника, получившего неудовлетворительную оценку, может быть продлен руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) до срока, назначенного комиссией эксплуатирующей организации по проверке знаний для пересдачи, если работник не отстранен временно от работы по эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок на основании решения комиссии эксплуатирующей организации по проверке знаний.

77. Работник, получивший неудовлетворительную оценку при пересдаче проверки знаний, не допускается к работе по эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок.

78. Дублирование проводится при подготовке работников к самостоятельной работе и после перерыва в работе более 6 месяцев.

79. При сезонном характере работы объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок с отключением их на срок более 6 месяцев, длительность перерыва в работе, после которого необходимо проведение дублирования работников, принимается равной длительности такого сезонного отключения.

Допуск к дублированию оформляется организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации (структурного подразделения), в котором указываются срок дублирования и работник, под руководством которого проводится дублирование.

Дублирование проводится по программе, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения). Программу дублирования после перерыва в работе допускается не разрабатывать.

80. Продолжительность дублирования устанавливается индивидуально в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы, профессии (должности) работника эксплуатирующей организации.

81. Продолжительность дублирования должна составлять:

не менее 12 рабочих смен при подготовке по новой должности;

не менее 1 рабочей смены после перерыва в работе более 6 месяцев.

82. О допуске к дублированию оперативных руководителей и диспетчерского персонала должны быть уведомлены подразделения эксплуатирующей организации, а также диспетчерские службы, с которыми осуществляется оперативное взаимодействие.

Во время прохождения дублирования работник, допущенный к дублированию на рабочем месте, может производить оперативные переключения, осмотры и другие работы только с разрешения и под контролем работника, под руководством которого проводится дублирование.

В период дублирования при подготовке по новой должности работник должен принимать участие в противоаварийных тренировках в соответствии с пунктом 98 настоящих Правил. Количество тренировок и их тематика должно определяться в программе дублирования.

83. Если за время дублирования работник не приобрел достаточных производственных навыков или получил неудовлетворительную оценку по противоаварийной тренировке, допускается продление его дублирования и проведение дополнительных тренировок.

Если в период дублирования будет установлена профессиональная непригодность работника к данной деятельности, он не допускается к самостоятельной работе.

84. Персонал эксплуатирующей организации до допуска к самостоятельной работе при приеме на работу или при переходе на другую работу (должность, рабочее место), связанную с эксплуатацией и ремонтом объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, а также при перерыве в работе по специальности более 6 месяцев проходит подготовку по новой должности в соответствии с индивидуальными программами подготовки, утверждаемыми руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

В индивидуальной программе подготовки определяется срок для ознакомления с объектами теплоснабжения и (или) теплопотребляющими установками, оборудованием, технической документацией, технологическими схемами.

При сезонном характере работы объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок с отключением их на срок более 6 месяцев, длительность перерыва в работе, после которого необходимо проведение подготовки работников по новой должности, принимается равной длительности такого сезонного отключения.

85. Если работнику для выполнения работ по занимаемой должности или рабочему месту необходимы знания, получаемые в профессиональных образовательных учреждениях, то работник, принимаемый на работу или переводимый на другую должность, рабочее место, допускается к самостоятельному выполнению этих работ после обучения в профессиональных образовательных учреждениях.

86. Допуск работников к самостоятельной работе, связанной с эксплуатацией и ремонтом объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, после прохождения инструктажей, проверки знаний и, при необходимости, стажировки и (или) дублирования оформляется организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

87. В эксплуатирующей организации не реже 1 раза в 3 месяца должна осуществляться специальная подготовка персонала. В объем специальной подготовки персонала входит:

проработка обзоров несчастных случаев, аварийных ситуаций, аварий и инцидентов, произошедших в сфере теплоснабжения;

разбор, имевших место в эксплуатирующей организации, недопустимых отклонений параметров технологических процессов и работы оборудования;

анализ результатов проведенных обходов и осмотров рабочих мест, результатов мониторинга работы оборудования;

ознакомление со спецификой впервые примененных технологий эксплуатации нового оборудования.

Перечень дополнительных тем специальной подготовки определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Результаты специальной подготовки заносятся в журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

88. Производственный инструктаж подразделяется на плановый и внеплановый. Порядок проведения производственного инструктажа определяется программой производственного инструктажа, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

89. Производственный инструктаж должен соответствовать эксплуатационным и должностным инструкциям и не включает вопросы, регулируемые трудовым законодательством Российской Федерации.

Плановые производственные инструктажи должны проводиться ежемесячно.

Допускается проведение планового производственного инструктажа при проведении специальной подготовки персонала.

90. Программа планового производственного инструктажа должна разрабатываться (актуализироваться) ежегодно.

В объем программы планового производственного инструктажа должны включаться:

вопросы текущей эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, средств диспетчерского и технологического управления;

особенности и режимы эксплуатации оборудования в период его пуска, нормальной работы, останова, консервации;

технологические вопросы управления режимами теплоснабжения.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

91. Внеплановый производственный инструктаж должен проводиться:

при введении в действие новых инструкций и (или) технических документов или внесении изменений в действующие документы эксплуатирующей организации по вопросам, указанным в пункте 90 настоящих Правил;

при изменении положений законодательства Российской Федерации о теплоснабжении по решению руководителя (технического руководителя) эксплуатирующей организации (структурного подразделения);

по решению руководителя (технического руководителя) эксплуатирующей организации (структурного подразделения), в том числе при установлении нарушений работниками требований законодательства Российской Федерации о теплоснабжении;

в случае непрохождения работником планового производственного инструктажа (по темам пропущенного инструктажа).

92. Производственный инструктаж допускается проводить как индивидуально с каждым работником, так и с группой работников, эксплуатирующих однотипное оборудование.

Производственный инструктаж проводится непосредственным руководителем работника или уполномоченными им для проведения инструктажа лицами.

Качество усвоенного при производственном инструктаже материала должно проверяться опросом инструктируемого работника.

93. Проведение производственного инструктажа регистрируется в журнале, определенном в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

Допускается регистрация проведения производственного инструктажа в одном журнале с регистрацией инструктажей по охране труда.

94. Противоаварийные тренировки проводятся для приобретения или проверки наличия у персонала эксплуатирующей организации необходимых навыков по ликвидации нарушений нормального режима работы объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок.

95. Противоаварийная тренировка должна проводиться в соответствии с программой противоаварийных тренировок, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

96. Программа проведения противоаварийной тренировки должна содержать:

вид тренировки и ее тему;

цель тренировки;

дату, время, место проведения тренировки;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

метод проведения тренировки;

фамилию, инициалы, должность руководителя тренировки;

перечень участников тренировки;

сценарий аварийной ситуации;

схему и режим работы объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

метод оценки действий персонала при выполнении противоаварийной тренировки.

97. Результаты противоаварийных тренировок оформляются в журнале, определенном в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

По результатам противоаварийных тренировок должны проводиться анализ действий персонала и их оценка.

98. Работники из числа оперативного, диспетчерского, оперативно-ремонтного персонала и оперативных руководителей эксплуатирующей организации проверяются в противоаварийной тренировке не менее 1 раза в 3 месяца.

99. Работник, получивший неудовлетворительную оценку при проведении противоаварийной тренировки, должен проходить повторную тренировку в сроки, определяемые техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

При повторной неудовлетворительной оценке работник отстраняется от самостоятельной работы. Работник должен проходить обучение и проверку знаний, объем и сроки которых определяет руководитель эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

100. Руководители организаций, персонал которых выполняет работы на объектах теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установках сторонней эксплуатирующей организации, должны обеспечить знание и исполнение персоналом требований настоящих Правил и локальных актов, которые действуют в эксплуатирующей организации.

IV. ТРЕБОВАНИЯ К ПУСКОНАЛАДОЧНЫМ РАБОТАМ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК

101. Выполнение пусконаладочных работ в отношении объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, для которых в соответствии с законодательством Российской Федерации о теплоснабжении необходимо получение временного разрешения на допуск в эксплуатацию, должно осуществляться при наличии такого временного разрешения, выданного органами федерального государственного энергетического надзора.

102. Пусконаладочные работы в отношении объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок должны выполняться в соответствии с программой пусконаладочных работ, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), которая включает следующие этапы:

определение руководителя пусконаладочных работ из числа эксплуатационного персонала или подрядной организации;

инструктаж персонала или его обучение;

осмотр оборудования на комплектность и отсутствие видимых дефектов;

маркировку оборудования, подготовку технологических схем, эксплуатационных инструкций;

подготовку измерительной аппаратуры, испытательного оборудования и приспособлений;

подготовку оборудования к пуску;

пробные пуски с оценкой безопасности и работоспособности оборудования, устранением выявленных дефектов;

выход на эксплуатационный режим, испытания в разных эксплуатационных режимах с настройкой уставок защит и характеристик оборудования, взаимодействия технологически связанного оборудования и систем в целях обеспечения безопасности оборудования и необходимых режимов его работы;

комплексное опробование при длительной работе в эксплуатационных режимах с контролем надежности и устойчивости работы.

103. В программе пусконаладочных работ указывается порядок проведения проверок работоспособности оборудования, систем контроля, защиты и технологического управления.

Необходимость выполнения дополнительных этапов и испытаний определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) в программе пусконаладочных работ.

Необходимость выполнения пусконаладочных работ определяется указаниями, содержащимися в проектной документации, руководстве (инструкции) по эксплуатации организации-изготовителя, а в случае отсутствии таких указаний - техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

104. Пробные пуски должны проводиться до комплексного опробования объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки. Перед пробным пуском (постановкой под нагрузку) должно быть обеспечено:

введение в действие средств и систем контроля, защиты и технологического управления;

наличие запасов топлива, материалов, инструмента и запасных частей.

105. При пробном пуске должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации, проведена проверка и настройка всех систем контроля, защиты и технологического управления.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

106. При комплексном опробовании объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки должна быть проверена совместная работа оборудования под нагрузкой.

Длительность комплексного опробования должна быть не менее 72 часов для источников тепловой энергии и не менее 24 часов для остальных объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.

107. По результатам проведения пусконаладочных работ составляется акт пусконаладочных работ, который утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

108. Запрещается пуск (включение в работу) объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок с отступлениями от технических условий на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, проектной документации на эти объекты и установки, а также с неустраненными дефектами, допущенными при строительстве и монтаже, выявленными при пусконаладочных работах и испытаниях.

V. ТРЕБОВАНИЯ К ДИСПЕТЧЕРСКОМУ УПРАВЛЕНИЮ СИСТЕМАМИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

109. В единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО), определенной в схеме теплоснабжения, либо по согласовании с ней в другой теплоснабжающей (теплосетевой) организации, функционирующей в зоне (зонах) деятельности ЕТО, должно быть обеспечено круглосуточное диспетчерское управление системой (системами) теплоснабжения.

110. Диспетчерское управление системой теплоснабжения в заданных режимах должно обеспечить выполнение следующих задач:

управление системой теплоснабжения как единым технологическим комплексом;

анализ текущего состояния объектов теплоснабжения по контрольным параметрам и показателям;

управление тепловыми и гидравлическими режимами;

подготовка и осуществление переключений для обеспечения возможности выполнения ремонтных работ;

контроль выполнения требований к качеству тепловой энергии, теплоносителя.

111. Диспетчерское управление при переходе системы теплоснабжения или ее элементов в нерасчетные режимы должно обеспечить выполнение следующих задач:

локализация и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении тепловой энергии;

оценка масштаба события и возможности его развития с увеличением объема негативных последствий;

определение мер реагирования, исходя из возможных сценариев, и организация их выполнения с переводом сил и средств, не задействованных на первом этапе реагирования, в режим повышенной готовности;

перевод для сохранения живучести системы теплоснабжения, функционирования системы теплоснабжения на пониженные параметры с частичным или полным ограничением потребителей тепловой энергии;

доведение до потребителей тепловой энергии информации о вынужденных отключениях и ограничениях, мерах, которые они должны предпринять для сохранения живучести системы теплоснабжения;

оценка развития ситуации и корректировка принятого плана действий;

взаимодействие с диспетчерскими службами теплоснабжающих, теплосетевых организаций, потребителей и муниципальных образований, территориальными органами МЧС России, организациями, привлеченными для устранения аварий и их последствий.

112. При суммарной расчетной тепловой нагрузке потребителей тепловой энергии (определенной в схеме теплоснабжения) 10 Гкал/ч и более в зоне (зонах) деятельности ЕТО диспетчерское управление должно быть организовано в круглосуточном режиме посредством создания диспетчерской службы. При нагрузке менее 10 Гкал/ч диспетчерское управление организуется по решению руководителя ЕТО.

Диспетчерская служба эксплуатирующей организации (далее - диспетчерская служба) создается как отдельное структурное подразделение эксплуатирующей организации либо посредством наделения функциями диспетчерской службы персонала одного из иных структурных подразделений эксплуатирующей организации.

113. В целях осуществления взаимодействия диспетчерских служб определяются:

место нахождения центральной диспетчерской службы;

соподчиненность диспетчерских служб и ответственных за диспетчерское управление организаций, не имеющих диспетчерской службы;

порядок взаимодействия эксплуатирующих организаций при авариях и в чрезвычайных ситуациях;

полномочия центральной диспетчерской службы по управлению объектами теплоснабжения других теплоснабжающих и теплосетевых организаций;

перечень объектов и оборудования системы теплоснабжения, управление режимами работы которых осуществляется непосредственно центральной диспетчерской службой;

перечень объектов и оборудования системы теплоснабжения, управление режимами работы которых осуществляется диспетчерской службой эксплуатирующей организации либо ответственным за диспетчерское управление с согласованием управленческих команд центральной диспетчерской службой;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

порядок взаимодействия (между смежными информационными системами, автоматизированными системами управления технологическими процессами (далее - АСУ ТП), автоматизированными системами диспетчерского управления (далее - АС ДУ), определяются в соответствии с соглашением об управлении системой теплоснабжения[4], заключаемым между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями согласно требованиям законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

---

[4] Пункт 120 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

114. На рабочих местах диспетчерского персонала должна находиться оперативная документация, включая:

инструкцию по диспетчерскому управлению;

оперативную схему тепловых сетей;

оперативные схемы источников тепловой энергии;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

оперативный журнал;

перечень объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, находящихся в оперативном управлении и ведении диспетчера;

перечень камер и проходных каналов, подверженных опасности проникновения газа (далее - газоопасные камеры и проходные каналы);

температурный график центрального регулирования системы теплоснабжения;

пьезометрические графики тепловых сетей;

инструкции по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций;

порядки (планы) действий по ликвидации последствий аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения;

перечень резервного оборудования, находящегося в постоянной готовности к работе.

115. Инструкции по диспетчерскому управлению должны включать:

порядок участия в диспетчерском управлении системой теплоснабжения;

структуру и задачи диспетчерского управления;

подчиненность собственных диспетчерских служб при наличии двухуровневой или трехуровневой структуры диспетчерского управления;

распределение оборудования по ступеням диспетчерского управления и ведения;

порядок взаимодействия и информационного обмена персонала различных уровней диспетчерского управления;

порядок взаимодействия и информационного обмена диспетчерского персонала с эксплуатационными подразделениями эксплуатирующей организации;

порядок ведения переговоров между диспетчерским и (или) оперативным персоналом, осуществляемых в целях диспетчерского управления (далее - оперативные переговоры);

порядок ведения записей распоряжений;

перечень должностных лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров, распоряжений и подачи заявок на переключения;

порядок производства переключений и регулирования режимов;

перечень переключений и отключений, в том числе для перевода объектов теплоснабжения и оборудования из одного оперативного состояния в другое (работа, резерв, ремонт, консервация), которые выполняются по заявкам, согласованным диспетчерской службой;

перечень сложных переключений;

перечень точек в системе теплоснабжения, используемых для оперативного контроля измеряемых параметров тепловых и гидравлических режимов (далее - контрольные точки).

116. Инструкция по диспетчерскому управлению в части взаимодействия и информационного обмена оперативного персонала системы теплоснабжения и оперативного персонала субъекта диспетчерского управления в электроэнергетике должна учитывать требования Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854.

Инструкция по диспетчерскому управлению утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Инструкции по диспетчерскому управлению актуализируются раз в 3 года либо при необходимости внесения в них изменений.

117. Для каждого уровня диспетчерского управления должны быть установлены две категории управления оборудованием - оперативное управление и оперативное ведение.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

В оперативном управлении диспетчера или ответственного за диспетчерское управление (при отсутствии в эксплуатирующей организации диспетчерской службы) должны находиться объекты теплоснабжения и теплопотребляющие установки, в том числе устройства защиты, системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно, а также если эти операции требуют координации действий подчиненного диспетчерского персонала и (или) согласованных изменений на нескольких объектах теплоснабжения.

В оперативном ведении диспетчера должны находиться объекты теплоснабжения и теплопотребляющие установки, в том числе устройства защиты, системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв системы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики. Операции по ним должны производиться с разрешения диспетчера, в оперативном ведении которого находятся указанные объекты теплоснабжения и (или) теплопотребляющие установки.

118. Организации, эксплуатирующие теплопотребляющие установки, должны взаимодействовать с теплоснабжающими организациями при проведении мероприятий по наладке тепловых сетей, внутридомовых сетей и теплопотребляющих установок в порядке, предусмотренном договором теплоснабжения[5].

---

[5] Пункт 6.1 части 8 статьи 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ.

В целях контроля качества теплоснабжения (тепловой энергии) и режимов теплопотребления, организации, эксплуатирующие теплопотребляющие установки, и (или) потребители тепловой энергии, имеющие автоматизированные информационно-измерительные системы сбора и передачи информации с коммерческих приборов учета тепловой энергии и систем контроля работы тепловых пунктов, должны обеспечить оперативный удаленный доступ к информации в этих системах, в том числе о параметрах (температуры, давления), расходах теплоносителя, горячей воды.

119. Распоряжения руководителей эксплуатирующей организации (структурного подразделения) диспетчерскому персоналу эксплуатирующей организации по вопросам, относящимся к компетенции персонала вышестоящего диспетчерского управления системы теплоснабжения, выполняются с согласия последнего.

120. В случае если распоряжение вышестоящего диспетчерского персонала представляется подчиненному диспетчерскому персоналу ошибочным, он должен незамедлительно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения диспетчерский персонал обязан выполнить его, за исключением распоряжений, которые могут привести к повреждению объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, угрозе жизни и здоровью людей.

О своем отказе выполнить такое распоряжение диспетчерский персонал обязан незамедлительно доложить вышестоящему диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и техническому руководителю эксплуатирующей организации (структурного подразделения), а также записать в оперативный журнал.

121. Персонал, получивший распоряжение, должен повторить его и должен получить подтверждение о том, что распоряжение понято правильно.

Оперативные переговоры должны вестись в соответствии с инструкцией по диспетчерскому управлению с использованием технической терминологии, примененной в схемах и эксплуатационных инструкциях, оборудование и устройства должны называться согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается.

Оперативные переговоры, включая оперативную переписку с использованием электронных средств связи, должны записываться. Порядок записи переговоров и их хранения, объем записи в оперативный журнал определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) по согласованию с вышестоящей диспетчерской службой.

122. Диспетчерский персонал должен перед уходом с работы сдать смену. В случае замены одного работника из числа диспетчерского персонала другим работником, замена осуществляется непосредственным руководителем с оформлением записи о замене в оперативном журнале.

123. При приеме смены работник из числа диспетчерского персонала должен:

ознакомиться с оперативным состоянием оборудования, оперативными схемами, режимом работы объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, находящихся в его оперативном управлении и (или) оперативном ведении;

получить от сдающего смену информацию об оборудовании, за которым необходимо вести наблюдение для предупреждения аварийных ситуаций при теплоснабжении, о неисправном оборудовании и оборудовании, находящемся в ремонте;

получить информацию о работах, выполняемых по нарядам, заявкам, распоряжениям;

принять документацию, закрепленную за данным рабочим местом, ключи от помещений;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

ознакомиться с записями в оперативном журнале и распоряжениями, вышедшими за время с его предыдущего дежурства;

принять рапорты подчиненного персонала о приеме смены;

доложить непосредственному руководителю о недостатках и отклонениях, выявленных при приеме смены и о вступлении на дежурство (при наличии).

124. Сдача-прием смены оформляется в оперативном журнале подписями сдавшего и принявшего смену.

125. В целях управления потоками тепловой энергии и теплоносителя эксплуатирующими организациями должны ежегодно разрабатываться тепловые и гидравлические режимы для источников тепловой энергии и тепловых сетей, отдельно для отопительного и межотопительного периодов.

Гидравлические режимы открытых систем теплоснабжения на отопительный период разрабатываются по фактическому максимальному отбору теплоносителя из подающего и обратного трубопроводов и для условия отсутствия отбора.

Для систем теплоснабжения с преобладающей нагрузкой горячего водоснабжения по закрытой схеме гидравлические режимы на отопительный период разрабатываются при расчетной (для проектирования отопления) температуре наружного воздуха и температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома температурного графика.

В водяной системе теплоснабжения должен быть разработан статический режим с давлением, обеспечивающим заполнение водой трубопроводов водоподогревательной установки источника тепловой энергии, тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем отопления с запасом не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2). Статическое давление должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей, тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем отопления. Значения давления в статическом режиме для всей тепловой сети или отдельных тепломагистралей, гидравлически изолируемых зон могут быть пересмотрены в случае подключения (технологического присоединения) новых потребителей тепловой энергии, изменения конфигурации тепловых сетей, изменения схемы подключения, ввод в действие перекачивающей насосной станции, узла дросселирования давления, пикового источника тепловой энергии, объединение нескольких зон теплоснабжения. Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1°С до 100°С.

126. Температура сетевой воды в подающих трубопроводах источников тепловой энергии задается центральной диспетчерской службой на основании температурного графика в зависимости от значений усредненной температуры наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12-24 часов, определяемый диспетчером в зависимости от текущих и (или) прогнозных погодных условий и времени доставки теплоносителя до наиболее удаленных потребителей.

При применении качественно-количественного или количественного регулирования отпуска тепловой энергии значения температуры и давления сетевой воды в подающих трубопроводах на выводах источника тепловой энергии устанавливаются диспетчером в соответствии с разработанными тепловыми и гидравлическими режимами.

Регулирование температуры сетевой воды в подающих трубопроводах источников тепловой энергии, а также на смесительных насосных станциях, в центральных тепловых пунктах должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30°С в час.

127. Допустимые предельные значения отклонений от температурного графика и заданного гидравлического режима не должны снижать качество теплоснабжения и не могут превышать для источников тепловой энергии следующих значений:

по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, ±3%;

по давлению в подающих трубопроводах ±5%;

по давлению в обратных трубопроводах ±20 кПа (±0,2 кгс/см^2).

128. Температура сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах обеспечиваются режимами работы системы теплоснабжения и контролируются диспетчером. Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не должна превышать заданную температурным графиком более чем на 5%. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах источника тепловой энергии должны быть не более ±5% заданных параметров, если иное не установлено договором теплоснабжения[6].

---

[6] Пункт 2 части 8 статьи 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

129. Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать суммы установленных в договорах

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

теплоснабжения значений и нормы утечки сетевой воды из тепловой сети, определяемой в соответствии с пунктом 371 настоящих Правил.

130. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах диспетчер должен сообщить в эксплуатационные подразделения теплоснабжающей (теплосетевой) для принятия ими мер к выявлению теплопотребляющих установок, в которых нарушены режимы потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя, возможных мест утечек теплоносителя и восстановлению заданного гидравлического режима.

131. При превышении среднесуточной температуры сетевой воды в обратных трубопроводах сверх допустимых пределов ее отклонения диспетчер должен сообщить в эксплуатационные подразделения теплоснабжающей (теплосетевой) организации, определенные в инструкции по диспетчерскому управлению, для принятия последними мер к выявлению теплопотребляющих установок, в которых нарушены режимы потребления тепловой энергии, и восстановлению теплового и гидравлического режима.

132. Давление сетевой воды в любой точке подающих трубопроводов источника тепловой энергии, тепловых сетей, тепловых пунктов и в верхних точках теплопотребляющих установок, непосредственно присоединенных к системам теплоснабжения, при работе сетевых насосов должно быть:

не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}) выше давления насыщения при максимальной температуре сетевой воды;

не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}) выше требований уставки защиты по понижению давления теплоносителя на выходе котлов при отсутствии устройства, поддерживающего давление на выходе котлов;

не более допустимого рабочего давления трубопроводов и оборудования.

133. Давление сетевой воды во всасывающих патрубках насосов должно быть не менее значения, обеспечивающего допускаемый кавитационный запас, указанный в технической документации организации-изготовителя насоса, рассчитанного в соответствии с максимальной температурой сетевой воды на всасе насоса и фактической его загрузки (подачи) в соответствии с разработанными тепловыми и гидравлическими режимами системы теплоснабжения.

Давление сетевой воды в обратных трубопроводах источника тепловой энергии, тепловой сети при работе сетевых насосов, насосов подкачивающих насосных станций должно быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}).

Давление воды в обратных трубопроводах должно быть не выше допустимого рабочего давления для оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей, тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных теплопотребляющих установок, в том числе в случае аварийного отключения сетевых и (или) подкачивающих насосов, незапланированного закрытия запорной и (или) регулирующей арматуры.

134. При аварийном снижении давления сетевой воды в водоподогревательной установке источника тепловой энергии, тепловых сетях менее давления насыщения при текущей температуре теплоносителя не допускается повторный пуск сетевых и подкачивающих насосов и (или) включение резервных насосов (в том числе автоматического ввода резерва), а также циркуляция теплоносителя (во избежание гидравлических ударов вследствие нестационарной конденсации теплоносителя).

Восстановление эксплуатационного режима, в том числе возобновление циркуляции теплоносителя, допускается после установления в системе теплоснабжения давления теплоносителя выше давления насыщения при текущей температуре теплоносителя с запасом 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}).

135. Для каждой контрольной точки должны быть установлены диапазоны допустимых значений температуры, давления и расхода теплоносителя в подающем трубопроводе (паропроводе) и обратном трубопроводе (конденсатопроводе) для отопительного и межотопительного периодов, исходя из требований безопасности в сфере теплоснабжения и установленных в договорах теплоснабжения показателей (параметров) качества теплоснабжения [7].

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

---

[7] Абзац третий пункта 21 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

Регулирование тепловых и гидравлических режимов системы теплоснабжения должно осуществляться с соблюдением установленных в контрольных точках диапазонов допустимых значений температуры, давления и расхода теплоносителя.

В перечень контрольных точек включаются точки, расположенные на выводах тепловой сети от источников тепловой энергии, в подкачивающих (перекачивающих) и смесительных насосных станциях, тепловых пунктах, тепловых камерах и павильонах тепловых сетей, в которых осуществляется регулирование и (или) измерение

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

параметров или расходов теплоносителя, горячей воды, конденсата, а также тепловых пунктах (узлах ввода) потребителей тепловой энергии, оснащенных коммерческими приборами учета тепловой энергии.

136. При организации автоматизированных информационных системы сбора и передачи информации с контрольных точек, включая контрольные точки, в которых используется измерительная информация с коммерческих приборов учета тепловой энергии, для обеспечения информационного обмена между имеющимися смежными информационными системами, АСУ ТП, АС ДУ следует руководствоваться требованиями разделов 7 и 8 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 70384-2022 "Автоматизация учета и управления энергоресурсами. Приборы учета тепловой энергии и измерительные системы на их основе. Управление жизненным циклом и процессами учета", утвержденного приказом Росстандарта от 10.10.2022 № 1091-ст и введенного в действие с 01.04.2023 (М.: Федеральное государственное бюджетное учреждение "Российский институт стандартизации", 2022) (далее - ГОСТ Р 70384-2022), разделов 5-12, 13 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 56942-2016 "Автоматизированные измерительные системы контроля и учета тепловой энергии. Общие технические условия", утвержденного приказом Росстандарта от 01.06.2016 № 461-ст и введенного в действие с 01.04.2017 (М.: Стандартинформ, 2016) (далее - ГОСТ Р 56942-2016).

137. О всех вынужденных (фактических и ожидаемых) отклонениях от заданного теплового и гидравлического режима диспетчерский персонал обязан незамедлительно доложить диспетчеру вышестоящего уровня диспетчерского управления.

138. В целях исполнения диспетчерской команды субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, направленной на предотвращение развития и ликвидацию нарушений нормального режима электрической части энергетической системы, диспетчер или ответственный за оперативно-диспетчерское управление источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, при отсутствии у него возможности выполнить указанную диспетчерскую команду без изменения температуры подаваемого в тепловую сеть теплоносителя извещает диспетчера центральной диспетчерской службы о полученной диспетчерской команде субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и понижает температуру подаваемого в тепловую сеть теплоносителя на период длительностью не более 3 часов и не более чем на 10°С от заданной центральной диспетчерской службой.

Требования пункта 127 настоящих Правил в части допустимых значений отклонений температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, на период исполнения диспетчерской команды субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, не распространяются.

139. При достижении в период действия диспетчерской команды субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике максимальной допускаемой величины понижения температуры теплоносителя, указанной в абзаце первом пункта 138 настоящих Правил, оперативный персонал источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, при условии использования всех других возможностей, направленных на поддержание температуры теплоносителя, должен осуществлять увеличение расхода пара на теплофикационные отборы паровых турбин в целях поддержания температуры теплоносителя на допустимом уровне, до которого она была снижена, с поддержанием достигнутой при этом величины нагрузки по активной мощности и уведомлением об этом диспетчера субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

140. По истечении установленного в абзаце первом пункта 138 настоящих Правил времени изменения температурного режима тепловой сети режим подлежит восстановлению. Диспетчер или ответственный за оперативно-диспетчерское управление источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, должен известить диспетчера центральной диспетчерской службы о начале восстановления температурного режима тепловой сети.

141. Уведомление диспетчера субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляется в соответствии с порядком взаимодействия и информационного обмена персонала различных уровней диспетчерского управления, определенном в инструкции по диспетчерскому управлению.

142. Вывод объектов теплоснабжения и оборудования в ремонт, производимый по заявкам, согласованным диспетчерской службой, может осуществляться в срочном порядке. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу эксплуатирующей организации, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

143. Дежурный диспетчерский персонал эксплуатирующей организации уполномочен разрешить производство внепланового ремонта.

Объекты теплоснабжения, оборудование, тепловые сети, находящиеся в оперативном управлении или оперативном ведении центральной диспетчерской службы, могут быть выведены из работы без ее разрешения или согласования в случаях наступления опасности для людей и оборудования, с последующим направлением в диспетчерскую службу уведомления.

144. Сложные переключения и пуски, перечень которых определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) в инструкции по диспетчерскому управлению, выполняются по программам сложных переключений.

К таким переключениям и пускам относятся:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

переключения нагрузки между источниками тепловой энергии;

переключения с участием двух и более подразделений или организаций;

переключения и пуски на тепловых сетях большой протяженности и (или) диаметра;

ввод оборудования после монтажа и реконструкции.

145. В программе сложных переключений указываются:

цель выполнения переключений;

объекты переключений;

перечень мероприятий по подготовке к выполнению переключений;

условия выполнения переключений;

плановое время начала и окончания переключений (которые могут уточняться в оперативном порядке);

технологическая схема объекта переключений с указанием наименований и нумерации элементов объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок;

порядок и последовательность выполнения операций с указанием положения запорных и регулирующих органов и элементов технологических защит и автоматики;

персонал, выполняющий переключения;

диспетчерский персонал, руководящий выполнением переключений;

лицо из числа персонала эксплуатирующей организации, осуществляющее общее руководство непосредственным проведением переключений и контроль правильности выполнения программы переключений;

лица эксплуатационного персонала, ответственные за выполнение переключений в каждой организации (при участии в переключениях двух и более организаций), и лицо, осуществляющее общее руководство при непосредственном выполнении переключений;

функции лиц, указанных в программе переключений;

действия персонала при возникновении угрозы для безопасности людей и целостности оборудования.

146. Программа сложных переключений утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), а при выходе действия программы переключений за рамки одной организации - техническими руководителями организаций (подразделений), участвующих в переключениях.

Для типовых переключений применяются типовые программы переключений. Типовые программы переключений пересматриваются при изменении состава оборудования, технологических схем, но не реже 1 раза в 3 года.

147. Теплоснабжающие и теплосетевые организации системы теплоснабжения должны обеспечить взаимодействие между имеющимися смежными информационными системами, АСУ ТП, АС ДУ в объеме, определенном в соглашении об управлении системой теплоснабжения[8].

---

[8] Пункт 120 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

148. Для объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, на которых проектной документацией не предусмотрено применение АСУ ТП, внедрение АСУ ТП определяется по решению руководства эксплуатирующей организации.

АСУ ТП могут функционировать как самостоятельные системы, либо интегрироваться с АС ДУ.

149. Информация, поступающая в диспетчерскую службу из АС ДУ, должна быть обработанной до состояния, позволяющего ее оперативно оценить и проанализировать.

150. Для этого применяются следующие методы повышения качества и оперативности работы с информацией:

введение в АС ДУ информации с коммерческих приборов учета тепловой энергии потребителей в соответствии с требованиями ГОСТ Р 70384-2022 и ГОСТ Р 56942-2016;

передача информации дежурным персоналом объектов теплоснабжения в формализованном электронном виде;

применение показателей функционирования систем теплоснабжения, являющихся результатом обработки в АС ДУ и (или) АСУ ТП первичной измерительной информации, обеспечивающих осуществление диспетчером анализа оперативной ситуации и принятие им оперативных решений без анализа множества значений непосредственных измерений;

автоматическое построение графиков, номограмм;

автоматическое распределение информации об отклонениях на передаваемую эксплуатационному персоналу для устранения в плановом порядке, передаваемую дежурному персоналу и информацию, которая оперативно доводится непосредственно до диспетчерской службы;

автоматическая рассылка информации об отклонениях на телефоны ответственных лиц с подтверждением ознакомления с информацией;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

автоматическое снятие отклонения с контроля при его устранении и наличии контрольного отклика от эксплуатационного персонала, которому была доведена информация;

предварительная обработка информации, поступающей диспетчеру, в формализованный вид, позволяющий выбрать решение из предложенных вариантов либо ввести режим готовности применения конкретной команды после оценки развития ситуации или проведения необходимых расчетов;

визуализация множества подобных параметров на мнемосхеме системы теплоснабжения с применением цветового выделения объектов, сетей и территорий с отклонением контрольных параметров и показателей;

применение автоматически калибруемых под фактическое состояние электронных математических моделей систем теплоснабжения.

151. Выбор объема и методов обработки информации, поступающей в диспетчерскую службу из АС ДУ, должен быть определен эксплуатирующей организацией в ее положении о технической политике.

152. При поэтапной реализации автоматизации процессов теплоснабжения в системе теплоснабжения, на отдельных объектах теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установках автоматизация должна реализовываться как составная часть общей АСУ ТП с обеспечением единства управления и конвертации данных.

153. При автоматизации различных объектов одной системы теплоснабжения несколькими теплоснабжающими и теплосетевыми организациями принципы и протоколы взаимодействия различных АСУ ТП и АС ДУ должны быть зафиксированы в соглашении об управлении системой теплоснабжения[9].

---

[9] Пункт 120 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

154. Требования по содержанию технических средств АСУ ТП и АС ДУ, их обслуживанию и ремонту, опробованию в процессе эксплуатации устанавливаются в инструкциях по эксплуатации этих систем, утверждаемых техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

155. Средства измерений, программно-технические комплексы, средства контроля и представления информации, автоматического регулирования, технологической защиты и сигнализации, логического и дистанционного управления, технической диагностики работающих объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок должны постоянно находиться в работе в проектном объеме.

Отключение устройств технологической защиты работающих объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок производится с разрешения технического руководителя эксплуатирующей организации (структурного подразделения) с оформлением в оперативном журнале.

156. Устройства технологической защиты могут быть выведены из работы в следующих случаях:

при работе объектов теплоснабжения в переходных режимах, реализация которых без отключения защит невозможна;

при неисправности защиты;

во время устранения аварий;

в период ремонта оборудования.

157. Работоспособность устройств технологической защиты должна проверяться в сроки и в объеме, указанные в инструкции по их эксплуатации.

Исполнительные механизмы (органы) защит и устройств автоматического ввода резерва (далее - АВР) технологического оборудования дополнительно проверяются перед пуском оборудования после его простоя более 3 суток или если во время останова на срок менее 3 суток проводились ремонтные работы в цепях защит.

158. В эксплуатирующей организации должны быть разработаны карты уставок технологических защит, блокировок и аварийной сигнализации, карты уставок (заданий) автоматических регуляторов (далее - карты уставок). Карты уставок утверждаются техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения). Значения уставок и выдержек времени срабатывания технологических защит определяются технической документацией организаций-изготовителей и (или) проектной документацией. При отсутствии данных организаций-изготовителей уставки и выдержки времени устанавливаются на основании результатов испытаний. На шкалах приборов или на бирке отмечаются значения уставок срабатывания защит.

Аппаратура защиты, имеющая устройства для изменения уставок, пломбируется (кроме регистрирующих приборов).

Снятие пломб может производиться работниками, обслуживающими эти устройства, только при отключенных устройствах защиты с записью в оперативном журнале.

