

Об утверждении Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок

В соответствии с частью 1 статьи 23² Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и подпунктом 4.2.14¹⁴ пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, п р и к а з ы в а ю:

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

2. Признать не подлежащим применению 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).

3. Настоящий приказ вступает в силу с 1 марта 2024 года и действует до 1 марта 2029 года.

Министр
Шульгинов

Н.Г.

ПРАВИЛА
технической эксплуатации объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок

I. Общие положения

1.1. Настоящие Правила технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок устанавливают обязательные требования 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 (далее – обязательные требования).

1.2. Обязательные требования устанавливаются в целях предотвращения возникновения недопустимых рисков причинения вреда жизни и здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений, включая следующие риски причинения вреда:

жизни и здоровью персонала организаций, осуществляющих эксплуатацию объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок;

жизни и здоровью людей, животных и растений, имуществу, находящихся в зоне воздействия объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок:

в результате аварийной ситуации;

в результате прекращения теплоснабжения;

в результате недостаточного или избыточного обогрева помещений;

в результате несоответствия теплоносителя, используемого для целей горячего водоснабжения, требованиям законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения;

в результате превышения нормативов допустимого уровня шума и вибрации, установленных законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения;

результате превышения нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, установленных законодательством в области охраны окружающей среды, включая нормативы выбросов в атмосферный воздух и сбросов загрязняющих веществ в водные объекты.

1.3. Настоящие Правила обязательны при эксплуатации следующих объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок систем теплоснабжения с теплоносителем «пар» (далее – паровые системы теплоснабжения) и систем теплоснабжения с теплоносителем «вода» (далее – водяные системы теплоснабжения):

1) системы теплоснабжения в целом;

2) паровые и водогрейные котельные мощностью более 360 кВт, включая встроенные, пристроенные и крышные, за исключением котельных со специализированными типами котлов, эксплуатация которых осуществляется в составе единого технологического процесса производства и потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя на промышленных предприятиях;

3) источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии без подключения к Единой энергетической системе России или технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам;

4) источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на которые

распространяются требования к эксплуатации, принятые в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, в части требований по организации оперативно-диспетчерского управления системами теплоснабжения и требований к показателям качества сетевой и подпиточной воды;

5) тепловые сети, включая трубопроводы горячего водоснабжения;

6) тепловые пункты всех типов и узлы ввода;

7) теплопотребляющие установки централизованных систем теплоснабжения, за исключением установок, эксплуатация которых осуществляется в составе единого технологического процесса производства и потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя на промышленных предприятиях.

1.4. Настоящие Правила обязательны для исполнения всеми организациями, предприятиями и учреждениями, 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.

1.5. Эксплуатация объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок осуществляется в соответствии с настоящими Правилами, с учетом обязательных требований, установленных иными нормативными правовыми актами, сфера действия которых распространяется на эти объекты и установки, или их элементы.

Требования настоящих Правил применяются в отношении объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, если на них не распространяются требования законодательства Российской Федерации о промышленной безопасности, за исключением требований, относящихся к организации оперативно-диспетчерского управления системами теплоснабжения,

требований к показателям качества сетевой и подпиточной воды, требований к персоналу, содержанию территории.

1.6. Государственный надзор за соблюдением настоящих Правил осуществляется с отнесением объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок к соответствующей категории риска.

II. Требования к организации безопасной эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок

2.1. Эксплуатация объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок заключается в реализации организациями, предприятиями и учреждениями, индивидуальными предпринимателями и физическими лицами, осуществляющими эксплуатацию таких объектов (далее – эксплуатирующие организации) следующих основных функций:

ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации;

использование по функциональному назначению;

техническое обслуживание и ремонт;

обеспечение длительного срока службы, включая защиту от коррозии;

консервацию;

оперативно-диспетчерское управление системами теплоснабжения;

формирование необходимой документации, обеспечение ее доступности для персонала и сохранности;

контроль и наладку теплоснабжающими и теплосетевыми организациями режимов теплоснабжения;

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

контроль теплоснабжающими и теплосетевыми организациями режимов потребления тепловой энергии (или) теплоносителя, выдача потребителям уведомлений о нарушениях режимов потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя, консультационная помощь в наладке этих режимов.

2.2. Руководитель эксплуатирующей организации (подразделения) должен обеспечить:

1) разработку и утверждение положения о технической политике организации, включающего следующие требования:

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

к методам определения технического состояния объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок (далее – техническое диагностирование);

к методам обеспечения длительного 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, качество работы эксплуатационного персонала;

а также иные требования и положения, направленные на повышение безопасности, надежности и эффективности эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, эффективности работы персонала организации;

2) разработку и утверждение перечня документации эксплуатирующей организации;

3) укомплектование рабочих мест необходимыми 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 государственного надзора данных для учёта объектов контроля, сведений о соблюдении обязательных требований, беспрепятственный доступ их представителей к эксплуатируемым объектам теплоснабжения и (или) теплопотребляющим установкам, выполнение предписаний органов государственного надзора в порядке и сроки, установленные законодательством Российской Федерации;

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 в сфере теплоснабжения;

10) разработку и утверждение перечня документов для проверки знаний с учетом должностных обязанностей и характера производственной деятельности работников по соответствующей должности (профессии), включающего нормативные отраслевые акты и инструктивно-технические документы

эксплуатирующей организации, необходимые для исполнения работниками их должностных обязанностей;

11) готовность персонала эксплуатирующей организации к выполнению функциональных обязанностей в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, профессиональных стандартов и настоящих Правил, 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.

2.3. Приказом руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) должны быть назначены 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.

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

контроль за состоянием закрепленных за ним объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

выполнение подчиненным персоналом обязательных требований и эксплуатационных инструкций;

проведение технического освидетельствования, технического диагностирования, технического обслуживания, ремонта, наладки и испытаний закрепленных за ним объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок в порядке и сроки, установленные нормативно–техническими документами и внутренними документами эксплуатационной организации;

осмотр закрепленных за ним объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок с установленной техническим руководителем

эксплуатирующей организации (подразделения) периодичностью, с фиксацией результатов осмотра в оперативном (сменном) журнале;

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

внесение в паспорта оборудования, зданий и сооружений записей о выполненном техническом диагностировании, испытаниях, ремонтах, модернизации, реконструкции;

внесение в паспорт оборудования, работающего под избыточным давлением, информации о выполненном техническом освидетельствовании;

проведение противоаварийных и противопожарных тренировок;

организацию выполнения на закрепленном за ним оборудовании мероприятий, необходимость проведения которых обусловлена выявлением технологических нарушений и (или) наступлением несчастных случаев, а также выполняемых в соответствии с предписаниями органов государственного надзора.

2.5. 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 (подразделения).

При обходах и осмотрах рабочих мест должно проверяться:

выполнение персоналом требований должностных и эксплуатационных инструкций;

поддержание установленного режима работы оборудования;

соблюдение персоналом порядка приема-сдачи смены, наличие и ведение оперативной документации, производственной и трудовой дисциплины;

выявление персоналом имеющихся дефектов и неполадок в работе объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, оперативное принятие мер для их устранения;

выполнение работ повышенной опасности по наряду-допуску;

поддержание персоналом гигиены труда на рабочем месте;

исправность и наличие на рабочих местах предохранительных приспособлений и средств защиты в соответствии с требованиями охраны труда.

Результаты обхода и осмотра рабочих мест должны вноситься в оперативные (сменные) журналы.

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

2.7. Типовой (минимальный) объем работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (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.

Сведения о выполнении технического обслуживания и текущего ремонта, их результатах должны вноситься в журнал технического обслуживания и текущего ремонта.

Объем работ при среднем и капитальном ремонте объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) с учетом требований технической документации организаций-изготовителей, фактического технического состояния, определенного по результатам технического диагностирования и (или) эксплуатационного контроля.

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

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

после среднего ремонта объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, закрепленным за ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, – этим ответственным;

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 (подразделения) или назначаемой им комиссией.

Результаты приемки объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок из ремонта оформляются актами, с приложением дефектных ведомостей, протоколов испытаний и наладки.

2.9. Вывод в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей производится в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

2.10. Капитальный ремонт объектов капитального строительства осуществляется в соответствии с требованиями законодательства о градостроительной деятельности.

2.11. Оборудование объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, работающее под избыточным давлением, в период эксплуатации должно подвергаться техническим освидетельствованиям, которые включают комплекс работ по определению фактического состояния оборудования в целях определения его работоспособности и безопасности. Порядок проведения технического освидетельствования определяется настоящими Правилами, а объем выполняемых работ – эксплуатационными инструкциями эксплуатирующих организаций.

2.12. Технические освидетельствования подразделяются на периодические и внеочередные.

Техническое освидетельствование оборудования, работающего под избыточным давлением, должно проводить лицо, ответственное за его исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

2.13. Техническое освидетельствование оборудования, работающего под избыточным давлением, состоит из наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания на прочность и плотность этого оборудования.

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

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

коррозии;

нарушений плотности и прочности сварных, заклепочных и вальцовочных соединений;

повреждений обмуровки, которые могут вызывать недопустимый нагрев элементов оборудования.

По требованию лица, проводящего техническое освидетельствование, 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.

2.15. Гидравлическое испытание на прочность и плотность оборудования, работающего под избыточным давлением, должно проводиться в целях проверки прочности 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 – °С) и не выше 40 °С.

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

2.16. 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 подвергают повторным гидравлическим испытаниям пробным давлением.

2.17. Если при техническом освидетельствовании будет 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.

Критерии опасного (предельного) состояния оборудования, работающего под избыточным давлением, при достижении которого принимается решение о его выводе из эксплуатации для ремонта или утилизации, следующие:

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 (пережогу) металла элементов, толщина которых превышает допустимое значение, установленное при разработке (проектировании) 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, разъёмных и заклёпочных соединениях оборудования, величина которых превышает установленные разработчиком проекта (организацией-изготовителем) значения, указанные в технической и нормативной документации для конкретного типа оборудования;

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 (трещин, деформаций) опорных металлоконструкций (каркаса) оборудования, влияющих на их несущую способность.

2.18. 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.

2.19. Результаты технического освидетельствования оборудования, работающего под избыточным давлением, разрешенное рабочее давление и срок следующего освидетельствования должны быть записаны в паспорта этого оборудования ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию. При внеочередном техническом освидетельствовании указывают также причину, вызвавшую необходимость такого освидетельствования.

2.20. Продление срока службы оборудования, отработавшего установленный в технической документации организации-изготовителя или проектной документации срок службы, осуществляет технический руководитель эксплуатирующей организации (подразделения) с учетом результатов технического диагностирования оборудования, которое проводится в целях оценки возможности дальнейшей эксплуатации, условий и мероприятий по обеспечению безотказной работы. При отсутствии информации о сроке службы, он устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) основываясь на сроках службы аналогичного (подобного) оборудования.

2.21. 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 (подразделения).

2.22. При перерыве в использовании на срок не менее шести месяцев, а также при хранении, оборудование подлежит предохранению от коррозии, механических и других воздействий на определенную длительность периода временного бездействия (далее – консервация) или хранения.