Технологические защиты, действующие на отключение оборудования, снабжаются устройствами, фиксирующими причину их срабатывания, находящимися в работе в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

159. При возникновении аварийных ситуаций на объектах теплоснабжения и теплопотребляющих установках эксплуатационный персонал эксплуатирующей организации должен незамедлительно принять предусмотренные инструкцией по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций меры по:

локализации и ликвидации аварийной ситуации с соблюдением мер безопасности;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

информированию о возникшей аварийной ситуации диспетчерской службы и должностных лиц в соответствии с указаниями инструкции по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций;

защите жизни и здоровья людей, окружающей среды, а также собственности третьих лиц;

сохранению на месте аварийной ситуации сложившейся обстановки до начала расследования ее причин.

160. В случаях, когда невозможно сохранение обстановки, она должна быть задокументирована, в том числе с применением фото- и видеотехники.

161. При ликвидации аварийных ситуаций в соответствии с инструкцией по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций диспетчерское управление системы теплоснабжения должно обеспечить:

предотвращение развития аварийных ситуаций;

исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого аварийной ситуацией;

создание послеаварийной схемы и режима работы оборудования объекта теплоснабжения и системы теплоснабжения в целом при минимальном отключении (ограничении) потребителей тепловой энергии, теплоносителя;

выяснение технического состояния отключившегося и отключенного оборудования, возможности включения его в работу;

восстановление заданного режима работы оборудования объектов теплоснабжения, теплопотребляющих установок и системы теплоснабжения в целом.

162. Технический руководитель эксплуатирующей организации (структурного подразделения) может поручить ликвидацию аварийных ситуаций другому лицу или взять руководство на себя, проинформировав об этом подчиненный персонал, а также сделав запись о принятом решении в оперативном журнале или сделав устное распоряжение под запись оперативных переговоров.

163. Во время ликвидации аварийных ситуаций сдача смены не допускается без разрешения руководителя ликвидации аварийной ситуации, который должен согласовать это разрешение с центральной диспетчерской службой.

Согласование не требуется, если ликвидация аварийных ситуаций при теплоснабжении производится на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении центральной диспетчерской службы.

Состояние объекта теплоснабжения и режим работы его оборудования на момент сдачи-приема смены должны быть отражены в оперативном журнале.

VI. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК, ТРЕБОВАНИЯ К ТЕРРИТОРИИ, В ПРЕДЕЛАХ КОТОРОЙ НАХОДЯТСЯ ТАКИЕ ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

164. Эксплуатация производственных зданий и сооружений объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, в том числе сооружений тепловых сетей (далее - здания и сооружения), должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации зданий и сооружений, а также территорий, в пределах которых находятся такие здания и сооружения.

165. В эксплуатирующей организации должна храниться следующая документация:

проектная и исполнительная документация на здания и сооружения со всеми внесенными в нее изменениями;

паспорта или технические планы зданий и сооружений;

организационно-распорядительные документы о назначении ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений;

журналы, в которых учитывается техническое состояние зданий и сооружений;

журналы, в которых регистрируются результаты измерения уровня грунтовых вод в скважинах-пьезометрах и материалы химических анализов грунтовых вод;

акты очередных и внеочередных осмотров, комплексного обследования зданий и сооружений.

166. Осмотры, контрольные проверки и (или) мониторинг состояния строительных конструкций зданий и сооружений должны осуществлять ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений и, при необходимости, экспертные организации в порядке, определяемом техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

167. Комплексные обследования технического состояния зданий и сооружений проводятся в порядке, определяемом руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) в следующих случаях:

по истечении сроков эксплуатации зданий и сооружений, установленных проектной документацией (при отсутствии проектных сроков эксплуатации следует руководствоваться следующими значениями: здания и сооружения,

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

эксплуатируемые в условиях сильноагрессивных сред - 25 лет, здания и сооружения с обычными условиями эксплуатации - 50 лет);

при обнаружении в процессе технического обслуживания дефектов, повреждений и деформаций, угрожающих целостности зданий и сооружений;

по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с повреждением здания (сооружения);

при изменении технологического назначения зданий и сооружений;

перед проведением капитального ремонта или реконструкции зданий и сооружений.

168. Необходимость привлечения экспертных организаций для проведения обследований определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Результаты комплексного обследования зданий и сооружений оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

169. Очередные осмотры зданий и сооружений должны проводиться не реже 2 раз в год (весной и осенью).

Очередной весенний осмотр зданий и сооружений должен проводиться после таяния снега в целях выявления появившихся за зимний период повреждений элементов зданий или сооружений, систем инженерно-технического обеспечения и элементов благоустройства примыкающей к зданиям и сооружениям территории. При этом уточняется объем ремонтных работ на летний период и перспективу.

Очередной осенний осмотр зданий и сооружений перед началом отопительного периода должен проводиться не позднее чем за 15 дней до начала отопительного периода для проверки готовности здания или сооружения к эксплуатации в зимних условиях и для оценки достаточности выполненных ремонтных работ.

Внеочередные осмотры зданий и сооружений должны проводиться не позднее двух дней после явлений стихийного характера (в том числе ливней, ураганных ветров, сильных снегопадов, наводнений), после стихийного бедствия или техногенной аварии.

Результаты очередных и внеочередных осмотров зданий и сооружений оформляются актом, который утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

170. Текущие осмотры зданий и сооружений осуществляются по графику, утверждаемому техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Текущие осмотры зданий и сооружений источников тепловой энергии проводятся:

для источников установленной мощностью 10 Гкал/ч и более - не реже 1 раза в 6 месяцев при сроке эксплуатации менее 15 лет и 1 раза в 4 месяца при сроке эксплуатации 15 лет и более;

для источников установленной мощностью менее 10 Гкал/ч - не реже 1 раза в год при сроке эксплуатации менее 10 лет и 1 раза в 6 месяцев при сроке эксплуатации 10 лет и более.

Текущие осмотры зданий и сооружений тепловых сетей проводятся:

не реже 1 раза в год при сроке эксплуатации менее 10 лет;

не реже 1 раза в 6 месяцев при сроке эксплуатации 10 лет и более.

Результаты текущих осмотров зданий и сооружений должны заноситься в журналы, определенные в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в которых учитывается техническое состояние зданий и сооружений.

171. При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями должно быть установлено наблюдение с использованием маяков и с помощью инструментальных измерений. Сведения об обнаруженных дефектах вносятся ответственными за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений в журналы, определенные в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в которых учитывается техническое состояние зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

172. При осмотрах зданий и сооружений, фундаментов оборудования объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок должно контролироваться состояние элементов зданий и сооружений:

подвижных опор;

температурных швов;

сварных, клепаных и болтовых соединений металлоконструкций;

стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций;

арматуры и бетона железобетонных конструкций;

подкрановых конструкций.

173. Проверки осадки фундаментов зданий и сооружений, оборудования проводятся со следующей периодичностью: не реже 3 раз в первый год эксплуатации, не реже 2 раз во второй год эксплуатации, в дальнейшем до стабилизации осадки - не реже 1 раза в год, после стабилизации осадки (1 мм в год и менее) - не реже 1 раза в 5 лет.

Наблюдение за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования, просадочных грунтах, в карстовых зонах, районах

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше проводятся по программам, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), не реже 1 раза в 3 года.

174. Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии. Контроль за эффективностью антикоррозионной защиты, а также параметрами газовоздушной среды и воздействием агрессивных жидкостей, эмульсий, пульп, газов, паров и пыли на строительные конструкции, фундаменты зданий и сооружений, оборудования должен осуществляться с периодичностью, установленной инструкцией по эксплуатации зданий и сооружений.

175. Территории, на которых расположены здания и сооружения, должны использоваться в соответствии с производственными целями эксплуатирующей организации и в соответствии с проектной документацией.

176. В эксплуатирующей организации должны содержаться в работоспособном и исправном состоянии:

системы отвода поверхностных вод со всей территории от зданий и сооружений, включая дренажи, канавы, водоотводящие каналы;

сети водопровода, канализации, тепловые, газообразного и жидкого топлива;

глушители шума, устройства, предназначенные для снижения его уровня;

источники и системы водоснабжения;

железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, подъезды к водоемам и градирням, мосты, пешеходные дороги, переходы;

комплексы инженерно-технических средств охраны (ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения);

системы молниезащиты и заземления;

сети наружного освещения, связи, сигнализации;

противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;

базисные и рабочие реперы и марки;

скважины-пьезометры для наблюдения за режимом грунтовых вод.

177. Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплоснабжения, а также газопроводы, трубопроводы жидкого топлива, воздухопроводы и кабели должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

178. К началу паводков все водоотводящие сети и устройства подлежат осмотру и подготовке к пропуску поверхностных вод. Места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий и сооружений должны уплотняться, а откачивающие механизмы приводиться в состояние готовности к работе.

179. На территориях источников тепловой энергии установленной мощностью 10 Гкал/час и более должны быть организованы наблюдения за уровнем грунтовых вод в контрольных скважинах-пьезометрах с периодичностью:

в первый год эксплуатации - не реже 1 раза в месяц;

последующие годы - в зависимости от изменения уровня грунтовых вод, но не реже 1 раза в квартал.

Измерения температуры воды и отбор ее проб на химический анализ из скважин должны производиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации зданий и сооружений. Результаты наблюдений должны заноситься в журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

Контрольные скважины-пьезометры следует располагать в зоне наибольшей плотности размещения сетей водопровода, канализации и теплоснабжения.

180. В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории размещения объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок должны выявляться причины, вызвавшие нарушение грунтовых условий, и ликвидироваться их последствия.

181. Открытые для производства работ на территории объекта теплоснабжения или теплопотребляющей установки, а также в зоне тепловой сети смотровые колодцы, камеры, коллекторы, каналы, котлованы, траншеи тепловых сетей, фундаменты зданий, сооружений, оборудование должны быть ограждены с установкой предупредительных и запрещающих знаков, устройств световой сигнализации.

182. На территории источников тепловой энергии, насосных станций, тепловых пунктов должны быть установлены знаки, запрещающие нахождение в охранной зоне баков-аккумуляторов лиц, не имеющих к ним непосредственного отношения.

183. При наличии на территории объекта теплоснабжения или на тепловой сети знакопеременного или изменяющегося во времени смещения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и электродом сравнения от стационарного потенциала в сторону положительных значений или смещения среднего значения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и медносульфатным электродом сравнения в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ по сравнению с разностью потенциалов, измеренной при отсутствии влияния переменного тока (далее - блуждающие токи) должна быть обеспечена электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций, металлических конструкции зданий и сооружений.

184. При эксплуатации тоннелей должно быть обеспечено их проветривание в соответствии с проектной документацией.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

185. При эксплуатации дымовых труб и газоходов к ним в зонах их расположения, размеры которых определяются проектной документацией, не допускается:

производить земляные работы без оформления разрешения эксплуатирующей организации;

оставлять котлованы во время паводков и дождей;

организовывать сбросы воды и выбросы пара.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

186. Запрещается хранить горючие материалы в цокольной части дымовых труб, под газоходами и вблизи них, размещать под газоходами временные строения и сооружения.

187. Наблюдение за осадкой фундаментов дымовой трубы и газоходов нивелированием реперов осуществляется в первые два года эксплуатации - 2 раза в год, в последующем до стабилизации осадки (1 мм в год и менее) - не реже 1 раза в год. После стабилизации осадки мониторинг деформаций должен проводиться в случае появления на поверхности дымовых труб трещин, раскрытия швов, но не реже 1 раза в 5 лет.

После стабилизации осадки фундамента для дымовых труб в районах вечной мерзлоты, на территориях, подработанных горными выработками и на просадочных грунтах, наблюдения за осадкой фундаментов проводятся не реже 2 раз в год.

188. Проверка вертикальности дымовой трубы должна проводиться визуально 2 раза в год, геодезическими методами не реже 1 раза в 5 лет.

В случае наклона дымовой трубы, обнаруженного визуально, должна быть организована внеочередная инструментальная проверка вертикальности дымовой трубы.

В случае выявленного наклона дымовой трубы более допустимого следует произвести ее обследование индивидуальным предпринимателем или юридическим лицом, имеющим допуск саморегулируемой организации в области инженерных изысканий на проведение подобных работ в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности[10]. Дальнейшую эксплуатацию дымовой трубы необходимо осуществлять в соответствии с рекомендациями, выданными указанной экспертной организацией по результатам обследования.

---

[10] Части 1 и 2 статьи 47 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

189. Допустимое отклонение от вертикали оси дымовой трубы определяется в соответствии с проектной документацией, а при отсутствии такой информации, для дымовых труб высотой до 100 м должно быть не более 0,002 высоты дымовой трубы, но не превышать 150 мм на всю высоту дымовой трубы, а для дымовых труб высотой более 100 м - 0,0015 высоты дымовой трубы, но не более 200 мм на всю высоту дымовой трубы.

190. Инструментальная проверка сопротивления заземляющего контура дымовой трубы должна проводиться не реже 1 раза в год.

191. Наблюдения за исправностью осветительной арматуры дымовой трубы проводятся ежедневно.

192. Наблюдение за техническим состоянием железобетонных и кирпичных дымовых труб должно осуществляться со следующей периодичностью:

внешний осмотр фундаментов, опорных конструкций - не реже 1 раза в 3 месяца;

инструментальное наружное и внутреннее обследование - не реже 1 раза в 5 лет;

наружный осмотр дымовой трубы и газоходов, а также осмотр межтрубного пространства дымовой трубы с внутренним газоотводящим стволом - не реже 1 раза в год;

тепловизионное обследование состояния кирпичной и монолитной футеровки - не реже 1 раза в 5 лет;

внутренний осмотр дымовой трубы и газоходов с отключением всех подключенных котлов - через 5 лет после ввода в эксплуатацию, в дальнейшем - не реже 1 раза в 10 лет, а при сжигании высокосернистого топлива не реже 1 раза в 5 лет;

внутренний осмотр газоходов котлов - при каждом отключении котла для планового ремонта, но не реже 1 раза в 5 лет;

инструментальная проверка сопротивления контура молниезащиты дымовой трубы - не реже 1 раза в год;

измерение температуры уходящих газов в дымовой трубе - не реже 1 раза в месяц.

193. Наблюдение за техническим состоянием металлических дымовых труб должно осуществляться со следующей периодичностью:

внешний осмотр газоотводящего ствола, фундаментов, опорных конструкций, анкерных болтов, вантовых оттяжек и их креплений - не реже 1 раза в 3 месяца;

проверка наличия конденсата, отложений сажи на внутренней поверхности дымовой трубы и газоходов через люки - не реже 1 раза в год;

инструментальное наружное и внутреннее обследование - не реже 1 раза в 3 года.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

194. Наблюдение за техническим состоянием дымовых труб, выполненных из композитных материалов (в том числе стеклопластики, углепластики, фаолит, стеклофаолит), должно осуществляться с периодичностью и в объеме, определенными проектной документацией.

195. Результаты наблюдений за техническим состоянием дымовой трубы оформляются актом наблюдений за техническим состоянием дымовых труб и заносятся в паспорт дымовой трубы.

196. Присоединение дополнительных котлов и газоходов к существующим дымовым трубам осуществляется на основании проектной документации.

197. При эксплуатации металлических дымовых труб и дымовых труб, изготовленных из композитных материалов, не допускается:

движение транспортных средств, строительных машин и механизмов под вантовыми оттяжками металлических дымовых труб в местах их опускания и крепления к фундаментным массивам;

затопление металлических элементов анкерных креплений вантовых оттяжек и их нахождение в грунте;

крепление к конструктивным элементам дымовых труб тросов, блоков (полиспастов), такелажного оборудования и приспособлений;

загромождение оборудованием, материалами, посторонними предметами площади вокруг фундаментных массивов.

198. В помещениях зданий и сооружений необходимо контролировать и поддерживать в исправном состоянии дренажные каналы, лотки, приямки, стенки солевых ячеек и ячеек мокрого хранения коагулянта, полы.

199. Пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, трубопроводов и устройств для подъема грузов, вырезка связей каркаса помещений, а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в неустановленных местах не допускается. Указанные работы могут производиться в случаях необходимости ликвидации аварии, технологических нарушений, дефектов под контролем ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

200. В период эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок должны быть обеспечены доступность для наблюдения и обслуживания арматуры, контрольно-измерительных приборов и предохранительных устройств оборудования и их исправность, исправность площадок и лестниц с ограждениями для обслуживания и подходов к ним, отсутствие на них влаги, загрязнений, загромождений посторонними предметами, наличие и исправность рабочего и аварийного освещения зон обслуживания и подходов к ним.

VII. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА

201. Эксплуатация топливного хозяйства должна обеспечить подготовку и бесперебойную подачу топлива, хранение и обновление запасов твердого и жидкого топлива (включая резервное) с сохранением его качества при хранении. В течение отопительного периода на источнике тепловой энергии должен обеспечиваться неснижаемый нормативный запас топлива, утверждаемый в соответствии с законодательством Российской Федерации о теплоснабжении.

Эксплуатирующая организация обязана обеспечить содержание в исправном и работоспособном состоянии оборудование топливных складов и топливоподачи.

202. Резервное оборудование топливного хозяйства и оборудование резервного топливного хозяйства в период функционирования источника тепловой энергии должно находиться в постоянной готовности к включению в работу. Проверка работоспособности этого оборудования, включая переход с работающего насоса на резервный, должна производиться не реже 1 раза в месяц по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), с внесением результатов в оперативный журнал.

203. В эксплуатирующих организациях должен осуществляться учет топлива по количеству и качеству, включая поставляемое, хранящееся и потребляемое топливо.

204. Качество поставляемого топлива должно соответствовать проектной документации, технической документации организаций-изготовителей.

205. В помещениях топливоподачи необходимо организовать систематический контроль загазованности воздуха в местах возможного скопления газа с периодичностью, определенной в эксплуатационных инструкциях.

206. Перед подачей твердого топлива в дробилки и мельницы должно осуществляться удаление из него посторонних предметов. На работающем конвейере уловители таких предметов должны быть сблокированы с ним и постоянно находиться в работе.

207. В помещениях топливоподачи угля не допускается скопление угольной пыли. Уплотнения оборудования топливоподачи и устройства очистки воздуха должны обеспечивать концентрацию угольной пыли не выше предусмотренной проектной документацией на источник тепловой энергии.

Периодичность уборки помещений и оборудования топливоподачи определяется в эксплуатационных инструкциях.

208. В галереях и эстакадах ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи твердого топлива со склада, а также в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

должна поддерживаться не ниже 10°C, а в помещении дробильных устройств - не ниже 15°C.

На складах хранения твердого топлива должен быть обеспечен отвод поверхностных вод.

Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) должна поддерживаться не ниже 5°C.

На расположенных вне зданий источников тепловой энергии конвейерах подачи топлива на склад, при отсутствии отопительных устройств, должна применяться морозостойкая лента.

209. Бункеры твердого топлива при использовании влажного топлива не реже 1 раза в 10 дней должны полностью опорожняться для осмотра и чистки. При переходе на длительное (более 30 суток) сжигание другого вида топлива бункеры также должны опорожняться.

210. Надземные резервуары (баки) хранения жидкого топлива должны обваловываться для предотвращения растекания топлива. Объем чаши обвалования должен быть не менее объема наибольшего резервуара.

Крышки люков резервуаров хранения жидкого топлива всегда должны быть закрыты на болты через уплотнительные прокладки. Гидравлические затворы необходимо систематически осматривать раз в смену и очищать при наличии загрязнений.

211. При сливе жидкого топлива из цистерн оно должно подогреваться до температуры, обеспечивающей бесперебойную работу перекачивающих насосов в соответствии с технической документацией организации-изготовителя. Температура топлива не должна превышать значений, при которых будет происходить коксование на поверхностях подогревателей топлива.

Температура жидкого топлива в приемных емкостях и резервуарах не должна быть выше значений, установленных проектной документацией.

Подогрев паром жидкого топлива, кроме высокосернистых марок, допускается в случае, если цистерны не имеют устройств для подогрева поверхностным способом.

При сливе мазута в паропроводах приемосливного устройства необходимо обеспечить следующие параметры пара:

давление - 0,8-1,3 МПа (8-13 кгс/см ^{2});

температура - не выше 250°C.

На мазутосливе (в цистернах, лотках, приемных емкостях и хранилищах) мазут подогревается до температуры:

мазут топочный 40 - 40-60°C;

мазут топочный - 60-80°C.

Для сернистых мазутов температура разогрева должна быть в пределах 70-80°C. Меньшие значения температур принимаются при перекачке топлива винтовыми и шестеренчатыми насосами, большие - центробежными насосами. Для поршневых насосов принимаются средние значения температур.

При использовании смеси мазута разных марок температура разогрева принимается по наиболее тяжелому мазуту. Максимальная температура мазута в приемных емкостях и резервуарах должна быть на 15°C ниже температуры вспышки топлива, но не выше 90°C.

Сливные лотки и съемные рукава необходимо содержать в исправном состоянии и чистоте, лотки и съемные рукава по окончании работы должны убираться в места, защищенные от солнца и атмосферных осадков.

212. Для каждого резервуара хранения жидкого топлива должна быть составлена таблица зависимости вместимости от уровня наполнения резервуара при нормированном значении температуры, которая подлежит корректировке после капитального ремонта, реконструкции резервуара, при изменении его формы и объема, после перемещения на новое место. Поверка резервуаров проводится в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

213. Техническое состояние стационарно установленных автоматических газоанализаторов, а также устройств звуковой и световой сигнализации о наличии в производственных помещениях опасной концентрации паров в воздухе должно проверяться ежесменно. Все обнаруженные при проверке дефекты должны подлежать устранению. Результаты проверки должны вноситься в оперативный журнал.

214. По утвержденному графику, но не реже 1 раза в неделю, проверяются действие сигнализации предельного повышения давления, повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание, правильность показаний, выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов измерения температуры топлива в резервуарах и в приемных емкостях.

215. В целях обеспечения безопасной эксплуатации резервуаров и приемных емкостей жидкого топлива должно производиться обследование их технического состояния по графику в объеме и с периодичностью, определенными в эксплуатационной инструкции, но не реже 1 раза в 5 лет. Результаты обследования должны заноситься в паспорт резервуара.

216. Для технологических трубопроводов жидкого топлива, не являющихся опасными производственными объектами в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности, по утвержденному графику проводятся:

наружный осмотр топливопроводов и арматуры - не реже 1 раза в год;

выборочная ревизия арматуры - не реже 1 раза в 4 года.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

217. Результаты осмотра и ревизии оформляются актом осмотра.

218. Вязкость жидкого топлива, подаваемого к форсункам котлов, не должна превышать:

для механических и паромеханических форсунок - 2,5 градусов ВУ (16 мм/с);

для паровых и ротационных форсунок - 6 градусов ВУ (44 мм/с).

219. Фильтры жидкого топлива очищаются (паровой продувкой, вручную или химическим способом) при повышении перепада давления на них на 50% по сравнению с начальным перепадом в чистом состоянии при той же нагрузке.

Обжиг фильтрующей сетки при очистке не допускается.

Подогреватели топлива очищаются при снижении их тепловой мощности на 30% от их мощности в чистом состоянии при той же нагрузке.

220. В напорных трубопроводах жидкого топлива источников тепловой энергии, оборудованных механическими форсунками, должно поддерживаться давление, предусмотренное проектной документацией.

При выводе в ремонт трубопроводов жидкого топлива и или оборудования подачи жидкого топлива они отключаются, дренируются и пропариваются. На отключенных участках трубопроводов жидкого топлива паровые или другие устройства подогрева отключаются.

Перед включением резервуара с жидким топливом в работу из придонного слоя (не более 0,5 м) отбирается проба топлива для анализа на влажность и принимаются меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и обводненного топлива в горелочные устройства котлов, с записью в оперативный журнал. Резервуары должны освобождаться от паров топлива путем естественного проветривания и (или) пропаривания. Во время пропаривания резервуара паропровод и металлические части парового рукава заземляются.

221. Работоспособность сигнализации предельного повышения и понижения температуры, понижения давления жидкого топлива, подаваемого к котлам на сжигание, правильность показаний, выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры топлива в резервуарах и приемных емкостях, должны проверяться не реже 1 раза в неделю с записью в оперативном журнале.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

222. При эксплуатации газового хозяйства должна быть обеспечена подача к горелочным устройствам газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке котлов.

223. При резких изменениях давления газа незамедлительно должны приниматься меры по выявлению и устранению причин, а также переводу котельных установок на сжигание резервных видов топлива.

VIII. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

224. Эксплуатация источника тепловой энергии должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации источника тепловой энергии, инструкциями по эксплуатации отдельных видов оборудования и систем.

225. Техническое освидетельствование котлов, а также металлоконструкций их каркасов (при наличии), включает:

наружный и внутренний осмотр котла и его элементов;

осмотр металлоконструкций каркаса котла;

гидравлические испытания на прочность и плотность.

226. Периодическое техническое освидетельствование котлов проводится в сроки (если иные сроки не предусмотрены в технической документации организации-изготовителя) не реже:

1 раза в четыре года - наружный и внутренний осмотры;

1 раза в восемь лет - гидравлическое испытание на прочность и плотность.

227. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию обязан осуществлять наружный и внутренний осмотры котла перед началом проведения и после окончания планового ремонта, но не реже 1 раза в год (если другие сроки не предусмотрены технической документацией организации-изготовителя), а также проводить гидравлическое испытание рабочим давлением каждый раз после вскрытия барабана, коллектора или ремонта котла, если характер и объем ремонта не вызывают необходимости проведения внеочередного технического освидетельствования.

228. Внеочередное техническое освидетельствование котлов должны проводиться:

если сменено более 15% анкерных связей любой стенки;

после замены барабана, коллектора экрана или экономайзера;

если сменено одновременно более 50% общего количества экранных и кипятильных или дымогарных труб или 100% труб экономайзеров;

если котлы не включались в работу более 12 месяцев;

если произведен ремонт котлов с применением сварки, наплавки, термической обработки элементов, работающих под давлением;

если такое освидетельствование необходимо по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

229. Перед периодическим наружным и внутренним осмотрами котел должен быть охлажден и очищен от накипи, сажи, золы и шлаковых отложений. Мешающие осмотру внутренние устройства в барабане должны быть временно демонтированы и удалены в порядке, предусмотренном в технической документации организации-изготовителя.

При сомнении в исправном состоянии стенок или швов ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию вправе потребовать вскрытия обмуровки или снятия изоляции полностью или частично, а при проведении внутреннего осмотра котла с дымогарными трубами - частичного удаления труб.

При наружном и внутреннем осмотрах котла должны выявляться возможные дефекты (в том числе трещины, надрывы, отдулины, выпучины), следы коррозии на внутренних и наружных поверхностях, следы пропаривания и пропуски в сварных, заклепочных и вальцовочных соединениях, а также повреждения обмуровки, которые могут вызвать перегрев металла элементов котла.

230. Гидравлическое испытание на прочность и плотность котлов проводят при удовлетворительных результатах наружного и внутреннего осмотров и (или) иных методов неразрушающего контроля, применение которых вместо наружного и (или) внутреннего осмотра возможно в соответствии с технической документацией организации-изготовителя.

231. Если при техническом освидетельствовании котла будут обнаружены поверхностные трещины или неплотности (в том числе течь, следы парения, наросты солей), то перед их устранением путем подварки должны быть удалены участки, пораженные коррозией.

232. Периодическое техническое освидетельствование металлоконструкций каркаса котла следует проводить с периодичностью, указанной в технической документации организации-изготовителя. В случае отсутствия таких указаний периодическое техническое освидетельствование металлоконструкций должно проводиться не реже 1 раза в 8 лет.

Внеочередное техническое освидетельствование металлоконструкций котла должно проводиться:

в случаях взрывов (хлопков) в топке и (или) газоходах;

в результате воздействия высоких температур на металлоконструкции вследствие неисправности обмуровки или при пожаре;

после чрезвычайных ситуаций природного или техногенного характера, негативное воздействие которых могло оказать влияние на состояние и несущую способность металлоконструкций котла.

233. Техническому освидетельствованию в составе каркаса подлежат элементы, повреждение которых влияет на безопасную эксплуатацию котла, в том числе:

несущие элементы каркаса и потолочного перекрытия, обеспечивающие прочность и жесткость конструкции (колонны, ригели, связи, хребтовые балки, обвязочные балки потолочного перекрытия);

пояса жесткости, элементы обшивки и бункера, фасонки ферм.

234. В котлах без несущего каркаса (самоопорных) техническому освидетельствованию подлежат опорные конструкции (узлы) поверхностей нагрева, коллекторов и барабанов.

235. Периодичность, объем, методы технических освидетельствований сосудов, работающих под избыточным давлением, должны определяться в соответствии с указаниями технической документации организации-изготовителя (разработчика проекта) в руководстве (инструкции) по эксплуатации, но не реже 1 раза в год при отсутствии таких указаний.

236. Внеочередное техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением, должно выполняться в случаях, если:

сосуды не эксплуатировались более 12 месяцев;

произведен ремонт сосудов с применением сварки, наплавки, термической обработки элементов, работающих под давлением.

237. Объем внеочередного технического освидетельствования определяется ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию исходя из причин, вызвавших его проведение. Причины внеочередного освидетельствования должны быть указаны в паспорте сосуда.

238. Объем и порядок проведения работ при техническом освидетельствовании сосуда должны быть установлены в инструкции по эксплуатации источника тепловой энергии.

239. Гидравлические испытания на прочность и плотность сосуда должны быть проведены в соответствии с утвержденными схемами и инструкциями по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, разработанными в эксплуатирующей организации, в том числе в соответствии с требований технической документацией организации-изготовителя.

240. При гидравлическом испытании на прочность и плотность сосудов минимальное значение пробного давления принимается 1,25 рабочего давления. Максимально допустимое значение пробного давления устанавливается в соответствии с технической документацией организации-изготовителя или расчетами на прочность.

241. Гидравлические испытания сосудов должны быть проведены при наличии удовлетворительных результатов их наружного и внутреннего осмотра.

242. В случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно (в том числе при больших нагрузках от веса воды на фундамент, междуэтажные перекрытия или на сам сосуд; трудности удаления воды, наличия внутри

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

сосуда футеровки), допускается заменять его пневматическим испытанием в соответствии с проектной документацией и технической документацией организации-изготовителя сосуда.

243. Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании на прочность и плотность котлов, экономайзеров, а также трубопроводов в пределах котла принимается:

при рабочем давлении не более 0,5 МПа (5 кгс/см ^{2}) - 1,5 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см ^{2});

при рабочем давлении более 0,5 МПа (5 кгс/см ^{2}) - 1,25 рабочего давления, но не менее рабочего давления плюс 0,3 МПа (3 кгс/см ^{2}).

244. При проведении гидравлического испытания барабанных котлов, а также их экономайзеров за рабочее давление принимается давление в барабане котла, а для безбарабанных и прямоточных котлов с принудительной циркуляцией - давление питательной воды на входе в котел, установленное технической документацией организации-изготовителя.

Максимально допустимое значение пробного давления устанавливается в соответствии с технической документацией организации-изготовителя или расчетами на прочность.

245. Время выдержки под пробным давлением при гидравлическом испытании на прочность и плотность котлов, трубопроводов пара и горячей воды в пределах котла, а также сосудов устанавливается в соответствии с указаниями технической документации организации-изготовителя, а при отсутствии таких указаний должно быть не менее 10 минут.

После выдержки под пробным давлением давление следует снизить до рабочего давления, при котором следует провести наружный осмотр.

246. Оборудование считается выдержавшим гидравлическое испытание на прочность и плотность, если не обнаружено:

трещин или признаков разрыва;

видимых остаточных деформаций;

течи, потения в сварных, развальцованных, заклепочных соединениях и в основном металле;

течи в разъемных соединениях;

падения давления по манометру.

247. В развальцованных и разъемных соединениях допускается появление отдельных капель, которые при выдержке времени не увеличиваются в размерах.

248. При переводе оборудования в режим эксплуатации на пониженных параметрах должны быть:

внесены изменения в эксплуатационные инструкции и технологические схемы;

проведена проверка пропускной способности предохранительных клапанов расчетом, а также их перенастройка с понижением параметров или замена (в случае отрицательных результатов расчета пропускной способности).

249. Котлы должны эксплуатироваться на видах топлива, предусмотренных проектной документацией.

Не допускается эксплуатация котла при сжигании непроектного топлива без внесения изменений в проектную документацию и выполнения режимно-наладочных испытаний.

250. Режимно-наладочные испытания котлов с составлением режимных карт и корректировкой инструкции по эксплуатации должны проводиться:

в объеме пусконаладочных работ;

после внесения изменений в конструкцию котлов;

при переводе котлов на другой вид или марку топлива;

в случаях отклонения параметров работы котлов от заданных значений (для выяснения и устранения причин), а также периодически не реже 1 раза в 5 лет.

251. Режимно-наладочные испытания котлов должны проводиться по программам, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

По окончании режимно-наладочных испытаний котла составляется акт, утверждаемый техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения). К актам должны прилагаться результаты режимно-наладочных испытаний и режимные карты.

Режимные карты должны быть размещены на фронтальных частях котлов.

252. При эксплуатации котлов должны осуществляться меры по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева способами, предусмотренными проектной документацией и технической документацией организации-изготовителя.

253. Перед пуском котлов после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок и средств оперативной связи. При неисправности блокировок и устройств защиты пуск котла запрещается.

Расход воды через водогрейный котел перед растопкой и в процессе эксплуатации должен поддерживаться не ниже минимально допустимого значения, определяемого требованиями технической документации организации-изготовителя.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы должны быть провентилированы дымососами, дутьевыми вентиляторами при открытых шиберах газовоздушного тракта не менее 10 минут с расходом воздуха не менее 25% номинального и заканчиваться непосредственно перед растопкой. Вентиляция котлов, работающих под наддувом, водогрейных котлов при отсутствии дымососов должна осуществляться дутьевыми вентиляторами.

При подготовке к растопке котла, работающего на газе, участок газопровода от запорного органа до котла должен быть продут газом через продувочные газопроводы.

Перед растопкой котлов с уравновешенной тягой должны быть включены дымосос и дутьевой вентилятор, а перед растопкой котлов, работающих под наддувом, - дутьевой вентилятор.

254. С момента начала растопки парового котла должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться при избыточном давлении в котле около 0,1 МПа (1 кгс/см ^{2}) и перед включением в главный паропровод.

Уровень воды в барабане котла допускается контролировать по сниженным гидравлическим и электрическим указателям уровня, сверенным с водоуказательными приборами в процессе растопки.

Верхний предельный уровень воды не должен превышать уровень, установленный в технической документации организации-изготовителя или скорректированный на основе пусконаладочных испытаний. Нижний уровень не должен быть ниже установленного в технической документации организации-изготовителя.

255. Включение паровых котлов в общий паропровод должно проводиться после дренирования и прогрева соединительного паропровода. Давление пара за котлом при включении должно быть равно давлению в общем паропроводе.

256. Поверхности нагрева котлов, работающих на твердом и жидком топливе, должны содержаться в чистом состоянии путем поддержания оптимальных режимов и очистки.

Периодичность и методы очистки поверхностей нагрева устанавливаются инструкцией по эксплуатации. Результаты проведенной очистки вносятся в оперативный журнал.

257. Не допускается эксплуатация форсунок жидкого топлива, в том числе растопочных с неисправной системой подвода к ним воздуха и (или) при попадании топлива в паропровод продувки форсунок.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

258. Допустимые присосы воздуха в котлы и газоходы не должны превышать значений, определенных проектной документацией и технической документацией организации-изготовителя.

Плотность ограждающих поверхностей котла, газоходов и золоуловителей должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха не реже 1 раза в месяц. Присосы в топку должны определяться не реже 1 раза в год, а также до и после капитального ремонта. Неплотности топки и газоходов котла должны быть устранены до пуска котла.

259. При остановке котла в резерв после вентиляции топки и газоходов не менее 10 минут, но не более 15 минут тягодутьевые машины должны быть остановлены, все отключающие шиберы на газовоздуховодах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин должны быть плотно закрыты.

Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана запрещается.

Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией разрешается после снижения давления в нем до атмосферного, а при наличии вальцовочных соединений - при температуре воды не выше 80°С. Спускать воду из водогрейного котла разрешается после охлаждения воды в нем до температуры, равной температуре воды в обратном трубопроводе, но не выше 70°С.

При выводе котла в резерв или ремонт должны быть приняты меры по консервации пароводяного тракта или тракта сетевой воды в соответствии с технической документацией организации-изготовителя. При отсутствии указаний организации-изготовителя консервация котла производится заполнением химически подготовленной водой под давлением.

На котле, находящемся в резерве или ремонте, в соответствии с эксплуатационной инструкцией должны осуществляться контроль за температурой воздуха и приниматься меры по поддержанию положительных температур воздуха в топке и газоходах, в зонах расположения продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков средств измерений.

260. Режим расхолаживания котлов после останова при выводе их в ремонт должен быть определен инструкцией по эксплуатации котлов или источника тепловой энергии.

Расхолаживание котлов с естественной циркуляцией тягодутьевыми машинами разрешается при обеспечении допустимой разности температур металла между верхней и нижней образующими барабана в соответствии с технической документацией организации-изготовителя.

Расхолаживание прямоточных котлов допускается осуществлять непосредственно после останова.