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

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

Порядок проведения подготовительных работ, консервации, наблюдения в период консервации, расконсервации, а также меры безопасности при производстве работ, устанавливаются в программе консервации, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

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

Паспорта должны содержать в том числе информацию о:

месте нахождения объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки, их назначении, составе и основных характеристиках;

системах автоматизированного контроля технического состояния объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки, результатах их первичных и периодических испытаний;

соответствии проектной документации на объект теплоснабжения или теплопотребляющей установки;

приемке скрытых работ, приемке в эксплуатацию объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки;

установленных организациями-изготовителями сроках службы (ресурсе) и (или) назначенных, по результатам оценки технического состояния;

ответственном за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, номере и дате приказа о его назначении, о назначении на период его отсутствия замещающего лица;

проведенных ремонтах, испытаниях, замене основных элементов, изменениях характеристик, конструкции, трассировок;

результатах технических освидетельствований оборудования, работающего под избыточным давлением.

Перечень паспортов, их форма и полный состав утверждаются распорядительным документом технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения).

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

Допускается ведение паспортов в электронном виде.

2.24. В эксплуатирующей организации в порядке, определенном руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), хранится проектная и эксплуатационная документация, включая:

утвержденную проектную документацию со всеми изменениями;

исполнительную техническую документацию, в том числе чертежи и схемы;

первичные акты приемки работ, испытаний оборудования объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки»;

техническую документацию организаций-изготовителей оборудования, чертежи;

технические отчеты по выполненным режимным испытаниям, режимные карты и нормативные характеристики;

эксплуатационную и ремонтную документацию, акты испытаний, наладки, промывки, журналы осмотров, обследований и дефектов;

другую документацию, которая ведется в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Допускается ведение, архивирование и хранение документации в электронном виде. Порядок перехода на ведение, архивирование и хранение документации в электронном виде определяется руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

В отношении документов, которые ведутся в эксплуатирующих организациях в электронном виде, должна быть обеспечена защита информации в соответствии с законодательством Российской Федерации об информации, информационных технологиях и защите информации.

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

2.25. Все оборудование объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок должно быть пронумеровано в соответствии с системой нумерации, принятой в эксплуатирующей организации. Нумерация оборудования должна быть аналогичной нумерации в технологических схемах и эксплуатационных инструкциях.

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

В эксплуатационных инструкциях должны учитываться требования проектной документации, технической документации организаций-изготовителей,

настоящих Правил и иных нормативных правовых актов, сфера действия которых распространяется на объекты теплоснабжения и (или) теплопотребляющие установки.

Эксплуатационные инструкции, в том числе должны содержать:

техническое описание и параметры оборудования;

критерии безопасного состояния и безопасных режимов работы;

порядок подготовки к пуску, проведения пуска, останова в процессе эксплуатации и при нарушениях в работе;

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

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

периодичность включения в работу оборудования, находящегося в резерве;

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

порядок действий по предотвращению развития аварийных ситуаций, несчастных случаев;

порядок оповещения персонала, руководителей эксплуатирующей организации (подразделения) и чрезвычайных служб.

Персонал обязан знать эксплуатационные инструкции и быть ознакомлен с ними под роспись. Эксплуатационные инструкции должны храниться на рабочем месте персонала на бумажном или электронном носителе.

2.27. 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 о градостроительной деятельности.

2.28. Технологические схемы размещаются в помещении объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки, а технологические схемы тепловых сетей - на источнике (источниках) тепловой энергии данной системы теплоснабжения и в помещении диспетчерской службы.

Допускается размещение технологической схемы на электронном носителе.

2.29. Эксплуатационные инструкции должны пересматриваться и переутверждаться не реже одного раза в три года.

Персонал, для которого обязательно знание эксплуатационных инструкций и технологических схем, должен быть ознакомлен с внесенными в них изменениями под роспись в журнале распоряжений.

2.30. Расследование причин и обстоятельств несчастных случаев должно осуществляться в соответствии с трудовым законодательством.

III. Требования к персоналу и его подготовке к выполнению трудовых функций и подтверждению готовности к выполнению трудовых функций

3.1. Эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок должен осуществлять подготовленный персонал, специалисты должны иметь образование, соответствующее их должностям и квалификационным требованиям, а рабочие – подготовку в объеме квалификационных требований.

3.2. В эксплуатирующей организации должна систематически проводиться работа с персоналом, направленная на повышение его производственной квалификации, предупреждение аварийности и травматизма.

3.3. Необходимый уровень квалификации персонала эксплуатирующей организации определяет руководитель эксплуатирующей организации (подразделения), с указанием его в утвержденных положениях о структурных

подразделениях и службах организации и (или) должностных инструкциях работников.

3.4. 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;

управленческий персонал и специалисты;

оперативные руководители;

оперативный персонал;

оперативно-диспетчерский персонал;

оперативно-ремонтный персонал;

ремонтный персонал.

руководители структурных подразделений;

Отнесение работников к конкретной категории определяется в должностных инструкциях.

3.5. Для отдельных работников эксплуатирующей организации должны устанавливаться следующие требования к обязательным формам работы с персоналом:

подразделений, управленческого персонала и специалистов – проверка знаний документов, включенных в перечень документов для проверки знаний, утверждаемый руководителем эксплуатирующей организации (подразделения);

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

стажировка;

проверка знаний документов, включенных в перечень документов для проверки знаний, утверждаемый руководителем эксплуатирующей организации (подразделения);

дублирование;

производственный инструктаж;

противоаварийные и противопожарные тренировки;

для ремонтного персонала:

стажировка;

проверка знаний в объеме требований квалификационных характеристик;

3.6. Стажировка осуществляется в порядке и по программам, разработанным для каждой должности и рабочего места и утвержденным в порядке, установленном в эксплуатирующей организации.

Продолжительность стажировки устанавливается индивидуально в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы, профессии (должности) обучаемого.

Руководитель эксплуатирующей организации (подразделения) может освободить 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.

3.7. В процессе стажировки работник обязан:

освоить практическое применение на рабочем месте требований настоящих Правил, требований по охране труда и пожарной безопасности;

изучить схемы, должностные и эксплуатационные инструкции, другие документы, знание которых обязательно для работы в данной должности (профессии);

отработать четкое ориентирование на своем рабочем месте;

приобрести необходимые практические навыки в выполнении производственных операций.

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

3.9. Первичная проверка знаний настоящих Правил, должностных и эксплуатационных инструкций производится у работников, впервые поступивших на работу, связанную с техническим обслуживанием объектов теплоснабжения и

(или) теплопотребляющих установок, а также при перерыве в проверке знаний более трёх лет.

3.10. Очередная проверка знаний оперативных руководителей, оперативного, оперативно-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 одного раза в 12 месяцев.

Очередная проверка знаний остальных категорий работников эксплуатирующей организации проводится в соответствии с утвержденными графиками проверки знаний не реже одного раза в три года.

3.11. Проверяемый работник должен быть предварительно ознакомлен с графиком проверки знаний, а также перечнем норм, правил, нормативных правовых актов нормативно-технических документов, и других документов, знание которых будет проверяться при проверке знаний.

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

3.13. Руководитель и технический руководитель эксплуатирующей организации, члены комиссии по проверке знаний должны проходить проверку знаний настоящих Правил, в комиссии федерального органа исполнительной власти, уполномоченного 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.

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

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

при введении в действие новых нормативно-правовых актов, нормативно-технических документов, знание которых обязательно по соответствующей должности (при этом проверка знаний осуществляется в отношении вновь принятых актов и документов);

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

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

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

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

в случае получения неудовлетворительной оценки при очередной проверке знаний;

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

Внеочередная проверка знаний не отменяет сроков проведения очередной проверки в соответствии с утвержденным графиком проверки знаний (за исключением внеочередной проверки знаний, связанной с переводом работника на новую должность или рабочее место).

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

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

Члены комиссий структурных подразделений должны пройти проверку знаний норм и правил в центральной комиссии эксплуатирующей организации.

3.16. 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.

3.17. Проверка знаний работников эксплуатирующей организации, численность которых не позволяет образовать комиссию эксплуатирующей организации по проверке знаний, проводится комиссией органа федерального государственного энергетического надзора.

3.18. Результаты проверки знаний оформляются в журнале проверки знаний и подписываются всеми членами комиссии эксплуатирующей организации.

Персоналу, успешно прошедшему проверку знаний, выдается удостоверение о проверке знаний.

Для проверяемого работника, получившего неудовлетворительную оценку, внеочередная проверка знаний назначается в срок не позднее одного месяца со дня предыдущей проверки.

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

Работник, получивший неудовлетворительную оценку при внеочередной проверке знаний, не должен допускаться к работе по эксплуатации объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок.

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

Допуск к дублированию оформляется распорядительным документом руководителя эксплуатирующей организации (подразделения), в котором указываются срок дублирования и ответственный за подготовку дублера.

Программу дублирования после перерыва в работе допускается не разрабатывать.

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

Минимальная продолжительность дублирования составляет:

не менее 12 рабочих смен при подготовке по новой должности;

не менее 1 рабочей смены после перерыва в работе более 60 календарных дней.

3.22. О допуске к дублированию оперативных руководителей и оперативно-диспетчерского персонала должны быть уведомлены диспетчерские службы эксплуатирующей организации, а также организации, с которыми ведутся оперативные переговоры.

Во время прохождения дублирования обучаемый работник может производить оперативные переключения, осмотры и другие работы только с разрешения и под контролем ответственного за подготовку дублера.

Ответственность за правильность действий обучаемого работника несут как сам обучаемый, так и ответственный за подготовку дублера.

3.23. В период дублирования работник принимает участие в противоаварийных и противопожарных тренировках в соответствии с пунктом 3.36 настоящих Правил. Количество тренировок и их тематика определяются программой дублирования.

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

Если в период дублирования при подготовке по новой должности будет установлена профессиональная непригодность работника к выполнению требуемых по данной должности трудовых функций, процедура подготовки по новой должности должна быть прекращена. Отстранение работника от дублирования должно быть оформлено организационно-распорядительным документом руководителя эксплуатирующей организации (подразделения). В указанном случае принятие руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) решения о возможности продолжения с работником трудовых отношений, необходимости перевода работника на другую работу (должность), соответствующую его квалификации, или расторжения с работником трудового договора должно осуществляться в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации.

3.25. 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 свыше 6-ти месяцев, проходит подготовку по новой должности в соответствии с индивидуальными программами подготовки, утверждаемыми руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

3.26. Для подготовки по новой должности работнику предоставляется срок, достаточный для ознакомления с объектами теплоснабжения и (или) теплопотребляющими установками, оборудованием, технической документацией, технологическими схемами в соответствии с индивидуальной программой подготовки.

3.27. Если, в соответствии с квалификационными требованиями эксплуатирующей организации, для выполнения работ по занимаемой должности или рабочему месту, необходимы специальные профессиональные знания, получаемые в специализированных образовательных учреждениях, то работник, принимаемый на работу или переводимый на другую должность, рабочее место, допускается к самостоятельному выполнению этих работ после обучения в соответствующих учреждениях.

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

3.29. В эксплуатирующей организации не реже одного раза в квартал должна осуществляться специальная подготовка персонала, осуществляющего эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок. В объем специальной подготовки 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 (подразделения).

Результаты специальной подготовки заносятся в журнал специальной подготовки.

3.30. Производственный инструктаж подразделяется на плановый и внеплановый.

3.31. Плановый производственный инструктаж должен проводиться по программам, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

Плановые производственные инструктажи должны проводиться ежемесячно.

Допускается проведение планового производственного инструктажа при проведении специальной подготовки.

3.32. 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.

3.33. Внеплановый производственный инструктаж должен проводиться:

при принятии и введении в действие новых инструктивно-технических документов или внесении изменений в действующие инструктивно-технические

документы эксплуатирующей организации по вопросам, указанным в пункте 3.32 Правил;

при внесении изменений в действующие отраслевые нормативные акты в сфере теплоснабжения являющиеся обязательными для использования в работе и исполнения согласно должностным обязанностям (трудовым функциям) работника;

по решению руководителя (технического руководителя) эксплуатирующей организации (подразделения), в том числе при установлении нарушений работниками требований отраслевых нормативных актов и (или) инструктивно-технических документов эксплуатирующей организации;

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

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

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

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

3.35. Проведение производственного инструктажа регистрируется в журнале регистрации проведения производственных инструктажей.

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

3.36. 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.

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

Программа проведения противоаварийной тренировки должна содержать:

вид тренировки и ее тема;

цель тренировки;

дата, время, место проведения тренировки;

метод проведения тренировки;

фамилия, инициалы, должность руководителя тренировки;

перечень участниками тренировки;

сценарий аварийной ситуации;

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

метод оценки действий персонала при выполнении противоаварийной тренировки.

Допускается проводить противоаварийные тренировки одновременно с противопожарными тренировками

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

Работники из числа оперативного, оперативно-диспетчерского, оперативно-ремонтного персонала и оперативных руководителей эксплуатирующей организации, ремонтный персонал, проверяются один раз в полугодие в одной противопожарной тренировке.

Руководящие работники эксплуатирующей организации, руководители структурных подразделений, управленческий персонал и специалисты, должны участвовать в противоаварийной тренировке один раз в 6 месяцев, в противопожарной тренировке – один раз в год.

Допускается совмещение противоаварийных тренировок с противопожарными.

3.38. Работник, получивший неудовлетворительную оценку при проведении противоаварийной тренировки, проходит повторную тренировку в сроки, определяемые техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

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

3.39. Руководитель (технический руководитель) эксплуатирующей организации (подразделения) назначает дополнительное проведение групповых или индивидуальных целевых инструктажей, внеплановых инструктажей, внеплановых противоаварийных или противопожарных тренировок, при необходимости.

3.40. Руководители организаций, которые командируют персонал для работы на объектах теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установках сторонней эксплуатирующей организации, должны обеспечить знание и исполнение своим персоналом требований настоящих Правил и локальных нормативных актов, которые действуют в этой эксплуатирующей организации.

IV. Требования к вводу в эксплуатацию объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок

4.1. Ввод в эксплуатацию объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, являющихся объектами капитального строительства, должен осуществляться при наличии разрешения на ввод в эксплуатацию, полученного в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности.

4.2. Выполнение пуско-наладочных работ на объектах теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установках, для которых в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения необходимо

получение временного разрешения на допуск в эксплуатацию, должно осуществляться при наличии такого временного разрешения, выданного органами федерального государственного энергетического надзора.

4.3. Пуско-наладочные работы по вводу в эксплуатацию объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок выполняются в соответствии с программой пуско-наладочных работ, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), которая включает следующие основные этапы:

- определение руководителя работ по вводу в эксплуатацию из числа эксплуатационного персонала или подрядной организации;

- целевой инструктаж персонала или (при необходимости) его обучение;

- технический осмотр оборудования на комплектность и отсутствие видимых дефектов;

- маркировка оборудования, подготовка необходимых технологических схем, эксплуатационных инструкций;

- подготовка измерительной аппаратуры, испытательного оборудования, и приспособлений;

- подготовка оборудования к пуску;

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

- выход на эксплуатационный режим, испытания в разных эксплуатационных условиях с настройкой уставок защит и характеристик оборудования, взаимодействия технологически связанного оборудования и систем;

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

Необходимость выполнения дополнительных этапов и испытаний определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) в программе пуско-наладочных работ.

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

4.4. 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.

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.

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

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

4.6. Завершение выполнения пуско-наладочных работ оформляется актом.

4.7. Запрещается ввод в эксплуатацию объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок с отступлениями от технических условий на подключение (технологическое присоединение) к тепловым сетям (с учетом согласованных изменений в них), проектной документации на эти объекты и установки, а также с неустранимыми дефектами, допущенными при строительстве и монтаже, выявленными при пуско-наладочных работах и испытаниях.

V. Требования к оперативно-диспетчерскому управлению системами теплоснабжения

5.1. 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 оперативно-диспетчерское управление системой (системами) теплоснабжения.

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

Диспетчерская служба создается как отдельное структурное подразделение, либо на основе сменного персонала источников тепловой энергии.

5.2. Основные задачи, которые должно обеспечить оперативно-диспетчерское управление функционировании системы теплоснабжения в заданных режимах:

участие в управлении системой теплоснабжения как единым технологическим комплексом;

анализ текущего состояния объектов теплоснабжения по контрольным параметрам;

планирование и ведение требуемого (-ых) теплового и гидравлического режимов работы системы (систем) теплоснабжения;

подготовка и осуществление переключений для обеспечения возможности выполнения ремонтных работ;

обеспечение надежного и качественного функционирования системы теплоснабжения;

контроль выполнения требований к качеству поставляемой (передаваемой) тепловой энергии, теплоносителя.

5.3. Основные задачи, которые должно обеспечить оперативно-диспетчерское управление теплоснабжающих и теплосетевых организаций при переходе системы теплоснабжения или ее элементов в нерасчетные режимы функционирования:

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 необходимых 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, при необходимости 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, органами МЧС, организациями, привлеченными для устранения аварий и их последствий.

5.4. В теплоснабжающих и теплосетевых организациях, в которых не организована диспетчерская служба, руководитель должен назначить ответственного за оперативно-диспетчерское управление.

5.5. Определение нахождения центральной диспетчерской службы системы теплоснабжения, соподчиненности диспетчерских служб и ответственных за

оперативное управление организаций, не имеющих диспетчерской службы, порядка взаимодействия эксплуатирующих организаций при авариях и в чрезвычайных ситуациях, производится в соглашении об управлении системой теплоснабжения, заключаемом между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

В соглашении об управлении системой теплоснабжения также определяются: 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 оперативное управление с согласованием управленческих команд центральной диспетчерской службой;

порядок и объем информационного обмена между смежными информационными системами, автоматизированными системами управления технологическими процессами (далее – АСУ ТП), автоматизированными системами диспетчерского управления (далее – АС ДУ).

5.6. В каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации должны быть разработаны и утверждены инструкции по оперативному управлению, включающие:

порядок участия в управлении системой теплоснабжения;

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

порядок взаимодействия персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления;

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

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

порядок ведения записей распоряжений и оперативных переговоров;

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 контрольных точек в системе теплоснабжения, используемых для оперативного контроля тепловых и гидравлических режимов (далее – контрольные точки).

Инструкции по оперативному управлению актуализируются раз в три года, либо при необходимости внесения в нее изменений.

Копии инструкции по оперативному управлению должны находиться на рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала и ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

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

В оперативном управлении диспетчера 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 оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно, а также, если эти операции требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского

персонала более низкого уровня 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.

5.8. Организации, эксплуатирующие теплопотребляющие установки, участвуют в управлении системой теплоснабжения в порядке, предусмотренном договором теплоснабжения.

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

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

5.10. В случае если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он должен немедленно доложить об этом

лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-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 оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и техническому руководителю эксплуатирующей организации (подразделения), а также записать в оперативный (сменный) журнал.

5.11. Персонал, получивший распоряжение, повторяет его и получает подтверждение о том, что распоряжение понято правильно.

Оперативные переговоры ведутся в соответствии с принятой терминологией. При оперативных переговорах оборудование, приборы, устройства называются полностью согласно присвоенным наименованиям и обозначениям, указанным на схемах и в инструкциях. Не допускается отступление от технической терминологии и оперативно-диспетчерских наименований.

Оперативные переговоры, включая оперативную переписку с использованием электронных средств связи, должны записываться. Записи переговоров должны храниться в порядке, устанавливаемом техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) по согласованию с вышестоящей оперативно-диспетчерской службой системы теплоснабжения.

При ведении оперативных переговоров с записью на речевой регистратор (электронный носитель), объем записи в оперативный журнал определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

5.12. Уход с дежурства оперативно-диспетчерского персонала без сдачи смены не допускается. При необходимости замены одного работника из числа оперативно-диспетчерского персонала другим работником, замена осуществляется оперативным руководителем с оформлением записи о замене в оперативном журнале.

5.13. При приеме смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала должен:

ознакомиться с состоянием, схемой, 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;

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.

Прием/сдача смены оформляется в оперативном журнале подписями сдавшего и принявшего смену.

5.14. 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 с учетом фактического максимального отбора 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 для температуры 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 теплоснабжения с запасом не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²). Статическое давление должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплоснабжения. Значения давления в статическом режиме для всей тепловой сети или отдельных тепломагистралей, гидравлически изолируемых зон с учетом рельефа местности и других факторов могут быть пересмотрены при необходимости в случае подключения (технологического присоединения) новых потребителей тепловой энергии, изменения конфигурации тепловых сетей и других случаях. Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1 до 100 °С.

5.15. Температура сетевой воды в подающих трубопроводах источников тепловой энергии задается центральной диспетчерской службой системы теплоснабжения на основании температурного графика в зависимости от значений усредненной температуры наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12-24 ч, определяемый диспетчером диспетчерской службы (далее – диспетчер) в зависимости от текущих и (или) прогнозных погодных условий и удаленности потребителей тепловой энергии от источника тепловой энергии.

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.

5.16. Допускаемые 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, $\pm 3\%$;

по давлению в подающих трубопроводах $\pm 5\%$;

по давлению в обратных трубопроводах $\pm 0,2$ кгс/см² (± 20 кПа).

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 $\pm 5\%$ заданных параметров, если иное не установлено договором теплоснабжения.

5.17. 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 теплоснабжения значений и нормы утечки теплоносителя «сетевая вода» из тепловой сети, определяемой в соответствии с пунктом 11.37 настоящих Правил.

5.18. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах диспетчер должен сообщить в соответствующие эксплуатационные подразделения теплосетевой (теплоснабжающей) организации, определенные в инструкции по диспетчерскому управлению, о превышении для принятия последними необходимых мер к выявлению теплопотребляющих установок, в которых нарушены режимы потребления тепловой энергии и (или) теплоносителя, возможных мест утечек теплоносителя в тепловых сетях и восстановлению заданного гидравлического режима.

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

5.20. 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/см²) выше давления насыщения при максимальной температуре сетевой воды;

не более допустимого рабочего давления трубопроводов и оборудования.

Давление сетевой воды во всасывающих патрубках насосов должно быть не менее значения, обеспечивающего допустимый кавитационный запас, указанный в документации организации-изготовителя насоса, рассчитанного с учетом максимальной температуры 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/см²).

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.

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/см²).

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

5.22. В целях исполнения диспетчерской команды субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, направленной на предотвращение развития и ликвидацию нарушений нормального режима электрической части энергосистемы, дежурный персонал источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и

тепловой энергии, при отсутствии у него возможности выполнить указанную диспетчерскую команду иными методами, извещает оперативно-диспетчерский персонал системы теплоснабжения 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°C от заданных центральной диспетчерской службой системы теплоснабжения с уведомлением последней.

Требования пункта 5.16 настоящих Правил в части допускаемых значений отклонений температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, на период исполнения диспетчерской команды субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, не распространяются.

5.23. При достижении в период действия диспетчерской команды субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике максимальной допускаемой величины понижения температуры теплоносителя, указанной в абзаце первом пункта 5.22 настоящих Правил, оперативно-диспетчерский персонал источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, при условии использования всех других возможностей, направленных на поддержание температуры теплоносителя, осуществляет 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.