261. При разрыве трубопровода жидкого топлива или газопровода в пределах котельной или сильных утечках жидкого топлива (газа) должны быть приняты меры для предотвращения истечения топлива через поврежденные участки вплоть до отключения насосной жидкого топлива или закрытия запорной арматуры на газорегуляторном пункте.

262. Котел должен быть незамедлительно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях:

1) для паровых и водогрейных котлов:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

при обнаружении неисправности предохранительного клапана;

при отключении всех питательных насосов;

при обнаружении в элементах котла недопустимых дефектов в соответствии с технической документацией организации-изготовителя и проектной документации;

при погасании факела в топке;

при исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления;

при несрабатывании технологических защит, действующих на останов котла;

при разрыве газопровода котла;

при разрыве трубопровода жидкого топлива;

при недопустимом понижении или повышении давления газа или жидкого топлива за регулирующим клапаном;

при отключении всех дутьевых вентиляторов или дымососов;

при взрыве в топке, взрыве или загорании горючих отложений в газоходах, разогреве докрасна несущих балок каркаса котла;

при обрушении обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

при пожаре;

при повышении давления в барабане котла выше разрешенного на 10%;

при снижении уровня воды ниже низшего допустимого;

при повышении уровня воды выше высшего допустимого;

при прекращении действия всех водоуказательных приборов;

2) для водогрейных котлов, в дополнение указанных в подпункте 1 настоящего пункта:

при снижении расхода воды через котел ниже минимально допустимого значения;

при снижении давления воды в тракте котла ниже допустимого;

при повышении температуры воды на выходе из котла до значения на 20°С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению в выходном коллекторе котла.

263. Оперативный персонал должен сделать запись в оперативном журнале о причинах аварийного останова котла и принятых мерах по их устранению.

264. Не допускается в процессе эксплуатации изменять количество, диаметр и места установки предохранительных устройств (клапанов) для защиты котлов и сосудов от превышения в них давления, определенного в технической документации организаций-изготовителей и (или) проектной документации.

265. В автоматизированных котельных, работающих в соответствии с проектом без постоянного обслуживающего персонала и с передачей информации о функционировании оборудования на круглосуточный диспетчерский пункт, должен быть обеспечен дистанционный контроль за их работой.

При полной или частичной неисправности, несоответствии проекту систем автоматизации и систем передачи информации таких котельных, их работа без обслуживающего персонала не допускается.

266. На источнике тепловой энергии с постоянным оперативным персоналом необходимо вести документацию в объеме требований настоящих Правил. При этом в оперативный журнал должны записываться:

сдача-прием смены с подписью лиц, сдающих и принимающих смену;

характеристика состояния оборудования;

все переключения в схемах оборудования, должность и фамилия лица, давшего распоряжение о переключении, а при аварийном останове - запись о причине;

другие сведения и информация в соответствии с требованиями настоящих Правил.

267. При выгрузке шлака и золы из бункеров должны приниматься меры для защиты от запыления и загрязнения окружающей территории.

Состояние золоуловителей и их систем должно контролироваться эксплуатационным персоналом не реже 1 раза в смену.

При останове котла на трое суток и более золоуловители должны быть осмотрены и очищены от отложений.

Не реже 1 раза в год должны проводиться режимно-наладочные испытания золоулавливающих установок в соответствии с технической документацией организации-изготовителя.

268. При включении тягодутьевой установки необходимо:

убедиться в отсутствии посторонних предметов, в том числе на прилегающих участках тракта и около тягодутьевой установки;

полностью закрыть направляющие аппараты;

закрыть все люки;

убедиться в готовности системы смазки;

включить систему охлаждения масла и маслостанцию.

269. Не допускается работа тягодутьевой установки с выбиванием газов через неплотности нагнетательных диффузоров и примыкающих газоходов. При обнаружении выбивания газов необходимо незамедлительно прекратить доступ людей в опасную зону, определить и устранить причины выбивания.

270. Не допускается эксплуатация вращающихся механизмов при снятых кожухах вращающихся частей.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

271. Внутренний осмотр деаэраторов в целях выявления дефектов должен осуществляться не реже 1 раза в год через съемные люки и при чистке деаэрирующих элементов.

Атмосферные и вакуумные деаэраторы перед включением в работу после ремонта, связанного с восстановлением плотности деаэратора, а также по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию с целью выявления дефектов подвергаются испытанию на прочность и плотность избыточным давлением 0,2 МПа (2,0 кгс/см ^{2}), но не реже, чем 1 раз в 8 лет.

При эксплуатации двух и более параллельно работающих деаэраторов задвижки на уравнительных линиях по паровому и водяному пространству баков-деаэраторов должны быть открыты.

Эксплуатация деаэраторов при отсутствии или неисправном состоянии гидрозатворов на баках деаэраторов и их колонках запрещается.

Эксплуатация деаэраторов при отключенных охладителях выпара запрещается.

272. На источниках тепловой энергии в период эксплуатации следует осуществлять контроль технологических параметров в соответствии с проектной документацией. Перечень контролируемых технологических параметров и показателей режимов работы, порядок оформления и периодичность занесения данных в суточные ведомости на бумажном носителе и (или) в электронные устройства хранения и отображения информации устанавливаются в инструкции по эксплуатации источника тепловой энергии.

273. В процессе эксплуатации источника тепловой энергии следует контролировать работоспособность предусмотренных проектной документацией устройств защиты от повышения и (или) снижения давления сетевой воды в обратных трубопроводах, от вскипания сетевой воды в подающих трубопроводах и оборудовании при аварийном снижении давления, проводить их периодическое опробование в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации организации-изготовителя и перед отопительным периодом.

274. На основе результатов эксплуатационных измерений должны определяться потери напора в водогрейных котлах, сетевых трубопроводах, сетевых подогревателях и другом оборудовании по тракту сетевой воды при ее расчетном расходе для последующего контроля в процессе эксплуатации.

Периодичность проведения эксплуатационных измерений для определения указанных показателей, а также порядок и периодичность их последующего контроля устанавливается в инструкции по эксплуатации источника тепловой энергии.

IX. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ВЕДЕНИЮ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА

275. Применяемые в эксплуатирующей организации технологии водоподготовки и соблюдение водно-химического режима должны обеспечить качество теплоносителя, соответствующее требованиям, установленным настоящими Правилами, для предупреждения:

внутренней коррозии оборудования и трубопроводов тепловых сетей;

образования внутренних отложений на поверхностях нагрева и в трубопроводах;

образования и накопления шлама в оборудовании источников тепловой энергии, тепловых сетях и теплопотребляющих установках.

276. В эксплуатирующей организации должны разрабатываться и утверждаться инструкции по эксплуатации установок обработки воды и инструкции по ведению водно-химического режима, включающие режимные карты.

277. В эксплуатирующей организации должен осуществляться контроль водно-химического режима.

278. Периодичность и объем контроля водно-химического режима устанавливается исходя из качества исходной воды и состояния действующего оборудования.

279. В режимных картах по результатам испытаний и наладки оборудования по водоподготовке должны быть указаны:

технические характеристики и рабочие параметры оборудования водоподготовки;

значения показателей качества подпиточной и сетевой воды (теплоносителя);

значения показателей качества добавочной, питательной и котловой воды для паровых котлов исходя из требований технической документации организаций-изготовителей;

значения показателей качества составляющих питательной воды, в том числе конденсата подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата;

значения показателей качества воды котлового контура для водогрейных котлов исходя из требований технической документации организаций-изготовителей;

перечень контролируемых химических веществ, включая реагенты, и их предельные допустимые концентрации в подпиточной, сетевой, питательной и котловой воде;

периодичность и объем контроля водно-химического режима;

величина продувки паровых котлов и ее продолжительность, принимаемые по технической документации организации-изготовителя;

периодичность продувки воды котлового контура;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

перечень и схема точек отбора проб воды, пара и конденсата для ручного и автоматического химического контроля;

объемы и методы выполнения химического контроля.

280. На объектах теплоснабжения, имеющих оборудование водоподготовки, должны вестись журнал и (или) ведомость, определенные в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в которые заносится информация по водоподготовке и водно-химическому режиму, результатам анализов воды, пара, конденсата, концентрации дозируемых реагентов и отклонению от утвержденной режимной карты.

281. Для оценки накипеобразующих свойств сетевой воды используется значение карбонатного индекса сетевой воды, равное произведению общей щелочности и кальциевой жесткости воды (мг-экв/дм^3)^2, выше которого протекает карбонатное накипеобразование с интенсивностью более 0,1 г/(м^2·час) (далее - Икс). Значение Икс должно быть не выше нормативных значений Икс, приведенных в приложении № 1 к настоящим Правилам, и обеспечивать ограничение протекания карбонатного накипеобразования с интенсивностью не более 0,1 г/(м^2·час).

Значение карбонатного индекса подпиточной воды (далее - Икп) для открытых систем теплоснабжения должно быть таким же, как нормативное значение Икс.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

Значение Икп для закрытых систем теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечить нормативное значение Икс включая подмес водопроводной воды в сетевую в теплопотребляющих установках.

282. При использовании для подготовки подпиточной воды стабилизационной обработки ингибиторами накипеобразования (антинакипинными) определение марки ингибитора и его оптимальной дозы производится на основании результатов режимно-наладочных испытаний.

Предельное значение Икс определяется в период режимно-наладочных испытаний и наладки исходя из возможного изменения параметров исходной воды и фиксируется в режимной карте.

283. Нарушение требований режимной карты, в том числе использование для подпитки тепловой сети воды, не прошедшей водоподготовку (далее - сырая вода), допускается при аварийных ситуациях. О каждом таком случае производится запись в оперативный журнал с указанием качества (химического состава) и количества использованной воды не соответствующей требованиям режимной карты, длительности ее подачи.

На линиях сырой воды, присоединенных к линиям умягченной, питательной, подпиточной, сетевой воды или конденсата должны быть установлены два запорных устройства и контрольное (дренажное) между ними. Запорные устройства должны находиться в закрытом положении и быть опломбированы, а контрольное (дренажное) должно быть открыто.

284. Качество подпиточной воды для систем теплоснабжения должно соответствовать нормам качества воды для подпитки систем теплоснабжения, содержащимся в приложении № 2 к настоящим Правилам. Качество сетевой воды должно соответствовать нормам качества сетевой воды, содержащимся в приложении № 3 к настоящим Правилам.

285. Исходная вода, используемая для подготовки подпиточной воды в открытых системах теплоснабжения должна подвергаться коагулированию для удаления органических примесей, если цветность пробы воды при ее кипячении в течение 20 минут превышает 20 градусов цветности (имеет слабо-желтоватый оттенок).

286. При силикатной обработке подпиточной воды должна контролироваться предельная концентрация кальция. Периодичность и порядок контроля должен быть определен режимной картой.

287. Содержание растворенного кислорода в подпиточной и сетевой воде должно контролироваться с помощью регистрирующих кислородомеров или путем отбора проб воды не реже 1 раза в смену:

из подпиточного трубопровода каждого узла подпитки системы теплоснабжения;

из подающего и обратного трубопроводов каждой магистрали источника тепловой энергии.

288. При химическом способе удаления кислорода из подпиточной воды в закрытых системах теплоснабжения необходимо дополнительно контролировать содержание растворенного кислорода в сетевой воде по величинам избытков реагентов путем отбора проб воды, объем и периодичность которых устанавливается режимной картой.

289. При химическом способе удаления кислорода из подпиточной воды в режимной карте должны устанавливаться предельные значения остаточного содержания кислорода в подпиточной и сетевой воде исходя из температуры обрабатываемой воды, точки ввода реагентов, свойств и характеристик реагентов, а также периодичность и объем контроля антикоррозионных характеристик ингибиторов путем коррозионных лабораторных испытаний, заключающихся в выдерживании индикаторов коррозии в реальной сетевой воде без добавления и с добавлением ингибиторов.

290. В эксплуатирующих организациях должен быть организован контроль внутренней коррозии оборудования объектов теплоснабжения, теплопотребляющих установок, трубопроводов тепловых сетей путем анализов подпиточной, котловой, сетевой воды и конденсата на содержание соединений железа, растворенного кислорода, свободной углекислоты и pH, а также по индикаторам внутренней коррозии. При обнаружении таких процессов должны проводиться определение типа коррозионных повреждений и физико-химического состава железоокисных отложений, анализ причин и определение мер по их устранению.

Периодичность контроля определяется в эксплуатационных инструкциях по ведению водно-химического режима.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

291. Дозирование гидразина в подпиточную и сетевую воду не допускается.

292. В процессе эксплуатации поверхности оборудования, трубопроводов и арматуры, строительных конструкций водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, изготовленных из некоррозионностойких материалов, соприкасающиеся с коррозионно-активной средой, должны защищаться антикоррозионными покрытиями.

293. При эксплуатации пробоотборных устройств должен быть обеспечен проектный расход отбора проб пара, воды и конденсата и охлаждение их до температуры не выше 40°С, а также отсутствие воздействия материала пробоотборника на качественный состав пробы. При отсутствии проектных данных расход отбора проб должен составлять не менее 25 литров в час.

294. Режимно-наладочные испытания и наладка водно-химических режимов, наладка водоподготовительных установок должны выполняться не реже 1 раза в 5 лет, а также по решению технического руководителя эксплуатирующей организации в случаях:

реконструкции (модернизации) котлов или водоподготовительного оборудования;

изменения основных параметров работы котлов (давления, температуры, производительности);

изменения вида топлива;

повреждения оборудования объектов теплоснабжения по причинам, связанным с их водно-химическим режимом;

изменения качества исходной воды;

изменения требований к качеству исходной и обработанной воды;

перехода на другой ингибитор накипеобразования (при использовании технологии стабилизационной обработки воды);

перехода на другие реагенты, используемые для организации коррекционных водно-химических режимов.

295. Режимно-наладочные испытания должны проводиться по программам, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Результаты режимно-наладочных испытаний и наладки водно-химических режимов, наладки водоподготовительных установок оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

По результатам режимно-наладочных испытаний и наладки пересматриваются и переутверждаются инструкции по эксплуатации установок обработки воды и инструкции по ведению водно-химического режима.

296. В эксплуатирующих организациях должен быть организован контроль образования накипи, отложений и шлама в оборудовании объектов теплоснабжения, теплопотребляющих установок, трубопроводах тепловых сетей и трубопроводах горячего водоснабжения. При обнаружении таких процессов должны проводиться анализ причин, измерение физико-механических свойств, состава и толщины накипи, отложений и шлама.

Для прогнозирования интенсивности образования отложений периодически должны определяться кальциевая и общая жесткость, бикарбонатная и общая щелочность, а также содержание сульфатов и соединений железа в подпиточной, котловой, сетевой и горячей воде.

297. В эксплуатирующей организации должны проводиться контрольные вырезки образцов наиболее теплонапряженных труб поверхностей нагрева водотрубных котлов, отбор проб накипи, отложений и шлама из подогревателей, трубопроводов и другого оборудования, их периодичность и количество определяются в эксплуатационных инструкциях.

298. Теплоснабжающие и теплосетевые организации, эксплуатирующие тепловые сети, должны обеспечить постоянный контроль качества сетевой воды в обратных трубопроводах и выявлять подключенных потребителей тепловой энергии, ухудшающих качество сетевой воды.

299. Периодичность очистки паровых и водогрейных котлов должна определяться расчетом исходя из интенсивности отложений.

300. Ко дню остановки котла на очистку, загрязненность отложениями на наиболее теплонапряженных участках поверхностей нагрева котла не должна превышать значений, определенных требованиями проектной документации и (или) технической документации организации-изготовителя оборудования. При отсутствии такой информации периодичность очистки паровых и водогрейных котлов и водогрейного оборудования устанавливается такой, чтобы удельная загрязненность отложениями на наиболее теплонапряженных участках поверхностей нагрева котла к моменту его остановки на чистку не превышала:

для паровых котлов - 500 г/м^2 при работе на газообразном и твердом топливе, 300 г/м^2 при работе на жидком топливе;

для водогрейных котлов - 1000 г/м^2.

301. При отсутствии необходимости в очистке котлов в межотопительный период должна осуществляться их промывка химически подготовленной водой. Промывка завершается, когда качество промывочной воды после котла соответствует параметрам, определенным в инструкции по ведению водно-химического режима.

302. Для сетевых подогревателей очистка проводится при изменении температурного напора выше предельных значений, установленных в проектной документации и (или) технической документации организации-изготовителя.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Способ проведения очистки оборудования, а также необходимость принятия мер, препятствующих коррозии и образованию отложений, определяется на основании результатов осмотров оборудования и лабораторных анализов физико-химического состава отложений.

X. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ

303. Эксплуатация емкостей горячей, подпиточной, сетевой воды, баков сбора конденсата, работающих при атмосферном давлении (далее - баки-аккумуляторы), должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации баков-аккумуляторов.

304. В случае двух и более работающих параллельно баков-аккумуляторов инструкция по эксплуатации баков-аккумуляторов должна предусматривать последовательность действий по включению незаполненного бака-аккумулятора в параллельную работу с действующим, исключающая перепуск горячей воды из действующих в незаполненный бак-аккумулятор, с целью предотвращения образования вакуума в действующих баках-аккумуляторах и их разрушения.

305. Организация, осуществляющая эксплуатацию баков-аккумуляторов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации баков-аккумуляторов должна обеспечить наличие и исправность:

наружных металлических усиливающих конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака;

обваловки по всему периметру бакового хозяйства высотой не менее 0,5 м (объем чаши обвалования должен быть не менее объема наибольшего бака-аккумулятора);

отмостки по всему периметру бака-аккумулятора;

устройств безопасного отвода воды из обвалованной территории и чаши обвалования;

тепловой изоляции и покровного слоя;

дренажной линии;

устройства для предотвращения потери герметика при опорожнении или переливе воды из бака-аккумулятора и предупреждения попадания герметика в трубопроводы после бака-аккумулятора при снижении уровня воды в нем ниже допустимого;

антикоррозионной защиты внутренних поверхностей;

сигнализации достижения верхнего и нижнего предельного уровня;

автоматического регулятора уровня, либо блокировочного устройства, обеспечивающего полное прекращение подачи воды в бак-аккумулятор при достижении верхнего предельного уровня;

блокировочного устройства, отключающего насосы при достижении нижнего предельного уровня;

средств измерения уровня и температуры воды в баках-аккумуляторах, давления во всех подводящих и отводящих трубопроводах;

автоматического устройства включения резервных откачивающих насосов при отключении рабочих насосов.

306. Должно быть обеспечено отсутствие течей, подтеков и мокрых пятен на наружной поверхности тепловой изоляции, протечек через сальники запорной и регулировочной арматуры.

При подготовке к отопительному периоду должна быть осуществлена проверка соответствия баков-аккумуляторов, их оборудования, систем управления и защиты перечисленным требованиям с их ревизией, устранением выявленных дефектов и восстановлением проектных характеристик.

307. Должен осуществляться контроль:

состояния переливной трубы на отметке предельно допустимого уровня заполнения бака-аккумулятора, пропускная способность которой должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к баку-аккумулятору, наличия возможности свободного излива жидкости из нее, отсутствия обледенения и (или) засора;

состояния вестовой трубы, сечение которой должно обеспечивать свободное поступление в бак-аккумулятор воздуха, исключающее образование вакуума при откачке воды из бака-аккумулятора и свободный выпуск паровоздушной смеси, предотвращающей повышение давления выше атмосферного при заполнении бака-аккумулятора, отсутствия ее обледенения и (или) засора.

308. В процессе эксплуатации баков-аккумуляторов (за исключением баков сбора конденсата) должна обеспечиваться защита воды в них от аэрации применением плавающей герметизирующей жидкости (герметика) или устройством паровой подушки.

309. На баки-аккумуляторы должны вестись и храниться паспорта в соответствии с пунктом 29 настоящих Правил.

310. В эксплуатирующей организации должен вестись журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в который вносится информация о проведенном техническом обслуживании и ремонтах, замене оборудования, нивелировании основания, проверке устройств молниезащиты и защиты от статического электричества, средств защиты баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации.

311. Баки-аккумуляторы после ремонта и (или) в период подготовки к отопительному периоду с целью выявления дефектов подлежат гидравлическому испытанию на плотность и прочность, которое проводится заполнением водой до максимально допустимого уровня - отметки переливной трубы.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Заполнение бака-аккумулятора для гидравлического испытания на плотность и прочность производится водой температурой не выше 45°С при температуре наружного воздуха не ниже 5°С. Скорость заполнения должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы. Допуск к осмотру бака-аккумулятора разрешается не ранее, чем через 10 минут после заполнения.

312. Контроль уровня заполнения бака-аккумулятора после ремонта, связанного с устранением течи, производится по приборам, устанавливаемым вне зоны его обваловки, при этом на дистанционном уровнемере должна быть нанесена отметка, соответствующая верхнему предельному уровню воды в баке-аккумуляторе.

Бак-аккумулятор считается выдержавшим испытания на плотность и прочность, если по истечении 24 часов на его поверхности или по краям днища не появилась течь, и уровень воды в баке не снижался.

313. После проведения испытания бака-аккумулятора на прочность и плотность и спуска воды должна проводиться проверка качества основания и равномерности осадки нивелированием не менее чем в 8 точках по периметру основания.

Результаты гидравлических испытаний на прочность и плотность, проверки качества основания и равномерности осадки оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

314. Баки-аккумуляторы после полного опорожнения должны заполняться водой с температурой не выше 45°С.

315. При каждом осмотре баков-аккумуляторов должны осуществляться следующие мероприятия:

опробование работоспособности сигнализации баков-аккумуляторов;

контроль исправности указателя уровня и регулятора уровня;

контроль отсутствия засора или замерзания переливной и вестовой труб.

316. По результатам выполненного опробования и контроля делаются соответствующие записи в оперативном журнале и принимаются меры по устранению выявленных дефектов.

317. Не реже 1 раза в квартал должна проводиться проверка исправности схем питания электродвигателей насосов, откачивающих воду с баков-аккумуляторов, электрифицированной запорной и регулирующей арматуры, блокировок и устройств АВР насосов.

318. Ежегодно при подготовке к отопительному периоду должен проводиться осмотр конструкций и основания баков-аккумуляторов, компенсирующих устройств трубопроводов, вестовых и переливных труб с целью контроля технического состояния, необходимости ремонта и пригодности к дальнейшей эксплуатации. Результаты осмотра вносятся в журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

319. Не реже 1 раза в 3 года бак-аккумулятор подлежит техническому диагностированию, при котором должны выполняться измерения фактических толщин металлических листов стенок бака, дефектоскопия металла и сварных соединений, проверка качества металла и сварных соединений, механические свойства и химический состав которых должны соответствовать проектной документации и технической документации организации-изготовителя.

320. Пригодность бака-аккумулятора к дальнейшей эксплуатации определяется следующим образом:

предельно допустимый коррозионный износ кровли и днища для наиболее изношенных частей не должен превышать 50% проектной толщины, для несущих конструкций покрытия (прогонов, балок, связей) и окраек днища - 30%; для нижней половины стенок бака - 20% независимо от площади износа;

при коррозионном износе стенок от 15 до 20% проектной толщины дальнейшая эксплуатация бака аккумулятора допускается только по письменному распоряжению технического руководителя эксплуатирующей организации (структурного подразделения) при подтверждении расчетом прочности бака-аккумулятора и проведении ежегодного измерительного контроля стенок;

при коррозионном износе стенок верхней половины бака-аккумулятора, равном 20-30% их проектной толщины, дальнейшая эксплуатация разрешается на срок не более 1 года при условии снижения допустимого верхнего уровня на 1 м ниже коррозионного изношенного участка с переносом переливной трубы и настройкой системы автоматики на новый уровень заполнения бака-аккумулятора;

высота локальных деформаций поверхности днища нового бака-аккумулятора не должна превышать 150 мм при площади их не более 2 $м^2$, для баков-аккумуляторов, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимая высота локальных деформаций поверхности днища - 200 мм при площади 3 $м^2$, а при большей высоте локальных деформаций поверхности днища дефектное место подлежит исправлению.

XI. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

321. Эксплуатация тепловых сетей должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловых сетей, инструкциями по эксплуатации отдельных видов оборудования и систем.

Собственники и пользователи зданий и земельных участков, управляющие организации и обслуживающие организации многоквартирных жилых домов должны обеспечить беспрепятственный доступ к тепловым сетям,

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

расположенным в пределах этих зданий и земельных участков, оперативного персонала организаций, эксплуатирующих указанные сети, для проверки состояния сетей, их обслуживания и ремонта. При поиске повреждений сетей и для их устранения доступ должен осуществляться незамедлительно.

322. В эксплуатирующей организации, кроме документации, указанной в пункте 32 настоящих Правил, должна храниться следующая документация:

план-схема тепловых сетей;

профили тепловых сетей по каждой магистрали;

паспорта теплопроводов тепловой сети, содержащие, помимо сведений, указанных в пункте 29 настоящих Правил, по каждому участку сведения о трубопроводах, теплоизоляционной конструкции, типах прокладки, строительной конструкции, наличии дренажей, тепловых камерах и павильонах, а также типе, количестве и характеристиках запорной, регулирующей, предохранительной арматуры, ее диаметрах, типах приводов;

паспорта насосных станций, центральных тепловых пунктов, баков-аккумуляторов, входящих в состав тепловой сети, содержащие сведения, указанные в пункте 29 настоящих Правил.

323. Эксплуатирующая организация должна обеспечить актуальность сведений, содержащихся в перечисленной документации. Все изменения должны вноситься за подписью (электронной подписью) ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию с указанием его должности и даты внесения изменения.

324. Всем подключенным зданиям, трубопроводам, подземным камерам и надземным павильонам, насосным станциям, центральным тепловым пунктам, узлам ответвлений, арматуре, смотровым и дренажным колодцам, неподвижным опорам, компенсаторам должна присваиваться технологическая нумерация, которая должна использоваться в планах, схемах и пьезометрических графиках.

Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), должна обозначаться нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) - следующим за ним четным номером.

325. Технологические схемы тепловых сетей должны разрабатываться в масштабе с привязкой к ориентирам на местности и подключенным зданиям, включать следующие объекты и информацию о них:

участки тепловых сетей с камерами, узлами, запорной арматурой, неподвижными опорами, компенсаторами, воздушниками, спускниками, конденсатоотводчиками;

трассировку, диаметры и протяженность теплопроводов;

насосные станции, центральные тепловые пункты, районные баки-аккумуляторы;

подключенные к тепловым сетям тепловые пункты и (или) узлы ввода зданий, сооружений потребителей тепловой энергии, назначение зданий;

источники тепловой энергии.

326. В эксплуатирующей организации должны вестись план-схемы тепловых сетей. План-схема тепловых сетей, кроме информации, указанной в технологических схемах тепловых сетей, дополнительно должна содержать:

тип прокладки каждого участка;

расположение попутных дренажей и водовыпусков;

виды и параметры теплоносителей;

годы ввода в эксплуатацию и замены трубопроводов;

расположение мест повреждений трубопроводов (с датами и причинами повреждения);

расположение мест (зон) постоянных и периодических подтоплений каналов и камер;

расположение смежных и пересекающих подземных коммуникаций (газопроводы, водопроводы, водостоки, канализация, электрические кабели), рельсовых путей электрифицированного транспорта и тяговых подстанций в зоне от теплопроводов, иных возможных источников опасного влияния блуждающих токов;

расположение зон с высокой коррозионной агрессивностью грунта.

327. На плане-схеме, оперативных и технологических схемах тепловых сетей газоопасные камеры и проходные каналы должны иметь отличительное обозначение желтым цветом.

328. Газоопасные камеры и проходные каналы должны иметь опознавательные знаки, желтую окраску люков и запирающие устройства, предотвращающие свободный доступ.

Периодически в сроки, установленные техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), и перед каждым спуском необходимо проверять камеры на загазованность.

329. Периодическое техническое освидетельствование оборудования (трубопроводов и сосудов) тепловых сетей, работающего под избыточным давлением, должно проводиться не реже 1 раза в год в межотопительный период.

330. Внеочередное техническое освидетельствование должно проводиться в следующих случаях:

сосуды не включались в работу более 12 месяцев, а трубопроводы - более 24 месяцев;

оборудование было демонтировано и установлено на новом месте;

произведен ремонт оборудования с применением сварки, наплавки.

331. В случае если проектной документацией тепловых сетей предусмотрено наличие системы оперативного дистанционного контроля увлажнения изоляции трубопроводов (далее - система ОДК), периодичность проведения их технического освидетельствования может быть увеличена до 5 лет при условии поддержания системы ОДК в исправном состоянии.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

332. Гидравлические испытания на прочность и плотность трубопроводов должны проводиться при положительной температуре окружающего воздуха.

333. Минимальное значение величины пробного давления должно быть не менее 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см ^{2}), если иное не указано в проектной документации и технической документации организации-изготовителя.

Значение рабочего давления устанавливается согласно проектной документации.

Максимальное значение пробного давления для трубопроводов устанавливается исходя из геодезических отметок и максимальных нагрузок, которые могут принять неподвижные опоры трубопроводов согласно проектной документации.

Значение пробного давления устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) между максимальным и минимальным значениями пробного давления исходя из физического состояния оборудования, длительности его эксплуатации, информации о частоте и характере повреждений трубопроводов в предшествующие периоды, результатов технического диагностирования. Значение пробного давления должно обеспечивать наибольшую выявляемость дефектов трубопровода или его элементов в межотопительный период.

Сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода (не имеющие запорных органов - неотключаемые по среде), испытывают тем же давлением, что и трубопроводы.

Время выдержки пробным давлением должно быть не менее 10 мин. После снижения давления до значения рабочего давления или давления в обратном трубопроводе работающей сети должен производиться наружный осмотр трубопровода в доступных местах.

Требования к организации проведения испытаний, безопасному выполнению и контролю работ, схема измерений должны быть установлены в программе испытаний, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), в соответствии с порядком проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводов тепловой сети, содержащимся в приложении № 4 к настоящим Правилам.

Результаты гидравлических испытаний на прочность и плотность считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления и не обнаружены признаки разрыва, течи или слезок в сварных швах, в основном металле, корпусах и сальниках арматуры, фланцевых соединениях и других элементах трубопроводов и оборудования, должны отсутствовать признаки сдвига или деформации трубопроводов и неподвижных опор.

334. После ремонта трубопроводов тепловых сетей с применением в условиях отрицательных температур окружающего воздуха допускается выполнять гидравлическое испытание на прочность и плотность пробным давлением равным рабочему давлению и наружный осмотр с последующим проведением технического освидетельствования в ближайший межотопительный период.

335. Трубопроводы тепловых сетей, вводимые в эксплуатацию, а также после ремонта с заменой участков трубопроводов, до пуска (включения) их в работу должны подвергаться очистке:

паропроводы - продувке со сбросом пара в атмосферу;

трубопроводы водяных тепловых сетей в системах теплоснабжения и конденсатопроводы - промывке.

336. Допускается проведение промывки гидропневматическим способом.

337. Для промывки трубопроводов и оборудования в закрытых системах теплоснабжения допускается использовать воду из питьевого или технического водопровода, после промывки вода из трубопроводов должна быть удалена.

О проведении промывки (продувки) трубопроводов и оборудования тепловых сетей должны быть составлены акты, утверждаемые техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

338. Работы по пуску тепловых сетей (включая заполнение трубопроводов, включение циркуляции, продувку, прогрев паропроводов) выполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловых сетей.

339. При пуске водяной тепловой сети должен вестись контроль за наполнением и прогревом трубопроводов, состоянием запорной арматуры, компенсаторов, дренажных устройств. Последовательность и скорость прогрева элементов тепловой сети должны исключать возможность их недопустимых тепловых деформаций.

340. Заполнение трубопроводов при пуске водяной тепловой сети должно производиться водой с температурой не выше 70°С, соответствующей требованиям к качеству подпиточной или сетевой воды, приведенным в пункте 284 настоящих Правил, давлением, не превышающим статическое давление заполняемой части тепловой сети более чем на 0,2 МПа (2 кгс/см ^{2}) и с расходом воды не выше значений максимального часового расхода воды при заполнении трубопроводов тепловой сети, указанных в приложении № 5 к настоящим Правилам.

Заполнение тепловых сетей, на которых имеются подкачивающие или смесительные насосные станции, следует производить через обводные трубопроводы.

Установленные на трубопроводах регулирующие клапаны на период заполнения должны быть вручную открыты и отключены от измерительно-управляющих устройств.

Неработающая и не подлежащая консервации тепловая сеть должна заполняться химически подготовленной водой и находиться под избыточным давлением не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}) в верхних точках трубопроводов.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

341. При пуске водяной тепловой сети установление циркуляционного режима в магистральных трубопроводах должно производиться через концевые перемычки при открытых секционирующих задвижках, отключенных ответвлениях и теплопотребляющих установках.

После установления циркуляционного режима в трубопроводах, на которых имеются регуляторы давления, следует произвести их настройку для обеспечения заданных давлений в тепловой сети.

Установление циркуляционного режима в ответвлениях от магистрали должно производиться через концевые перемычки на этих ответвлениях поочередным и медленным открытием головных задвижек ответвлений сначала на обратном, а затем на подающем трубопроводах.

342. Установление циркуляционного режима в ответвлениях к теплопотребляющим установкам потребителей тепловой энергии должно производиться по согласованию и при участии потребителей тепловой энергии:

к системам отопления, оборудованным элеваторами, - через подмешивающую линию элеватора (при этом системы отопления после элеватора и ответвления к системам вентиляции и горячего водоснабжения должны быть отключены задвижками);

к системам отопления, присоединенным без элеваторов или с подмешивающими насосами, - через эти системы (с включением указанных насосов в работу).

343. Пуск насосов в подкачивающих (перекачивающих) насосных станциях на обратных трубопроводах тепловых сетей следует осуществлять до включения теплопотребляющих установок, а в подкачивающих (перекачивающих) насосных станциях на подающих трубопроводах - в процессе включения теплопотребляющих установок по мере набора тепловой нагрузки.

В подкачивающих (перекачивающих) насосных станциях на обратных трубопроводах, в которых проектом не предусмотрены линии рециркуляции (или) частотное регулирование насосов, допускается осуществлять пуск насосов в процессе включения теплопотребляющих установок по мере набора тепловой нагрузки. При этом должны соблюдаться меры, обеспечивающие поддержание давления в теплопотребляющих установках и тепловой сети в пределах допустимых значений, обоснованные гидравлическими расчетами и указываемые в программе пуска.

После пуска подкачивающих (перекачивающих) и смесительных насосных станций следует произвести настройку регуляторов давления, устройств АВР, устройств защиты от недопустимого изменения давления сетевой воды и гидравлических ударов, устройств рассечки на гидравлически изолированные зоны, регуляторов и насосов подпитки гидравлически изолированных зон, других средств и систем автоматического регулирования и защиты в соответствии с картой уставок, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

344. Пуск водяных тепловых сетей при отрицательных температурах наружного воздуха должен осуществляться в соответствии с приложением № 6 к настоящим Правилам.

345. Пуск паровой тепловой сети должен осуществляться в соответствии с порядком пуска паровых тепловых сетей, содержащимся в приложении № 7 к настоящим Правилам. В инструкции по эксплуатации тепловых сетей в части пуска паровой сети должна быть указана скорость прогрева паропровода в зависимости от протяженности, профиля сети, параметров пара, последовательности проведения отдельных операций в зависимости от местных условий, а также порядок взаимодействия с персоналом смежных паровых тепловых сетей, включая паровые тепловые сети потребителей тепловой энергии.

346. Регулирование давления пара запорной арматурой не допускается, за исключением периода пуска паропровода, а также при осуществлении оперативных переключений.

347. В процессе эксплуатации тепловых сетей должен осуществляться контроль их технического состояния, включая следующие методы:

обходы и осмотры;

техническое диагностирование;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

выборочный наружный осмотр трубопроводов отдельных участков подземных трубопроводов тепловой сети (за исключением неметаллических), проложенных в непроходных каналах и бесканальной прокладкой, путем вскрытия грунта и снятия изоляции (далее - шурфовка);

выявление участков с повышенными тепловыми потерями вследствие увлажнения изоляции;

контроль увлажнения изоляции трубопроводов с применением систем ОДК;

выявление причин и источников подтопления;

выявление причин и источников опасного влияния блуждающих токов;

проведение испытаний на максимальную температуру теплоносителя, гидравлических испытаний на прочность и плотность;

другие методы технического диагностирования, определенные в технической политике эксплуатирующей организации.

348. Дефекты трубопроводов и оборудования тепловых сетей, влекущие возникновение аварийной ситуацией, опасности для жизни и здоровья людей, должны устраняться незамедлительно. Сведения о выявленных дефектах и

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

повреждениях заносятся в журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации, или базу данных тепловой сети с указанием типа дефекта, причин его появления, расположения дефекта на окружности трубопровода и на территории.

349. При эксплуатации тепловых сетей должны осуществляться их обходы и осмотры. Частота обходов и осмотров устанавливается в эксплуатационных инструкциях в зависимости от технического состояния тепловых сетей, но не реже 1 раза в месяц. При обходах и осмотрах необходимо осуществлять:

контроль технического состояния тепловых сетей, в том числе дистанционными методами контроля увлажнения тепловой изоляции, контроля изменения температуры и (или) фактических тепловых потерь по трассе тепловой сети, методами технического диагностирования трубопроводов;

выявление утечек и несанкционированного отбора теплоносителя;

контроль состояния тепловой изоляции, гидроизоляционных и антикоррозионных покрытий трубопроводов;

удаление скапливающейся в каналах и камерах воды, выявлять причины подтопления;

контроль соблюдения требований к охранным зонам тепловых сетей;

проверку работу дренажных систем;

контроль скорости коррозии;

контроль соответствия параметров подаваемого и возвращаемого теплоносителя установленным режимам.