5.24. По истечении установленного в абзаце первом пункта 5.22 настоящих Правил времени изменения температурного режима тепловой сети, он подлежит восстановлению с уведомлением диспетчера субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и центральной оперативно-диспетчерской службы системы теплоснабжения о начале восстановления температурного режима тепловой сети.

5.25. Перевод объектов теплоснабжения и оборудования в ремонт, производимый по заявкам, согласованным диспетчерской службой, при необходимости может осуществляться в срочном порядке. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно оперативно-диспетчерскому персоналу системы теплоснабжения, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Дежурный оперативно-диспетчерский персонал системы теплоснабжения имеет право 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 опасности для людей и оборудования, с последующим направлением в диспетчерскую службу соответствующего уведомления.

5.26. Сложные переключения и пуски, перечень которых определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) в инструкции по оперативному управлению, выполняются по программам переключений.

К таким переключениям и пускам относятся:

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 основного оборудования после монтажа и реконструкции.

5.27. В программе переключений указываются:

цель выполнения переключений;

объекты переключений;

перечень мероприятий по подготовке к выполнению переключений;

условия выполнения переключений;

плановое время начала и окончания переключений, которое может уточняться в оперативном порядке;

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;

оперативно-диспетчерский персонал, руководящий выполнением переключений;

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

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

функции лиц, указанных в программе переключений;

меры по безопасному выполнению работ;

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

5.28. Программа переключений утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (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, но не реже одного раза в 3 года.

5.29. Теплоснабжающие и теплосетевые организации системы теплоснабжения должны обеспечить информационный обмен между имеющимися смежными информационными системами, АСУ ТП, АС ДУ в объеме, определенном в соглашении о взаимодействии, заключаемом между этими организациями в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

5.30. Для объектов теплоснабжения, на которых нормативными документами не предусмотрено обязательное применение АСУ ТП, они внедряются в случаях производственной и экономической целесообразности по решению руководства эксплуатирующей организации.

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

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

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

введение в АС ДУ информации с коммерческих приборов учета тепловой энергии потребителей;

передача информации дежурным персоналом объектов теплоснабжения в формализованном электронном виде;

применение расчетных показателей, позволяющих отказаться от анализа диспетчером 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;

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.

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

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

5.33. 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 о взаимодействии, заключаемом между этими организациями в соответствии с законодательством о теплоснабжении Российской Федерации в сфере теплоснабжения.

5.34. 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 (подразделения).

5.35. 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 (подразделения), с оформлением в оперативном (сменном) журнале.

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 очевидной неисправности защиты;

во время устранения аварий;

в период ремонта оборудования.

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

5.36. На диспетчерском пункте (щите управления) должны находиться утвержденные техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) инструкции по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций, планы ликвидации аварийных ситуаций, согласованные с центральной диспетчерской службой системы теплоснабжения и ЕТО.

5.37. При возникновении аварийных ситуаций на объектах теплоснабжения и теплопотребляющих установках эксплуатационный персонал эксплуатирующей организации должен:

немедленно принять меры к локализации и ликвидации аварийной ситуации с соблюдением всех необходимых мер безопасности;

сообщить о происшествии в диспетчерскую службу и другим лицам в соответствии с имеющимися в эксплуатирующей организации инструкциями по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций;

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

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

В случаях, когда невозможно сохранение обстановки, она должна быть задокументирована, в том числе с применением фото и видео техники.

5.38. При ликвидации аварийных ситуаций оперативно-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 штатного режима работы оборудования объектов теплоснабжения, теплопотребляющих установок и системы теплоснабжения в целом.

5.39. Технический руководитель эксплуатирующей организации (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.

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

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

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

VI. Требования по подготовке к отопительному периоду

6.1 В целях обеспечения безопасности теплоснабжения в течение отопительного периода теплоснабжающие и теплосетевые организации, потребители тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены (технологически присоединены) к системе теплоснабжения, обязаны осуществлять подготовку к отопительному периоду.

6.2 Подготовка к предстоящему отопительному периоду должна начинаться в предшествующем отопительном периоде с анализа результатов предыдущей подготовки, систематизации выявленных дефектов в работе оборудования и отклонений от расчетного гидравлического и теплового режимов, причин появления дефектов и отклонений, составления программы подготовки к отопительному периоду, разработки необходимой документации, заключения договоров с подрядными организациями и материально-техническим обеспечением работ.

6.3 Программы подготовки к отопительному периоду теплоснабжающих и теплосетевых организаций, потребителей тепловой энергии разрабатываются и согласовываются с ЕТО до окончания текущего отопительного периода, но не позднее 15 апреля текущего года и включают в себя:

анализ проблем текущего отопительного периода и опасных тенденций;
запланированные работы и мероприятия, план-график их выполнения;
ожидаемые результаты выполнения программы подготовки к отопительному периоду.

6.4 Сводная программа подготовки к отопительному периоду систем теплоснабжения разрабатывается органом местного самоуправления не позднее 30 апреля текущего года и включает в себя:

анализ проблем текущего отопительного периода и опасных тенденций по системам теплоснабжения;

обоснование достаточности запланированных работ и мероприятий;

систему мер по повышению надежности систем теплоснабжения (при отнесении их к малонадежным и ненадежным), определенную по итогам анализа и оценки систем теплоснабжения поселений, городских округов органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения;

программы подготовки к отопительному периоду теплоснабжающих и теплосетевых организаций, потребителей данной системы теплоснабжения;

разработку или корректировку гидравлических и тепловых режимов работы тепловых сетей с мероприятиями по их внедрению и обеспечению, включая установку сопел элеваторов, дроссельных диафрагм или регулирующих устройств на тепловых вводах потребителей тепловой энергии;

график отключения горячего водоснабжения для выполнения ремонтных работ, синхронизацию по времени этих работ на объектах теплоснабжения и у потребителей тепловой энергии;

мероприятия по обеспечению оперативно-диспетчерского управления системой теплоснабжения, включая обеспечение необходимой периодичности передачи информации с коммерческих приборов учета потребителей тепловой энергии, в целях оперативного контроля качества теплоснабжения этих потребителей;

порядок заполнения теплотребляющих установок и тепловых сетей после выполнения ремонтных работ;

план-график выполнения работ и мероприятий по подготовке к отопительному периоду.

6.5 Минимальный перечень работ и мероприятий по подготовке к отопительному периоду должен включать:

выполнение мероприятий программы подготовки к отопительному периоду;

ревизию (проверку) объектов теплоснабжения и теплотребляющих установок и входящих в их состав зданий, помещений, сооружений, систем и оборудования с выявлением скрытых дефектов, их устранением и обеспечением (восстановлением) паспортных или проектных характеристик.

В результате выполнения работ и мероприятий по подготовке к отопительному периоду должна быть обеспечена комплектность, исправность и работоспособность объектов теплоснабжения и теплотребляющих установок, а также их элементов в течении предстоящего отопительного периода.

VII. Требования к эксплуатации зданий и сооружений объектов теплоснабжения и теплотребляющих установок, требования к территории, в пределах которой находятся такие здания и сооружения

7.1. Техническая эксплуатация производственных зданий и сооружений объектов теплоснабжения и теплотребляющих установок, в том числе сооружений тепловых сетей (далее здания и сооружения), должна обеспечивать соблюдение требований технических регламентов и включать проведение регулярных осмотров, контрольных проверок и (или) мониторинга состояния строительных конструкций, техническое обслуживание и ремонт.

Эксплуатация зданий и сооружений, территорий должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации зданий и сооружений, инструкциями по эксплуатации отдельных зданий, сооружений, отдельных ответственных

конструкций, а также участков территорий, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

7.2. В эксплуатирующей организации должна храниться следующая документация:

проектная документация на здания и сооружения со всеми внесёнными в них изменениями;

паспорта зданий и сооружений;

исполнительные схемы-генпланы подземных сооружений и коммуникаций на территории объектов теплоснабжения;

приказы о назначении ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений;

журналы технического состояния зданий и сооружений;

журналы регистрации результатов измерения уровня грунтовых вод в скважинах-пьезометрах и материалы химических анализов грунтовых вод;

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

7.3. Осмотры, контрольные проверки и (или) мониторинг состояния строительных конструкций зданий и сооружений, в эксплуатирующей организации должны осуществлять ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений с подчиненным персоналом и, при необходимости, экспертными организациями в порядке, определяемом техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

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

по истечении нормативных сроков эксплуатации зданий и сооружений, установленных проектной документацией (в случае отсутствия данной информации следует руководствоваться следующими значениями: здания и

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

при обнаружении в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником здания или сооружения 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.

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

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

7.5. Очередные осмотры зданий и сооружений должны проводиться 2 раза в год (весной и осенью).

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

Очередной осенний осмотр 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 должны проводиться не позднее двух дней после явлений стихийного характера (ливней, ураганных ветров, сильных снегопадов, наводнений), после стихийного бедствия или техногенной аварии.

7.6. Текущие осмотры каждого здания и сооружения эксплуатирующей организации осуществляются по графику, утверждаемому техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

1) Текущие осмотры зданий и сооружений источников тепловой энергии проводятся:

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

для котельных установленной мощностью менее 10 Гкал/ч – не реже одного раза в год при сроке эксплуатации менее 10 лет и одного раза в 6 месяцев при сроке эксплуатации 10 лет и более.

2) Текущие осмотры зданий и сооружений тепловых сетей проводятся:

не реже одного раза в год при сроке эксплуатации менее 10 лет.

не реже одного раза в 6 месяца при сроке эксплуатации 10 лет и более;

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

7.7. 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 журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

7.8. При эксплуатации зданий и сооружений и 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.

7.9. Проверка осадки фундаментов зданий и сооружений и оборудования котельных проводится со следующей периодичностью: 3 раза в первый год эксплуатации, 2 раза во второй год эксплуатации, в дальнейшем до стабилизации осадки – 1 раз в год, после стабилизации осадки (1 мм в год и менее) – не реже 1 раза в пять 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 многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше проводятся по специальным программам, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), но не реже 1 раза в 3 года.

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

сооружений, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

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

7.12. 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 выхлопных трубопроводов и другие устройства, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до значений, установленных проектной документацией;

источники и системы водоснабжения;

железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, подъезды к водоёмам 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.

7.13. Скрытые под землёй коммуникации водопровода, канализации, теплоснабжения, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

7.14. 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.

7.15. 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 одного раза в месяц;

последующие годы – в зависимости от изменения уровня грунтовых вод, но не реже одного 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 специальный журнал.

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

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

7.17. 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.

7.18. При наличии на территории объекта теплоснабжения блуждающих токов должна быть обеспечена электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций, металлических конструкции зданий и сооружений.

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

7.20. Техническая эксплуатация дымовых труб и газоходов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, проектной документацией и инструкции по эксплуатации, учитывающей конструктивные особенности и условия эксплуатации.

7.21. При технической эксплуатации дымовых труб и газоходов наружного расположения должен осуществляться контроль организованного отвода талых и дренажных вод от их оснований и опор (растяжек).

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

внешний осмотр фундаментов, опорных конструкций – один раз в три месяца;

инструментальное наружное и внутреннее обследование – один раз в пять лет в период летнего отключения;

инструментальная проверка сопротивления заземляющего контура трубы – один раз в год, весной перед грозовым периодом;

наблюдение за осадкой фундаментов нивелированием реперов (мониторинг деформаций) после сдачи в эксплуатацию до стабилизации осадки (1 мм в год и менее) – один раз в год, после стабилизации осадки – один раз в пять лет;

проверка вертикальности трубы – визуально два раза в год, геодезическими методами – один раз в 5 лет;

наружный осмотр дымовой трубы и газоходов, а также осмотр межтрубного пространства трубы с внутренним газоотводящим стволом – один раз в год весной,

тепловизионное обследование состояния кирпичной и монолитной футеровки – не реже одного раза в 5 лет;

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

одного раза в 5 лет.

внутренний осмотр газоходов котлов – при каждом отключении котла для ремонта.

инструментальная проверка сопротивления контура молниезащиты дымовой трубы – ежегодно.

измерение температуры уходящих газов в дымовой трубе – не реже одного раза в месяц.

Наблюдение за осадкой фундаментов дымовой трубы и газоходов нивелированием реперов осуществляется в первые два года эксплуатации – два раза в год, в последующем до стабилизации осадки (1 мм в год и менее) – один раз в год. После стабилизации осадки мониторинг деформаций должен проводиться в случае появления на поверхности труб трещин, раскрытия швов, но не реже одного раза в пять 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 двух раз в год.

Наблюдения за исправностью осветительной арматуры дымовой трубы проводятся ежедневно.

7.23. При технической эксплуатации дымовых труб и газоходов к ним в зонах их расположения (размеры зон 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.

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

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

7.25. 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 – один раз в три месяца;

проверка наличия конденсата, отложений сажи на внутренней поверхности трубы и газоходов через люки – один раз в год в период летнего отключения;

инструментальное наружное и внутреннее обследование – один раз в три года в период летнего отключения;

инструментальная проверка сопротивления заземляющего контура трубы – один раз в год, весной перед грозовым периодом.

наблюдение за осадкой фундаментов нивелированием реперов (мониторинг деформаций) после сдачи в эксплуатацию до стабилизации осадок (1 мм в год и менее) – один раз в год; после стабилизации осадок – один раз в пять лет;

проверка вертикальности трубы – визуально два раза в год, геодезическими методами один раз в 5 лет.

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

Результаты наблюдений заносятся в паспорт дымовой трубы.

7.26. В случае выявленного наклона дымовой трубы более допустимого следует произвести ее обследование экспертной организацией, имеющей допуск саморегулируемой организации в области инженерных изысканий на проведение подобных работ. Дальнейшую эксплуатацию трубы необходимо осуществлять в соответствии с рекомендациями, выданными указанной экспертной организацией по результатам обследования.

7.27. Наблюдение за техническим состоянием дымовых труб, выполненных из композитных материалов (стеклопластики, углепластики, фаолит, стеклофаолит

и др.), должно осуществляться с периодичностью и в объёме, определёнными проектной документацией.

7.28. При технической эксплуатации металлических дымовых труб и дымовых труб, изготовленных из композитных материалов, и газоходов 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), другого такелажного оборудования и приспособлений;

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

7.29. 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 в помещениях мерников кислоты и щелочи.

7.30. Пробивка отверстий, устройство проёмов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, трубопроводов и устройств для подъёма 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 надзором ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

7.31. При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации, выявленной обследованием и подтверждённым

поверочными расчётами, допустимые нагрузки на перекрытия корректируются с учётом технического состояния и подтверждающих расчётов.

7.32. Осмотры и устранение выявленных неисправностей устройств молниезащиты (включая наиболее ответственные элементы - молниеприемники, токоотводы, соединения, заземлители) должны производиться ежегодно перед началом грозового периода. Результаты должны заноситься в паспорт дымовой трубы.

VIII. Требования к эксплуатации топливного хозяйства

8.1. 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.

8.2. 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, а также включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться не реже одного раза в месяц по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) с внесением результатов в оперативный журнал.

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

8.4. Качество поставляемого топлива должно соответствовать проектной документации, нормативно-техническим документам, договорам на поставку.

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

8.6. Перед подачей твердого топлива в дробилки и мельницы должно осуществляться удаление из него посторонних предметов (металл, мусор и т.п.). На

работающем конвейере уловители таких материалов должны быть заблокированы с ним и постоянно находиться в работе.

8.7. 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.

8.8. 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 должна поддерживаться не ниже 10 °С, а в помещении дробильных устройств не ниже 15°С.

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

На расположенных вне котельных цехов конвейерах подачи топлива на склад, при отсутствии отопительных устройств, должна применяться морозостойкая лента.

8.9. Бункеры твердого топлива при использовании влажного топлива не реже одного 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.

8.10. Надземные резервуары (баки) хранения жидкого топлива должны обваловываться для предотвращения растекания топлива. Объём чаши обвалования должен быть не менее объёма наибольшего резервуара.

Крышки люков резервуаров хранения жидкого топлива всегда должны быть закрыты на болты через уплотнительные прокладки.

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

Температура жидкого топлива в приёмных ёмкостях 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/см²);

температура не выше 250 °С.

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

для мазута марки М40 – 40-60 °С;

для мазута марки М100 – 60-80 °С;

для мазута марки М200 – 70-90 °С.

Для сернистых мазутов марок М40 и М100 температура разогрева должна быть в пределах 70-80°С. 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 °С ниже температуры вспышки топлива, но не выше 90 °С.

8.12. Для каждого резервуара хранения жидкого топлива должна быть составлена градуировочная таблица, которая подлежит корректировке после капитального ремонта, реконструкции резервуара, при изменении его формы и объёма, после перемещения на новое место. Поверка резервуаров проводится в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

8.13. Обследование технического состояния резервуаров и приёмных ёмкостей жидкого топлива должно производиться по графику в объёме и с периодичностью определенными в эксплуатационной инструкции, но не реже одного раза в 5 лет. Результаты обследования должны заноситься в паспорт резервуара.

8.14. Эксплуатация технологических трубопроводов жидкого топлива должны осуществляться в соответствии с требованиями законодательства в области промышленной безопасности.

8.15. 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).

8.16. 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.

8.17. В напорных топливопроводах источников тепловой энергии, оборудованных механическими форсунками, должно поддерживаться давление, предусмотренное проектной документацией.

При выводе в ремонт топливопроводов и или оборудования подачи жидкого топлива они отключаются, дренируются и пропариваются. На отключённых участках топливопроводов паровые или другие устройства подогрева («спутники») отключаются.

8.18. 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 обводнённого топлива в котлы.

Резервуары должны освобождаться от паров топлива путём пропаривания и последующего естественного проветривания. Во время пропаривания резервуара паропровод и металлические части парового рукава заземляются.

8.19. Работоспособность сигнализации предельного повышения и понижения температуры и 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 приёмных ёмкостях должны проверяться не реже одного раза в неделю с записью в оперативных журналах.

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

Эксплуатация газораспределительного и газопотребляющего оборудования должна осуществляться в соответствии с требованиями законодательства в области промышленной безопасности.

8.21. При эксплуатации топливного хозяйства должно быть обеспечено предотвращение загрязнения окружающей территории пылью (угольной, сланцевой, торфяной) и брызгами нефтепродуктов.

IX. Требования к эксплуатации источников тепловой энергии

9.1. Эксплуатация источника тепловой энергии осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации источника тепловой энергии, инструкциями по эксплуатации отдельных видов оборудования и систем, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

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

- а) наружный и внутренний осмотр котла и его элементов;
- б) осмотр металлоконструкций каркаса котла (при наличии);
- в) гидравлические испытания.

При техническом освидетельствовании котла допускается использовать иные дополнительные или замещающие методы неразрушающего контроля в случаях, определенных руководством (инструкцией) по эксплуатации котла организации-изготовителя.

9.3. Периодическое техническое освидетельствование котлов проводится в сроки (если иные сроки не предусмотрены руководством (инструкцией) по эксплуатации котла организации-изготовителя) не реже:

- а) одного раза в четыре года – наружный и внутренний осмотры;
- б) одного раза в восемь лет – гидравлическое испытание пробным давлением.

9.4. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котла обязан осуществлять наружный и внутренний осмотры котла перед началом проведения и после окончания планового ремонта, но не реже одного раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации котла 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.

9.5. Внеочередное техническое освидетельствование котла проводят:

если сменено более 15 % анкерных связей любой стенки;

после замены барабана, коллектора экрана, пароперегревателя, пароохладителя или экономайзера;

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

если котлы не эксплуатировались более 12 месяцев;

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

если такое освидетельствование необходимо по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котла по результатам проведенного осмотра и анализа эксплуатационной документации.

9.6. Перед периодическим наружным и внутренним осмотрами котел должен быть охлажден и тщательно очищен от накипи, сажи, золы и шлаковых отложений. Внутренние устройства в барабане должны быть временно демонтированы и удалены (если они мешают осмотру) в порядке, предусмотренном руководством (инструкцией) по эксплуатации котла организации-изготовителя.

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

При наружном и внутреннем осмотрах котла должно быть обращено внимание на выявление возможных дефектов (трещин, надрывов, отдулин, выпучин) и коррозии на внутренних и наружных поверхностях стенок, следов пропаривания и пропусков в сварных, заклепочных и вальцовочных соединениях, а

также повреждений обмуровки, могущих вызвать опасность перегрева металла элементов котла.

9.7. Гидравлическое испытание котлов проводят только 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 руководством (инструкцией) по эксплуатации котла организации-изготовителя.

Котел должен быть предъявлен к гидравлическому испытанию с установленной на нем арматурой.

9.8. Если при освидетельствовании котла будут обнаружены поверхностные трещины или неплотности (течь, следы парения, наросты солей), то перед их устранением путем подварки должны быть проведены исследования дефектных соединений на отсутствие коррозии. Участки, пораженные коррозией, должны быть удалены.

9.9. Техническое освидетельствование металлоконструкций каркаса котла следует проводить в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации котла организации-изготовителя. В случае отсутствия указаний в руководстве (инструкции) организации-изготовителя, периодическое техническое освидетельствование металлоконструкций должно проводиться не реже одного 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.

Техническому освидетельствованию в составе каркаса подлежат:

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

ответственные расчетные элементы, повреждение одного из которых может вызвать аварийную ситуацию;

другие расчетные элементы, повреждения одного из которых не отражаются на безопасной эксплуатации котла в целом; пояса жесткости, элементы обшивки и бункера, фасонки ферм.

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

9.10. Периодичность, объём, методы технических освидетельствований сосудов должны определяться в соответствии с указаниями организации-изготовителя (разработчика проекта) в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Минимальный объём технического освидетельствования сосудов включает, если иное не предусмотрено руководством (инструкцией) по эксплуатации организации-изготовителя:

проведение визуального и измерительного контроля с внутренней (при доступности) и наружной поверхностей сосуда;

проведение гидравлических испытаний пробным давлением.

При техническом освидетельствовании сосудов допускается применение иных методов неразрушающего контроля, в том числе метод акустической эмиссии.

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 (при необходимости) элементов, работающих под давлением.

Объём внеочередного технического освидетельствования определяется причинами, вызвавшими его проведение. При проведении внеочередного освидетельствования в паспорте сосуда должна быть указана причина, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

9.11. Перед проведением осмотра (визуального и измерительного контроля) внутренней поверхности сосуда, иных работ внутри сосуда и его гидравлического испытания сосуд должен быть остановлен, охлажден (отогрет), освобожден от заполняющей его рабочей среды с проведением вентилирования (продувки) и нейтрализации, дегазации (при необходимости), отключен от источников питания и всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием.