350. Результаты обходов и осмотров заносятся в журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

351. В целях контроля тепловых и гидравлических режимов тепловых сетей при обходах и осмотрах должно проверяться соответствие режимных параметров (температуры, давления) и расходов теплоносителя в контрольных точках тепловой сети со снятием показаний средств измерений и их сопоставления с заданными значениями. Допускается осуществлять контроль тепловых и гидравлических режимов с помощью АСУ ТП и АС ДУ.

352. Трубопроводы водяных тепловых сетей, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов (включая компенсирующие устройства и опоры), проверкам компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций.

Значение максимальной температуры теплоносителя, при которой проводится испытание, устанавливается в программе испытаний исходя из температурного графика, схемы сетей, ограничений по повышению температуры сетевой воды в обратном трубопроводе и возможности кавитации на всасе сетевых насосов.

Испытания трубопроводов тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с порядком проведения испытаний трубопроводов тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, содержащимся в приложении № 8 к настоящим Правилам.

353. Работа тепловой сети при максимальной температуре теплоносителя по погодным факторам в течение отопительного периода может совмещаться с испытаниями тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя при условии разработки и исполнения технической и рабочей программ испытаний в соответствии с пунктами 360-362 настоящих Правил и соблюдения положений пунктов 14-16, 19, 28-30 порядка проведения испытаний трубопроводов тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, содержащегося в приложении № 8 к настоящим Правилам.

Допускается проведение испытания трубопроводов тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя в конце отопительного периода и в межотопительный период.

Участки тепловых сетей подлежат испытаниям на максимальную температуру теплоносителя при проведении испытаний во всей системе теплоснабжения.

354. Если в системе теплоснабжения тепловые сети эксплуатируются двумя и более организациями, техническая и рабочая программы испытаний на максимальную температуру теплоносителя разрабатываются единой теплоснабжающей организацией данной системы теплоснабжения, если иное не установлено в соглашении об управлении системой теплоснабжения.

355. В системах теплоснабжения с общей протяженностью водяных тепловых сетей более 10 км в однотрубном исчислении и (или) паропроводов паровых тепловых сетей протяженностью более 3 км испытаниям по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию должны подвергаться теплопроводы водяных и паропроводы паровых тепловых сетей не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с порядком проведения испытаний теплопроводов водяной тепловой сети по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию, содержащимся в приложении № 9 к настоящим Правилам, и порядком проведения испытаний паровой тепловой сети по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию, содержащимся в приложении № 10 к настоящим Правилам.

Допускается осуществлять определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию методами автоматической калибровки электронных математических моделей тепловых и гидравлических режимов под фактическое состояние и режимы системы теплоснабжения, а также при организации постоянного контроля величины и распределения тепловых потерь по участкам тепловых сетей методами приборного измерения тепловых потерь в АСУ ТП и (или) АС ДУ при погрешности измерения тепловых потерь не более 8%.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

356. В системах теплоснабжения с общей протяженностью водяных тепловых сетей более 10 км в однотрубном исчислении испытания по определению гидравлических потерь трубопроводов водяных тепловых сетей должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с порядком проведения испытания трубопроводов водяных тепловых сетей по определению гидравлических потерь, содержащимся в приложении № 11 к настоящим Правилам.

357. Допускается осуществлять определение гидравлических потерь трубопроводов тепловых сетей на транзитных участках тепловых сетей (без ответвлений) без отключения потребителей тепловой энергии с применением штатных и переносных средств измерений расхода и давления сетевой воды в начале и конце таких участков подающих и обратных трубопроводов с относительными погрешностями измерений не более:

расход сетевой воды - 1,5%;

давление в начале и конце транзитного участка - ±0,2% при измеренной разности давлений в начале и конце транзитного участка тепловой сети не менее 0,10-0,15 МПа (1,0-1,5 кгс/см^2).

358. Дополнительно допускается осуществлять определение гидравлических потерь при использовании в эксплуатирующей организацией автоматически калибруемых под фактическое состояние электронных математических моделей тепловых и гидравлических режимов системы теплоснабжения, адекватно отражающих фактические режимы их работы, а также при наличии функций измерения гидравлических потерь в применяемых АСУ ТП и (или) АС ДУ.

359. Испытания трубопроводов тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, испытания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях, испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться по техническим и рабочим программам, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) и согласованным техническим руководителем организации (структурного подразделения), эксплуатирующей источник тепловой энергии.

Результаты каждого испытания оформляются актами, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

360. Техническая программа проведения каждого вида испытаний, указанных в пункте 359 настоящих Правил, должна содержать:

наименование объекта, цель испытаний и их объем;

перечень подготовительных работ и сроки их проведения;

условия проведения испытаний;

этапы проведения испытаний, их последовательность и ожидаемую продолжительность каждого этапа и испытаний в целом;

режимы работы оборудования источника тепловой энергии, испытываемых участков и связанных с ними других, не задействованных в испытаниях, участков тепловых сетей на каждом этапе, параметры (температура, давление) и расходы сетевой, подпиточной воды или пара и возвращаемого конденсата, их допустимые отклонения и предельные значения параметров и расходов;

схему установки источника тепловой энергии и тепловой сети в период испытаний;

перечень подразделений организаций и должностных лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;

перечень должностных лиц организаций, эксплуатирующих тепловую сеть и источник тепловой энергии, согласовывающих техническую программу.

361. К технической программе проведения каждого вида испытаний должны прилагаться исходные данные и результаты расчета режима испытаний.

362. Рабочая программа проведения каждого вида испытаний, указанных в пункте 359 настоящих Правил, должна содержать:

исходное состояние оборудования;

перечень работ и технологических операций, выполняемых непосредственно перед испытаниями (подготовка оборудования, сборка схемы на источнике тепловой энергии и в тепловой сети, проверка средств измерений, подготовка системы связи и сигнализации, и другие работы в соответствии с местными условиями, определенные технической программой испытаний);

требования по ведению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений;

перечень мероприятий по подготовке наблюдателей, включая проведение инструктажа по охране труда при испытаниях, проведение инструктажа по выполнению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений;

график проведения испытаний (время начала, окончания каждого этапа и испытаний в целом);

указания о возможной корректировке режимов и графика испытаний (перерыв, повторение режимов, прекращение испытаний и других требований, определяемых местными условиями) по промежуточным результатам испытаний;

указания о режиме работы оборудования источника тепловой энергии и тепловой сети после завершения испытаний;

перечень подразделений организаций и должностных лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;

перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;

необходимые схемы, чертежи, графики.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

363. При проведении всех видов испытаний тепловых сетей (на прочность и плотность, на максимальную температуру теплоносителя, по определению тепловых потерь, по определению гидравлических потерь) осуществление таких испытаний на смежных с ними участках тепловых сетей не допускается.

364. В процессе эксплуатации тепловых сетей не реже чем 1 раз в 2 года должны проводиться электрические измерения по выявлению опасного влияния блуждающих токов на металлические трубопроводы подземной прокладки, включающие измерения удельного электрического сопротивления грунта (далее - УЭС грунта) и потенциалов блуждающих токов в соответствии с требованиями приложений А-Е межгосударственного стандарта ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии", утвержденного приказом Росстандарта от 07.10.2016 № 1321-ст* и введенного в действие с 01.06.2017 (М.: Стандартинформ, 2016) (далее - ГОСТ 9.602-2016). Объем измерений определяется инструкцией по эксплуатации тепловых сетей.

_____

* Вероятно, ошибка оригинала. Следует читать "№ 1327-ст". - Примечание изготовителя базы данных.

Внеплановые измерения производятся при получении сведений о каждом изменении режима работы систем электроснабжения электрифицированного транспорта, в том числе расположения тяговых подстанций, отсасывающих пунктов, развития сети подземных сооружений и источников блуждающих токов, о вводе в эксплуатацию средств электрохимической защиты на смежных сетях и сооружениях в зонах размещения тепловых сетей, а также при устранении повреждений тепловых сетей, связанных с наружной коррозией.

Результаты электрических измерений оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

365. Для участков тепловых сетей с опасным влиянием блуждающих токов следует осуществлять меры по устранению их опасного влияния в соответствии с требованиями разделов 4-9 ГОСТ 9.602-2016, включая:

осушение и очистку каналов и камер, предотвращение их затопления;

устройство заземлений, перемычек, электроизолирующих фланцев;

установку экранов между трубопроводами и смежными электрическими кабелями;

предотвращение опасного воздействия станций катодной защиты смежных коммуникаций;

ограничение воздействия источников блуждающих токов;

восстановление антикоррозионных покрытий трубопроводов и покровного слоя тепловой изоляции;

устройство установок электрохимической защиты трубопроводов (катодная и протекторная защита, дренажи).

366. Установки электрохимической защиты должны постоянно находиться в исправном состоянии. Продолжительность перерывов в работе установок электрохимической защиты на тепловых сетях не должна превышать 7 суток (суммарно) в течение года.

Электроизолирующие фланцевые соединения осматриваются с проверкой их электроизолирующих свойств не реже 1 раза в год.

Эффективность действия дренажных, катодных и протекторных установок проверяется не реже 2 раз в год, а также при каждом изменении режима работы электрохимической защиты и при изменениях, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов.

Сопротивление растеканию тока с анодного заземлителя катодной станции измеряется не реже 1 раза в год и во всех случаях, когда режим работы катодной станции меняется на 30% и более от ранее установленного.

367. Для контроля состояния подземных трубопроводов тепловой сети (за исключением неметаллических), проложенных в непроходных каналах, и при бесканальной прокладке, должны ежегодно производиться шурфовки. На 2 километра трассы тепловой сети должно быть предусмотрено не менее одного шурфа.

План шурфовок, включающий количество и места их проведения, составляется ежегодно ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых сетей и утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

По решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловой сети допускается замена шурфовки техническим диагностированием трубопровода с применением методов и средств неразрушающего контроля, определенных в технической политике эксплуатирующей организации.

На новых участках тепловых сетей допускается начинать проведение шурфовок с третьего года эксплуатации.

На участках тепловых сетей с предизолированными трубопроводами в пенополиуретановой изоляции, пенополимерминеральной изоляции, а также тепловых сетях из полимерных и хризотилцементных трубопроводов, шурфовки проводятся в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловых сетей.

368. Выбор мест проведения шурфовки определяется наличием следующих факторов и условий:

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

коррозионное повреждение трубопроводов;

пересечение с водостоком, канализацией, водопроводом дорогами, водными объектами;

прокладка трубопроводов в металлических футлярах (гильзах);

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

возможное опасное влияние блуждающих токов;

периодическое затопление верховыми водами.

369. Размеры шурфа выбираются, исходя из условий обеспечения осмотра вскрываемого трубопровода со всех сторон.

Объем наружного осмотра определяется ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловой сети в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловой сети и включает в себя осмотр изоляции, трубопровода под изоляцией и строительных конструкций.

При наличии заметных следов коррозии необходимо зачистить поверхность трубы и произвести замер толщины стенки трубопровода и определить уменьшение толщины стенки в процентах от ее первоначальной толщины. При выявлении местного уменьшения толщины стенки от 10% до 20% проектного (первоначального) значения эти участки подвергают повторному контролю в ближайший межотопительный период.

По результатам осмотра составляется акт.

370. Для участка трубопровода, на котором выявлено утонение стенки трубопровода более 20% от проектной (первоначальной) толщины стенки, проводится техническое диагностирование с выполнением прочностных расчетов, на основании которых эксплуатирующей организацией принимается решение о дальнейшей эксплуатации участка трубопровода либо производится его ремонт или замена.

При проведении шурфовки одновременно с осмотром трубопроводов проводятся осмотр и оценка состояния строительных и изоляционных конструкций, отбор проб теплоизоляции и грунта для анализа, измерение электрических потенциалов для сетей теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Закрывать шурфы без восстановления изоляции и строительной конструкции запрещается.

371. Норма среднегодовой часовой утечки сетевой воды из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней теплопотребляющих установок независимо от схемы их присоединения. Нормы часовой утечки сетевой воды на отопительный и межотопительный периоды устанавливаются в пределах, обеспечивающих соблюдение среднегодовой нормы.

372. При контроле соблюдения норм утечки не должно учитываться потребление сетевой воды на:

наполнение тепловой сети и теплопотребляющих установок при их плановом ремонте и подключении новых участков тепловой сети, трубопроводов и оборудования потребителей тепловой энергии;

промывку, дезинфекцию и повторную промывку (для открытых систем теплоснабжения) трубопроводов и оборудования тепловых сетей и теплопотребляющих установок;

проведение гидравлических испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей, теплопотребляющих установок на прочность и плотность.

373. В эксплуатирующих организациях должны составляться не реже 1 раза в 5 лет* пересматриваться и утверждаться техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) энергетические характеристики водяных тепловых сетей с суммарной присоединенной договорной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт) и более по следующим показателям:

---

* Текст документа соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

потери сетевой воды;

тепловые потери;

удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии;

разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах);

удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

374. Разработка энергетических характеристик водяных тепловых сетей должна выполняться исходя из результатов испытаний водяных тепловых сетей по определению тепловых потерь и по определению гидравлических потерь, выполненных в соответствии с приложениями № 9 и № 11 к настоящим Правилам.

Теплоснабжающие (теплосетевые) организации с периодичностью, установленной в инструкции по эксплуатации тепловой сети каждой системы теплоснабжения, но не реже 1 раза в год, должны производить сопоставление утвержденных энергетических характеристик с их фактическими значениями за прошедший отопительный период во всем диапазоне температур наружного воздуха и определять меры по устранению отклонений.

375. В процессе эксплуатации тепловых сетей следует контролировать работоспособность предусмотренных проектной документацией устройств защиты от повышения и (или) снижения давления сетевой воды, вскипания сетевой воды в подающих трубопроводах и оборудовании при аварийном снижении давления, устройств рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны, в том числе проводить их опробование с периодичностью, установленной в проектной документации и технической документации организаций-изготовителей, а также перед отопительным периодом.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Опробование устройств и средств защиты, входящих согласно проектной документации в комплексные системы защиты от гидравлических ударов, недопустимых давлений и вскипания сетевой воды в оборудовании источников тепловой энергии, в тепловых сетях и теплопотребляющих установках, должно проводиться по программам, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения), согласованным с организациями, эксплуатирующими трубопроводы и оборудование, с установленными элементами комплексной системы защиты.

376. Для оперативного выявления неисправностей системы ОДК эксплуатирующая организация должна осуществлять контроль ее состояния, периодичность и способы которого устанавливаются инструкцией по эксплуатации тепловых сетей. При срабатывании системы ОДК должны быть выявлены причины ее срабатывания и приняты меры по устранению причин.

377. Необходимо осуществлять контроль планировки грунта над трассами тепловых сетей и обеспечивать отвод поверхностных вод, а также предотвращать воздействие кустарников и деревьев на изоляционные конструкции трубопроводов.

378. В план подготовки к работе в отопительный период теплоснабжающих и теплосетевых организаций в части тепловых сетей должны включаться следующие мероприятия:

техническое диагностирование, испытания трубопроводов и оборудования тепловых сетей с выявлением дефектов;

ремонт трубопроводов, оборудования, сооружений тепловых сетей с устранением дефектов или заменой;

разработка или корректировка гидравлических и тепловых режимов работы тепловых сетей, установка сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, настройка регулирующих устройств в тепловых пунктах и на узлах ввода потребителей тепловой энергии;

контроль устранения выданных потребителям тепловой энергии замечаний по наладке и регулировке тепловых и гидравлических режимов;

проведение комплексных опробований насосных станций, центральных тепловых пунктов, узлов регулирования параметров теплоносителя, районных баков-аккумуляторов, других объектов и оборудования тепловых сетей, включая средства автоматического регулирования, технологических защит и блокировок;

приведение в исправное состояние гидроизоляционных покрытий торцевых элементов изоляции трубопроводов и фасонных изделий в местах сопряжения участков теплопроводов с разным типом изоляции;

проведение измерений УЭС грунта и потенциалов блуждающих токов, определение мест их опасного влияния и реализация мероприятий по электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей.

XII. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

379. Требования настоящей главы распространяются на:

подкачивающие (перекачивающие) насосные станции;

станции с насосами подпитки в составе узлов рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны (насосы подпитки "верхних зон");

смесительные насосные станции (насосные станции смешения);

насосные станции зарядки и разрядки районных баков-аккумуляторов;

конденсатные насосные станции;

дренажные насосные станции.

380. Эксплуатация насосной станции должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации насосной станции.

381. При эксплуатации насосных станций эксплуатирующая организация должна обеспечить наличие, комплектность и исправность предусмотренных проектной документацией средств автоматического поддержания заданных параметров теплоносителя при нормальном и аварийных режимах, в том числе защиту от:

повышения давления сверх допустимого;

опорожнения тепловых сетей и теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;

превышения температуры воды после насосных станций смешения.

382. Необходимость наличия постоянного персонала на насосной станции и (или) периодичность их обслуживания определяются в эксплуатационной инструкции насосной станции.

В оперативном журнале неавтоматизированной насосной станции должны отмечаться все переключения, пуск и останов насосов, сдача-прием смены и оперативные распоряжения диспетчера. Показания контрольно-измерительных приборов должны заноситься в суточную ведомость.

Оперативный персонал эксплуатирующей организации при каждом посещении автоматизированных и неавтоматизированных насосных станций должен произвести осмотр и сделать запись в оперативном журнале о времени посещения, состоянии оборудования, режиме его работы, показаниях приборов с указанием должности и фамилии.

383. При осмотрах оборудования автоматизированных насосных станций должны проверяться:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

технологические параметры воды;

нагрузка электрооборудования;

вибрация насосных агрегатов;

температура и наличие смазки подшипников насосов и электродвигателей, работа системы их охлаждения (при наличии);

отсутствие протечки воды через уплотнения насосов;

состояние сальников арматуры;

состояние средств измерений, автоматики, телемеханики и защиты.

384. Автоматизированные насосные станции должны проверяться персоналом незамедлительно при получении сигнала о неисправностях оборудования или о нарушении заданных значений контролируемых параметров, а также следующих неисправностях:

обесточивании (потере электропитания);

отключении основного и включении от АВР резервного насосного агрегата;

нагреве подшипников или электродвигателя сверх допустимых пределов;

затоплении помещения насосной станции;

срабатывании защитных или блокировочных систем;

аварийном отключении;

срабатывании системы пожарной сигнализации;

в случаях, предусмотренных проектной документацией, технической документацией организации-изготовителя, инструкцией по эксплуатации насосной станции.

385. В дренажных насосных станциях при каждом обходе и осмотре следует контролировать воздействие регулятора уровня на устройство автоматического включения насосов.

386. При возникновении опасности выхода параметров насосной станции за допустимые значения, угрожающие безопасности эксплуатации насосной станции или системе теплоснабжения в целом, и (или) несрабатывании средств защиты и сигнализации оперативный персонал обязан:

сообщить диспетчеру о возникшей угрозе;

принять меры к выявлению и устранению причин, приведших к угрозе безопасной эксплуатации;

отключить отдельные насосные агрегаты или насосную станцию в целом при невозможности устранения угрозы безопасной эксплуатации.

387. Отдельные насосные агрегаты или насосная станция в целом должны быть незамедлительно остановлены в случае опасности для жизни людей.

388. Перед началом отопительного периода оборудование насосных станций должно быть опробовано для определения готовности к работе в отопительный период.

389. При опробовании оборудования насосных станций следует контролировать работоспособность средств и систем авторегулирования, технологических защит, блокировок, обеспечивающих:

1) на подкачивающих (перекачивающих) насосных станциях:

заданное давление воды в подающем или обратном трубопроводах водяных тепловых сетей с поддержанием в подающем трубопроводе постоянного давления после насоса и в обратном - до насоса (регулятор подпора);

рассечку тепловой сети на гидравлически независимые зоны, если в статическом режиме либо в рабочем режиме (при отключенной насосной станции) давление в тепловой сети превышает допустимое;

заданное давление воды во всасывающих коллекторах подкачивающих (перекачивающих) насосов на обратном трубопроводе при их отключении с использованием быстродействующих сбросных устройств;

компенсацию изменения давления от отключенных сетевых насосов насосных групп, которая может быть осуществлена отключением других насосных групп источников тепловой энергии или подкачивающих (перекачивающих) насосных станций, последовательно включенных в системе теплоснабжения (динамическая защита);

отключение всех работающих подкачивающих (перекачивающих) насосов насосной станции при полном закрытии клапана рассечки;

последовательное отключение всех подкачивающих (перекачивающих) насосов при снижении давления в напорном или всасывающем коллекторе насосной станции до давления вскипания и блокировка на включение АВР подкачивающих (перекачивающих) насосов;

автоматическое включение резервного источника питания при падении напряжения в основном источнике, автоматическое включение секционного выключателя при исчезновении напряжения на одной из секций источника питания, включение источника бесперебойного питания при потере электроснабжения;

2) на насосных станциях смешения:

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

постоянство заданного коэффициента смешения;

защиту тепловых сетей после смесительных насосов от повышения температуры воды против заданной при остановке насосов;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

3) на насосных станциях подпитки верхних зон при делении (рассечке) тепловой сети на изолированные зоны:

автоматическое включение насоса подпитки при закрытии клапана рассечки на подающем трубопроводе и (или) снижении давления в подающем трубопроводе менее значения уставки;

автоматическое отключение насоса подпитки при открытии клапана рассечки на подающем трубопроводе и (или) повышении давления в подающем трубопроводе менее значения уставки;

заданное статическое давление в верхней зоне при работе регулятора подпитки при снижении давления в подающем трубопроводе после клапана рассечки менее значения уставки.

390. На всех подкачивающих (перекачивающих) насосных станциях следует проверять работоспособность предусмотренных проектом автоматики включения резервного источника питания при падении напряжения в основном источнике, автоматическое включение секционного выключателя при исчезновении напряжения на одной из секций источника питания, включение источника бесперебойного питания при потере электроснабжения.

Результаты опробования оборудования каждой насосной станции оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

XIII. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

391. Требования настоящей главы относятся к следующим тепловым пунктам:

центральным, являющимся составной частью тепловой сети и состоящим из комплекса устройств, размещенных в обособленном помещении и предназначенных для преобразования вида и (или) параметров теплоносителя, в целях теплоснабжения двух и более зданий, строений, сооружений, централизованного приготовления горячей воды (далее - ЦТП);

индивидуальным, состоящим из комплекса устройств, предназначенных для присоединения теплопотребляющих установок к тепловой сети, преобразования вида и (или) параметров теплоносителя для целей нецентрализованного приготовления горячей воды, отопления и вентиляции одного здания, строения, сооружения, или нескольких зданий, объединенных едиными фундаментом и сетями инженерно-технического обеспечения и подключенных к тепловым сетям как единый объект капитального строительства (далее - ИТП).

392. Эксплуатация теплового пункта должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплового пункта.

393. При эксплуатации теплового пункта эксплуатирующая организация должна обеспечить наличие, комплектность и исправность предусмотренных проектной документацией, в том числе оборудования, посредством которого осуществляются:

преобразование вида теплоносителя или его параметров;

распределение по системам потребления тепловой энергии (через распределительные сети - в ЦТП, или непосредственно в системы - в ИТП);

заполнение и подпитка систем потребления тепловой энергии, защита подключенных систем отопления от опорожнения;

сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества;

аккумулирование тепловой энергии;

подготовка воды для систем горячего водоснабжения;

учет тепловой энергии и тепловых нагрузок, расходов теплоносителя;

защита местных систем от аварийного повышения параметров (температуры и давления) теплоносителя;

АВР насоса при отключении рабочего.

394. До 01.09.2027 отсутствующая (утерянная) проектная документация на тепловой пункт должна быть восстановлена.

На период до восстановления проектной документации эксплуатирующая организация должна произвести проверочные расчеты соответствия оборудования теплового пункта подключенным нагрузкам, подтвердить возможность обеспечения имеющимися оборудованием, устройствами и системами температурного графика систем отопления подключенных зданий, температуры горячей воды, расходов сетевой воды, а также разработать паспорт и временные технологические схемы теплового пункта, обеспечивающие возможность его безопасной эксплуатации.

395. Эксплуатирующая организация должна обеспечить исправность (работоспособность) средств измерений, средств и автоматических систем регулирования, управления, предусмотренных проектной документацией, выполняющих функции:

учета тепловой энергии и теплоносителя;

контроля параметров, расходов обратной сетевой воды, конденсата, возвращаемых из теплопотребляющих установок в тепловую сеть;

регулирования и контроля температуры горячей воды;

ограничения перепада давления сетевой воды на вводах тепловой сети в тепловые пункты;

регулирования статического давления в системах отопления при их независимом присоединении;

регулирования расхода тепловой энергии и теплоносителя в системе отопления;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

ограничения максимального расхода сетевой воды через тепловой пункт.

396. Необходимость дежурства персонала на тепловом пункте и его продолжительность устанавливаются организационно-распорядительным документом эксплуатирующей организации (структурного подразделения) в зависимости от состава оборудования и уровня автоматизации теплового пункта, режимов эксплуатации и характеристик теплопотребляющих установок.

397. Давление теплоносителя в обратном трубопроводе теплового пункта должно быть не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}) больше статического давления систем отопления, присоединенных к тепловой сети по зависимой схеме.

398. Отключение тепловых пунктов по сетевой воде следует производить поочередным закрытием запорной арматуры, начиная с подающего трубопровода, а включение - открытием, начиная с обратного.

399. Включение тепловых пунктов по пару следует начинать с открытия пусковых дренажей, прогрева трубопровода паром, подключения оборудования теплового пункта и теплопотребляющих установок.

400. В ЦТП или диспетчерских (при автоматизации контроля за работой теплового пункта) должна иметься следующая документация:

оперативный журнал;

ведомость параметров и режимов работы теплового пункта;

схема оборудования теплового пункта и тепловых сетей после теплового пункта с подключенными зданиями;

журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в который заносится информация о дефектах и неисправностях оборудования;

температурный график;

маршрут обхода тепловых пунктов, закрепленных за оперативным или оперативно-ремонтным персоналом;

должностная инструкция оператора теплового пункта;

порядок действий персонала при возникновении аварийных ситуаций;

инструкция по эксплуатации теплового пункта.

401. В ИТП или диспетчерских (при автоматизации контроля за работой теплового пункта) должна иметься следующая документация:

схема оборудования теплового пункта;

оперативный журнал;

журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации, в который заносится информация о дефектах и неисправностях оборудования;

инструкция по эксплуатации теплового пункта.

402. В период с 01.09.2025 до 01.09.2030 в эксплуатирующих организациях, обеспечивающих эксплуатацию тепловых пунктов, должен быть обеспечен переход к ведению схем теплового пункта, оперативных журналов, параметров и режимов работы теплового пункта, журналов, в которые заносится информация о дефектах и неисправностях оборудования, в электронном виде с использованием технических средств, позволяющих отображать и хранить информацию в электронном виде, со структурированием и архивированием информации для ее автоматизированного анализа и использования в АСУ ТП и АС ДУ систем теплоснабжения, обеспечением доступа к этой информации теплоснабжающих и теплосетевых организаций в целях контроля качества теплоснабжения (тепловой энергии) и теплоносителя.

При укомплектовании эксплуатационного персонала переносными электронными средствами работы с информацией данные в названную документацию должны вноситься с использованием электронной подписи либо аналога подписи, полученного с использованием специального устройства (стилуса).

При обеспечении передачи данных в АСУ ТП и АС ДУ непосредственно с измерительных приборов и приборов учета тепловой энергии, находящихся в тепловых пунктах, перенос этой информации в электронные журналы и ведомости должен осуществляться автоматически.

В целях анализа работы теплового пункта и его оборудования в части определения наработки оборудования, длительности и частоты ремонтов в схемах теплового пункта на технических средствах, позволяющих осуществлять хранение и отображение информации в электронном виде, должно отражаться фактическое состояние оборудования в части изменения положений запорной арматуры (открыто, закрыто) и состояния оборудования (в работе, резерве, ремонте, неисправно).

403. В ведомость параметров и режимов работы теплового пункта вносятся значения давления и температуры сетевой воды, пара и возвращаемого конденсата, теплоносителя на системы отопления и вентиляции, горячей воды на системы горячего водоснабжения, на вводе системы холодного водоснабжении, а также расход энергетических ресурсов по показаниям приборов учета электроэнергии, тепловой энергии, горячей воды, холодной воды и расход сетевой воды на подпитку системы отопления при независимой схеме присоединения, другие параметры и режимы работы теплового пункта в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплового пункта.

404. В период подготовки к отопительному периоду в тепловых пунктах должны быть выполнены следующие работы:

ревизия (проверка) оборудования, указанного в плане подготовки к работе в отопительный период, с выявлением дефектов, необходимым ремонтом или заменой;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

гидравлические испытания на плотность и прочность оборудования, работающего под давлением;

проверка настроечных характеристик и уставок систем регулирования и (или) регуляторов температуры и давления теплоносителя на системы отопления и воды на системы горячего водоснабжения, ограничения расхода сетевой воды через тепловой пункт;

проверка работоспособности приборов и узлов учета тепловой энергии, отсутствие непроектных изменений, соответствия пределов измерений расходомеров приборов учета измеряемым расходам;

вскрытие и очистка фильтров (грязевиков);

очистка проточной части расходомеров и прямых участков узлов учета;

очистка гильз термометров от грязи, заливка нового масла;

замена сальниковых уплотнений и смазки насосных агрегатов;

проверка маркировки оборудования;

проверка выполнения мероприятий по наладке и регулировке гидравлического режима, в том числе по замене сопл элеваторов, ограничительных диафрагм (шайб), изменению настроек регуляторов и других мероприятий.

405. Проверка выполнения мероприятий по наладке и регулировке гидравлического режима должна проводиться в присутствии представителя ЕТО данной системы теплоснабжения.

XIV. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

406. Эксплуатация теплообменных аппаратов (включая водоподогреватели) должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации объектов теплоснабжения (комплексов оборудования) или теплопотребляющих установок, в состав которых входят теплообменные аппараты, или отдельными инструкциями по эксплуатации теплообменных аппаратов.

407. При обходах и осмотрах теплообменных аппаратов должны контролироваться:

температура, давление и расход теплоносителя по греющей и нагреваемой средам;

фактическая производительность;

гидравлическое сопротивление по греющей и нагреваемой воде;

гидравлическая плотность, отсутствие перетоков между греющей и нагреваемой средами (за исключением теплообменных аппаратов смесительного типа).

408. При эксплуатации теплообменных аппаратов, греющей средой в которых является пар, дополнительно должны контролироваться:

уровень конденсата и работа устройств автоматического поддержания уровня и сброса;

отвод неконденсирующихся газов из парового пространства;

температурный напор;

гидравлическая плотность по качеству конденсата греющего пара.

409. Теплообменные аппараты, работающие под избыточным давлением, должны подвергаться техническому освидетельствованию в соответствии с требованиями пунктов 235-242, 245-247 настоящих Правил.

Гидравлические испытания на прочность и плотность теплообменных аппаратов, установленных в тепловых пунктах, должны проводиться ежегодно в межотопительный период.

Гидравлические испытания на прочность и плотность секционных скоростных водоподогревателей проводятся пробным давлением со стороны межтрубного пространства при снятых с двух сторон калачах.

410. Для выявления перетоков сетевой воды в водопроводную или водопроводной в сетевую, плотность водоподогревателей горячей воды в тепловых пунктах должна периодически, не реже 1 раза в квартал, проверяться под давлением, равным давлению в водопроводе или тепловой сети.

Если давление на водопроводном вводе теплового пункта больше, чем в обратном трубопроводе тепловой сети, проверять плотность теплообменных аппаратов в эксплуатационных условиях допускается химическим анализом сетевой воды в обратном трубопроводе после водоподогревателя.

411. При выявлении неплотности водоподогревателей они должны быть выведены в ремонт.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

412. При подготовке к отопительному периоду теплообменные аппараты подлежат промывке, а при увеличении гидравлического сопротивления более установленного значения - также очистке способами, установленными в технической документации организации-изготовителя.

413. На основе результатов режимно-наладочных испытаний и (или) эксплуатационных измерений для каждого водоподогревателя и группы водоподогревателей должны определяться и вноситься в паспорта объекта теплоснабжения или теплопотребляющей установки, в состав которых входят водоподогреватели:

расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющей среды и нагреваемой воды;

температурный напор и максимальная температура подогрева воды;

расчетные расходы греющей среды (пара, воды) и нагреваемой воды, соответствующие им потери напора воды.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

414. Периодичность проведения режимно-наладочных испытаний и (или) эксплуатационных измерений для определения указанных показателей, а также порядок и периодичность их последующего контроля устанавливается в инструкции по эксплуатации объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки.

XV. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ И АРМАТУРЫ

415. Эксплуатация трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры (включая предохранительные клапаны) должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации объектов теплоснабжения (комплексов оборудования) или теплопотребляющих установок, в состав которых входят конкретные трубопроводы и арматура и в соответствии с требованиями настоящих Правил.

416. Запорная и регулирующая арматура должны использоваться в соответствии с их функциональным назначением. Использование запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается, за исключением пуска паровой тепловой сети.

417. Предохранительные устройства (клапаны) для защиты оборудования должны быть рассчитаны в соответствии с требованиями раздела 5 межгосударственного стандарта ГОСТ 12.2.085-2017 "Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности", утвержденного приказом Росстандарта от 21.03.2018 № 142-ст и введенного в действие 01.11.2018 (М.: Стандартинформ, 2018), и настроены так, чтобы давление в защищенном элементе не превышало значение избыточного рабочего давления более чем на 10%, а при рабочем давлении до 0,5 МПа (5 кгс/см^2) - не более чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2). Эксплуатация котлов, трубопроводов, сосудов с недействующими, неисправными, неотрегулированными или неопломбированными предохранительными устройствами (клапанами), предусмотренными проектной документацией и технической документацией организаций-изготовителей, не допускается.

Проверка исправности действия предохранительных устройств (клапанов) кратковременным подрывом должна производиться оперативным персоналом не реже 1 раза в смену на оборудовании с рабочим давлением до 1,4 МПа (14 кгс/см^2) включительно и не реже 1 раза в сутки на оборудовании с рабочим давлением выше 1,4 МПа (14 кгс/см^2).

В процессе эксплуатации должны проводиться проверка плотности (герметичности), регулировка давления срабатывания предохранительных клапанов не реже 1 раза в 12 месяцев, а также после проведения ревизии и ремонта, если иное не установлено в технической документации организацией-изготовителем клапана.

418. Результаты проверки плотности (герметичности), настройки и регулировки предохранительного клапана оформляются актом и (или) записью в журнал, определенный в перечне технической документации эксплуатирующей организации.

Для автоматизированных котельных, насосных станций, тепловых пунктов, теплопотребляющих установок, работающих без постоянного обслуживающего персонала с общим круглосуточным диспетчерским пунктом, допускается проверка исправности действия предохранительных устройств (клапанов) по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения). Результаты проверки должны заноситься в оперативный журнал.

419. Эксплуатация трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры (включая предохранительные клапаны) должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации объектов теплоснабжения (комплексов оборудования) или теплопотребляющих установок, в состав которых входят конкретные трубопроводы и арматура и при соблюдении требований настоящих Правил.

420. Запорная и регулирующая арматура должны использоваться в соответствии с их функциональным назначением. Использование запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается, за исключением пуска паровой тепловой сети в соответствии с пунктом 346 настоящих Правил.

Предохранительные устройства (клапаны) для защиты оборудования должны быть рассчитаны в соответствии с требованиями раздела 5 межгосударственного стандарта ГОСТ 12.2.085-2017 "Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности", утвержденного приказом Росстандарта от 21.03.2018 № 142-ст и введенного в действие 01.11.2018 (М.: Стандартинформ, 2018), и настроены так, чтобы давление в защищенном элементе не превышало значение избыточного рабочего давления более чем на 10%, а при рабочем давлении до 0,5 МПа (5 кгс/см^2) - не более чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2). Эксплуатация котлов, трубопроводов, сосудов с недействующими, неисправными, неотрегулированными или неопломбированными предохранительными устройствами (клапанами), предусмотренными проектной документацией и технической документацией организаций-изготовителей, не допускается;

даты проведения очередной проверки плотности (герметичности) и настройки давления срабатывания.

421. В процессе эксплуатации при осмотре трубопроводов и арматуры, а также при подготовке к отопительному периоду должны контролироваться:

возможность свободного теплового перемещения трубопроводов, наличие и исправность подвижных и неподвижных опор, подвесок или пружинных креплений, соответствие их проектной документации;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

возникновение дополнительных напряжений элементов трубопроводов и в арматуре от ограничений теплового расширения и внешних воздействий;

отсутствие повышенной вибрации трубопроводов;

плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;

легкость хода подвижных частей арматуры;

герметичность сальниковых уплотнений арматуры;

соответствие показаний указателей положения регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;

отсутствие размещения арматуры, дренажных устройств, фланцевых и резьбовых соединений в местах прокладки трубопроводов над воротами, дверными и оконными проемами;

исправность тепловой изоляции;

исправность антикоррозийной защиты;

исправность гидроизоляции поверх защитных покрытий тепловой изоляции трубопроводов, включая трубопроводы с рабочей средой, имеющей температуру ниже окружающего воздуха, расположенные на открытом воздухе, вблизи масляных баков, маслопроводов, топливопроводов.