Порядок проведения указанных работ в зависимости от свойств рабочей среды, конструкции сосуда, особенностей схемы его включения и технологического процесса должен быть установлен в инструкции по эксплуатации, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

Продувка сосуда, работающего под давлением воздуха или инертных газов, до начала выполнения работ внутри его корпуса осуществляется воздухом; продувка сосуда, работающего под давлением горючих газов, - инертным газом, паром и (или) воздухом. Окончание продувки в необходимых случаях с учётом свойств рабочей среды определяют по результатам анализа среды внутри сосуда после продувки.

Сосуды, работающие с токсичными веществами, до начала выполнения работ внутри, в том числе перед визуальным и измерительным контролем, должны подвергаться тщательной обработке (нейтрализации, дегазации).

Отключение сосуда от всех трубопроводов, соединяющих его с источниками давления или другими сосудами и технологическим оборудованием, осуществляют установкой заглушек в разъёмных соединениях или путем их непосредственного

отсоединения от подводящих и отводящих трубопроводов в местах разъёмных соединений с установкой заглушек на фланцах трубопроводов.

Поверхности сосудов до начала осмотра должны быть очищены от отложений и грязи для проведения визуального и измерительного контроля.

По требованию лица, проводящего освидетельствование, футеровка, изоляция и другие виды защиты должны быть удалены, если имеются признаки, указывающие на возможное наличие дефектов, влияющих на безопасность использования сосуда (визуально видимые механические повреждения; деформация; нарушения целостности футеровки, изоляции и защитной оболочки корпуса; нарушение герметичности корпуса сосуда или его защитной оболочки по показаниям приборов).

В случае, если конструкцией сосуда и (или) особенностью технологического процесса не предусмотрена возможность удаления изоляции и других защитных устройств корпуса с последующим восстановлением, то техническое диагностирование возможного наличия дефектов в недоступных для осмотра местах со снятием защитного покрытия или иными методами должно осуществляться по методике и технологии разработчика проекта и (или) организации-изготовителя сосуда.

При проведении внеочередного технического освидетельствования после ремонта с применением сварки и термической обработки для проведения осмотра и испытаний на прочность и плотность сосуда допускается снимать наружную изоляцию частично только в месте, подвергнутом ремонту.

9.12. Гидравлические испытания сосуда должны быть проведены в соответствии с утверждёнными схемами и инструкциями по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, разработанными в эксплуатирующей организации с учётом требований руководства (инструкции) по эксплуатации сосуда организации-изготовителя.

Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании для сосудов принимается 1,25 рабочего. Максимально допустимое значение

пробного давления устанавливается в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации сосуда организации-изготовителя или расчетами на прочность.

Гидравлические испытания сосудов должны быть проведены только при наличии удовлетворительных результатов их наружного и внутреннего осмотра (визуального и измерительного контроля) и иных методов неразрушающего контроля и исследований, предусмотренных руководством (инструкцией) по эксплуатации.

При гидравлическом испытании вертикально установленных сосудов пробное давление должно контролироваться по манометру, установленному на верхней крышке (днище) сосуда, а в случае конструктивной невозможности такой установки манометра величина пробного давления должна определяться с учётом гидростатического давления воды в зависимости от уровня установки манометра.

В случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно (большие нагрузки от веса воды на фундамент, междуэтажные перекрытия или на сам сосуд; трудность удаления воды, наличие внутри сосуда футеровки), допускается заменять его пневматическим испытанием в соответствии с требованиями законодательства в области промышленной безопасности.

9.13. Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании для котлов, пароперегревателей, экономайзеров, а также трубопроводов в пределах котла принимается:

при рабочем давлении не более 0,5 МПа (5 кгс/см²) минимальное значение пробного давления принимается 1,5 рабочего, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см²);

при рабочем давлении более 0,5 МПа (5 кгс/см²) минимальное значение пробного давления принимается 1,25 рабочего, но не менее рабочего плюс 0,3 МПа (3 кгс/см²);

при проведении гидравлического испытания барабанных котлов, а также их пароперегревателей и 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 конструкторской документацией.

В случае снижения рабочего давления по отношению к указанному в документации организации-изготовителя пробное давление при гидравлическом испытании определяют исходя из разрешённого давления, установленного по результатам технического освидетельствования.

Максимально допустимое значение пробного давления устанавливается расчетами на прочность.

9.14. Время выдержки под пробным давлением при гидравлическом испытании на прочность и плотность паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды в пределах котла, а также сосудов, поставленных на место установки в сборе, устанавливает организация-изготовитель в руководстве по эксплуатации, и должно быть не менее 10 мин. при отсутствии указаний в технической документации организации-изготовителя.

Время выдержки под пробным давлением при гидравлическом испытании на прочность и плотность сосудов поэлементной блочной поставки, доизготовленных при монтаже на месте эксплуатации, должно быть не менее 30 минут.

Время выдержки под пробным давлением при гидравлическом испытании на прочность и плотность для литых, неметаллических и многослойных сосудов независимо от толщины стенки должно быть не менее 60 мин.

После выдержки под пробным давлением давление следует снизить до обоснованного расчетом на прочность значения, но не менее рабочего давления, при котором следует проводить визуальный контроль наружной поверхности и проверку герметичности сварных и разъёмных соединений.

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

- а) трещин или признаков разрыва;
- б) видимых остаточных деформаций;

в) течи, потения в сварных, развальцованных, заклёпочных соединениях и в основном металле;

г) течи в разъёмных соединениях;

д) падения давления по манометру.

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

9.16. Если при освидетельствовании котла будут обнаружены поверхностные трещины или неплотности (течь, следы парения, наросты солей), то перед их устранением путем подварки должны быть проведены исследования дефектных соединений на отсутствие коррозии. Участки, пораженные коррозией, должны быть удалены.

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

внесены соответствующие изменения в проектную документацию, эксплуатационные инструкции и эксплуатационные схемы;

предусмотрена (при необходимости) установка и настройка автоматического редуцирующего устройства;

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

9.18. Котлы должны эксплуатироваться на топливе, предусмотренном проектной документацией.

Не допускается эксплуатация котла при сжигании непроектного топлива без внесения изменений в проектную документацию и выполнения испытаний, предусмотренных настоящими Правилами.

9.19. Режимно-наладочные (эксплуатационные) испытания котла для определения устойчивых, оптимальных и безопасных режимов его работы в установленных проектом и технической документацией организации-изготовителя

пределах минимально и максимально допустимых параметров и диапазонов нагрузки с составлением режимной карты и корректировкой (при необходимости) инструкции по эксплуатации должны проводиться:

при вводе котла в эксплуатацию в объеме пусконаладочных работ;

после внесения изменений в его конструкцию; при переводе котла на другой вид или марку топлива;

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

Для проведения эксплуатационных испытаний котлы должны быть оборудованы необходимыми устройствами и приспособлениями.

9.20. На котлах должна исключаться низкотемпературная коррозия поверхностей нагрева способами, предусмотренными технической документацией организации-изготовителя, что должно отражаться в эксплуатационной инструкции котла.

9.21. Перед пуском котлов после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) должны быть проверена 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 уровня, определяемого требованиями технической документации организации-изготовителя.

Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы должны быть провентилированы дымососами, дутьевыми вентиляторами при открытых шибергах газовоздушного тракта не менее 10 мин. 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.

9.22. С момента начала растопки паровых котлов должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться при избыточном давлении в котле около 1 кгс/см^2 (0,1 МПа) 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.

9.23. 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.

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

Периодичность очистки поверхностей нагрева должна быть регламентирована инструкцией по эксплуатации котлов.

9.25. Применение форсунок жидкого топлива, не проходивших испытаний на стенде, запрещается.

Работа форсунок жидкого топлива, в том числе растопочных, не оборудованных системой подвода к ним воздуха, запрещается.

Устройство подвода пара для продувки механических форсунок и трубопровода жидкого топлива котла должно исключать возможность попадания жидкого топлива в паропровод.

9.26. Присосы воздуха в котлоагрегат не должны превышать следующих значений (в % теоретически необходимого количества воздуха для номинальной нагрузки котлов):

топка и газоходы в пределах котла – 5%;

водяной экономайзер или воздухоподогреватель – 10%;

газоходы – 5%;

золоуловители – 5%.

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

9.27. При выводе котла в резерв или ремонт должны быть приняты меры по консервации пароводяного тракта или тракта сетевой воды в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации организации-изготовителя. При отсутствии указаний организации-изготовителя консервация котла производится заполнением химочищенной водой под давлением.

На котле, находящемся в резерве или ремонте, должен осуществляться контроль за температурой воздуха в топке и газоходах и приниматься меры по поддержанию положительных температур воздуха в топке и газоходах, в укрытиях у барабана, в зонах расположения продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков средств измерений.

Внутренние отложения из поверхностей нагрева котлов должны быть удалены при водных отмывках во время растопок и остановов или при химических очистках.

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°C. Спускать воду из водогрейного котла разрешается после охлаждения воды в нем до температуры, равной температуре воды в обратном трубопроводе, но не выше 70°C.

При остановке котла в резерв после вентиляции топки и газоходов все шиберы газовоздушного тракта, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых устройств должны быть плотно закрыты.

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.

9.28. При останове 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, если иные указания по остановке котла не определены организацией-изготовителем в руководстве (инструкции) по эксплуатации котла.

Расхолаживание прямооточных котлов допускается осуществлять непосредственно после останова.

9.29. При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда жидкое топливо является резервным или растопочным топливом, топливное хозяйство

должно находиться в состоянии, обеспечивающем подачу жидкого топлива к котлам.

9.30. При разрыве трубопровода жидкого топлива или газопровода в пределах котельной или сильных утечках жидкого топлива (газа) должны быть приняты все меры для предотвращения истечения топлива через поврежденные участки вплоть до отключения насосной жидкого топлива и закрытия запорной арматуры на газорегуляторном пункте, а также для предупреждения пожара или взрыва.

9.31. Котел должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях:

а) для паровых и водогрейных котлов:

при обнаружении неисправности предохранительного клапана;

при прекращении действия всех питательных насосов;

если в основных элементах котла (барабане, коллекторе, камере, пароводоперепускных и водоопускных трубах, паровых и питательных трубопроводах, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке, внешнем сепараторе, арматуре) будут обнаружены трещины, недопустимые деформации (отдулины, выпучины, вмятины) и другие дефекты поверхности, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;

при погасании факела в топке при камерном сжигании;

при исчезновении напряжения на всех контрольно-измерительных приборах, устройствах дистанционного и автоматического управления;

при несрабатывании технологических защит, действующих на останов котла;

при разрыве газопровода котла;

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

при отключении всех дутьевых вентиляторов или дымососов;

при разрыве трубопровода жидкого топлива в пределах котла;

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, угрожающем персоналу или оборудованию, а также цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла;

если давление в барабане котла поднялось выше разрешенного на 10% и продолжает расти;

при снижении уровня воды ниже низшего допустимого;

при повышении уровня воды выше высшего допустимого;

при прекращении действия всех водоуказательных приборов;

б) для водогрейных котлов, за исключением указанных в подпункте "а" 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°C ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению в выходном коллекторе котла.

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

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

Предохранительные устройства (клапаны) для защиты оборудования должны быть рассчитаны 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 (5кгс/см²) – не более чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²). Эксплуатация котлов, трубопроводов, сосудов с недействующими, неисправными, не отрегулированными или не опломбированными предохранительными устройствами (клапанами) не допускается.

Проверка исправности действия предохранительных устройств (клапанов) кратковременным подрывом должна производиться оперативным персоналом не реже одного раза в смену на оборудовании с рабочим давлением 1,4 МПа (14 кгс/см²) и выше и по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), на оборудовании с рабочим давлением до 1,4 МПа (14 кгс/см²).