422. Плановый ремонт трубопроводов, арматуры и предохранительных устройств выполняется одновременно с ремонтом оборудования объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.

423. Периодическое техническое освидетельствование трубопроводов, не являющихся трубопроводами тепловых сетей, осуществляется путем проведения:

осмотра трубопровода перед началом и после окончания планового ремонта, но не реже 1 раза в год;

осмотра и гидравлического испытания на прочность и плотность в соответствии со сроками проведения, установленными в проектной документации и (или) технической документации организации-изготовителя.

424. Внеочередное техническое освидетельствование трубопроводов, не являющихся трубопроводами тепловых сетей, должно выполняться в случаях, если:

трубопроводы не эксплуатировались, в том числе находились в консервации, более 24 месяцев;

произведен ремонт трубопроводов с применением сварки, наплавки, термической обработки элементов, работающих под давлением.

425. Наружный осмотр и гидравлические испытания трубопровода после ремонта с применением сварки проводится до наложения тепловой изоляции на участки, подвергшиеся ремонту.

Наружный осмотр трубопроводов проводится при проведении технического освидетельствования в процессе эксплуатации после ремонта (наладки) элементов опорно-подвесной системы трубопровода и перед каждым пуском его в работу из холодного состояния в порядке, установленном инструкцией по эксплуатации.

При наличии технической возможности наружный осмотр проводится в два этапа в холодном и горячем состоянии с целью проверки отсутствия защемлений трубопровода, препятствующих перемещению при тепловом расширении.

426. Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании на прочность и плотность трубопроводов, работающих под избыточным давлением принимается:

при рабочем давлении не более 0,5 МПа (5 кгс/см ^{2}) - 1,5 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см ^{2});

при рабочем давлении более 0,5 МПа (5 кгс/см ^{2}) - 1,25 рабочего давления, но не менее рабочего давления плюс 0,3 МПа (3 кгс/см ^{2}).

427. В случае снижения рабочего давления по отношению к указанному в технической документации организации-изготовителя пробное давление при гидравлическом испытании определяют, исходя из разрешенного давления, установленного по результатам технического освидетельствования.

Максимально допустимое значение пробного давления устанавливается в соответствии с указаниями проектной документации и технической документации организации-изготовителя или расчетами на прочность.

Время выдержки под пробным давлением трубопроводов должно быть не менее 10 минут, если нет иных указаний в технической документации организации-изготовителя.

После выдержки под пробным давлением давление должно быть снижено до рабочего давления, при котором проводят визуальный контроль наружной поверхности трубопроводов и всех его разъемных и неразъемных соединений.

428. Трубопроводы следует считать выдержавшими гидравлическое испытание на прочность и плотность, если не будет обнаружено:

видимых остаточных деформаций;

трещин или признаков разрыва;

течи, потения в сварных, развальцованных соединениях и в основном металле;

течи в разъемных соединениях;

падения давления по манометру;

недопустимого смещения трубопроводов от проектного положения.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

429. В разъемных соединениях трубопроводов допускается появление отдельных капель, которые не увеличиваются в размерах при выдержке времени.

XVI. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК

430. Эксплуатирующие организации при эксплуатации теплопотребляющих установок должны обеспечить:

режимы потребления тепловой энергии в соответствии с договором теплоснабжения[11], качество возвращаемой сетевой воды или конденсата;

---

[11] Абзац третий пункта 21 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

беспрепятственный доступ к теплопотребляющим установкам представителей теплоснабжающей (теплосетевой) организации для контроля режимов теплопотребления, качества возвращаемой сетевой воды или конденсата;

наличие и работоспособность автоматических регуляторов температуры воды, подаваемой в системы горячего водоснабжения;

подготовку к работе в отопительный период;

контроль и устранение утечек, несанкционированного отбора теплоносителя;

гидроизоляцию вводов в здания трубопроводов тепловых сетей и горячей воды;

предотвращение подтопления и запаривания оборудования теплопотребляющих установок.

431. Эксплуатация теплопотребляющих установок должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплопотребляющих установок.

432. Отключение теплопотребляющих установок следует производить поочередным закрытием запорной арматуры, начиная с подающего трубопровода, а включение - открытием, начиная с обратного.

433. Включение (пуск) паровых теплопотребляющих установок осуществляется в соответствии с пунктом 17 приложения № 7 к настоящим Правилам.

434. Для защиты от внутренней коррозии теплопотребляющие установки должны быть постоянно заполнены химически подготовленной водой или конденсатом либо другой жидкостью, предусмотренной к применению проектной документацией в конкретной теплопотребляющей установке.

435. Трубопроводы и оборудование теплопотребляющих установок, работающие под избыточным давлением, должны подвергаться гидравлическим испытаниям на прочность и плотность.

Минимальное значение величины пробного давления при испытании принимается не менее 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см ^{2}).

Максимальное значение величины пробного давления для трубопроводов и оборудования устанавливается исходя из допустимого давления, на которое рассчитаны используемые трубопроводы и оборудование. Значение величины пробного давления устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения) в интервале между минимальным и максимальным значениями.

Для водяных систем отопления зданий величина пробного давления принимается 0,6 МПа (6 кгс/см ^{2}) при использовании чугунных радиаторов отопления и 1,0 МПа (10 кгс/см ^{2}) - в иных случаях.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

436. Гидравлическое испытание на прочность и плотность должно проводиться в следующем порядке:

теплопотребляющая установка заполняется водой (или другой жидкостью, предусмотренной к применению проектной документацией в конкретной теплопотребляющей установке) с температурой не выше 40°С, полностью удаляется воздух через воздухоспускные устройства в верхних точках;

давление доводится до рабочего и поддерживается в течение времени, необходимого для осмотра всех сварных и фланцевых соединений, арматуры, оборудования, но не менее 10 мин.;

если в течение 10 мин. не выявляются какие-либо дефекты, давление доводится до пробного (для пластмассовых труб время подъема давления до пробного должно быть не менее 30 мин.).

437. Гидравлические испытания на прочность и плотность систем отопления и вентиляции проводятся раздельно.

438. Оборудование и системы считаются выдержавшими испытания, если во время их проведения:

не обнаружены капиллярная проницаемость (образование конденсата) сварных швов или течи из нагревательных приборов, трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;

в течение 5 мин. падение давления от пробного не превысило 0,02 МПа (0,2 кгс/см ^{2});

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

при испытаниях на прочность и плотность систем панельного отопления падение давления от пробного в течение 15 мин. не превысило 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2).

439. Результаты гидравлических испытаний на прочность и плотность оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

Если результаты испытаний на прочность и плотность не отвечают указанным условиям, необходимо выявить и устранить утечки и дефекты, после чего провести повторные испытания.

440. Теплоснабжающие и теплосетевые организации должны обеспечить поддержание параметров и характеристик теплоносителя, поставляемого потребителям тепловой энергии в точке поставки, в следующих пределах:

отклонение средневзвешенной за сутки значения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе - не более чем ±3% от температурного графика, приведенного в договоре теплоснабжения[12];

---

[12] Пункты 24 и 124(2) Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

разность давлений в подающем и обратном трубопроводах - не ниже значений, указанных в договоре теплоснабжения[13];

---

[13] Пункты 24 и 124(2) Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

отклонение давления в обратном трубопроводе - не более чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) от значения, установленного в договоре теплоснабжения[14];

---

[14] Пункты 24 и 124(2) Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

качество теплоносителя (воды) - в соответствии с требованиями главы IX настоящих Правил;

качество теплоносителя (пара) в соответствии с условиями договора теплоснабжения[15].

---

[15] Пункты 24 и 124(2) Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

441. Эксплуатирующие организации должны обеспечить поддержание параметров и характеристик возвращаемого из теплопотребляющих установок в тепловую сеть теплоносителя (конденсата) в следующих пределах:

средневзвешенная за сутки температура возвращаемого теплоносителя - не выше температуры по температурному графику, указанному в договоре теплоснабжения[16];

---

[16] Пункт 26 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

максимальный среднечасовой расход теплоносителя в подающем трубопроводе при максимальной расчетной нагрузке теплопотребляющих установок (суммарно по всем видам потребления) - не выше значений, приведенных в договоре теплоснабжения[17];

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

---

[17] Пункт 26 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

объем тепловых потерь тепловой энергии (теплоносителя) в тепловых сетях потребителя от границы балансовой принадлежности до точки учета - не выше значений, приведенных в договоре теплоснабжения[18];

---

[18] Пункт 21 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

нормативная утечка теплоносителя в теплопотребляющих установках потребителей тепловой энергии - не выше значений, приведенных в договоре теплоснабжения;

среднечасовой расход возвращаемого конденсата в паровых системах - не ниже минимального значения, установленного в договоре теплоснабжения[19];

---

[19] Пункт 26 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808. В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 данный акт действует до 01.09.2027.

качество возвращаемого теплоносителя (воды) - в соответствии с требованиями к сетевой воде пункта 284 настоящих Правил;

качество возвращаемого конденсата - в соответствии с условиями договора теплоснабжения.

442. Норма среднегодовой часовой утечки теплоносителя при эксплуатации систем отопления и вентиляции не должна превышать (без учета технологических потерь теплоносителя) 0,25% среднегодового объема воды в этих системах.

443. При определении нормативной утечки теплоносителя сетевая вода теплопотребляющих установок не должно учитываться количество воды на:

наполнение при их плановом ремонте;

их промывку;

проведение гидравлических испытаний трубопроводов и оборудования на прочность и плотность.

444. Технологические потери (затраты) теплоносителя на заполнение систем теплопотребления при вводе в эксплуатацию после ремонта, а также на проведение испытаний на прочность и плотность, режимно-наладочных работ, промывок фиксируются двусторонними актами потребителя и теплоснабжающей (теплосетевой) организации, если иное не указано в договоре теплоснабжения.

445. Контроль за состоянием теплопотребляющих установок, режимов их работы, показателей качества тепловой энергии (теплоснабжения), показателей режимов теплопотребления допускается проводить дистанционными методами, в том числе с применением автоматизированных систем обработки данных.

446. В случае прекращения циркуляции теплоносителя в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения при отрицательных температурах наружного воздуха для предотвращения их размораживания из указанных систем должен быть осуществлен слив теплоносителя (горячей воды) в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплопотребляющей установки.

447. В процессе эксплуатации систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения эксплуатирующая организация должна выполнять наладку и регулировку этих систем для обеспечения температур воздуха в отапливаемых помещениях и температур горячей воды в системах горячего водоснабжения в точках водоразбора.

В период подготовки к отопительному периоду должны быть выполнены требования пункта 378 настоящих Правил в части установки сопл элеваторов, дроссельных диафрагм и (или) регулирующих устройств на тепловых пунктах и узлах ввода потребителей тепловой энергии.

448. При подготовке теплопотребляющих установок к отопительному периоду должно быть обеспечено наличие и исправность следующих устройств и оборудования:

запорной арматуры;

устройств для удаления воздуха из систем отопления в водяных системах и из конденсатопроводов в паровых системах;

тепловой изоляции;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

устройств автоматического регулирования температуры горячей воды;

обратных клапанов на циркуляционных трубопроводах систем горячего водоснабжения перед присоединением их к обратным трубопроводам тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения или к водоподогревателям в закрытых системах теплоснабжения;

других устройств, средств автоматического регулирования и технологических защит, предусмотренных проектной документацией.

449. При наличии процессов образования накипи, отложений и шлама должна быть проведена очистка проточной части расходомеров и прямых участков трубопроводов в узлах учета тепловой энергии, теплоносителя.

450. При ежегодной подготовке к отопительному периоду должна проводиться промывка теплопотребляющих установок. При проведении гидропневматической промывки расход водовоздушной смеси должен быть в диапазоне 3-5-кратного расчетного расхода теплоносителя (горячей воды). При проведении промывки водой ее расход должен быть в диапазоне 3-5 раз расчетного расход теплоносителя (горячей воды), при этом должно быть достигнуто полное осветление воды.

Результаты промывки оформляются актом промывки теплопотребляющей установки, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (структурного подразделения).

451. Представитель теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации имеет право присутствовать при проведении промывки теплопотребляющих установок. Организация, эксплуатирующая теплопотребляющие установки, обязана не позднее чем за 5 рабочих дней уведомить теплоснабжающую и (или) теплосетевую организации о дате проведения промывки теплопотребляющей установки и обеспечить доступ представителей теплоснабжающей и (или) теплосетевой организаций к теплопотребляющим установкам на весь период проведения промывки. Копия акта промывки теплопотребляющей установки должна быть передана в теплоснабжающую (теплосетевую) организацию в течение 5 рабочих дней после проведения промывки.

452. Перед пуском (включением в работу) после гидравлических испытаний на прочность и плотность или промывки теплопотребляющие установки должны быть полностью опорожнены от водопроводной воды, и заполнены сетевой водой (или другой жидкостью, предусмотренной к применению проектной документацией в конкретной теплопотребляющей установке).

Пуск (включение в работу) в теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии в период эксплуатации должен производиться эксплуатирующей организацией по согласованию с теплоснабжающей организацией.

Приложение № 1

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

НОРМАТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ИНДЕКСА ПРИ НАГРЕВЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ В СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЯХ И В ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛАХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РН ВОДЫ

1. Значения карбонатного индекса при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях в зависимости от pH воды:

Температура нагрева	Карбонатный индекс $И_{кс}$ (мг-экв/дм^3) при значениях pH			
сетевой воды, °C	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	9,21-10,0
70-100	4,0	2,6	2,0	1,6
101-120	3,0	2,1	1,6	1,4
121-140	2,5	1,9	1,4	1,2
141-150	2,0	1,5	1,2	0,9
151-200	1,0	0,8	0,6	0,4

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

2. Значения карбонатного индекса при нагреве сетевой воды в водогрейных котлах в зависимости от pH воды:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Температура нагрева	Карбонатный индекс $И_{кс}$ (мг-экв/дм ^{3}) при значениях pH			
сетевой воды, °C	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	9,21-10,0
70-100	3,2	2,3	1,8	1,5
101-120	2,0	1,5	1,2	1,0
121-140	1,5	1,2	1,0	0,7
141-150	1,2	1,0	0,8	0,5
151-200	0,8	0,7	0,5	0,3

Приложение № 2

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

НОРМЫ КАЧЕСТВА ВОДЫ ДЛЯ ПОДПИТКИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Качество воды для подпитки систем теплоснабжения должно удовлетворять следующим нормам:
содержание свободной угольной кислоты: 0;
значение pH для систем теплоснабжения:
открытых: 8,3-9,0;
закрытых: 8,3-10,5;
при pH сетевой воды выше 10,0 величина Икс не должна превышать 0,1 (мг-экв/дм ^{3});

содержание растворенного кислорода, мкг/дм ^{3}: не более 50;

количество взвешенных веществ, мг/дм ^{3}: не более 5;

содержание нефтепродуктов, мг/дм ^{3}: не более 1.

2. Нижний предел значения pH может корректироваться по решению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения после согласования предлагаемых изменений с ЕТО и теплосетевыми организациями в данной системе теплоснабжения.

3. При значениях pH выше 9,5 необходимо глубокое умягчение подпиточной воды.

Приложение № 3

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

НОРМЫ КАЧЕСТВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ

1. Качество сетевой воды должно удовлетворять следующим нормам:
содержание свободной угольной кислоты: 0;
значение pH для систем теплоснабжения:
открытых: 8,3-9,0;
закрытых: 8,3-10,5;
при pH сетевой воды выше 10,0 величина Икс не должна превышать 0,1 (мг-экв/дм ^{3});

содержание соединений железа, мг/дм ^{3}, для систем теплоснабжения:

открытых: не более 0,3;
закрытых: не более 0,5;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

содержание растворенного кислорода, мкг/дм^3: не более 20;

количество взвешенных веществ, мг/дм^3: не более 5;

содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, для систем теплоснабжения:

открытых: не более 0,1;

закрытых: не более 1.

2. Нижний предел значения pH может корректироваться по решению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения после согласования предлагаемых изменений с ЕТО и теплосетевыми организациями в данной системе теплоснабжения.

3. При значениях pH выше 9,5 необходимо глубокое умягчение подпиточной воды.

Приложение № 4

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

1. Порядок проведения гидравлического испытания на прочность и плотность трубопроводов тепловой сети (далее - гидравлическое испытание) определяется программой гидравлических испытаний на прочность и плотность, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

2. Гидравлические испытания проводятся стационарными или передвижными насосами.

3. При проведении гидравлических испытаний должна быть организована связь между бригадами, проводящими испытания, диспетчерскими службами организаций, тепловые сети которых подвергаются гидравлическим испытаниям.

4. Все потребители тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к тепловым сетям, подвергаемым гидравлическому испытанию, должны быть уведомлены об утверждении графика текущего ремонта и сроках его проведения не позднее чем через 10 рабочих дней после дня его утверждения, о начале проведения испытаний - не позднее чем за 3 рабочих дня до дня их начала.

5. Продолжительность гидравлического испытания (время выдержки) при пробном давлении должна устанавливаться техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) исходя из местных геодезических условий, и должна составлять не менее 10 минут.

6. Гидравлические испытания подающего и обратного трубопроводов проводятся раздельно, если их совместное гидравлическое испытание при выбранном пробном давлении не допустимо в соответствии с прочностными расчетами максимально допустимых нагрузок на опоры или в соответствии с проектной документацией.

7. На время проведения гидравлических испытаний вместо измерительных и иных устройств, нагружение которых пробным давлением не допускается, устанавливаются переходные катушки, материал и прочность которых соответствуют характеристикам трубопровода.

8. При гидравлическом испытании головных участков магистральных трубопроводов, расположенных на территории источника тепловой энергии, или при расхолаживании тепловых сетей с использованием сетевых насосов источника тепловой энергии программа гидравлических испытаний должна быть согласована с техническим руководителем организации (подразделения), эксплуатирующей источник тепловой энергии.

9. В сроки, установленные программой гидравлических испытаний, подготавливается схема расхолаживания тепловой сети.

10. Для понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе:

запорной арматурой и заглушками выделяется участок тепловых сетей, на котором проводится гидравлическое испытание;

открываются необходимые перемычки между подающим и обратным трубопроводами;

устанавливается циркуляция сетевыми насосами источника тепловой энергии без подогрева воды (могут быть задействованы насосы подкачивающей насосной станции);

в случае применения метода вытеснения горячей сетевой воды из подающего трубопровода расхолаживаемого участка в работающие участки тепловой сети в соответствующих камерах открываются задвижки на подающем трубопроводе;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

организуется контроль за ходом расхолаживания в точках, предусмотренных программой гидравлических испытаний, с передачей диспетчеру значений контролируемых параметров каждый час, а в случае отклонения значений от предусмотренных программой - незамедлительно;

продолжается расхолаживание до понижения температуры сетевой воды до 40°С и ниже во всех точках контроля;

закрываются задвижки на подающих трубопроводах на границе с работающими сетями, останавливаются сетевые насосы, закрываются головные задвижки на источнике тепловой энергии и (или) подкачивающей насосной станции;

в испытываемых трубопроводах тепловых сетей устанавливается давление, равное давлению в обратном трубопроводе работающих сетей, но не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2}) в верхней точке участка.

В программе гидравлических испытаний указываются необходимые при проведении расхолаживания параметры сетевой воды на коллекторе источника тепловой энергии и (или) подкачивающей насосной станции, а также допустимые их отклонения; при этом должно быть отмечено, что в случае отклонения заданных параметров от допустимых, расхолаживание должно быть прекращено до выяснения и устранения причин, вызвавших отклонения.

11. Перед началом гидравлических испытаний:

проверяется, чтобы все перемычки и связи с работающими участками тепловой сети были закрыты;

удаляется воздух из трубопроводов через воздушники в верхних точках испытываемого участка;

собирается схема включения опрессовочного насоса.

После включения опрессовочного насоса давление на испытываемом участке трубопровода повышается со скоростью и до значения, указанных в программе гидравлических испытаний, и выдерживается в течение заданного времени. Затем давление в трубопроводе понижается до рабочего давления или давления в обратном трубопроводе работающей тепловой сети, после чего проводится осмотр испытываемого трубопровода, фиксируются все обнаруженные дефекты, и опрессовочный насос выключается.

12. Если в ходе гидравлических испытаний на прочность и плотность наблюдается резкое понижение давления на напорной стороне опрессовочного насоса или возрастание значения подпитки на источнике тепловой энергии, опрессовочный насос должен быть незамедлительно остановлен. Гидравлические испытания могут быть продолжены после выявления места и ликвидации повреждения или отключения поврежденного участка.

Перед каждым последующим повышением давления из верхней точки испытываемого трубопровода должен быть удален воздух.

13. В акте, составляемом по окончании гидравлических испытаний, должны быть указаны:

участки тепловых сетей, подвергшиеся гидравлическим испытаниям;

значения давлений в подающем и обратном трубопроводах при гидравлических испытаниях;

время и значение каждого повышения давления до и после ликвидации выявленных повреждений;

место и диаметр трубопровода, где были обнаружены повреждения;

объем выполненных ремонтных работ.

Приложение № 5

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ЗНАЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОГО ЧАСОВОГО РАСХОДА ВОДЫ ЗАПОЛНЕНИИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ*

* Текст документа соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

Диаметр условного прохода трубопровода, мм	100	150	250	300	350	400	500	550	600	700	800	900	1000	1100	1200	1400
Максимальный часовой расход воды, м ^{3}/ч	10	15	25	35	50	65	85	100	150	200	250	300	350	400	500	665

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

Приложение № 6

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ОСОБЕННОСТИ ПУСКА ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

1. Для пуска тепловых сетей при отрицательных температурах наружного воздуха при нарушениях в работе, определенных в инструкции по эксплуатации тепловых сетей, капитального ремонта или при пуске вновь построенных магистралей следует в подающем и обратном трубопроводах заполняемой тепловой сети при диаметре труб 300 мм и более устроить дополнительные спускные устройства на расстоянии не более 400 м одно от другого, сброс дренируемой воды следует вывести за пределы камер.

2. Заполнение трубопроводов должно производиться водой температурой 50-60°С по отдельным, разделенным секционирующими задвижками участкам одновременно по подающему и обратному трубопроводам. В случае ограниченной подачи подпиточной воды следует сначала заполнять обратный трубопровод, а затем через перемычку перед секционирующими задвижками в конце участка - подающий трубопровод.

3. Если водоподогревательная установка источника тепловой энергии не находится в работе, воду на заполнение тепловой сети следует подавать через байпас головной задвижки в обратный трубопровод и через специально устраиваемую перемычку после головных задвижек в подающий трубопровод, при этом головная задвижка (и байпас) на подающем трубопроводе должна быть плотно закрыта.

4. Заполнение трубопроводов водой и установление циркуляционного режима в тепловой сети при неработающей водоподогревательной установке источника тепловой энергии должно производиться в следующем порядке:

1) перед началом заполнения трубопроводов следует открыть все спускные устройства и воздушники, а также задвижки на перемычке между подающим и обратным трубопроводами перед секционирующими задвижками; воздушники должны быть закрыты после прекращения выхода через них воздуха, а спускные устройства - после того, как температура дренируемой воды превысит 30°С;

2) после заполнения трубопроводов головного секционированного участка и закрытия всех воздушников и дренажных устройств включить сетевой насос и медленным открытием задвижки на нагнетательном патрубке насоса (при открытой задвижке на стороне всасывания насоса) создать циркуляцию на этом участке через перемычку перед секционирующими задвижками; сразу же после создания циркуляции повысить температуру подаваемого теплоносителя для компенсации тепловых потерь в наполняемых участках трубопроводов;

3) заполнение последующих секционированных участков и установление в них циркуляционного режима следует производить с соблюдением требований для головного участка путем открытия байпасов у секционирующих задвижек между действующим участком и заполняемыми; заполнение производить при открытой задвижке на перемычке между подающим и обратным трубопроводами перед следующими секционирующими задвижками, при этом подпиточное устройство должно все время восполнять убыль воды из головного участка;

4) после заполнения магистральных трубопроводов и создания в них циркуляции следует производить заполнение распределительных сетей с соблюдением указанных выше требований; ответвления, имеющие большую протяженность, следует заполнять по отдельным секционированным участкам; заполнение каждого последующего участка производится после создания циркуляции в предыдущем;

5) заполнение ответвлений к потребителям тепловой энергии следует производить после заполнения всех магистральных и распределительных сетей, при этом циркуляция создается через подмешивающие линии элеваторов при отключенных системах отопления (по согласованию и при участии потребителей тепловой энергии), системы отопления, присоединенные к тепловым сетям непосредственно (без смешения), и системы отопления с насосным подмешиванием следует заполнять совместно с тепловым пунктом, при этом циркуляция создается через систему отопления (по согласованию и при участии потребителей тепловой энергии);

6) после заполнения всей тепловой сети и создания в ней циркуляции все задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами у секционирующих задвижек должны быть полностью закрыты.

5. Для заполнения трубопроводов тепловой сети при работающей водоподогревательной установке необходимо устроить перемычку между подающим и обратным трубопроводами после головных задвижек, отключающих пускаемую магистраль от общих коллекторов, на перемычке необходимо установить две задвижки и между ними установить контрольный штуцер с вентилем.

6. Заполнение трубопроводов водой и установление циркуляционного режима в тепловой сети при работающей водоподогревательной установке следует производить в следующем порядке:

1) перед началом заполнения трубопроводов следует открыть все спускные устройства и воздушники, а также задвижки на перемычке между подающим и обратным трубопроводами перед секционирующими задвижками; воздушники должны быть закрыты после прекращения выхода через них воздуха, а спускные устройства - после того, как температура дренируемой воды превысит 30°С;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

2) заполнение последующих секционированных участков и установление в них циркуляционного режима следует производить с соблюдением требований для головного участка путем открытия байпасов у секционирующих задвижек между действующим участком и заполняемыми; заполнение производить при открытой задвижке на перемычке между подающим и обратным трубопроводами перед следующими секционирующими задвижками, при этом подпиточное устройство должно все время восполнять убыль воды из головного участка;

3) после заполнения магистральных трубопроводов и создания в них циркуляции следует производить заполнение распределительных сетей с соблюдением указанных выше требований; ответвления, имеющие большую протяженность, следует заполнять по отдельным секционированным участкам; заполнение каждого последующего участка производится после создания циркуляции в предыдущем;

4) через байпас головной задвижки следует подать воду в обратный трубопровод и через перемычку после головных задвижек - в подающий трубопровод, при этом головная задвижка с байпасом на подающем трубопроводе должна быть полностью закрыта;

5) после окончания заполнения трубопроводов секционированного участка следует закрыть задвижки на перемычке за головными задвижками, через которую заполнялся подающий трубопровод;

6) циркуляционный режим в секционированном участке следует устанавливать постепенным открытием байпаса у головной задвижки на подающем трубопроводе;

7) после заполнения всей тепловой сети и создания в ней циркуляции все задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами у секционирующих задвижек должны быть полностью закрыты.

7. При возникновении неполадок во время заполнения трубопроводов тепловой сети и необходимости опорожнения трубопроводов необходимо открыть все спускные устройства и воздушники, чтобы не осталось воды ни в одной низкорасположенной точке.

Приложение № 7

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПОРЯДОК ПУСКА ПАРОВЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

1. Пуск паровой тепловой сети должен производиться в соответствии с инструкцией по пуску паровой тепловой сети, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), и состоять из следующих этапов:

прогрев и продувка паропроводов;

заполнение и промывка конденсатопроводов;

подключение теплопотребляющих установок к паровой тепловой сети.

2. Пуск паровой тепловой сети должен осуществляться пусковой бригадой, образуемой накануне прогрева паропровода. Численность персонала бригады определяется из условия дежурства двух слесарей у каждого дренажного устройства прогреваемого паропровода. При расположении паропровода в просматриваемых местах допускается дежурство двух слесарей на каждые два или три дренажных устройства, при этом расстояние между крайними дренажными устройствами, обслуживаемыми двумя слесарями, не должно превышать 100 метров. Пусковая бригада должна быть обеспечена автотранспортом. Между руководителем и членами пусковой бригады должна быть обеспечена мобильная связь.

3. Последовательность прогрева и продувки магистральных паропроводов и ответвлений от него указывается в инструкции по пуску паровой тепловой сети исходя из их протяженности и диаметров. При пуске разветвленного паропровода большой протяженности первоначально следует прогреть основную магистраль.

4. Перед прогревом паропровода должно производиться полное дренирование скопившегося в нем конденсата. За открытыми дренажными устройствами должен быть установлен постоянный контроль. Особому контролю должны подлежать нижние точки изломов паропровода. Периодичность проверки отсутствия засора в дренажном устройстве должна быть определена в программе испытаний.

5. При раздельном прогреве магистрального паропровода и ответвлений от него до начала прогрева магистрального паропровода следует плотно закрыть головную задвижку на выходе из источника тепловой энергии, а также задвижки на всех ответвлениях от магистрали и тепловых пунктах потребителей тепловой энергии.

При одновременном прогреве магистрального паропровода и ответвлений от него задвижки на всех прогреваемых ответвлениях необходимо полностью открыть.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Перед прогревом паропровода должны быть полностью открыты дренажные устройства прогреваемого участка, которые одновременно используются и для выпуска воздуха.

Конденсатоотводчики на прогреваемом паропроводе следует отключить, а дренаж паропровода в местах установки конденсатоотводчиков переключить на прямую продувку в атмосферу.

6. Прогрев магистрального паропровода следует производить через байпас головной задвижки, открытие которого следует осуществлять плавно и медленно под наблюдением руководителя пусковой бригады. При отсутствии байпаса на головной задвижке подача пара в паропровод производится посредством небольшого открытия головной задвижки.

Степень и скорость открытия устанавливается руководителем пусковой бригады, изменить ее можно только после его распоряжения или при возникновении гидравлических ударов. При возникновении гидравлических ударов подача пара должна быть незамедлительно сокращена, а при частых и сильных ударах - полностью прекращена впредь до полного удаления из прогреваемого участка паропровода скопившегося в нем конденсата.

7. Скорость прогрева паропровода следует регулировать по признакам появления легких гидравлических ударов (щелчков). При проведении прогрева необходимо регулировать его скорость, не допуская при этом сползания трубопровода с подвижных опор.

8. При прогреве паропровода на участках, доступных для осмотра, следует осуществлять контроль за положением подогреваемого паропровода относительно опор.

9. При засорении дренажного устройства и невозможности устранения засора путем его продувки необходимо прекратить прогрев, сбросить полностью давление, с возобновлением прогрева после прочистки дренажного устройства. Без наличия избыточного давления в прогреваемом трубопроводе удаление конденсата через дренажные устройства недопустимо.

10. По мере прогрева паропровода и появления выхода из дренажных устройств сухого пара без примеси конденсата все дренажные устройства (постоянные дренажи в нижних точках и пусковые дренажи по ходу паропровода) должны быть закрыты. Прогрев паропровода считается законченным после появления сухого пара в нижней точке паропровода и последнем по ходу пара пусковом дренаже. После закрытия дренажных устройств следует ввести в работу конденсатоотводчики.

11. После окончания прогрева магистрального паропровода и ликвидации обнаруженных дефектов следует поочередно прогреть ответвления к потребителям тепловой энергии. Порядок прогрева ответвлений аналогичен порядку прогрева основной магистрали.

12. Ликвидацию дефектов при возможности соблюдения условий безопасности следует производить без охлаждения паропровода, но при обязательном понижении в нем давления до атмосферного. Если ликвидация дефектов без охлаждения паропровода по условиям безопасности невозможна, необходимо полностью прекратить подачу пара в паропровод и открыть все дренажные устройства. После ликвидации дефектов паропровод вновь подвергается прогреву в изложенном выше порядке.

13. В прогретом паропроводе давление следует повышать до рабочего давления пара путем полного открытия запорной арматуры на магистрали и (или) ответвлениях.

После повышения давления все паропроводы подлежат осмотру, выявленные на них места парения и дефекты - устранению. После пуска паропровода необходимо проверить затяжку болтов фланцевых соединений.

14. Перед присоединением потребителей паровых тепловых сетей паропроводы, включаемые в эксплуатацию впервые после монтажа, следует продуть для удаления песка, окалины и посторонних предметов.

Продувка производится через специально установленные в концевой части паропровода (и его ответвлений) задвижки путем полного открытия их на выхлоп пара в атмосферу. Для снижения уровня шума могут применяться шумоглушители.

При продувке паропровода следует принять меры для защиты людей от ожогов и других повреждений, а также для беспрепятственного доступа к задвижке, через которую производится продувка.

15. Заполнять конденсатопроводы для промывки допускается водой из технического водопровода, из циркуляционных водоводов охлаждения конденсаторов, из водяных тепловых сетей или подпиточной линии, а также непригодным для использования конденсатом, возвращаемым из теплопотребляющих установок.

Продувка кондесатопроводов паром не допускается.

Промывку конденсатопроводов следует производить гидропневматическим способом до полного осветления дренируемой воды. Температура воды, используемой для промывки, не должна превышать 40°С.

После промывки конденсатопроводы следует полностью освободить от промывочной воды и заполнить конденсатом или умягченной деаэрированной водой.

16. После заполнения конденсатопровода конденсатом или химически подготовленной водой следует произвести этой водой контрольную промывку, во время которой химическими анализами проверяется качество исходной и сбрасываемой воды. Контрольную промывку следует выполнять до тех пор, пока качество сбрасываемой воды будет удовлетворять качеству исходной воды.

17. Теплопотребляющие установки до подключения их к паровой тепловой сети в период пуска должны быть промыты гидропневматическим способом, и вода из них - спущена, после чего теплопотребляющие установки следует продуть паром в соответствии с требованиями пункта 14 настоящего приложения.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Подключение теплопотребляющих установок к паровой тепловой сети следует производить плавным открытием вводной задвижки при открытой продувочной арматуре в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплопотребляющей установки в соответствии с главой XVI Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом.

По мере прогрева паропроводов и оборудования теплопотребляющих установок и появления сухого пара продувочная арматура должна быть закрыта, а вводные задвижки на теплопотребляющие установки открыты полностью (для установления полного рабочего давления), после чего должны быть включены постоянные дренажи через конденсатоотводчики.

Приложение № 8

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ НА МАКСИМАЛЬНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

1. Испытанию трубопроводов тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (далее - испытание на максимальную температуру) должны подвергаться все трубопроводы тепловых сетей от источника тепловой энергии до тепловых пунктов, к которым подключены теплопотребляющие установки.

Испытание на максимальную температуру тепловых сетей, имеющих ненадежные участки, в межотопительный период следует проводить после текущего или капитального ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность.

2. При испытании на максимальную температуру температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети не должна превышать 90°С во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов, условий работы компенсирующих устройств, целостности изоляционных конструкций.

Для понижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, температурные испытания должны проводиться с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры воды, а в случае проведения испытаний перед окончанием отопительного периода - с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства - элеваторы (зависимая схема присоединения) и водоподогреватели (независимая схема присоединения), а также при необходимости, определяемой технической программой испытаний, - с включенными системами отопления, имеющими насосное смешение.

3. В целях безопасности на время испытания на максимальную температуру, в случае проведения их перед окончанием отопительного периода и в межотопительный период, от тепловых сетей должны быть отключены:

отопительные системы детских и лечебных учреждений;

неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;

системы отопления, присоединенные через элеваторы с меньшими по сравнению с расчетными коэффициентами подмешивания, при которых возможно поступление в отопительную систему воды с температурой свыше 100°С;

калориферные установки;

отопительные системы с непосредственной схемой присоединения, а потребители, для которых не допускаются перерывы в подаче тепловой энергии (больницы, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей и другие аналогичные социальные объекты), переведены на теплоснабжение от резервных источников тепловой энергии.

4. Все потребители тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к тепловым сетям, подвергаемым испытаниям на максимальную температуру, должны быть уведомлены об утверждении графика текущего ремонта и сроках его проведения не позднее чем через 10 рабочих дней после дня его утверждения, о начале проведения испытаний - не позднее чем за 3 рабочих дня до дня их начала.

5. При испытании на максимальную температуру температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети на выводе от источника тепловой энергии повышается до установленного максимального значения. Понижение температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, достигается за счет охлаждения в оставшихся включенными системах отопления и горячего водоснабжения.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

6. Испытание на максимальную температуру проводится методом температурной волны, что позволяет сократить продолжительность испытания и вынужденного перегрева потребителей тепловой энергии. Продолжительность поддержания максимальной температуры воды по причине возможного размыва граничных зон температурной волны по мере удаления от источника тепловой энергии должна составлять не менее 2 часов.

7. Давление воды в тепловой сети при ее испытании на максимальную температуру не должно превышать значений, допускаемых при эксплуатационном режиме.

Если тепловая сеть испытывается на максимальную температуру по частям, необходимо предусматривать соответствующее понижение давления в подающем трубопроводе на выводе от источника тепловой энергии, определяемое на основании предварительно выполняемого оценочного гидравлического расчета для наиболее неблагоприятных точек сети.

8. При испытании на максимальную температуру во всех точках испытуемой тепловой сети в подающем трубопроводе должно поддерживаться давление, обеспечивающее невскипание воды при максимальной температуре. На период испытания должны быть заданы:

максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике тепловой энергии;

максимально допустимая температура сетевой воды в обратном трубопроводе;

давление в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии;

давление в подающем коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии;

ожидаемый расход сетевой воды;

ожидаемый максимальный отпуск тепловой энергии (с указанием, в какие часы суток он ожидается);

ожидаемый минимальный отпуск тепловой энергии при прохождении пика температуры обратной воды на конечной стадии испытания (с указанием, в какие часы суток он ожидается);

максимально допустимая подпитка тепловой сети.

9. Отклонения от заданного режима испытания на максимальную температуру не должны превышать:

по температуре сетевой воды в подающем коллекторе на источнике тепловой энергии (относительно максимального значения) - ±2%;

по давлению в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии - ±20 кПа (±0,2 кгс/см^2);

по давлению в подающем коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии - ±5%.

Температура воды на вводах тепловой сети в теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии не задается.

10. При подготовке к испытанию на максимальную температуру должны учитываться значительные изменения объемов сетевой воды при повышении и понижении температуры воды в процессе испытания за счет изменения плотности.

11. Поддержание при испытании на максимальную температуру заданного значения давления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии должно осуществляться путем регулирования величины подпитки или дренажа.

12. Скорость повышения и понижения температуры воды в подающем трубопроводе должна выбираться такой, чтобы в течение всего периода испытаний на максимальную температуру соблюдалось заданное давление в обратном коллекторе сетевой воды источника тепловой энергии. Поддержание этого давления должно проводиться путем регулирования величины подпитки, а после полного прекращения подпитки в связи с увеличением объема сетевой воды при нагреве - путем дренирования воды из обратного коллектора. При этом изменение температуры при ее регулировании должно производиться равномерно со скоростью не превышающей значения, установленного пунктом 126 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом.

13. При испытании на максимальную температуру температура воды в теплопотребляющих установках, присоединенных к испытуемой тепловой сети, не должна превышать:

в системах отопления - 95°C;

в системах горячего водоснабжения - 75°C.

14. Для понижения температуры воздуха внутри помещений в период испытания на максимальную температуру потребителям тепловой энергии следует рекомендовать усиленное проветривание помещений.

15. При испытании на максимальную температуру измеряются следующие значения:

1) на источнике тепловой энергии:

температура воды в подающем и обратном коллекторах сетевой воды;

давление в подающем и обратном коллекторах сетевой воды;

расход сетевой воды в подающем трубопроводе;

расход подпиточной воды;

2) на тепловых пунктах потребителей тепловой энергии, на которых оборудованы пункты наблюдения:

температура воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети;

температура воды в подающем и обратном трубопроводах системы отопления;

температура воды в системе горячего водоснабжения;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

давление в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети;

3) в тепловой сети: максимальное перемещение стаканов сальниковых компенсаторов на подающем трубопроводе (измеряется выборочно в предусмотренных программой местах).

16. Пункты наблюдения должны организовываться на тепловых пунктах потребителей тепловой энергии, присоединенных на концевых участках тепловой сети, а также на нескольких тепловых пунктах потребителей тепловой энергии по длине тепловой сети на различном удалении от источника тепловой энергии, на которых производится запись показаний средств измерений.

17. Проверка компенсирующей способности участков тепловой сети выполняется с помощью фиксаторов максимального перемещения (далее - ФМП) выборочно на сальниковых компенсаторах в тех местах, где при эксплуатации наблюдались недостаточные (по оценке эксплуатационного персонала) значения перемещения стаканов сальниковых компенсаторов, а также в местах, где производилась перекладка теплопроводов, замена сальниковых компенсаторов и неподвижных опор, наблюдалась просадка теплопроводов.

18. Отключение теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, предусмотренное программой испытаний на максимальную температуру, должно производиться первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающих и обратных трубопроводах в тепловых пунктах. В случае неплотности этих задвижек должно быть произведено дополнительное отключение задвижками, расположенными в тепловых камерах на ответвлениях к тепловым пунктам.

19. На время испытания на максимальную температуру в наиболее опасных местах на трассе тепловой сети (на участках бесканальной прокладки, на участках, где возможны размывы грунта при повреждениях, в местах скопления людей) должны быть расставлены дежурные для своевременного обнаружения мест парения, появления на поверхности горячей воды и других аналогичных проявлений возможных дефектов, что позволяет оперативно выявить места возможных повреждений тепловой сети и принять меры по обеспечению безопасности. На тепловых пунктах потребителей тепловой энергии, находящихся во время испытания в работе, должно быть организовано дежурство обслуживающего персонала потребителей тепловой энергии. В системах отопления с насосным подмешиванием во время испытания должна быть обеспечена бесперебойная работа насосов.

20. Персонал, участвующий в испытании на максимальную температуру, должен быть ознакомлен с рабочей программой испытания на максимальную температуру, с возлагаемыми на него обязанностями и требованиями правил техники безопасности. Персонал на тепловых пунктах потребителей тепловой энергии, на трассе тепловой сети и источнике тепловой энергии должен быть обеспечен средствами связи для оперативного сообщения руководителю испытания о значениях измеряемых параметров и возникающих неполадках. Для объезда трассы тепловой сети на время испытания персоналу, участвующему в испытаниях на максимальную температуру, должен предоставляться автотранспорт.

При проведении испытания на максимальную температуру (подготовительные работы, собственно испытание) должны соблюдаться следующие требования безопасности:

1) персоналу эксплуатирующей организации запрещается находиться в тепловых камерах и туннелях;

2) персоналу эксплуатирующей организации и подрядных организаций запрещается производить работы на испытуемой тепловой сети и присоединенных к ней теплопотребляющих установках и тепловых сетях потребителей тепловой энергии;

3) для своевременного выявления мест повреждения и обеспечения безопасности для окружающих на время испытания на трассе тепловой сети должны быть расставлены дежурные. Места расположения дежурных определяются руководителем испытания исходя из местных условий;

4) должен быть обеспечен постоянный контроль участков тепловой сети вблизи мест движения пешеходов и транспорта, участков, где трубопроводы тепловой сети проложены бесканально, участков, где ранее наблюдались коррозионные разрушения трубопроводов.

21. Потребители тепловой энергии должны быть оповещены о намечаемом испытании на максимальную температуру и его продолжительности не позднее чем за 72 часа до момента начала испытания.

22. Началу испытания на максимальную температуру должен предшествовать прогрев тепловой сети при температуре воды в подающем трубопроводе на 15-20°С менее максимальной температуры теплоносителя, но не более 100°С. Продолжительность прогрева определяется в программе испытаний определяется исходя из местных условий.*

---

* Текст документа соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

23. Перед началом испытания на максимальную температуру производится расстановка персонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

24. Заданная максимальная температура теплоносителя поддерживается постоянной в течение времени (не менее 2 часов), установленного рабочей программой испытаний на максимальную температуру, а затем плавно снижается до пределов 70-80°С.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

25. Персонал во время испытания на максимальную температуру должен объезжать и осматривать трассу тепловой сети (без спуска в тепловые камеры и туннели) и о выявленных повреждениях (появление парения, воды на трассе сети и других аналогичных проявлений возможных дефектов) незамедлительно сообщать руководителю испытания. При обнаружении повреждений, которые могут привести к последствиям, угрожающим жизни и здоровью людей, нарушениям в работе оборудования, испытание должно быть приостановлено до устранения этих повреждений.

26. Теплопотребляющие установки, температура воды в которых при испытании на максимальную температуру превысила допустимые значения, указанные в пункте 12 настоящего приложения, должны быть незамедлительно отключены.

27. Измерения температуры и давления воды в пунктах наблюдения заканчиваются после прохождения в данном месте температурной волны и понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до температуры на 15-20°С менее максимальной температуры теплоносителя, но не более 100°С. Испытание на максимальную температуру считается законченным после понижения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети до пределов от 70-80°С.

28. По окончании испытания на максимальную температуру должен быть произведен осмотр испытанной тепловой сети для выявления дефектов, а также обработка и оценка результатов испытаний, включая:

выявление мест неплотностей трубопроводов, их элементов, сварных соединений;

проверку состояния компенсаторов в тепловой сети (целостность и плотность конструкций и сварных соединений, герметичность уплотнений сальниковых компенсаторов, наличие следов теплового перемещения трубопроводов);

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

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

проведение измерений величин фактических максимальных перемещений стаканов сальниковых компенсаторов по смещению фиксирующих шайб в местах установки ФМП.

29. Для сальниковых компенсаторов, на которых устанавливались ФМП, производится сопоставление значений фактических и теоретических перемещений стаканов компенсаторов. Величина теоретического перемещения стакана сальникового компенсатора (концевого сечения трубопровода компенсируемого участка) для стального трубопровода, свободно проложенного в канале, туннеле или надземно, определяют как произведение коэффициента термического линейного удлинения трубы (для углеродистой стали может быть принят 1,2·10 мм/(м·°С), разности между максимальной и начальной температурами сетевой воды при испытании на максимальную температуру и длины участка (м) от неподвижной опоры до концевого сечения трубопровода (до стакана компенсатора).

Значение теоретического перемещения стаканов сальниковых компенсаторов для стальных трубопроводов, проложенных бесканально, принимаются согласно расчету трубопровода в соответствии с проектной документацией.

Значение фактического максимального перемещения стаканов сальниковых компенсаторов должно составлять не менее 75% теоретического значения. Меньшее значение свидетельствует о неудовлетворительной компенсирующей способности трубопроводов и оборудования компенсируемого участка тепловой сети и необходимости выявления причин недокомпенсации.

В межотопительный период должны быть определены причины недокомпенсации, включая неправильный монтаж компенсатора, просадку теплопроводов, смещение неподвижной опоры, чрезмерное уплотнение сальниковой набивки компенсатора.

30. После проведения испытания на максимальную температуру должен быть составлен акт, содержащий:

данные по режиму испытания;

максимальные значения температуры сетевой воды в подающем и обратном коллекторах, достигнутые при испытании на источнике тепловой энергии;

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

расходы сетевой воды;

максимальные значения температуры воды в подающем трубопроводе, достигнутые в конечных точках тепловой сети;

продолжительность поддержания максимальной температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети;

время пробега температурной волны, изменяющей температуру теплоносителя (воды или пара) в системе теплоснабжения, до наиболее удаленных потребителей тепловой энергии;

перечень выявленных по результатам осмотра дефектов и предполагаемые причины их возникновения;

перечень мероприятий по устранению выявленных дефектов.

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

Если в процессе испытания на максимальную температуру наблюдались затруднения с подъемом температуры сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети до заданного значения, имели место большие величины падения температуры по длине сети или возникали другие факторы, мешавшие обеспечению режимов, заданных рабочей программой испытания на максимальную температуру, все они должны быть отражены в акте.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Приложение № 9

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ТЕПЛОПРОВОДОВ ВОДЯНОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ЧЕРЕЗ ТЕПЛОВУЮ ИЗОЛЯЦИЮ

1. Испытания водяной тепловой сети по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию (далее - испытания на тепловые потери водяной тепловой сети) должны проводиться для определения:

фактических характеристик теплотехнических свойств изоляционных конструкций участков эксплуатируемых теплопроводов видов прокладки, конструкций и типов тепловой изоляции, характерных для тепловой сети, и их сопоставления с тепловыми потерями по нормам проектирования тепловой изоляции оборудования и трубопроводов;

произошедших изменений тепловых потерь вследствие ввода новых, реконструкции и ремонта участков действующих тепловых сетей, а также деградации (старения) изоляционных конструкций тепловой сети в процессе эксплуатации;

значений поправочных коэффициентов к нормативным проектным (определенным по нормам проектирования) значениям тепловых потерь на характерных участках тепловой сети;

эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию на характерных для тепловой сети испытанных участках посредством применения указанных поправочных коэффициентов (далее - нормирование эксплуатационных тепловых потерь).

Нормируемые (определенные в результате нормирования) эксплуатационные тепловые потери через тепловую изоляцию, определенные на основе испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети, должны являться основой для разработки энергетической характеристики тепловой сети по показателю "тепловые потери", тепловых и гидравлических эксплуатационных режимов тепловой сети и системы теплоснабжения, обоснованного определения показателей (параметров) качества теплоснабжения, показателей (параметров) качества тепловой энергии в системе теплоснабжения.

2. При подготовке к испытаниям на тепловые потери водяной тепловой сети должен быть проведен анализ схемы тепловой сети, температурных режимов ее работы, типов прокладки и конструкций тепловой изоляции, сроков службы трубопроводов, характерных случаев и причин повреждаемости, схем, режимов работы и состава оборудования водоподогревательной установки, а также данных о техническом состоянии тепловой изоляции и конструкций теплопроводов тепловой сети в целом.

3. Испытаниям на тепловые потери должны подвергаться участки водяной тепловой сети, тип прокладки, конструкции и периоды проектирования тепловой изоляции которых являются характерными для данной тепловой сети. Периоды проектирования выделяются с 1959 г. по 1989 г. включительно, с 1990 г. по 1997 г. включительно, с 1998 г. по 2003 г. включительно, с 2004 г. и позднее.

Характерными для конкретной тепловой сети следует считать участки тепловой сети, имеющие наибольшие доли (ϕ) в материальной характеристике всей тепловой сети, определяемые по формуле:

$$\phi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum_x (d_н L)}{\sum_c (d_н L)}, \quad (1)$$

где:

$M_x = \sum_x (d_H L)$ - материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, м^2;

$M_c = \sum_c (d_H L)$ - материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода, просуммированная по всей сети в целом, м^2;

d_H - наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб), м;

L - протяженность участка сети, м.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Результаты анализа материалов по тепловым сетям должны оформляться в табличном виде в соответствии с таблицами 1 и 2 настоящего пункта. В таблицу 1 настоящего пункта включается характеристика тепловой сети по отдельным участкам с указанием наружного диаметра и длины трубопроводов, конструкций тепловой изоляции, типов прокладки (подземная бесканальная, подземная в каналах, надземная), а также сроков службы (года ввода в эксплуатацию).

Таблица 1

Материальная характеристика водяной тепловой сети

Номер паспорта	Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуа-тацию	Наружный диаметр $d_н$, м	Длина участка *L*, м	Материальная характеристика *M*, м^2
1	2	3	4	5	6	7

Данные, указанные в таблице 1 настоящего пункта, должны соответствовать наименованиям участков, принятым в паспортах теплопроводов тепловой сети, с указанием номера паспорта, в котором указан данный конкретный участок.

В таблицу 1 настоящего пункта включаются все участки тепловой сети, находящиеся в эксплуатации у эксплуатирующей организации.

Таблица 2

Сводная таблица материальной характеристики водяной тепловой сети

№ типа участка сети	Период проекти-рования участков	Тип прокладки	Конст-рукция тепловой изоляции	Длина участков *L*, м	Материальная характеристика *M*, м^2	Доля материальной характеристики по типу прокладки, конструкции и периоду проектирования тепловой изоляции
1	2	3	4	5	6	7

В таблицу 2 настоящего пункта включаются обобщенные данные для выявления характерных групп участков.

4. Материальная характеристика испытываемых участков тепловой сети должна составлять не менее 20% материальной характеристики всей тепловой сети. Конкретный состав испытываемых характерных участков тепловой сети должен определяться реальной технической возможностью проведения испытаний, а также необходимостью получения результатов, которые могут быть распространены на максимальное количество участков тепловой сети, не подвергаемых испытаниям.

Проведение испытаний характерных участков в меньшем объеме допускается только в случаях, когда преобладающая (по материальной характеристике) часть таких участков рассредоточена по тепловой сети и не может быть объединена в циркуляционное кольцо. В таких случаях испытания на тепловые потери проводятся последовательно на двух и более циркуляционных кольцах.

Результаты выбора состава испытываемых участков тепловой сети оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 3 настоящего пункта и дополнительно представляются в виде схемы с обозначением контролируемых точек измерения.

Таблица 3

Материальная характеристика испытываемых участков водяной тепловой сети

№ участка циркуля-ционного кольца	Участок сети	Тип прокладки, конст-рукция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуата-цию	Наружный диаметр $d_н$, м	Длина участка *L*, м	Объем трубо-провода *V*, м^3	Мате-риальная характе-ристика *M*, м^2
1	2	3	4	5	6	7	8

5. Перед проведением испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению тепловых камер тепловой сети, приведению в рабочее состояние дренажей, организации стока поверхностных вод и другие мероприятия, обеспечивающие приведение теплоизоляционных конструкций в нормальное техническое состояние.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

6. Для определения температурных параметров испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должны использоваться следующие климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая тепловая сеть:

среднегодовые $t_{гр}^{ср.г}$ и среднемесячные $t_{гр}^{ср.м}$ температуры грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов (для подземной прокладки);

среднегодовые $t_{в}^{ср.г}$ и среднемесячные $t_{в}^{ср.м}$ температуры наружного воздуха (для надземной прокладки).

Среднемесячные значения температуры грунта и наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации ближайших метеорологических станций за последние 5 лет.

Среднемесячные значения температуры сетевой воды в подающем $(t_{п}^{ср.м})$ и обратном $(t_{о}^{ср.м})$ трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику регулирования отпуска тепловой энергии, в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха.

Среднегодовые значения температур окружающей среды и температур сетевой воды в подающем $(t_{п}^{ср.г})$ и обратном $(t_{о}^{ср.г})$ трубопроводах рассчитываются как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры сетевой воды исходя из числа часов работы усредненных за последние 5 лет в каждом месяце. Данные по среднемесячным и среднегодовым температурам окружающей среды и сетевой воды в тепловой сети должны оформляться в табличном виде в соответствии с таблицей 4 настоящего пункта.

Таблица 4

Среднемесячные и среднегодовые температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц, год	Число часов работы		Средняя температура, °C		Температура сетевой воды в трубопроводах по температурному графику, °C	
	отопительный период	меж-отопительный период	грунта на средней глубине залегания $t_{гр}$	наружного воздуха $t_{в}$	подающем $t_{п}$	обратном $t_{о}$
1	2	3	4	5	6	7

7. Испытания на тепловые потери двухтрубной водяной тепловой сети должны проводиться на циркуляционном кольце, состоящем из подающих и обратных трубопроводов с перемычкой между ними на конечном участке кольца.

В циркуляционном кольце должны быть представлены участки тепловой сети, признанные для данной тепловой сети характерными, исходя из типа прокладки, конструкции изоляции, диаметра трубопроводов, периодов проектирования в соответствии с пунктами 3 и 4 настоящего приложения. Материальная характеристика таких участков и их количество должны обеспечивать получение представительных результатов в соответствии с требованиями пункта 4 настоящего приложения исходя из имеющейся технической возможности соединения испытываемых участков в циркуляционное кольцо.

Все ответвления и отдельные теплопотребляющие установки, присоединенные к циркуляционному кольцу, на время испытаний должны быть отключены.

8. На стадии подготовки испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должны быть рассчитаны параметры и режимы испытаний:

температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети на выходе из водоподогревательной установки источника тепловой энергии или на входе в циркуляционное кольцо;

расход сетевой воды в испытываемом циркуляционном кольце;

ожидаемые в период испытаний значения температуры воды в обратном трубопроводе на входе в водоподогревательную установку или на выходе из циркуляционного кольца;

расход подпиточной воды;

ориентировочная продолжительность испытаний.

9. Температурный режим циркуляционного кольца во время испытаний должен быть определен исходя из следующих предварительных условий:

разность между средней температурой воды по всем участкам кольца и температурой окружающей среды во время испытаний определяется как среднегодовое значение разности средней по подающему и обратному трубопроводу температуры воды и температуры окружающей среды по данной сети;

понижение температуры воды $\Delta t_{и}$ в циркуляционном кольце за счет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при испытаниях должно составлять не менее 8°C и не более 20°C.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

При наличии на испытываемом кольце участков с различными типами прокладки, конструкциями изоляции и периодами проектирования снижение температуры воды в кольце выбирается в соответствии с формулой:

$$\Delta t_{И} = \frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{И}}, \quad (2)$$

где:

$\Delta t_{\text{мин}}$ - минимально допустимое понижение температуры воды в подающей или обратной линии на участке с наименьшей материальной характеристикой $M_{\text{мин}}$, принимаемое равным не менее 2°С из условий обеспечения требуемой точности измерений температуры;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

$\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{И}$ - отношение наименьшей материальной характеристики для подающего или обратного трубопровода участка испытываемого кольца $M_{\text{мин}}$ к суммарной материальной характеристике подающего $M_{\text{к.п}}$ и обратного $M_{\text{к.о}}$ трубопроводов для всего кольца в целом.

При значении отношения $\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{И}$ <0,1 на соответствующих участках испытываемого циркуляционного кольца допускается не выделять такие участки для выполнения измерений температуры сетевой воды в его начале и конце.

Температуры воды в подающем ($t_{\text{п.и}}$) и обратном ($t_{\text{о.и}}$) трубопроводах испытываемого циркуляционного кольца на выходе из водоподогревательной установки и на входе в нее должны определяться по формулам, °С:

$$t_{\text{п.и}} = \frac{t_{п}^{\text{ср.г}} + t_{о}^{\text{ср.г}}}{2} + \frac{\Delta t_{и}}{2} + t_{\text{окр.и}} - t_{\text{окр.}}^{\text{ср.г}}; \quad (3)$$

$$t_{\text{о.и}} = t_{\text{п.и}} - \Delta t_{и} = \frac{t_{п}^{\text{ср.г}} + t_{о}^{\text{ср.г}}}{2} - \frac{\Delta t_{и}}{2} + t_{\text{окр.и}} - t_{\text{окр.}}^{\text{ср.г}} \quad (4)$$

где:

$t_{\text{п}}^{\text{ср.г}}$ и $t_{\text{о}}^{\text{ср.г}}$ - среднегодовые температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемой сети, °С, (рассчитываются как средневзвешенные из среднемесячных температур сетевой воды, определенных по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячных температурах наружного воздуха);

$t_{\text{окр.и}}$ - ожидаемая усредненная по всем участкам кольца температура окружающей среды во время испытаний, °С;

$t_{\text{окр.}}^{\text{ср.г}}$ - усредненная по тем же участкам среднегодовая температура окружающей среды, °С.

При наличии в пределах испытываемого кольца участков как с подземной, так и с надземной прокладкой тепловой сети усредненные температуры окружающей среды подсчитываются соответственно по формулам, °С:

$$t_{\text{окр.и}} = \frac{t_{\text{гр.и}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в.и}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{к}}; \quad (5)$$

$$t_{\text{окр.}}^{\text{ср.г}} = \frac{t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{в}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{к}}; \quad (6)$$

где:

$t_{\text{гр.и}}^{\text{ср.м}}$ и $t_{\text{в.и}}^{\text{ср.м}}$ - соответственно средние за месяц проведения испытаний температуры грунта на среднем уровне оси теплопроводов и наружного воздуха, °С;

$M_{\text{подз}}$ и $M_{\text{надз}}$ - материальные характеристики для подающего или обратного трубопроводов по всем участкам соответственно подземной и надземной прокладки, расположенным в пределах испытываемого циркуляционного кольца, м^2;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

$M_к$ - суммарная материальная характеристика для подающего или обратного трубопроводов по всем участкам испытываемого циркуляционного кольца, м^2.

10. Ожидаемые значения тепловых потерь испытываемого циркуляционного кольца ($Q_и$) при режиме испытаний на тепловые потери водяных тепловых сетей, должны рассчитываться по формуле, Вт или ккал/ч:

$$Q_и = \sum_{подз}\left[q_{н.и} \cdot \beta \cdot L\right] + \sum_{надз}\left[(q_{н.п.и} + q_{н.о.и}) \cdot \beta \cdot L\right], \quad (7)$$

где:

β - коэффициент местных потерь, учитывающий тепловые потери арматуры, опор и компенсаторов; принимается для бесканальной прокладки равным 1,15, для канальной и надземной в зависимости от диаметра условного прохода трубопроводов: до 150 мм - 1,2, 150 мм и более - 1,15;

$q_{н.и}$ - значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети, суммарные для подающего и обратного трубопроводов каждого диаметра подземной (канальной и бесканальной) прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м·час);

$q_{н.п.и}$ и $q_{н.о.и}$ - значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети соответственно по подающей и обратной линиям для каждого диаметра труб надземной прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м·час).

11. Значения удельных тепловых потерь для подземной и надземной прокладок определяются, исходя из норм тепловых потерь при температурном режиме в циркуляционном кольце во время испытаний, по формулам, Вт/м или ккал/(м·час):

$$q_{н.и} = q_н \frac{t^{ср}_{п.и} + t^{ср}_{о.и} - 2t^{ср.м}_{гр.и}}{t^{ср.г}_п + t^{ср.г}_о - 2t^{ср.г}_{гр}}; \quad (8)$$

$$q_{н.п.и} = q_{н.п} \frac{t^{ср}_{п.и} - t^{ср.м}_{в.и}}{t^{ср.г}_п - t^{ср.г}_в}; \quad (9)$$

$$q_{н.о.и} = q_{н.о} \frac{t^{ср}_{о.и} - t^{ср.м}_{в.и}}{t^{ср.г}_о - t^{ср.г}_в}, \quad (10)$$

где значения $q_н$, $q_{н.и}$, и $q_{н.о}$ принимаются при среднегодовых температурах воды в подающем и обратном трубопроводах и среднегодовой температуре окружающей среды согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока) в соответствии с периодом проектирования конкретных участков тепловых сетей, приведенным в порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденном приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 (зарегистрирован Минюстом России 16.03.2009, регистрационный № 13513), с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 01.02.2010 № 36 (зарегистрирован Минюстом России 27.02.2010, регистрационный № 16520) и от 10.08.2012 № 377 (зарегистрирован Минюстом России 28.11.2012, регистрационный № 25956) (далее - порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя) для теплопроводов, спроектированных с 1959 г. по 1989 г. включительно, с 1990 г. по 1997 г. включительно, с 1998 г. по 2003 г. включительно, с 2004 г. и позднее.

12. Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации, отличающихся от нормативных значений, приведенных в порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, должны определяться линейной интерполяцией или экстраполяцией.

13. Средние температуры воды при режиме испытаний соответственно в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца должны определяться по формулам, °С:

$$t^{ср}_{п.и} = t_{п.и} - \frac{\Delta t_и}{4} = \frac{t^{ср.г}_п + t^{ср.г}_о}{2} + \frac{\Delta t_и}{4} + t_{окр.и} - t^{ср.г}_{окр}; \quad (11)$$

$$t^{ср}_{о.и} = t_{о.и} + \frac{\Delta t_и}{4} = \frac{t^{ср.г}_п + t^{ср.г}_о}{2} - \frac{\Delta t_и}{4} + t_{окр.и} - t^{ср.г}_{окр} \quad (12)$$

14. Расчетный расход воды в циркуляционном кольце во время испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должен определяться по формуле, кг/с или т/ч:

$$G_и = \frac{Q_и}{c \cdot \Delta t_и} \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

где:

c - удельная теплоемкость сетевой воды, принимается равной $4{,}19 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С) или 1 ккал/(кг·°С).

Расход сетевой воды на всех участках циркуляционного кольца во время испытаний должен быть одинаковым, его значения в подающем и обратном трубопроводах на источнике тепловой энергии могут отличаться не более чем на максимальное значение часовой утечки сетевой воды, которая в период испытаний не должна превышать 0,5% суммарного объема трубопроводов испытываемого циркуляционного кольца.

При расчете гидравлического и теплового режимов испытаний ожидаемое расчетное значение часовой подпитки тепловой сети в период испытаний следует принимать равным максимальному значению часовой утечки сетевой воды.

15. Ожидаемая продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу должна определяться по формулам, ч:

при $G_И$ в кг/с $$\tau_к = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{3{,}6 \cdot G_и}; \quad (14)$$

при $G_И$ в т/ч $$\tau_к = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{G_и}, \quad (15)$$

где:

V - суммарный объем труб испытываемого циркуляционного кольца в пределах от выхода до входа их в водоподогревательную установку, $м^3$;

ρ - плотность воды в испытываемом кольце при средней температуре воды $\frac{t_{п.и} + t_{о.и}}{2}$, $кг/м^3$.

16. При испытаниях на тепловые потери водяной тепловой сети должны использоваться водогрейные котлы и (или) водоподогреватели, обеспечивающие тепловую мощность, соответствующую расчетным часовым потерям тепловой энергии в циркуляционном кольце, а также возможность поддержания заданной расчетной температуры на выходе из источника тепловой энергии при относительно небольшом расходе воды при испытаниях, определенном в соответствии с пунктом 14 настоящего приложения.

Циркуляция воды в испытываемом кольце создается сетевыми (летними сетевыми) насосами, насосами подкачивающих (перекачивающих) насосных станций, расходно-напорные характеристики которых соответствуют расходу сетевой воды в период испытаний согласно пункту 14 настоящего приложения.

17. На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающего трубопровода в обратный должны применяться существующие и (или) устанавливаемые дополнительные циркуляционные перемычки.

По согласованию с организациями, эксплуатирующими теплопотребляющие установки, в качестве циркуляционных перемычек при испытаниях на тепловые потери водяной тепловой сети допускается использовать перемычки элеваторов систем отопления в тепловых пунктах и (или) узлах ввода потребителей тепловой энергии, расположенных за конечным участком испытываемого кольца. Сопла элеваторов при этом должны быть удалены на период проведения испытаний.

18. Непосредственно перед началом испытаний все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, перемычки между подающим и обратным трубопроводами, а также узлы ввода потребителей тепловой энергии, кроме используемых в качестве перемычек за конечным участком, должны быть отключены от испытываемого кольца. Плотность отключения должна быть проконтролирована.

19. При испытаниях на тепловые потери водяной тепловой сети должны выполняться измерения:

1) давления сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на источнике тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо и выходе из него);

2) расхода сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемой магистрали на источнике тепловой энергии (на входе и выходе из циркуляционного кольца);

3) расхода в трубопроводе подпитки тепловой сети на источнике тепловой энергии (в точке подпитки циркуляционного кольца);

4) температур сетевой воды в точках подающего и обратного трубопроводов на границах участков циркуляционного кольца, определенных в соответствии с пунктом 3 настоящего приложения.

20. В конечной точке испытываемого кольца в месте установки циркуляционной перемычки допускается выполнять измерения одним термометром, установленным до или после циркуляционной перемычки.

21. В обратном трубопроводе в водоподогревательной установке источника тепловой энергии измерение температуры должно выполняться до (по ходу воды) точки подпитки тепловой сети.

22. При испытаниях на тепловые потери водяной тепловой сети должны применяться средства измерений, прошедшие поверку или калибровку:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

штатные (установленные на источнике тепловой энергии, в тепловых сетях) средства измерений и измерительные системы автоматических систем диспетчерского управления, автоматических систем управления технологическим процессами;

дополнительно устанавливаемые (в том числе переносные) средства измерений.

Температура сетевой воды, а также температура наружного воздуха во время испытаний должна измеряться с абсолютной погрешностью не более 0,1°С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры сетевой воды в точках циркуляционного кольца должны быть не более 0,05°С.

Измерение расходов сетевой и подпиточной воды при испытаниях на тепловые потери должно выполняться с относительной погрешностью измерений не более 2,5% во всем диапазоне изменения расхода в период проведения испытаний.

Измерение давления сетевой воды должно выполняться с относительной погрешностью не более 1,5%.

23. Перед испытаниями на тепловые потери должны быть разработаны, согласованы и утверждены техническая и рабочая программы в соответствии с требованиями пунктов 359-362 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом.

24. Непосредственно перед началом испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должна быть произведена проверка исполнения требований, предусмотренных технической и рабочей программами:

выполнения технических и организационных подготовительных мероприятий;

правильности собранной рабочей схемы включения оборудования на источнике тепловой энергии и в тепловой сети;

работоспособности установленных на источнике тепловой энергии и в тепловой сети штатных и дополнительных средств измерений;

расстановки наблюдателей и их инструктажа на рабочих местах;

завершения заполнения сетевой водой испытываемых трубопроводов, проверки отсутствия воздуха и надежности отключения потребителей тепловой энергии от испытываемых участков тепловой сети, входящих в циркуляционное кольцо.

25. Регулирование и установление гидравлического и температурного режимов на источнике тепловой энергии и в тепловой сети должны производиться в соответствии с порядком и последовательностью операций, определенными технической и рабочей программами испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети:

включение расходомеров на подающем и обратном трубопроводах на входе в циркуляционное кольцо и на выходе из него, на трубопроводе подпиточной воды;

включение в работу средств измерений температуры на циркуляционной перемычке конечного участка циркуляционного кольца, в сетевых трубопроводах на выходе из водоподогревательной установки источника тепловой энергии и на входе в нее;

установление и регулирование расхода сетевой воды в циркуляционном кольце согласно технической и рабочей программам;

установление и регулирование давления в обратном трубопроводе циркуляционного кольца на входе в водоподогревательную установку;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

установление и регулирование температуры $t_{п.и}$ сетевой воды в подающем трубопроводе циркуляционного кольца на выходе из водоподогревательной установки согласно технической и рабочей программам.

В период испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети отклонения гидравлического и температурного режима согласно технической и рабочей программ испытаний не должны превышать следующих пределов:

по расходу сетевой воды в циркуляционном кольце - не более ±2%;

по температуре сетевой воды в подающей линии - не более ±0,5°С.

26. В период испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должны быть проведены следующие этапы:

этап стабилизации температурного режима испытываемого циркуляционного кольца;

основной этап;

заключительный этап испытаний температурной волной.

27. На этапе стабилизации температурного режима испытываемого циркуляционного кольца при заданном режиме в соответствии с технической программой испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должен быть обеспечен прогрев теплоизоляционных конструкций, включая окружающий грунт (при наличии в составе циркуляционного кольца участков тепловых сетей подземной прокладки), и достижение установившегося теплового состояния теплопроводов, при котором изменения температуры сетевой воды в обратном трубопроводе циркуляционного кольца на входе в водоподогревательную установку источника тепловой энергии должны быть не более ±0,5°С в течение 4 часов.

На этапе стабилизации температурного режима должны выполняться измерения параметров и режимных показателей в следующих точках испытываемого циркуляционного кольца:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

расходов сетевой воды в испытываемом циркуляционном кольце - на источнике тепловой энергии на входе в циркуляционное кольцо и на выходе из него;

расхода подпиточной воды - на источнике тепловой энергии на трубопроводе подпиточной воды;

температуры сетевой воды - на входе в водоподогревательную установку источника тепловой энергии и на выходе из нее;

температуры сетевой воды - на циркуляционной перемычке конечного участка испытываемого циркуляционного кольца.

Регистрация результатов измерений в указанных точках наблюдения (измерения) циркуляционного кольца в период проведения этапа стабилизации температурного режима должна производиться одновременно через каждые 10-30 минут.

28. Основной этап испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети, в период проведения которого должны выполняться измерения температуры сетевой воды во всех точках циркуляционного кольца в соответствии с технической и рабочей программой испытаний, должен проводиться с момента достижения установившегося теплового состояния в циркуляционном кольце.

Регистрация результатов измерений температур и расходов сетевой и подпиточной воды должна вестись одновременно с интервалом не более 10 минут. Продолжительность основного этапа испытаний должна составлять не менее $\tau_к$ + (8÷10) часов, где $\tau_к$ - продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу, определенная согласно пункту 15 настоящего приложения.

29. На заключительном этапе испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должна быть уточнена продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу $\tau_к$.

На этом этапе испытаний температура воды в подающем трубопроводе на выходе из источника тепловой энергии $t_{п.и}$ должна быть повышена за 20-40 минут на 10-20°С по сравнению с значением $t_{п.и}$ согласно технической программе испытаний, и должна поддерживаться постоянной в течение 1 часа. Затем с той же скоростью, с которой производилось повышение температуры, температура сетевой воды должна быть снижена до значения $t_{п.и}$, (далее - режим температурной волны) и поддерживаться постоянной до конца испытаний.

Расход воды при режиме температурной волны должен поддерживаться постоянным и равным расходу на других этапах.

В период прохождения температурной волны по испытываемому кольцу для определения фактической продолжительности пробега частиц воды по каждому участку испытываемого кольца должна производиться регистрация значений температуры и расхода сетевой воды во всех точках наблюдения (измерения) через интервалы времени одинаковой продолжительности, но не реже, чем через каждые 10 минут.

Суммарная продолжительность основного этапа и заключительного этапа при температурной волне должна составлять $2\tau_к$ + (10÷12) часов.

30. Испытания на тепловые потери водяной тепловой сети считаются законченными после того, как температурная волна будет отмечена в обратном трубопроводе в точке на выходе из испытываемого циркуляционного кольца (на входе в водоподогревательную установку источника тепловой энергии).

31. В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

Для выявления периода, в течение которого температурный режим испытаний был наиболее близок к установившемуся, строится по всем точкам измерений график изменения температуры.

По каждой точке наблюдений (измерений) циркуляционного кольца должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20-30 последовательных измерениях в тот период, когда режим испытаний был наиболее близок к установившемуся.

Усредняемые значения температуры должны быть смещены по времени на фактическую продолжительность пробега воды между точками измерения, определенную температурной волной.