Для автоматизированных котельных, работающих без постоянного обслуживающего персонала, с общим круглосуточным диспетчерским пунктом, допускается проверка исправности действия предохранительных устройств (клапанов) по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения). Результаты проверки должны заноситься в оперативный журнал.

Устройства для изменения уставок предохранительных устройств (клапанов) должны пломбироваться.

9.33. Работы в топках и барабанах котлов, в газоходах и воздуховодах, а также в дымовых трубах должны проводиться по письменному распоряжению на производство работ (наряду-допуску) после вентиляции их от вредных газов и проверки воздуха на загазованность при температуре внутри элементов котельной установки, газоходов, воздухопроводов и дымовых труб не выше 33 °С.

9.34. Значение непрерывной продувки паровых котлов должно приниматься по технической документации организации-изготовителя, паспорту котла или результатам испытаний.

9.35. 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.

9.36. 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 отключённых устройствах защиты с записью в оперативном/сменном журнале.

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

Ввод в эксплуатацию технологических защит после ремонта или реконструкции (модернизации) выполняется по указанию лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, с записью в журнал распоряжений.

9.37. Исполнительные механизмы (органы) защит и устройств автоматического ввода резерва (далее – АВР) технологического оборудования 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.

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

сдача, приемка смены с росписью лиц, принимающих и сдающих смену;

характеристика состояния оборудования;

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

9.39. 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 одного раза в смену.

При останове котла на 3 суток и более золоуловители должны быть осмотрены и очищены от отложений.

Не реже одного раза в год должны проводиться испытания золоулавливающие установки в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации организации-изготовителя.

9.40. При включении тягодутьевой установки после вывода котла в резерв или ремонт необходимо:

убедиться в отсутствии посторонних предметов в машине и 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.

После кратковременного простоя, связанного с выводом тягодутьевой установки в резерв без останова котла, установка должна быть постоянно готова к немедленному пуску без проведения каких-либо предпусковых операций.

Обслуживание резервной тягодутьевой установки при этом осуществляется в том же объеме, что и работающей.

При обслуживании тягодутьевой установку необходимо следить за поддержанием воздушного режима работы оборудования согласно режимной карте.

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

9.42. Все наружные вращающиеся части тягодутьевой установки должны быть закрыты кожухами. Снятие кожухов при работе установки не допускается.

9.43. При эксплуатации следует осуществлять контроль и поддержание работоспособного состояния деаэраторов атмосферного и вакуумного типа и входящего в их состав оборудования (если иное не предусмотрено проектом), в том числе:

гидрозатворов и охладителей выпара;

предохранительных клапанов от повышения давления в деаэраторном баке-аккумуляторе или гидравлического затвора для защиты от образования в нем разрежения;

водоуказательного стекла деаэраторном баке;

регулятора уровня воды в баке;

регулятора давления.

При эксплуатации двух и более параллельно работающих деаэраторов задвижки на уравнильных 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.

Деаэраторы один раз в год подвергаются внутреннему осмотру через съемные люки, а при необходимости текущему ремонту и чистке деаэрирующих элементов.

Атмосферные и вакуумные деаэраторы перед включением в работу после монтажа и ремонта, связанного с восстановлением плотности деаэратора, а также по мере необходимости подвергаются испытанию на прочность и плотность избыточным давлением 0,2МПа (2,0 кгс/см²), но не реже, чем раз в 8 лет.

9.44. На источниках тепловой энергии в период эксплуатации следует осуществлять контроль основных технологических параметров в соответствии с проектной документацией.

Перечень контролируемых технологических параметров и показателей режимов работы, место и форма их представления устанавливается в инструкции по эксплуатации источника тепловой энергии.

Регистрация основных параметров и показателей режимов проводится постоянно с записью значений этих показателей в суточную ведомость на бумажных и (или) в электронных носителях информации (в электронном виде).

Порядок оформления и периодичность занесения данных в суточные ведомости определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

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

9.46. Предусмотренные проектной документацией устройства АВР сетевых, подпиточных, конденсатных насосов, других насосов, а также вентиляторов, дымососов и другого вспомогательного оборудования и соответствующее

резервное оборудование должны быть в постоянной готовности к работе и проверяться с периодичностью, определенной в инструкции по эксплуатации источника тепловой энергии.

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

Для каждого водогрейного котла должны определяться и вноситься в паспорт котла:

расчетная тепловая производительность;

расчетный расход воды через котел и соответствующие ему потери напора.

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

9.48. В период эксплуатации источника тепловой энергии при обходах и осмотрах оборудования необходимо контролировать 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, отсутствия на них влаги, загрязнений, загромождений посторонними предметами, наличия и исправность рабочего и аварийного освещения зон обслуживания и подходов к ним.

9.49. Эксплуатация подогревателей не допускается при:

неисправности элементов любой блокировки или защиты;

неисправности клапана регулятора уровня;

отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов, измеряющих давление или уровень в корпусе;

выявлении неплотности в трубной системе;

обнаружении в основных элементах аппарата трещин, вспучиваний, недопустимого истончения стенок, течи в сварных швах, разрыва прокладок.

9.50. Химический контроль на источнике тепловой энергии должен обеспечивать определение количества вредных выбросов в окружающую среду.

9.51. При эксплуатации систем золошлакоудаления и золоотвалов должно быть обеспечено предотвращение загрязнения золой и сточными водами воздушного и водного бассейнов, а также окружающей территории в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Х. Требования к водоподготовке и водно-химическому режиму

10.1. Применяемые в эксплуатирующей организации технологии водоподготовки и соблюдение водно-химического режима должны обеспечить качество теплоносителя, соответствующее требованиям, установленным нормативно-техническими документами и 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.

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

10.3. В режимных картах должны быть указаны технические характеристики и рабочие параметры оборудования водоподготовки, нормы качества подпиточной и сетевой воды (теплоносителя), а для паровых котлов – нормы качества добавочной, питательной и котловой воды, пара и конденсата.

Качество составляющих питательной воды, в том числе конденсата регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата, устанавливается в режимных картах по результатам испытаний и наладки оборудования водоподготовки. Качество составляющих питательной воды должно обеспечивать соблюдение норм качества питательной воды.

10.4. Ведение и контроль водно-химического режима должны осуществляться персоналом химической лаборатории эксплуатирующей организации или подготовленными работниками другого производственного подразделения (при отсутствии химической лаборатории), или подрядной организацией, специализирующейся на выполнении подобных работ.

Периодичность и объём контроля водно-химического режима устанавливается эксплуатирующей организацией на основании проектной документации, требований нормативно-технических документов и настоящих Правил, требований технической документации организации-изготовителей оборудования, заключений специализированных организаций и фиксируется в режимных картах

На объектах теплоснабжения, имеющих оборудование водоподготовки, должен вестись журнал (ведомость) по водоподготовке и водно-химическому режиму, с внесением в него результатов анализов воды, пара, конденсата, концентраций дозируемых реагентов и отклонений от утверждённой режимной карты.

10.5. В случае подготовки подпиточной воды методами, связанными с изменением жёсткости и (или) щёлочности воды, включая натрий и водород-катионирование, мембранную обработку, известкование, содоизвесткование, подкисление, для оценки накипеобразующих свойств обработанной воды используется значение карбонатного индекса сетевой воды (далее – Икс), которое должно быть не выше нормативных значений, приведённых в приложении №1 к

настоящим Правилам, и обеспечивающих ограничение протекания карбонатного накипеобразования с интенсивностью менее $0,1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

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

Значение Икп для закрытых систем теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечить нормативное значение Икс с учётом подмеса водопроводной воды в сетевую в системах теплопотребления.

Значение Икп с учётом фактического подмеса водопроводной воды, а также методика определения величины нормативного подмеса, согласовываются теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в одной системе теплоснабжения, при оформлении соглашения об управлении системой теплоснабжения.

При использовании для подготовки подпиточной воды иных технологий, в том числе технологий с применением ингибиторов накипеобразования (антинакипинов), должна быть обеспечена интенсивность карбонатного накипеобразования не более $0,1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Определение марки ингибитора и его оптимальной дозы производится на основании результатов лабораторно-стендовых испытаний. Значение предельного карбонатного индекса сетевой воды определяется в период пуско-наладочных работ, с учетом возможного изменения параметров исходной воды, и фиксируется в режимной карте.

Разработка и внедрение таких технологии при отсутствии в эксплуатирующей организации соответствующих специалистов, должны проводиться подрядной организацией, специализирующейся на выполнении подобных работ.

10.6. Изменение проектных схем подготовки воды, производится после согласования предлагаемых изменений с проектной организацией, либо выпуска нового проекта модернизации водоподготовки.

10.7. Нарушение требований режимной карты, в том числе использование «сырой» воды без ее подготовки, допускается только как исключительная мера при аварийных ситуациях. О каждом таком случае производится запись в оперативный (сменный) журнал с указанием качества (химического состава) и количества использованной воды ненадлежащего качества, длительности её подачи.

На линиях сырой воды, присоединённых к линиям умягчённой воды или конденсата, а также к питательным бакам, устанавливаются два запорных устройства и контрольное (дренажное) между ними. Запорные устройства должны находиться в закрытом положении и быть опломбированы, а контрольное (дренажное) должно быть открыто.

10.8. Для систем теплоснабжения открытого типа и систем горячего водоснабжения дозы применяемых антинакипинов должны быть ограничены величиной предельно-допустимой концентрации (далее – ПДК) в воде хозяйственно-питьевого водопользования, определенных в соответствии с законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

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

10.10. Остаточное содержание (концентрации) веществ в сетевой воде не должно превышать гигиенических нормативов, установленных в соответствии с законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

10.11. Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором горячей воды) должно удовлетворять нормам, установленным в соответствии с законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

Подпиточная вода в открытых системах должна быть подвергнута коагулированию для удаления органических примесей, если цветность пробы воды при её кипячении в течение 20 мин. увеличивается сверх нормы, указанной в соответствии с законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

При коррекционной обработке подпиточной воды открытых систем теплоснабжения силикатами их содержание в воде должно быть не более 50 мг/дм³ в пересчёте на оксид кремния SiO₂.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция должна определяться с учётом суммарной концентрации не только сульфатов (для предотвращения выпадения CaSO₄ – сульфата кальция), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения CaSiO₃ – силиката кальция) для заданной температуры нагрева сетевой воды с учётом её превышения в пристенном слое труб котла на 40 °С.

10.12. При химическом способе удаления кислорода из подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения, эффективность данного метода и выбранных химических реагентов необходимо дополнительно контролировать по величинам избытков реагентов, поддерживаемых в сетевой воде обеспечивающих нормируемые показатели качества сетевой воды по содержанию железа, указанные в приложении №3 к настоящим Правилам.

Учитывая, что при химическом способе удаления остаточное содержание кислорода в подпиточной воде зависит от температуры обрабатываемой воды, точки ввода реагентов, свойств и характеристик реагентов, и может превышать нормируемые значения, допустимое содержание кислорода должно определяться в период наладочных работ с фиксацией в режимной карте.

10.13. При использовании в качестве метода водоподготовки технологии с ингибиторами накипеобразования и невозможности или нецелесообразности организации удаления кислорода из подпиточной воды, проводятся испытания по определению антикоррозионных характеристик ингибиторов. Коррозионные

испытания состоят в выдерживании индикаторов коррозии в реальной сетевой воде без и с добавлением ингибиторов.