32. Тепловые потери по подающему $Q_{п.и}$ и обратному $Q_{о.и}$ трубопроводам для каждого из участков испытываемого кольца определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

$$Q_{п.и} = c(G_c - \frac{G_п}{4})(t_п^н - t_п^к)\cdot 10^3; \quad (16)$$

$$Q_{о.и} = c(G_c - \frac{3G_п}{4})(t_о^н - t_о^к)\cdot 10^3, \quad (17)$$

где:

G_c - усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из водоподогревательной установки, кг/с (т/ч);

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

$G_{П}$ - усредненный расход подпиточной воды, кг/с (т/ч);

$t_{п}^{н}$ и $t_{п}^{к}$ - усредненные температуры воды в начале и конце подающего трубопровода на участке, °C;

$t_{о}^{н}$ и $t_{о}^{к}$ - усреднение температуры воды в начале и конце обратного трубопровода на участке, °C.

33. При наличии на одном или нескольких испытанных участках циркуляционного кольца (между точками измерения температуры) отрезков трубопровода с другими нехарактерными типами прокладок, конструкциями или периодами проектирования изоляции с суммарной материальной характеристикой менее 20% от материальной характеристики участка (между точками измерения температуры), на которых не выполнялись измерения температуры, обработка результатов испытаний такого участка должна производиться следующим образом:

по формулам (18) и (19) настоящего приложения должны рассчитываться фактические тепловые потери по подающей и обратной линиям на испытанном участке, включающем нехарактерные отрезки трубопровода;

для каждого нехарактерного отрезка должны рассчитываться средние температуры воды по подающему и обратному трубопроводам, °C:

$$(t_{п.и}^{ср})' = t_{п}^{н} - (t_{п}^{н} - t_{п}^{к})\frac{M_{п.нач} + 0,5M_{п.отр}}{M_{п.уч}}; \quad (18)$$

$$(t_{о.и}^{ср})' = t_{о}^{к} + (t_{о}^{н} - t_{о}^{к})\frac{M_{о.нач} + 0,5M_{о.отр}}{M_{о.уч}}, \quad (19)$$

где:

$M_{п.уч}$ и $M_{о.уч}$ - материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов на всем испытанном участке циркуляционного кольца, м^2;

$M_{п.нач}$ и $M_{о.нач}$ - материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов части участка циркуляционного кольца от начала участка до места расположения нехарактерного отрезка, м^2;

$M_{п.отр}$ и $M_{о.отр}$ - материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов нехарактерного отрезка, м^2.

Тепловые потери нехарактерного отрезка трубопровода при температурном режиме испытаний должны рассчитываться по формуле (7) пункта 10 настоящего приложения, при этом в указанной формуле (7) *L* - длина нехарактерного отрезка (м), а значения $q_{н.и}$, $q_{н.п.и}$ и $q_{н.о.и}$ должны определяться в соответствии с формулами (8), (9) и (10) пункта 11 настоящего приложения по температурам $(t_{п.и}^{ср})'$, $(t_{о.и}^{ср})'$ и средним за время испытаний температурам грунта и окружающего воздуха.

Фактические тепловые потери по основной части испытанного участка циркуляционного кольца, используемые для дальнейших расчетов, должны определяться как разность тепловых потерь по каждому из трубопроводов по формулам (18), (19) настоящего приложения и на нехарактерных отрезках трубопроводов.

34. Анализ тепловых потерь, полученных в результате испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети для среднегодовых условий, производится их сопоставлением с соответствующими значениями тепловых потерь, определенных согласно нормам проектирования в соответствии с периодами проектирования, типами прокладки участков испытанного циркуляционного кольца в соответствии с требованиями пункта 11 настоящего приложения.

35. Значения тепловых потерь каждого испытанного участка при условиях испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должны быть пересчитаны для получения значений тепловых потерь при среднегодовых условиях работы каждого участка, Вт или ккал/ч, по формулам:

для участков подземной прокладки, суммарно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{н.и}^{ср.г} = \frac{Q_{п.и}(t_{п}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г}) + Q_{о.и}(t_{о}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})}{\frac{1}{4}(t_{п}^{н} + t_{п}^{к} + t_{о}^{н} + t_{о}^{к}) - t_{гр.и}}; \quad (20)$$

для участков надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{н.п.и}^{ср.г} = \frac{Q_{п.и}(t_{п}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г})}{\frac{1}{2}(t_{п}^{н} + t_{п}^{к}) - t_{в.и}}; \quad (21)$$

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

$$Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}} = \frac{Q_{\text{о.и}}(t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.г}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{в.и}}}; \quad (22)$$

где:

$t_{\text{гр.и}}$ и $t_{\text{в.и}}$ - температура грунта и окружающего воздуха, средняя за время испытаний, °С.

36. Значения среднегодовых тепловых потерь по нормам, указанным в пункте 11 настоящего приложения, для испытанных участков данной тепловой сети определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

для участков подземной прокладки

$$Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}} = \sum \beta q_{\text{н}} L; \quad (23)$$

для участков надземной прокладки

$$Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}} = \sum \beta q_{\text{н.п}} L; \quad (24)$$

$$Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}} = \sum \beta q_{\text{н.о}} L, \quad (25)$$

где значения $q_{\text{н}}$, $q_{\text{н.п}}$, $q_{\text{н.о}}$ и β определяются согласно требованиям пункта 11 настоящего приложения.

В суммарные значения определенных по нормам среднегодовых тепловых потерь на испытываемом участке не включаются потери на нехарактерных отрезках, учтенные в пункте 31 настоящего приложения.

37. Соотношения фактических и определенных по нормам тепловых потерь определяются по формулам:

для участков подземной прокладки

$$K = \frac{Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}}}; \quad (26)$$

для участков надземной прокладки

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}}}; \quad (27)$$

$$K_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}}} \quad (28)$$

38. Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь всей тепловой сетью должно производиться в соответствии с результатами испытаний водяных тепловых сетей на тепловые потери, сопоставление фактических и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь за прошедшие периоды эксплуатации тепловой сети должно осуществляться в соответствии с требованиями пунктов 373-374 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом, при разработке нормативных и фактических энергетических характеристик тепловых сетей по показателю тепловые потери.

39. Результаты расчета тепловых потерь на испытанных участках тепловой сети и их сопоставления с нормативными проектными значениями оформляются в табличном виде в соответствии с таблицами 5 и 6 настоящего пункта соответственно и должны быть приложены к акту испытаний.

Таблица 5

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

Результаты расчета тепловых потерь на испытанных участках тепловой сети

Участок тепловой сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции, период проектирования	Расход сетевой и подпиточной воды, кг/с (т/ч)		Температура воды в начале и конце участка, °С		Температура окружающей среды при испытаниях, °С	Фактические тепловые потери $Q_{\text{И}}$, Вт (ккал/ч)	Фактические тепловые потери без учета потерь на нехарактерных отрезках трубопроводов $Q_{\text{И}}$,
		$G_{\text{с}}$	$G_{\text{П}}$	$t_{\text{н}}$	$t_{\text{к}}$			

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Вт (ккал/ч)

Таблица 6

Результаты сопоставления тепловых потерь на испытанных участках тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Год проектирования	Фактические тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям $Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}}$, Вт (ккал/ч)	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям $Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}}$, Вт (ккал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь *K*

Приложение № 10

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ПАРОВОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ЧЕРЕЗ ТЕПЛОВУЮ ИЗОЛЯЦИЮ

1. Испытания паровой тепловой сети по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию (далее - испытания паропроводов тепловой сети на тепловые потери) должны проводиться для определения:

фактических характеристик теплотехнических свойств изоляционных конструкций участков эксплуатируемых паропроводов, видов прокладки, конструкций и типов тепловой изоляции, характерных для тепловой сети, и их сопоставление с тепловыми потерями по нормам проектирования тепловой изоляции оборудования и трубопроводов;

произошедших изменений тепловых потерь вследствие ввода новых, реконструкции и ремонта участков действующих тепловых сетей, а также деградации (старения) изоляционных конструкций тепловой сети в процессе эксплуатации;

значений поправочных коэффициентов к нормативным проектным (определенным по нормам проектирования) значениям тепловых потерь на характерных участках тепловой сети;

эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию на характерных для тепловой сети испытанных участках посредством применения указанных поправочных коэффициентов (далее - нормирование эксплуатационных тепловых потерь).

Нормируемые (определенные в результате нормирования) эксплуатационные тепловые потери через тепловую изоляцию, определенные на основе испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери, должны являться основой для разработки тепловых и гидравлических эксплуатационных режимов паровой тепловой сети, обоснованного определения показателей (параметров) качества тепловой энергии в системе теплоснабжения.

2. Испытаниям паропроводов тепловой сети на тепловые потери следует подвергать участки паропроводов тепловой сети, виды прокладки, типы изоляционных конструкций и периоды проектирования тепловой изоляции которых являются характерными для данной паровой тепловой сети. Периоды проектирования выделяются - с 1959 г. по 1989 г. включительно, с 1990 г. по 1997 г. включительно, с 1998 г. по 2003 г. включительно, с 2004 г. и позднее. Характерными для конкретной паровой тепловой сети следует считать участки тепловых сетей, имеющих наибольшие доли (ϕ), в суммарной материальной характеристике всех паропроводов, определяемые по формуле:

$$\phi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum_x \left(d_н L \right)}{\sum_c \left(d_н L \right)}, \quad (1)$$

где:

$M_x = \sum_x \left(d_н L \right)$ - материальная характеристика паропроводов тепловой сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, м ^{2};

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

$M_c = \sum_c \left(d_н L \right)$ - материальная характеристика паропроводов, просуммированная по всей паровой тепловой сети в целом, м 2;

$d_н$ - наружный диаметр труб в пределах одного участка паропровода (при равных диаметрах труб), м;

L - протяженность участка паропровода, м.

Технические характеристики по паропроводам указываются на расчетной схеме, включая данные о диаметрах трубопроводов, длинах участков, конструкциях изоляции, типах прокладки (прокладка в непроходном канале, в тоннеле, надземная прокладка, в помещениях), годах проектирования.

Технические характеристики паропроводов тепловой сети и результаты анализа материалов по тепловым сетям должны оформляться в табличном виде в соответствии с таблицей 1 настоящего пункта.

Таблица 1

Технические характеристики паропроводов паровой тепловой сети

Наименование участка	Тип прокладки, изоляция	Наружный диаметр, , м	Длина участка L, м	Толщина стенки, м	Толщина изоляции, , м	Объем паропроводов, м	Материальная характеристика паропроводов, м	Год (период) проектирования	Доля материальной характеристики по типу прокладки или конструкции и изоляции,

3. Испытания паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны проводиться при температурах и давлениях пара, равных расчетным или ниже их при обеспечении минимального значения перегрева пара в конечной точке испытуемого паропровода не менее чем на 15°C.

4. Перед проведением испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению тепловых камер тепловой сети, приведению в порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и другие мероприятия, обеспечивающие приведение теплоизоляционных конструкций в нормальное (исправное) техническое состояние.

5. Испытания паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны состоять из следующих этапов:

анализ проектных и эксплуатационных материалов по испытуемому паропроводу;

выбор участков паропровода, подлежащих испытанию;

определение параметров испытаний;

подготовка трубопроводов и оборудования к испытаниям;

подготовка измерительной аппаратуры;

проведение испытаний;

обработка результатов испытаний;

сопоставление фактических тепловых потерь с нормативными.

6. Для определения температурных параметров испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны использоваться следующие климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая тепловая сеть:

среднегодовые $t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}$ и среднемесячные $t_{\text{гр}}^{\text{ср.м}}$ температуры грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов (для подземной прокладки);

среднегодовые $t_{\text{в}}^{\text{ср.г}}$ и среднемесячные $t_{в}^{\text{ср.м}}$ температуры наружного воздуха (для надземной прокладки).

Среднемесячные значения температуры грунта и наружного воздуха определяются как средние из соответствующих им статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет.

Среднегодовые значения температур должны определяться как средневзвешенные из среднемесячных относительно числа часов работы в каждом месяце.

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха и грунта, температура пара на источнике тепловой энергии, усредненные за последние 5 лет, оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 2 настоящего пункта, среднемесячные и среднегодовые параметры и расходы пара - таблицей 3 настоящего пункта.

Таблица 2

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха и грунта, усредненные за последние 5 лет, температура пара на источнике тепловой энергии

Месяцы	Число часов работы		Температура, °C		
	отопительный период	летний период	наружного воздуха	грунта	пара на источнике
Среднегодовые температуры					

Таблица 3

Среднемесячные и среднегодовые параметры и расходы пара

Месяцы	Источник теплоснабжения			Потребитель 1			Потребитель №		
	температура, °C	давление, МПа	расход, кг/с	температура, °C	давление, МПа	расход, кг/с	температура, °C	давление, МПа	расход, кг/с
Среднегодовые значения									

7. На стадии подготовки к испытаниям паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны быть рассчитаны параметры и режимы таких испытаний:

температура и давление пара в испытываемом паропроводе на выходе из источника тепловой энергии;

расход пара в испытываемом паропроводе;

ожидаемые в период испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери значения температуры и давления пара на каждом участке испытываемого паропровода исходя из условий поддержания требуемого давления пара у потребителя тепловой энергии и перегрева пара не менее чем на 15°C на конечном пункте испытуемого участка.

8. Исходя из условий поддержания требуемого давления пара у потребителя тепловой энергии и перегрева на 15°C пара на конечном пункте испытуемого участка, должны быть определены конечные давление (P_{2i}) и температура (τ_{2i}) испытуемого участка паропровода.

Температура пара на начальном пункте испытуемого участка (τ_{1i}) определяется по формуле:

$$\tau_{1i} = t_0 + (\tau_{2i} - t_0) \cdot e^{\frac{L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot c_i}}, \quad (2)$$

где:

t_o - температура окружающей среды, °C;

τ_{1i} - температура пара в начале i-го участка, °C;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается для бесканальной прокладки равным 1,15, для канальной и надземной в зависимости от диаметра условного прохода трубопроводов: до 150 мм - 1,2, 150 мм и более - 1,15, независимо от года проектирования);

R_i - термическое сопротивление изоляционной конструкции испытуемого участка, определяется путем теплового расчета существующих конструкций с применением табличных данных, м·°C/кВт;

G_i - расчетный расход пара на участке, кг/с;

c_i - удельная изобарная теплоемкость пара при средней температуре $\tau_{cp.i} = \tau_{2i} + 30°C$, кДж/(кг·°C).

После вычисления τ_{1i} следует уточнить удельную изобарную теплоемкость пара c_i (при температуре $\tau_{cp.i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$). Расчет следует повторять до получения разницы $(\tau_{1i}^{n} - \tau_{1i}^{n+1}) \le 5$ °C

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

где:

τ_{1i}^{n} и τ_{1i}^{n+1} - температуры в начале паропровода при *n* и (*n* + 1) расчете.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Абсолютное давление пара в начале *i*-го участка определяется по формуле, Па:

$$p_{1i} = p_{2i} \cdot \sqrt{1 + \frac{2R_{2i} \cdot (1+\alpha_i) \cdot (\tau_{ср.i} + 273{,}15)}{p_{2i} \cdot (\tau_{2i} + 273{,}15)} \cdot L_i} \quad (3)$$

где:

p_{2i} - абсолютное давление пара в конце *i*-го участка, Па;

L_i - длина отдельного *i*-го участка паропровода, м;

R_{2i} - удельное линейное падение давления в конце *i*-го участка, Па/м;

α - коэффициент местных потерь давления *i*-го участка.

Удельное линейное падение давления в конце *i*-го участка определяется по формуле, Па/м:

$$R_{2i} = \frac{10{,}6 \cdot (G_i)^2}{\rho_{2i} \cdot d_{вн.i}^{5{,}25}} \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где:

ρ_{2i} - плотность пара в конце *i*-го участка паропровода, кг/м^3;

$d_{вн.i}$ - внутренний диаметр паропровода на *i*-ом участке, м.

Коэффициент местных потерь давления на *i*-ом участке определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{76{,}45 \cdot \sum \xi_i \cdot d_{вн.i}^{1{,}25}}{L_i}, \quad (5)$$

где:

$\sum \xi_i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на *i*-ом участке.

9. Исходные данные для расчета режима испытаний и результатов определения параметров и режима испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери оформляются в табличном виде в соответствии с таблицами 4, 5 настоящего пункта.

Таблица 4

Местные сопротивления участков испытуемого паропровода

Наименование участка	Отвод 90°		Отвод 30°		Тройник на закрытый проход		Спускник		Компенсатор П-обр.		Задвижка		Сумма местных сопротивлений по участкам
	Кол-во	$\sum \xi$	Кол-во	$\sum \xi$	Кол-во	$\sum \xi$	Кол-во	$\sum \xi$	Кол-во	$\sum \xi$	Кол-во	$\sum \xi$	$\sum \xi$

Таблица 5

Расчет предварительных параметров пара при испытаниях

Наименование участка	Температура пара, °C			Давление пара, МПа		Расход пара $G_i^{ср.г}$, кг/с	Термическое сопротивление участка $R_{иi}$, м·°C/Вт
	в начале участка $\tau_{1i}^{ср.г}$	в конце участка $\tau_{2i}^{ср.г}$	средняя на участке $\tau_{ср.i}^{ср.г}$	в начале участка $p_{1i}^{ср.г}$	в конце участка $p_{2i}^{ср.г}$		

10. При испытаниях паропроводов тепловой сети на тепловые потери должно использоваться технологическое оборудование источника тепловой энергии, обеспечивающее тепловую мощность, соответствующую расчетному

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

расходу и параметрам пара, определенным в соответствии с пунктом 8 настоящего приложения.

В период проведения испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны обеспечиваться постоянные параметры (давление и температура) на источнике тепловой энергии.

Постоянный расход пара в испытываемом паропроводе должен обеспечиваться регулированием расхода пара на теплопотребляющих установках потребителей тепловой энергии увеличением или уменьшением сброса пара в атмосферу через специальные дренажные трубопроводы.

В период проведения испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери колебания по температуре и давлению не должны быть более 3%, по расходу - не более 15%.

11. Непосредственно перед началом испытаний все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, должны быть отключены от испытываемого паропровода. Плотность отключения должна быть проконтролирована.

12. При испытаниях паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны выполняться измерения:

расхода пара на источнике тепловой энергии и на теплопотребляющих установках, задействованных в период испытаний;

температуры и давления пара в начале и конце испытуемого паропровода;

температуры и давления пара на каждом участке испытуемого паропровода;

температуры наружного воздуха;

барометрического давления.

13. При испытаниях паропроводов тепловой сети на тепловые потери:

штатные (установленные на источнике тепловой энергии, в тепловых сетях) средства измерений или измерительные системы автоматических систем диспетчерского управления, автоматических систем управления технологическим процессами;

дополнительно устанавливаемые (в том числе переносные) средства измерений.

Температура пара, а также температура наружного воздуха во время испытаний должна измеряться с погрешностью не более 0,1°C.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры сетевой воды в точках циркуляционного кольца должны быть не более 0,05°C.

Измерение расходов пара при испытаниях паропроводов тепловой сети на тепловые потери должно выполняться с относительной погрешностью не более 2,5%.

Измерение давления пара должно выполняться с относительной погрешностью не более 0,5%.

14. Перед испытаниями паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны быть разработаны, согласованы и утверждены техническая и рабочая программы испытаний паропроводов на тепловые потери в соответствии с требованиями пунктов 359-362 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом.

К технической программе испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери должны прилагаться исходные данные и результаты расчета режима испытаний, схема испытуемого паропровода, места установки средств измерений указываются на схеме.

15. Регулирование параметров и расходов в испытываемом паропроводе должно производиться в соответствии с порядком и последовательностью операций, определенными технической и рабочей программами испытаний паропроводов тепловой сети на тепловые потери:

включение манометров и расходомеров в начале и конце паропровода;

установление расчетного расход пара, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний, давления P_1 и температуры τ_1;

прогрев паропровода (и грунта при подземной прокладке) до установления постоянной температуры на конечном участке в течение 2-5 часов; продолжительность этого периода значительно сокращается при предварительном прогреве грунта;

выполнение измерений температуры пара, давления и расхода пара через каждые 10 минут в течение не менее 2 часов после установления испытательного режима во всех контрольных точках паропровода.

16. При обработке результатов испытаний паропроводов на тепловые потери должны быть:

составлены таблицы с данными расходов, абсолютных давлений и температур и построены графики их изменения во времени по всем испытанным участкам паропровода;

подсчитаны средние значения параметров пара в период испытания и введены поправки по устранению систематических погрешностей, установленные при поверке или калибровке, а также поправки на барометрическое давление при определении абсолютного давления.

17. Усредненные значения измеренных величин при испытании паропровода на тепловые потери оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 6 настоящего пункта.

Таблица 6

Усредненные значения измеренных величин при испытании паропровода на тепловые потери

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Параметр	Единица измерения	Наименование точки измерения Т.1	Т.2	Т.3	Т.4	Т.5	Т.6
Температура пара	°C						
Давление пара	МПа						
Расход пара	кг/с						
Температура наружного воздуха	°C						
Барометрическое давление	кПа						

18. Часовые тепловые потери на каждом участке должны определяться по формуле:

$$Q_{\text{ии}} = G_{\text{ии}} \cdot \left(i^{н}_{\text{ии}} - i^{к}_{\text{ии}} \right) \cdot 10^{3}, \quad (6)$$

где:

$Q_{\text{ии}}$ - тепловые потери по результатам испытаний на *i*-ом участке, Вт;

$G_{\text{ии}}$ - расход пара при испытаниях на *i*-ом участке, кг/с;

$i^{н}_{\text{ии}}$ и $i^{к}_{\text{ии}}$ - энтальпии пара, соответственно в начале и конце *i*-го участка, кДж/кг.

19. Удельные тепловые потери на каждом участке должны определяться по формуле:

$$q_{\text{ии}} = \frac{Q_{\text{ии}}}{L_{\text{i}} \cdot \beta}, \quad (7)$$

где:

$q_{\text{ии}}$ - удельные тепловые потери на *i*-ом участке, Вт/м;

$\mathrm{L_i}$ - длина i-го участка, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь.

20. Термическое сопротивление *i*-го участка при испытаниях, определяется по формуле, м·°C/Вт:

$$R_{\text{ии}} = \frac{\tau_{\text{i.ср.}} - t_{\text{о.и}}}{q_{ии}}, \quad (8)$$

где:

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

$\tau_{\text{i.ср.}} = \frac{\tau_{\text{i1}} + \tau_{\text{i2}}}{2}$ - средняя при испытаниях температура теплоносителя на участке, °C;

$t_{\text{о.и}}$ - температура окружающей среды при испытаниях, °C.

21. Значения перегрева пара в любой точке паропровода должны определяться по формуле:

$$\Delta\tau = \tau_{i} - \tau_{н} \quad (9)$$

где:

$\tau_{н}$ - температура насыщения пара, определяемая по таблицам или диаграммам $\mathrm{P_i}$, °C.

Результаты вычислений при обработке данных испытаний паропроводов на тепловые потери оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 7 настоящего пункта.

Таблица 7

Расчет потерь тепловой энергии на испытанных участках паропровода

Наименование участка	Расход пара Gиi, кг/с	Средняя температура окружающей среды за период испытаний,	Температура пара, °C в начале участка	в конце участка	Энтальпия пара, кДж/кг в начале участка $i^{н}_{\text{ии}}$	в конце участка $i^{к}_{\text{ии}}$	Тепловые потери при испытаниях Qиi, Вт	Удельные тепловые потери при испытаниях qиi, Вт/м	Термическое сопротивление участка при испытаниях Rиi, м·°C/Вт

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

22. Для сопоставления тепловых потерь, полученных в результате испытаний паропровода тепловой сети на тепловые потери, с нормативными должен быть произведен пересчет на среднегодовые условия работы паропровода. При этом принимается, что значения термических сопротивлений ($R_{ии}$) участков паропровода, характеризующие качество теплоизоляционных конструкций паропровода, являются постоянными величинами.

В том случае, если при эксплуатационных режимах пар находится в перегретом состоянии, пересчет должен производиться по формулам (2), (4)-(8) настоящего приложения исходя из средних температур окружающей среды в соответствии с пунктом 6 настоящего приложения. При отсутствии измеренных давлений на промежуточных участках указанные значения должны быть рассчитаны по известным начальным параметрам пара по формулам (10)-(11) настоящего приложения.

$$p_{2i} = p_{1i} \cdot \sqrt{1 - \frac{2R_{1i} \cdot (1+\alpha_i) \cdot (\tau_{ср.i} + 273{,}15)}{p_{1i} \cdot (\tau_{1i} + 273{,}15)} \cdot L_i}, \quad (10)$$

где:

R_{1i} - удельное линейное падение давления в начале i-го участка, Па/м.

Удельное линейное падение давления в начале i-го участка определяется по формуле:

$$R_{1i} = \frac{10{,}6 \cdot G_i^2}{\rho_{1i} \cdot d_{вн.i}^{5{,}25}} \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

где:

ρ_{1i} - плотность пара в конце i-го участка паропровода, кг/м^3.

23. В том случае, если пар при эксплуатационных режимах паропроводов тепловых сетей переходит в состояние влажного насыщенного пара, пересчет должен производиться следующим образом:

при исходных данных - давление и температура пара у источника тепловой энергии и расход пара у источника тепловой энергии и потребителей тепловой энергии - по формуле (12) определяется распределение τ_{2i} по трассе:

$$\tau_{2i} = t_0 + (\tau_{1i} - t_0) \cdot e^{\frac{-L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot c_i}}; \quad (12)$$

линия температуры насыщения $\tau_н$ строится в соответствии с линией падения давления P_{2i} по трассе, определенной по формуле (10);

пересечение линии $\tau_н$ и τ_{2i} дает точку перехода пара из перегретого во влажное состояние $(\tau_{1вл})$;

удельные тепловые потери паропровода, Вт/м, на участке $L_{вл}$ с влажным паром:

$$q = \frac{\tau_{вл}^{ср} - t_0}{R_{уч}}, \quad (13)$$

где:

$\tau_{вл}^{ср} = \frac{\tau_{1вл} + \tau_{2вл}}{2}$ - средняя температура насыщения на участке $L_{вл}$, °C;

$\tau_{2вл}$ - температура пара в конце участка $L_{вл}$, равная температуре насыщения при $P_{2вл}$, °C;

суммарные потери с влажным паром, Вт, определяются по формуле:

$$Q = q \cdot L_{вл} \cdot \beta \quad (14)$$

энтальпия влажного пара (смеси сухого пара и конденсата), кДж/кг, в конце участка $L_{вл}$ определяется по формуле:

$$i_{2вл} = i_{1вл} - \frac{Q}{G \cdot 10^3} \quad (15)$$

где:

$i_{1вл}$ - энтальпия пара в точке перехода из перегретого в насыщенное состояние, кДж/кг;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

степень влажности пара в конце участка определяется по формуле:

$$y = \frac{i_{1вл} - i_{2вл}}{r} \quad (16)$$

где:
r - скрытая теплота парообразования, кДж/кг;
степень сухости пара:

$$x = 1 - y = \frac{i_{2вл} - i_{2ж}}{r} \quad (17)$$

где:
$i_{2ж}$ - теплосодержание жидкости в конечной точке, кДж/кг;
количество выпавшего конденсата, кг/с:

$$G_{конд} = y \cdot G \quad (18)$$

Результаты расчетов по участку с влажным паром проверяются по формулам теплового и материального баланса:

$$i_{1вл} G_{1п} = i_{1вл} G_{2п} + c G_{2в} \tau_2 + Q_{1-2}; \quad (19)$$

$$G_{1п} = G_{2п} + G_{2в}, \quad (20)$$

где:
$G_{1п}$ - расход пара в начале участка с влажным паром, кг/с;
$G_{2п}$ - расход пара в конце участка с влажным паром, кг/с;
$G_{2в}$ - расход сконденсировавшейся влаги в конце участка с влажным паром, кг/с;
Q_{1-2} - тепловые потери участка с влажным паром, Вт.
Вместо формулы (19) допускается использовать формулу (21):

$$i_{1вл} G_{1п} = i_{2вл} (G_{2п} + G_{2в}) + Q_{1-2}. \quad (21)$$

24. Пересчет полученных при испытаниях фактических тепловых потерь, Вт, на среднегодовые условия работы паропровода должен производиться по формуле:

$$Q_{н.иi}^{ср.г} = \frac{Q_{иi}\left(\tau_э^{ср.г} - t_{о.э}^{ср.г}\right)}{\tau_{иi}^{ср} - t_{о.и}}, \quad (22)$$

где:
$Q_{иi}$ - полученные по результатам проведенных испытаний фактические тепловые потери на i-м участке, Вт;
$\tau_{иi}^{ср}$ - средняя температура пара при испытаниях на i-м участке, °C;
$\tau_э^{ср.г}$ - среднегодовая температура пара при эксплуатации паропровода, °C;
$t_{о.и}$ - температура окружающей среды при испытаниях, °C;
$t_{о.э}^{ср.г}$ - среднегодовая температура окружающей среды, °C.
25. Значения нормативных среднегодовых тепловых потерь, Вт, должны определяться по формуле:

$$Q_н^{ср.г} = \sum \beta q_{нi} L_i, \quad (23)$$

где значения $q_{нi}$, Вт/м принимаются при среднегодовых температурах пара $\tau_э^{ср.г}$ и среднегодовых температурах окружающей среды $t_{о.э}^{ср.г}$ согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока) в соответствии с периодом проектирования конкретных участков тепловых сетей, приведенным в порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя - для теплопроводов, спроектированных с 1959 г. по 1989 г. включительно, с 1990 г. по 1997 г. включительно, с 1998 г. по 2003 г. включительно, с 2004 г. и позднее.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации, отличающихся от нормативных значений, приведенных в порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, должны определяться линейной интерполяцией или экстраполяцией.

26. Соотношения фактических и определенных по нормам тепловых потерь определяются по формуле:

$$K = \frac{Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}}} \quad (24)$$

27. Результаты пересчета (фактические среднегодовые тепловые потери) сравниваются с нормативными тепловыми потерями и оформляются в табличном виде в соответствии с таблицами 8, 9 настоящего пункта.

Таблица 8

Расчет параметров паропровода при эксплуатационном режиме (среднегодовые параметры)

Наименование участка	Температура пара, °C			Давление пара, МПа		Расход пара, кг/с	Термическое сопротивление участка $R_{\text{ии}}$, м·°C/Вт	Фактические удельные среднегодовые тепловые потери $q_{и.i}^{ср.г.}$, Вт/м
	в начале участка	в конце участка	средняя на участке	в начале участка	в конце участка			

Таблица 9

Сопоставление тепловых потерь на испытанных участках с тепловыми потерями по нормам проектирования

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

Наименование участка	Тип прокладки тип изоляции, период проектирования	Среднегодовая температура окружающей среды,	Фактические теплопотери, приведенные к среднегодовым условиям, $Q_i^{\text{ср.г}}$, Вт	Нормативные тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям, $Q_{\text{н.i}}^{\text{ср.г}}$, Вт	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, K_i

Приложение № 11

к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от 14 мая 2025 года № 511

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

1. Испытания трубопроводов водяных тепловых сетей по определению гидравлических потерь (далее - испытания на гидравлические потери) должны проводиться в целях определения фактических эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, оценки состояния их внутренней поверхности, изменения фактической пропускной способности:

гидравлическое сопротивление трубопровода *s*, $ч^2/м^5$ или $м/(м^3/ч)^2$;

коэффициент гидравлического трения λ;

эквивалентная шероховатость трубопровода $к_э$, м.

2. Оценка состояния трубопроводов тепловых сетей по результатам испытаний на гидравлические потери должна проводиться путем сравнения фактического коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda_ф$ испытанных участков

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

трубопроводов с расчетным значением λ_p при $к_э$ = 0,5·10^{-3} м для новых трубопроводов, а также фактической и расчетной пропускной способности отдельного участка или испытанных участков сети в целом.

3. Для испытаний на гидравлические потери должны выбираться участки магистральных и распределительных трубопроводов тепловой сети, доля которых для данных тепловых сетей системы теплоснабжения по срокам и условиям эксплуатации является преобладающей. Характерными участками для тепловой сети эксплуатирующей организации определяются участки, доли которых по каждому пятилетнему периоду эксплуатации от всех участков тепловой сети эксплуатирующей организации ϕ (%), определенные по формуле (1), составляют не менее 20%.

$$\phi = \frac{\sum M_{уч}^{n} \cdot T_{уч}^{n} \cdot 100}{M_{т.с} \cdot T_{т.с}^{ср}}, \quad (1)$$

где:

$\sum M_{уч}^{n}$ - сумма материальных характеристик (произведения диаметра на длину) участков тепловых сетей по каждому пятилетнему периоду их эксплуатации - до 5 лет, свыше 5 до 10 лет, свыше 10 до 15 лет, свыше 15 до 20 лет, свыше 20 лет до 25 лет, свыше 25 лет, м^2;

$T_{уч}^{n}$ - срок эксплуатации участков тепловых сетей в каждом пятилетнем периоде их эксплуатации - до 5 лет, свыше 5 до 10 лет, свыше 10 до 15 лет, свыше 15 до 20 лет, свыше 20 лет до 25 лет, свыше 25 лет, год;

$M_{т.с}$ - суммарная материальная характеристика всех участков тепловой сети на балансе эксплуатирующей организации, м^2;

$T_{т.с}^{ср}$ - средний срок эксплуатации трубопроводов данной тепловой сети, год.

Материальная характеристика участка тепловой сети определяется по формуле, м^2:

$$M_{уч}^{n} = D_y^n \cdot L^n + D_y^o \cdot L^o, \quad (2)$$

где:

D_y^n и D_y^o - условный (номинальный) диаметр соответственно подающего и обратного трубопроводов на участке, м;

L^n, L^o - длина соответственно подающего и обратного трубопроводов на участке, м.

Средний срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей $T_{т.с}^{ср}$ (год) определяется по формуле:

$$T_{т.с}^{ср} = \frac{\sum \left(M_{уч}^{n} \cdot T_{уч}^{n} \right)}{M_{т.с}} \quad (3)$$

Сведения по характеристикам участков тепловой сети эксплуатирующей организации по каждой системе теплоснабжения и результаты расчета оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 1 настоящего пункта.

Таблица 1

Характеристика участков тепловой сети эксплуатирующей организации

Номер участка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Диаметры трубопровода условный, м	Диаметры трубопровода внутренний, м	Длина трубопровода *L*, м	Год ввода в эксплуатацию	Доли по пятилетнему периоду эксплуатации ϕ, %

4. Выбранные для проведения испытаний на гидравлические потери участки трубопроводов тепловой сети системы теплоснабжения должны образовывать циркуляционное кольцо (или несколько циркуляционных колец) от одного или нескольких источников тепловой энергии системы теплоснабжения. В состав циркуляционного кольца (циркуляционных колец) должно включаться максимально возможное количество характерных участков трубопроводов магистральной тепловой сети, а также распределительной сети с наибольшими диаметрами.

5. По участкам тепловой сети, которые определены для проведения испытаний на гидравлические потери в качестве испытываемых, должна быть составлена технологическая схема испытаний циркуляционного кольца на гидравлические потери (далее - схема испытаний), на которой должны быть указаны:

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

условные (номинальные) и внутренние диаметры, длины участков трубопроводов;

точки размещения подкачивающих (перекачивающих) насосных станций, тепловых камер, павильонов и других характерных точек тепловой сети, их номера в соответствии с нумерацией, принятой в эксплуатирующей организации;

точки установки существующих (штатных) и дополнительно устанавливаемых средств измерений давления в начале и конце испытываемых участков тепловой сети;

точки расположения существующих циркуляционных перемычек, их диаметры и гидравлические сопротивления;

точки установки средств измерений температуры, расхода сетевой и подпиточной воды, в том числе на источнике тепловой энергии;

геодезические отметки всех точек, перечисленных выше в настоящем пункте, по данным нивелирования, приведенным в исполнительной документации.

Характеристики участков тепловой сети согласно схеме испытаний оформляются по длинам, диаметрам геодезическим отметкам начала и конца испытываемых участков в табличном виде в соответствии с таблицей 2 настоящего пункта, по коэффициентам местных сопротивлений - с таблицей 3 настоящего пункта.

Таблица 2

Характеристика испытываемых участков тепловой сети (форма)

Номер участка	Источник тепло-снабжения, наиме-нование магистрали, участка, трубо-провода (подающий, обратный)	Диаметры трубопровода		Длина трубо-провода L, м	Геодезическая отметка, м	
		Условный, D_y, м	Внутренний, $D_{вн}$, м		Начало участка $h_{гн}$	Конец участка $h_{гк}$

Таблица 3

Местные сопротивления испытываемых участков тепловой сети

Номер участка	Отвод (гнутый, сварной)		Компенсатор (сальни-ковый, П-образный)		Задвижка, вентиль		Переход диаметра (сужение, расширение)		Грязевик		Суммарный коэффи-циент
	Коли-чест-во	$\sum\xi$	Коли-чест-во	$\sum\xi$	Коли-чест-во	$\sum\xi$	Коли-чест-во	$\sum\xi$	Коли-чест-во	$\sum\xi$	$\sum\xi$

Значения коэффициентов местных сопротивлений на участках и циркуляционных перемычек тепловой сети при отсутствии фактических эксплуатационных или проектных данных должны приниматься в соответствии с таблицей 4 настоящего пункта.

Таблица 4

Коэффициенты местных сопротивлений

Местное сопротивление	Коэффициент, м	Местное сопротивление	Коэффициент, м
Задвижка нормальная	0,5	гнутые со складками	0,5-0,8
Обратный клапан:		сварные под углом 90°	0,5-1,0
поворотный	3,0	сварные под углом 60°	0,7
подъемный	7,0	сварные под углом 45°	0,3
Компенсатор:		Тройник на проход при	0,1
П-образный	2,7	закрытом ответвлении	
сальниковый	0,3	Крестовина на проход	0,2
волнистый	2,5	при закрытом ответвлении	
Грязевик	10,0	Тройник в ответвлении	2,0
Переход диаметра:		при закрытом прямом	
расширение	0,2-0,3	проходе	

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

сужение	0,1-0,2	Крестовина в ответвлении	2,3
Отводы:		при закрытом прямом	
гнутые гладкие	0,3-1,0	проходе	

6. На стадии подготовки испытаний на гидравлические потери должна быть разработана схема включения оборудования водоподогревательной установки источника тепловой энергии (далее - схема включения) и по участкам тепловой сети, объединенным в циркуляционное кольцо, должны быть определены места установки средств измерений и циркуляционных перемычек.

Для создания максимального располагаемого напора на источнике тепловой энергии схема включения оборудования источника тепловой энергии должна обеспечивать минимальное сопротивление внутристанционных коммуникаций с использованием обводных перемычек помимо водонагревательного оборудования.

7. При испытаниях на гидравлические потери должны выполняться измерения:

1) расхода сетевой воды:

в подающем и обратном трубопроводах испытываемой магистрали на источнике тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо и выходе из него);

при одновременном испытании участков тепловой сети на ответвлениях от магистрального трубопровода - в подающем и обратном трубопроводах каждого ответвления;

в трубопроводе подпитки тепловой сети на источнике тепловой энергии (в точке подпитки циркуляционного кольца);

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

2) давления сетевой воды:

в подающем и обратном трубопроводах на источнике тепловой энергии;

в местах изменения внутреннего диаметра трубопровода (на меньшем диаметре);

в местах изменения расхода сетевой воды (при одновременном испытании магистрали и ответвления от нее до разветвления);

в местах установки циркуляционных перемычек (перед перемычкой и после нее);

при испытаниях участков трубопроводов с постоянным внутренним диаметром и значительной протяженности - также в промежуточных точках, места расположения которых определяются исходя из конкретных условий;

3) температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах на источнике тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо и выходе из него).

8. При подготовке испытаний на гидравлические потери должны быть выполнены расчеты режима испытаний для:

определения расхода воды при испытаниях;

проверки возможности использования существующих и (или) необходимости установки дополнительных циркуляционных перемычек, необходимых для пропуска этих расходов;

проверки возможности использования и достаточности существующих средств измерения расхода и (или) установки дополнительных;

уточнения точек размещения средств измерения давления (первичных преобразователей, манометров) на испытываемых участках и пределов измерений при различных режимах испытаний;

выявления необходимости использования в период испытаний подкачивающих (перекачивающих) насосных станций при их наличии на тепловой сети.

9. Ожидаемый расход воды *G* (м^3/ч) при испытаниях на гидравлические потери должен определяться по формуле:

$$G = \sqrt{\frac{\Delta H_{\text{и.т}}}{s_{\text{сети}}}}, \quad (4)$$

где:

$s_{\text{сети}}$ - сопротивление испытываемой магистрали, ч^2/м^5;

$\Delta H_{\text{и.т}}$ - располагаемый напор на выводах источника тепла, м.

Сопротивление магистрали $s_{\text{сети}}$ (ч^2/м^5) определяется по формуле:

$$s_{\text{сети}} = \sum (s^{n}_{\text{уч}} + s^{o}_{\text{уч}} + s_{n}), \quad (5)$$

где:

$s^{\text{п}}_{\text{уч}}$ и $s^{o}_{\text{уч}}$ - сопротивление каждого участка магистрали соответственно по подающему и обратному трубопроводу, ч^2/м^5;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

$s_{\text{п}}$ - сопротивление перемычки (или суммарного сопротивления нескольких перемычек) между подающим и обратным трубопроводом в конце испытываемой магистрали, ч^2/м^5.

Значения сопротивлений циркуляционных перемычек $s_{\text{п}}$ тепловой сети при отсутствии фактических эксплуатационных или проектных данных принимаются в соответствии с таблицей 5 настоящего пункта.

Таблица 5

Сопротивления циркуляционных перемычек $s_{\text{п}}$ тепловой сети

Условный диаметр D_y, м	Длина перемычки *L*, м	Коэффициент местных сопротивлений ξ	Сопротивление $s_{\text{п}}$, ч^2/м^5
0,100	2,0	4,5	$0{,}323 \cdot 10^{-3}$
0,125	2,0	4,5	$0{,}129 \cdot 10^{-3}$
0,150	2,0	4,5	$0{,}622 \cdot 10^{-4}$
0,200	2,0	4,5	$0{,}160 \cdot 10^{-4}$
0,250	2,0	4,5	$0{,}648 \cdot 10^{-5}$
0,300	2,0	4,5	$0{,}318 \cdot 10^{-5}$
0,350	3,0	4,5	$0{,}173 \cdot 10^{-5}$
0,400	3,0	4,5	$0{,}104 \cdot 10^{-5}$
0,450	4,0	4,5	$0{,}636 \cdot 10^{-6}$
0,500	4,0	4,5	$0{,}428 \cdot 10^{-6}$

10. Сопротивление участка $s_{\text{уч}}^{\text{п(о)}}$ по подающему или обратному трубопроводу должно определяться по формуле:

$$s_{\text{уч}}^{n(\text{о})} = s_{л} \cdot L + s_{м} \cdot \sum \xi , \qquad (6)$$

где:

$s_{Л}$ - удельное сопротивление 1 м трубопровода, ч^2/м^6 или м/[(м^3/ч)^2·м] определяется в зависимости от принятого для предварительного расчета эквивалентной шероховатости $K_{э}$ в соответствии с таблицей 6 настоящего пункта, для каждого диаметра трубопровода в соответствии с таблицей 7 настоящего пункта.

Таблица 6

Значения эквивалентной шероховатости трубопроводов для предварительного гидравлического расчета режимов испытаний на гидравлические потери

Срок эксплуатации, лет	Коэффициент эквивалентной шероховатости $K_{э}$, м	
	по подающему трубопроводу	по обратному трубопроводу
До 5	$1{,}5 \cdot 10^{-3}$	$1{,}0 \cdot 10^{-3}$
Св. 5 до 10	$3{,}0 \cdot 10^{-3}$	$2{,}0 \cdot 10^{-3}$
Св. 10 до 15	$5{,}0 \cdot 10^{-3}$	$3{,}5 \cdot 10^{-3}$
Св. 15 до 20	$6{,}0 \cdot 10^{-3}$	$4{,}0 \cdot 10^{-3}$
Св. 20	$10{,}0 \cdot 10^{-3}$	$8{,}0 \cdot 10^{-3}$

L - длина участка трубопровода, м;

$\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений по участкам согласно таблице 3 настоящего приложения;

$s_{М}$ - удельное сопротивление единицы коэффициента местных сопротивлений, ч^2/м^5 или м/(м^3/ч)^2, определяемое в соответствии с таблицей 7 настоящего пункта.

Таблица 7

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Удельные линейные и местные сопротивления трубопроводов

Условный диаметр, м	$s_{л.уд}$ (ч^2/м^6) при значениях эквивалентной шероховатости $K_э$, м						$s_{м.уд}$
	$0{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$3{,}0\cdot10^{-3}$	$5{,}0\cdot10^{-3}$	$10{,}0\cdot10^{-3}$	$15{,}0\cdot10^{-3}$	ч^2/м^5 при $\xi=1$
0,100	$0{,}193\cdot10^{-4}$	$0{,}241\cdot10^{-4}$	$0{,}364\cdot10^{-4}$	$0{,}455\cdot10^{-4}$	$0{,}647\cdot10^{-4}$	$0{,}820\cdot10^{-4}$	$0{,}990\cdot10^{-4}$
0,125	$0{,}593\cdot10^{-5}$	$0{,}734\cdot10^{-5}$	$0{,}109\cdot10^{-5}$	$0{,}135\cdot10^{-5}$	$0{,}188\cdot10^{-5}$	$0{,}235\cdot10^{-5}$	$0{,}280\cdot10^{-5}$
0,150	$0{,}226\cdot10^{-5}$	$0{,}278\cdot10^{-5}$	$0{,}408\cdot10^{-5}$	$0{,}501\cdot10^{-5}$	$0{,}689\cdot10^{-5}$	$0{,}852\cdot10^{-5}$	$0{,}101\cdot10^{-5}$
0,200	$0{,}393\cdot10^{-6}$	$0{,}479\cdot10^{-6}$	$0{,}687\cdot10^{-6}$	$0{,}833\cdot10^{-6}$	$0{,}112\cdot10^{-6}$	$0{,}136\cdot10^{-6}$	$0{,}158\cdot10^{-6}$
0,250	$0{,}122\cdot10^{-6}$	$0{,}148\cdot10^{-6}$	$0{,}209\cdot10^{-6}$	$0{,}251\cdot10^{-6}$	$0{,}333\cdot10^{-6}$	$0{,}401\cdot10^{-6}$	$0{,}463\cdot10^{-6}$
0,300	$0{,}484\cdot10^{-7}$	$0{,}584\cdot10^{-7}$	$0{,}820\cdot10^{-7}$	$0{,}981\cdot10^{-7}$	$0{,}129\cdot10^{-7}$	$0{,}154\cdot10^{-7}$	$0{,}177\cdot10^{-7}$
0,350	$0{,}215\cdot10^{-7}$	$0{,}258\cdot10^{-7}$	$0{,}359\cdot10^{-7}$	$0{,}428\cdot10^{-7}$	$0{,}558\cdot10^{-7}$	$0{,}663\cdot10^{-7}$	$0{,}756\cdot10^{-7}$
0,400	$0{,}111\cdot10^{-7}$	$0{,}132\cdot10^{-7}$	$0{,}183\cdot10^{-7}$	$0{,}217\cdot10^{-7}$	$0{,}281\cdot10^{-7}$	$0{,}333\cdot10^{-7}$	$0{,}378\cdot10^{-7}$
0,450	$0{,}579\cdot10^{-8}$	$0{,}692\cdot10^{-8}$	$0{,}951\cdot10^{-8}$	$0{,}112\cdot10^{-8}$	$0{,}145\cdot10^{-8}$	$0{,}171\cdot10^{-8}$	$0{,}193\cdot10^{-8}$
0,500	$0{,}346\cdot10^{-8}$	$0{,}413\cdot10^{-8}$	$0{,}565\cdot10^{-8}$	$0{,}666\cdot10^{-8}$	$0{,}854\cdot10^{-8}$	$0{,}100\cdot10^{-8}$	$0{,}113\cdot10^{-8}$
0,600	$0{,}136\cdot10^{-8}$	$0{,}162\cdot10^{-8}$	$0{,}220\cdot10^{-8}$	$0{,}257\cdot10^{-8}$	$0{,}328\cdot10^{-8}$	$0{,}384\cdot10^{-8}$	$0{,}432\cdot10^{-8}$
0,700	$0{,}677\cdot10^{-9}$	$0{,}801\cdot10^{-9}$	$0{,}108\cdot10^{-9}$	$0{,}127\cdot10^{-9}$	$0{,}160\cdot10^{-9}$	$0{,}186\cdot10^{-9}$	$0{,}209\cdot10^{-9}$
0,800	$0{,}342\cdot10^{-9}$	$0{,}403\cdot10^{-9}$	$0{,}542\cdot10^{-9}$	$0{,}632\cdot10^{-9}$	$0{,}795\cdot10^{-9}$	$0{,}922\cdot10^{-9}$	$0{,}103\cdot10^{-9}$
0,900	$0{,}187\cdot10^{-9}$	$0{,}220\cdot10^{-9}$	$0{,}294\cdot10^{-9}$	$0{,}342\cdot10^{-9}$	$0{,}429\cdot10^{-9}$	$0{,}495\cdot10^{-9}$	$0{,}553\cdot10^{-9}$
1,000	$0{,}109\cdot10^{-9}$	$0{,}128\cdot10^{-9}$	$0{,}170\cdot10^{-9}$	$0{,}198\cdot10^{-9}$	$0{,}247\cdot10^{-9}$	$0{,}284\cdot10^{-9}$	$0{,}316\cdot10^{-9}$
1,200	$0{,}418\cdot10^{-10}$	$0{,}490\cdot10^{-10}$	$0{,}648\cdot10^{-10}$	$0{,}749\cdot10^{-10}$	$0{,}929\cdot10^{-10}$	$0{,}107\cdot10^{-10}$	$0{,}118\cdot10^{-10}$
1,400	$0{,}189\cdot10^{-10}$	$0{,}221\cdot10^{-10}$	$0{,}291\cdot10^{-10}$	$0{,}336\cdot10^{-10}$	$0{,}414\cdot10^{-10}$	$0{,}474\cdot10^{-10}$	$0{,}524\cdot10^{-10}$

11. При наличии эксплуатационной перемычки между подающим и обратным трубопроводами в конце испытываемой магистрали должен быть выполнен расчет для проверки возможности ее использования при испытаниях. При отсутствии фактических данных по гидравлическим сопротивлениям перемычек допускается сопротивление перемычки $s_{П}$ определять по таблице 5, содержащейся в пункте 9 настоящего приложения.

В случае, если потери напора ΔH в существующей перемычке превышают 20 м и не обеспечивается пропуск необходимого для испытаний расхода воды, то производится расчет дополнительной перемычки, расположенной за основной (или перемычки увеличенного диаметра, устанавливаемой вместо существующей).

При использовании дополнительной перемычки, расположенной за основной на расстоянии *L* (м), суммарное сопротивление (ч^2/м^5) следует рассчитывать по формуле:

$$s_n = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{s_{о.п}}} + \frac{1}{\sqrt{s_{п.д} + s_h}}\right)^2}, \qquad (7)$$

где:

$s_{о.п}$ - сопротивление основной перемычки, ч^2/м^5;

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

$s_{п.д}$ - сопротивление дополнительной перемычки, ч^2/м^5;

s_h - сопротивление подающего и обратного трубопроводов на участке между перемычками, включая местные сопротивления, ч^2/м^5.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

12. Предварительные значения потерь напора по участкам испытываемой магистрали (м) определяются по формуле:

$$\Delta H = s_{\text{уч}}^{n(o)} \cdot G^2 \quad (8)$$

Потери напора на каждом участке испытываемой магистрали должны быть не ниже 10 м.

13. Определение пьезометрических напоров и построение пьезометрического графика должно производиться по участкам последовательно от источника тепловой энергии.

Пьезометрический напор в подающем коллекторе источника тепла (м) определяется по формуле:

$$H_{\text{и.т}} = \Delta \text{H}_{\text{и.т}} + \text{H}^{\text{o}}_{\text{и.т}} + h_{\text{г.о}}, \quad (9)$$

где:

$H^{o}_{\text{и.т}}$ - напор в обратном трубопроводе испытываемой магистрали на выводах источника тепла при испытаниях, м; принимается предварительно соответствующим эксплуатационному давлению;

$h_{\text{г.о}}$ - геодезическая отметка обратного трубопровода на источнике тепла, м.

Ожидаемый пьезометрический напор в каждой контрольной точке по подающему и обратному трубопроводам (м) определяется по формуле:

$$H_i = H_{i-1} - \Delta H - (h_{\text{г}.i} - h_{\text{г}.i-1}), \quad (10)$$

где:

$H_{i\text{-}1}$ - пьезометрический напор в предыдущей (по ходу воды) контрольной точке, м;

ΔH - потери напора на участке между заданной и предыдущей контрольными точками, м;

$h_{\text{г}.i}$ и $h_{\text{г}.i-1}$ - геодезические отметки трубопровода в заданной и предыдущей (по ходу воды) контрольных точках, м.

14. Для каждой контрольной точки должны определяться пьезометрические напоры и давления при статическом режиме, для которого предварительно принимается эксплуатационное значение статического давления, поддерживаемого подпиточным устройством источника тепловой энергии.

15. Если по результатам предварительного расчета режимов испытаний на гидравлические потери суммарные потери напора циркуляционного кольца превышают максимально возможный располагаемый напор (перепад давления в подающем и обратном трубопроводах) на источнике тепловой энергии, который может быть обеспечен напором сетевых насосов (согласно их паспортным или фактическим техническими характеристикам) при соответствующем такому напору расходе и за вычетом потерь напора по тракту сетевой воды водоподогревательной установки источника тепловой энергии, то испытания тепловой сети на гидравлические потери должны производиться по отдельным циркуляционным кольцам с использованием дополнительных циркуляционных перемычек.

При наличии на испытываемом участке тепловой сети подкачивающих (перекачивающих) насосных станций на подающем и (или) обратном трубопроводах допускается их использование для обеспечения необходимых расходов и давлений сетевой воды при испытаниях на гидравлические потери при обосновании такой необходимости выполненными расчетами режима испытаний в соответствии с пунктом 8 настоящего приложения.

Расчет режима испытаний на гидравлические потери с использованием подкачивающих (перекачивающих) насосных станций выполняется аналогичным образом в соответствии с пунктами 8-14 настоящего приложения.

16. Перед испытаниями на гидравлические потери должны быть разработаны техническая и рабочая программы в соответствии с требованиями пунктов 360-362 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом.

К технической программе испытаний на гидравлические потери должны прилагаться исходные данные и результаты расчета гидравлического режима испытаний в табличном виде в соответствии с таблицей 1, содержащейся в пункте 3 настоящего приложения, таблицами 2 и 3, содержащимися в пункте 5 настоящего приложения, а также соответствующий этому расчету пьезометрический график по каждому циркуляционному кольцу.

17. Средства измерений, применяемые при проведении испытаний на гидравлические потери, должны обеспечивать необходимую точность измерений в соответствии с требованиями пункта 18 настоящего приложения, что должно быть обеспечено контролем:

применения средств измерений с требуемыми метрологическими характеристиками;

правильности установки средств измерений и снятия показаний средств измерений согласно требованиям руководств (инструкций) по эксплуатации организаций-изготовителей;

введения поправок в целях устранения систематических погрешностей, установленных при поверке и (или) калибровке;

введения для средств измерений давления поправок на разность геодезических отметок.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

18. При проведении испытаний на гидравлические потери допускается применять средства измерений, прошедшие поверку или калибровку:

штатные (установленные на источнике тепловой энергии, в тепловых сетях) средства измерений и измерительные системы;

дополнительно устанавливаемые (в том числе переносные) средства измерений.

При измерении давления сетевой воды в трубопроводах относительная погрешность измерения должна составлять не более 0,5%.

Пределы измеряемого давления должны находиться в диапазоне 2/3 шкалы манометра.

Измерение расходов сетевой и подпиточной воды при испытаниях на гидравлические потери должно выполняться с допускаемой относительной погрешностью измерений расхода воды не более 2,5% во всем диапазоне изменения расхода в период проведения испытаний.

Измерение температуры воды при испытаниях на гидравлические потери на источнике тепловой энергии и (или) на входе в циркуляционное кольцо и выходе из него должно выполняться с абсолютной погрешностью не более 0,5°С.

19. Непосредственно перед началом испытаний на гидравлические потери должна быть произведена проверка готовности исполнения требований, предусмотренных технической и рабочей программами испытаний на гидравлические потери, включая:

выполнение технических и организационных подготовительных мероприятий;

проведение контроля правильности собранной рабочей схемы включения оборудования на источнике тепловой энергии и в тепловой сети;

проведение контроля установленных на источнике тепловой энергии и в тепловой сети штатных и дополнительных средств измерений;

расстановку наблюдателей и их инструктаж на рабочих местах;

проведение контроля завершения заполнения сетевой водой испытываемых трубопроводов, проверку отсутствия в них воздуха;

проведение контроля надежности отключения потребителей тепловой энергии от испытываемых участков тепловой сети, входящих в циркуляционное кольцо.

20. Испытания на гидравлические потери должны выполняться:

в статическом режиме (без циркуляции сетевой воды) - при не менее чем двух значениях статического давления (далее - начальный (статический) этап испытаний на гидравлические потери);

в динамическом режиме (с циркуляцией сетевой воды) - при не менее чем двух значениях циркуляционного расхода сетевой воды (далее - основной (динамический) этап испытаний на гидравлические потери).

21. При начальном (статическом) и основном (динамическом) этапах испытаний на гидравлические потери:

давление во всех точках испытываемых участков тепловой сети должно быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см ^{2});

расход на подпитку циркуляционного кольца не должен превышать максимального значения в соответствии с требованиями, установленными технической и рабочей программами испытаний, и должен быть не более 1% максимального расхода сетевой воды в циркуляционном кольце, предусмотренного в динамическом режиме.

22. Начальный (статический) этап испытаний на гидравлические потери должен проводиться непосредственно перед основным этапом испытаний на гидравлические потери в соответствии с требованиями технической и рабочей программы испытаний:

при отключенных сетевых (циркуляционных) насосах;

при открытых циркуляционных перемычках;

при включенных подпиточных насосах и с поддержанием статического давления в циркуляционном кольце в соответствии с рабочей программой испытаний.

23. Перед выполнением измерений, предусмотренных на начальном (статическом) этапе испытаний на гидравлические потери, должна быть произведена проверка:

1) выполнения условий указанных в пункте 21 настоящего приложения, в случае нарушения которых должны быть приняты меры:

при превышении максимально допускаемых значений расхода на подпитку - по выявлению и устранению причин повышенной утечки из циркуляционного кольца (протечек запорной арматуры) для снижения расхода на подпитку испытываемого циркуляционного кольца до допустимого значения;

при недостаточности давления в верхних точках циркуляционного кольца - по повышению давления в обратном трубопроводе на источнике тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо);

2) правильности выбора пределов измерения средств измерения давления (манометров, первичных измерительных преобразователей), установленных в точках наблюдения (измерения) при статическом режиме, согласно пункту 18 настоящего приложения.

24. На начальном (статическом) этапе испытаний на гидравлические потери должны быть определены фактические поправки к значениям геодезических отметок средств измерений давления в начале и конце каждого участка (далее - поправки на положение средств измерений давления) при не менее чем двух статических режимах:

при эксплуатационном статическом давлении тепловой сети;

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

при давлении на 0,05 ÷ 0,1 МПа (0,5 ÷ 1,0 кгс/см ^{2}) больше или меньше эксплуатационного статического давления тепловой сети.

Точка циркуляционного кольца (на источнике тепловой энергии или в точке наблюдения, расположенной на наименьшей геодезической отметке), относительно которой для других контрольных точек определяются значения поправок на положение средств измерений давления, определяется технической и рабочей программой испытаний.

25. В период проведения начального этапа испытаний на гидравлические потери должны выполняться измерения следующих параметров и показателей режимов на источнике тепловой энергии и на испытываемых участках тепловой сети, входящих в циркуляционное кольцо:

давления в подающем и обратном трубопроводах в каждой контрольной точке;

расхода подпиточной воды;

температур воды в подающем и обратном трубопроводах на источнике тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо и на выходе из него).

26. Регистрация показаний средств измерений в период проведения начального (статического) этапа испытаний на гидравлические потери при каждом статическом режиме должна производиться:

при визуальном снятии показаний наблюдателями и их регистрации в журналах наблюдений, которые оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 8 настоящего пункта - не реже, чем через каждые 5 мин в течение не менее 1 часа.

Таблица 8

Время		Измеренное давление в испытываемом трубопроводе *p*, Па (кгс/см ^{2})		Время		Измеренное давление в испытываемом трубопроводе *p*, Па (кгс/см ^{2})		Время		Измеренное давление в испытываемом трубопроводе *p*, Па (кгс/см ^{2})	
час	минут	по-даю-щий	об-рат-ный	час	минут	по-даю-щий	об-рат-ный	час	минут	по-даю-щий	об-рат-ный

при автоматической регистрации результатов измерений в электронных архивах - с дискретностью не менее 1 минуты, общее число измерений должно быть не менее 30.

В случае одновременного использовании на части точек визуального снятия показаний средств измерений давления наблюдателями и на другой части точек - автоматической их регистрации в электронных архивах, продолжительность регистрации должна быть не менее 1 часа.

27. По результатам измерений на начальном (статическом) этапе испытаний на гидравлические потери, поправки на положение манометров (преобразователей давления), установленных в начале и конце участка $h_{\text{г.н}}$ и $h_{\text{г.к}}$ (м), должны быть предварительно определены по формуле:

$$h_{\text{г.н}(к)} = \frac{(p_m^{\text{ст}} - p_{н(к)}^{\text{ст}}) \cdot 10^4}{\rho}, \quad (11)$$

где:

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

$p_m^{\text{ст}}$ - давление при статическом режиме на источнике тепловой энергии (или в наиболее низкой точке наблюдения), определяемое технической и рабочей программой испытаний, кгс/см ^{2};

$p_{н(к)}^{\text{ст}}$ - давление в рассматриваемой точке (в начале или конце участка) при статическом режиме, кгс/см ^{2};

ρ - плотность воды при температуре испытаний, кг/м ^{3}.

28. Основной (динамический) этап испытаний на гидравлические потери должен проводиться при максимальном расходе воды в циркуляционном кольце в соответствии с технической и рабочей программами испытаний.

При испытании на этом этапе должны быть открыты циркуляционные перемычки, расположенные в конечной точке испытываемого участка и во всех последующих тепловых камерах.

После включения в работу сетевых насосов и создания циркуляции должно быть проверено соответствие расхода воды и располагаемых напоров значениям, определенным при расчете режимов испытаний и принятой схеме работы циркуляционных перемычек.

Если магистраль разделена на участки (циркуляционные кольца), испытываемые последовательно при разных расходах воды, то при испытании каждого участка на источнике тепловой энергии должен быть создан наибольший располагаемый напор и должно быть проверено его соответствие технической и рабочей программам испытаний, а

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

также соответствие расходов сетевой воды принятым значениям по результатам предварительного гидравлического расчета.

29. В начале основного (динамического) этапа испытаний на гидравлические потери должно быть выполнено пробное снятие показаний всех установленных приборов, на основании которого должны быть проверены:

фактический расход подпиточной воды, который численно не должен превышать 1% от фактического расхода сетевой воды циркуляционном кольце (среднего расхода сетевой воды по показанию расходомеров на подающем или обратном трубопроводах);

правильность выбора пределов измерения манометров (первичных измерительных преобразователей давления) и расходомеров.

Если расход сетевой воды в циркуляционном кольце по результатам контрольных измерений ниже значения, определенного предварительным расчетом режима испытаний, и при этом по результатам контрольных измерений потери напора на каждом участке менее 10 минут, должны быть приняты меры к увеличению пропускной способности циркуляционного кольца путем включения дополнительных перемычек, увеличения напора на выводах источника тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо).

30. Во время основного этапа испытаний на гидравлические потери при максимальном расходе должны выполняться измерения следующих параметров сетевой воды и характеристик режима:

температуры циркулирующей воды;

давлений в подающем и обратном трубопроводах в каждой контрольной точке;

расхода сетевой и подпиточной воды в испытываемой магистрали.

Регистрация результатов измерений должна производиться в соответствии с требованиями пункта 26 настоящего приложения.

31. Для проверки правильности результатов измерений квадратичной зависимости расходов и потерь напоров проводятся испытания при втором режиме, при котором расход сетевой воды устанавливается равным примерно 80% максимального.

В соответствии с геодезическими поправками (отметками) на показания средств измерения давления в каждой контрольной точке определяются потери напора на участке при максимальном и сниженном расходах сетевой воды. Проверка производится по формуле:

$$\left(\frac{G_{\text{макс}}}{G_1}\right)^2 = \frac{\Delta H_{\text{макс}}}{\Delta H_1}, \quad (12)$$

где:

$G_{\text{макс}}$ и G_1 - максимальный и сниженный расходы сетевой воды на участке, м^3/ч;

$\Delta H_{\text{макс}}$ и ΔH_1 - потери напора на участке трубопровода, соответствующие максимальному и сниженному расходам воды при испытаниях, м.

Допустимое отклонение не должно превышать ±10%.

Если результаты проверки по квадратичной зависимости превышают допустимое отклонение, то должны быть выявлены причины и (при необходимости) произведены повторные испытания.

При результатах проверки, не превышающих допустимого отклонения, измерительная стадия испытаний на гидравлические потери считается завершенной.

Результаты проверки правильности измерений при максимальном и сниженном расходам воды оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 9 настоящего пункта.

Таблица 9

Сопоставление результатов испытаний на гидравлические потери при максимальном и сниженном расходам воды

Наименование участка	$\left(\frac{G_{\text{макс}}}{G_1}\right)^2$	$\frac{\Delta H_{\text{макс}}}{\Delta H_1}$
	Подающий трубопровод	Обратный трубопровод

32. Для расчетов гидравлических характеристик испытанных участков тепловых сетей должны использоваться результаты измерений параметров и режимов испытаний (расхода, давления и температуры) при максимальном расходе на основном этапе испытаний на гидравлические потери. Из последовательных по времени результатов измерений должны быть выбраны значения, соответствующие интервалам времени при стабильном гидравлическом режиме в течение не менее 20 измерений давления, характеризующимся минимальными отклонениями расхода и давления в циркуляционном кольце.

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

Результаты измерений в выбранном интервале времени стабильного гидравлического режима должны быть усреднены путем нахождения среднего арифметического значения. Усредненные значения расходов, давлений, температур оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 10 настоящего пункта. На показания средств измерения давления вносятся поправки согласно результатам их поверки или добровольной калибровки.

Таблица 10

Исходные данные для расчета гидравлических характеристик трубопроводов

Номер участка	Наименование участка, трубопровода (подающий, обратный)	Длина участка *L*, м	Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, м	Сумма местных сопротивлений $\sum\xi$	Усредненное давление, Па (кгс/см^2)		Расход сетевой воды $G_н$, м^3/ч	Температура воды $t_н$, °С
					в начале участка $p_н$	в конце участка $p_к$		

33. Потери напора ΔH (м) по подающему или обратному трубопроводу при максимальном расходе сетевой воды должны определяться по формуле:

$$\Delta H = H_н - H_к = \left(\frac{\rho_н \cdot 10^4}{\rho} + h_{г.н}\right) - \left(\frac{\rho_к \cdot 10^4}{\rho} + h_{г.к}\right), \quad (13)$$

где:

$H_н$ и $H_к$ - полный напор в трубопроводе в начале и конце участка, м;

$\rho_н$ и $\rho_к$ - показания манометров (с поправками), в начале и конце участка трубопровода, кг/см^2;

$h_{г.н}$ и $h_{г.к}$ - геодезические отметки (поправки) на положение манометров, установленных в начале и конце участка, м; определяемые по результатам начального (статического) этапа испытания на гидравлические потери в соответствии с пунктом 27 настоящего приложения.

34. Для участков, на которых установлены измерительные диафрагмы, потери напора в них должны исключаться из общей потери напора.

35. Фактическое гидравлическое сопротивление участка сети $s_ф$ (ч^2/м^5) определяется по формуле:

$$s_ф = \frac{\Delta H}{G_ф^2}, \quad (14)$$

где:

$G_ф$ - расход сетевой воды при испытаниях, м^3/час.

36. Коэффициент гидравлического сопротивления (трения) определяется по формуле:

$$\lambda_ф = \frac{1{,}57 \cdot 10^8 \cdot s_ф \cdot D_{вн}^5 - D_{вн} \cdot \sum\xi}{L} \quad (15)$$

37. Значение эквивалентной шероховатости (м) определяется по формуле:

$$K_э = 3{,}7 \cdot D_{вн} \cdot 10^{-\frac{1}{\sqrt[2]{\lambda_ф}}} \quad (16)$$

Результаты расчетов оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 11 настоящего пункта.

Таблица 11

Результаты расчета полного напора в начале и конце участка

Номер	Наиме-	Начало участка	Конец участка	Общая

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

участка	нование участка, трубопровода (подающий, обратный)	Пьезометрический напор $p_н / \rho$, м	Геодезическая поправка $h_{гн}$, м	Полный напор $H_н$, м	Пьезометрический напор $p_к / \rho$, м	Геодезическая поправка $h_{гк}$, м	Полный напор $H_к$, м	потеря напора на участке ΔH, м

38. При анализе результатов испытаний на гидравлические потери должно быть определено отношение фактического коэффициента гидравлического трения испытанного трубопровода $\lambda_ф$ к коэффициенту гидравлического трения $\lambda_р$, соответствующему значению эквивалентной шероховатости $K_э$ = 0,5·10^{-3} м для данного диаметра нового трубопровода в соответствии с таблицей 12 настоящего пункта, характеризующее увеличение фактического гидравлического сопротивления трению относительно расчетного значения для новых труб.

Таблица 12

Коэффициент трения для стальных труб при $K_э$ = 0,5·10^{-3} м

Диаметр труб, м		К	Диаметр труб, м		К
условный	внутренний		условный	внутренний	
0,100	0,100	0,0301	0,450	0,460	0,0200
0,125	0,125	0,0285	0,500	0,511	0,0195
0,150	0,150	0,0269	0,600	0,610	0,0187
0,175	0,182	0,0255	0,700	0,698	0,0181
0,200	0,203	0,0248	0,800	0,796	0,0176
0,250	0,255	0,0233	0,900	0,894	0,0171
0,300	0,305	0,0222	1,000	0,992	0,0167
0,350	0,357	0,0214	1,200	1,196	0,0160
0,400	0,408	0,0205	1,400	1,392	0,0155

39. Снижение фактической пропускной способности трубопроводов на испытанных участках по отношению к расчетному значению (при $\Delta H = \text{const}$) определяется по формуле:

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"

$$\frac{G_ф}{G_р} = \sqrt{\frac{s_р}{s_ф}}, \quad (17)$$

где:

$s_р$ - расчетное сопротивление участка тепловой сети при $K_э$ = 0,5·10^{-3}, определенное по формуле (6), ч^2/м^5;

$s_ф$ - фактическое сопротивление участка трубопровода, рассчитанное по результатам испытаний по формуле (14), ч^2/м^5;

$G_р$ - расход воды на участке, равный расходу по циркуляционному кольцу, определенному по формуле (4) настоящего приложения при сопротивлении сети $s_р$.

Результаты расчета оформляются в табличном виде в соответствии с таблицей 13 настоящего пункта.

Таблица 13

Расчет гидравлических характеристик трубопроводов по результатам испытаний на гидравлические потери

Номер участка	Наименование участка, трубопровода (подаю-	Общая потеря напора на участке ΔH, м	Гидравлическое сопротивление участка $s_ф$,	Коэффициент сопро- $\frac{\lambda_ф}{\lambda_р}$	Эквивалентная шерохо-	Снижение пропускной способности $G_ф / G_р$

Документ сохранен с портала docs.cntd.ru — электронного фонда из более 100 000 000 нормативно-правовых и нормативно-технических документов

щий, обратный)	ч 2 /м 5	тивления $\lambda_ф$	ватость на участке $к_э$, м

Таким же образом производится сравнение фактических потерь напоров в тепловой сети при испытаниях с расчетными значениями.

40. Конкретные причины увеличения гидравлического сопротивления устанавливаются на основании результатов испытаний путем дополнительного анализа эксплуатационных данных, среди которых должны быть проанализированы следующие причины:

повышенные местные сопротивления вследствие наличия засоров, неисправности запорно-регулирующей арматуры, неверных данных по коэффициентам местных сопротивлений отдельных видов оборудования по тракту воды;

увеличенные коэффициенты гидравлического трения внутренней поверхности трубопроводов вследствие отложения накипи, внутренней коррозии из-за неудовлетворительной работы водоподготовительной установки и несоответствия подпиточной воды нормам ее качества, осуществления подпитки тепловой сети сырой неумягченной и (или) недеаэрированной водой, нарушения режима работы тепловой сети и попадания кислорода воздуха в сетевую воду, проникновения водопроводной воды в сетевую воду по причине неплотностей теплообменного оборудования тепловых пунктов.

41. Фактические значения коэффициентов гидравлического трения и эквивалентной шероховатости должны использоваться при разработке эксплуатационных тепловых и гидравлических режимов тепловой сети, нормативных и фактических энергетических характеристик тепловой сети согласно пункту 373 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных настоящим приказом.

Результаты периодических испытаний на гидравлические потери должны использоваться для накопления статистического материала по изменению гидравлических характеристик трубопроводов в процессе эксплуатации.

42. К акту испытаний тепловой сети по определению гидравлических потерь должны быть приложены:

техническая и рабочая программы;

журналы и архивы измерений;

результаты расчетов показателей гидравлических характеристик и результаты их сопоставления с проектными, паспортными значениями;

выводы по результатам испытаний с указанием выявленных или вероятных причин изменения гидравлических характеристик трубопроводов, пропускной способности;

рекомендуемые мероприятия по снижению гидравлических потерь.

Электронный текст документа

подготовлен АО "Кодекс" и сверен по:

Официальный интернет-портал

правовой информации

www.pravo.gov.ru, 02.06.2025,

№ 0001202506020074

Текст/Редакция документа подготовлены АО "Кодекс"