10.14. В эксплуатирующихся организациях должен быть организован контроль внутренней коррозии оборудования объектов теплоснабжения, теплопотребляющих установок, трубопроводов тепловых сетей и трубопроводов горячего водоснабжения путем анализов подпиточной, котловой, сетевой и горячей воды, конденсата на содержание соединений железа, растворенного кислорода, свободной углекислоты и рН, а также по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках. При обнаружении таких процессов, должен проводиться анализ причин внутренней коррозии.

Периодичность контроля определяется в инструкции по ведению водно-химического режима.

10.15. Дозирование гидразина и других токсичных веществ, при организации водно-химического режима систем теплоснабжения, в подпиточную и сетевую воду не допускается.

10.16. Поверхности оборудования, трубопроводов и арматуры, строительных конструкций водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, изготовленные из некоррозионностойких материалов и соприкасающиеся с коррозионно-активной средой, должны защищаться антикоррозионными покрытиями.

10.17. При эксплуатации пробоотборных устройств должен быть обеспечен проектный расход отбора проб пара, воды и конденсата и охлаждение их до температуры не выше 40 °С. При отсутствии проектных данных, расход отбора проб должен составлять не менее 25 литров в час.

10.18. Испытания и наладка водно-химических режимов, наладка водоподготовительных установок должны выполняться в случаях:

реконструкции (модернизации) котлов или водоподготовительного оборудования;

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

изменения вида топлива;

повреждения котлов 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);

повреждения трубопроводов и оборудования тепловых сетей по причинам, связанным с ведением водно-химического режима;

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

По результатам проведённых работ, в случае необходимости, вносятся изменения в инструкцию по ведению водно-химического режима.

10.19. 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 должен 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.

Периодичность контроля определяется в инструкции по ведению водно-химического режима.

В период подготовки объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок к отопительному периоду должны проводиться контрольные вырезки

образцов наиболее теплонапряженных труб поверхностей нагрева котлов, отбор проб накипи, отложений и шлама из подогревателей, трубопроводов и другого оборудования.

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

10.21. Периодичность очистки паровых и водогрейных котлов должна определяться расчетом исходя из интенсивности отложений. К моменту остановки на очистку, загрязнённость отложениями на наиболее теплонапряженных участках поверхностей нагрева котла не должна превышать значений, определённых проектной документацией и (или) требованиями организации-изготовителя оборудования. При отсутствии такой информации периодичность очистки паровых и водогрейных котлов и водогрейного оборудования устанавливается такой, чтобы удельная загрязнённость 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 .

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

Для сетевых подогревателей очистка проводится при изменении температурного напора выше предельных значений, установленных проектной документацией и (или) требованиями организации-изготовителя.

Способ проведения очистки оборудования, а также необходимость принятия мер, препятствующих коррозии и образованию отложений, определяется на

основании данных осмотров оборудования и лабораторных анализов физико-химического состава отложений.

10.22. В открытых системах теплоснабжения перед началом отопительного периода должна производиться промывка, а после нее дезинфекция трубопроводов термическим методом в соответствии законодательством в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения. Дезинфекция считается законченной при совпадении результатов двух последовательных анализов, взятых из одной точки, и соответствии их нормируемому значению. Повторная после дезинфекции промывка должна производиться до достижения показателей сбрасываемой воды, соответствующих санитарным нормам для питьевой воды.

10.23. В течение четырех недель для закрытых систем теплоснабжения и двух недель для открытых систем теплоснабжения, после начала отопительного периода и после окончания ремонта тепловых сетей к отопительному периоду, допускается превышение норм по содержанию соединений железа – до $1,0 \text{ мг/дм}^3$, растворенного кислорода – до 30 мкг/дм^3 и взвешенных веществ – до 15 мг/дм^3 .

По согласованию с органами санитарно-эпидемиологического надзора допускается отступление от действующих норм для питьевой воды по показателям цветности до 70 градусов и содержанию железа до $1,2 \text{ мг/дм}^3$ на срок до 14 дней после начала отопительного периода и после окончания ремонта тепловых сетей к отопительному периоду.

XI. Требования к эксплуатации тепловых сетей

11.1. В процессе эксплуатации тепловых сетей эксплуатирующая организация должна выполнять следующие основные функции:

использование тепловых сетей по прямому назначению;

подачу потребителям тепловой энергии теплоносителя (воды и пара) установленных термодинамических параметров и физико-химических свойств;

оперативное управление работой тепловых сетей;

техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей;

разработку эксплуатационных и перспективных тепловых и гидравлических режимов;

наладку режимов;

проведение испытаний оборудования и трубопроводов тепловой сети, выполнение диагностических работ, осуществление контроля за наружной и внутренней коррозией трубопроводов;

организацию и проведение аварийно-восстановительных работ;

разработку нормативных энергетических характеристик тепловой сети, нормативов технологических потерь и затрат энергетических ресурсов при передаче тепловой энергии и (или) теплоносителя.

11.2. Эксплуатация тепловых сетей осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловых сетей, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

11.3. Собственники и пользователи зданий и земельных участков, управляющие компании и обслуживающие организации многоквартирных жилых домов должны обеспечить беспрепятственный доступ теплоснабжающим и теплосетевым организациям к тепловым сетям, расположенным в пределах этих зданий и земельных участков, для проверки состояния сетей, их обслуживания и ремонта согласно требованиям законодательства о теплоснабжения. При поиске повреждений сетей и для их устранения, доступ должен осуществляться незамедлительно.

11.4. В эксплуатирующей организации должны вестись и храниться:

план тепловой сети в виде отдельного электронного документа (электронный план) или составной части электронной модели системы теплоснабжения;

оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы;

профили тепловых сетей по каждой магистрали с нанесением линий пьезометрических напоров по подающим и обратным трубопроводам при эксплуатационных гидравлических режимах работы, линий статического напора;

перечень газоопасных камер, проходных и полупроходных каналов;

перечень тепловых камер и каналов, находящихся в зоне сезонного подтопления;

паспорта теплопроводов тепловой сети, содержащие (помимо сведений, указанных в пункте 2.23 настоящих Правил) по каждому участку теплопроводов сведения о трубопроводах и сосудах (согласно паспортам оборудования, работающего под избыточным давлением), теплоизоляционной конструкции, типах прокладки, строительной конструкции, наличии дренажей, тепловых камерах и павильонах, а также типе и количестве и основных характеристиках запорной, регулирующей, предохранительной арматуры, ее диаметрах, типах приводов, и другие сведения;

паспорта насосных станций, центральных тепловых пунктов, баков-аккумуляторов;

акты с результатами испытаний и наладки тепловой сети;

акты результатов измерений потенциалов блуждающих токов и коррозионной агрессивности грунта.

План, схемы, профили тепловых сетей, перечень газоопасных камер и каналов, перечень тепловых камер, каналов и теплопроводов, находящихся в зоне постоянного, периодического или сезонного подтопления, должны быть актуализированы в соответствии с фактическими данными. На плане тепловой сети должны отмечаться места плановых шурфовок с указанием дат их проведения. Все изменения должны вноситься за подписью (электронной подписью) лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых сетей, с указанием его должности и даты внесения изменения.

11.5. План тепловой сети должен включать:

привязку к строениям;

трассировку, диаметры и протяженность теплопроводов;

тип прокладки каждого участка;

расположение попутных дренажей и водовыпусков;

расположение опор, компенсаторов, запорной арматуры, камер и колодцев, центральных тепловых пунктов, насосных станций, районных баков-аккумуляторов;

виды и параметры теплоносителей;

год прокладки и год замены теплопроводов;

расположение мест проведения наружного и приборного осмотра трубопроводов, проводимых со вскрытием грунта;

расположение мест аварийных повреждений с датой повреждения и причинами;

расположение мест постоянных и периодических затоплений каналов и (или) теплопроводов;

расположение смежных и пересекающих подземных коммуникаций (газопроводы, водопроводы, водостоки, канализация, электрические кабели); рельсовых путей электрифицированного транспорта и тяговых подстанций в зоне не менее 15 м от теплопроводов, иных возможных источников опасного влияния блуждающих токов;

информацию об охранных зонах тепловых сетей, размер которых устанавливается в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности.

11.6. Всем трубопроводам, подземным камерам и надземным павильонам, насосным станциям, центральным тепловым пунктам, узлам ответвлений, арматуре, смотровым и дренажным колодцам, неподвижным опорам, компенсаторам, а также другому оборудованию тепловых сетей должна присваиваться технологическая нумерация, которая должна вноситься в планы, схемы и пьезометрические графики.

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

11.7. На эксплуатационных (расчетных) схемах подлежат обозначению (с нумерацией) все присоединенные к тепловой сети потребители тепловой энергии, а на оперативных схемах, кроме того, секционирующая и запорная арматура, а также газоопасные камеры и проходные каналы.

11.8. Газоопасные камеры должны иметь опознавательные знаки, жёлтую окраску люков и запирающие устройства, предотвращающие свободный доступ.

11.9. Технические освидетельствования оборудования тепловой сети (трубопроводов пара и горячей воды, сосудов), работающего под избыточным давлением, должны проводиться в соответствии с требованиями пунктов 2.11-2.19 настоящих Правил.

Внеочередное техническое освидетельствование должно проводиться путем наружного осмотра и гидравлического испытания на прочность и плотность в случаях, если:

сосуды не эксплуатировались более 12 месяцев, а трубопроводы - более 24 месяцев;

оборудование было демонтировано и установлено на новом месте, за исключением транспортабельного оборудования, эксплуатируемого одной и той же эксплуатирующей организацией;

произведен ремонт оборудования с применением сварки, наплавки, термической обработки (при необходимости) элементов, работающих под давлением.

Периодическое освидетельствование в процессе эксплуатации должно проводиться путем проведения осмотра оборудования, работающего под давлением, перед началом и после окончания планового ремонта, но не реже одного раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) организации-изготовителя по эксплуатации, а также если характер и объём ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования).

При техническом освидетельствовании трубопроводов также допускается применение методов неразрушающего контроля.

В случае если проектом трубопроводов тепловых сетей предусмотрено наличие системы оперативного дистанционного контроля увлажнения изоляции (далее – система ОДК) их состояния в процессе эксплуатации, периодичность проведения их технического освидетельствования может быть увеличена на срок не более 5 лет при условии поддержания системы ОДК в исправном состоянии.

Техническое освидетельствование (периодическое, внеочередное) трубопроводов и оборудования тепловых сетей проводят в соответствии с требованиями проектной и технологической документации, руководств (инструкции) организаций-изготовителей по эксплуатации.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может быть произведен без снятия изоляции, однако, в случае появления у лица, проводящего осмотр, сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопровода, лицо, проводящее осмотр, вправе потребовать частичного или полного удаления изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов при прокладке в непроходных каналах или при бесканальной прокладке производится в соответствии с требованиями пунктов 2.14, 11.33, 11.34 настоящих Правил.

11.10. Гидравлические испытания на прочность и плотность трубопроводов с целью выявления ослабленных мест, проверки качества сварочных работ, проведенных при текущих ремонтах, должны проводиться ежегодно в межотопительный период в соответствии со следующими требованиями.

1) гидравлические испытания на прочность и плотность должны производиться при положительной температуре окружающего воздуха.

2) 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 руководстве (инструкции) организации-изготовителя по эксплуатации.

Значение рабочего давления устанавливается согласно проектной документации и паспортным данным.

Максимальное значение величины пробного давления для трубопроводов устанавливается с учетом геодезических отметок и максимальных нагрузок, которые могут принять неподвижные опоры трубопроводов согласно проектным расчетам. В каждом конкретном случае значение величины пробного давления устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) с учетом физического состояния оборудования, длительности его эксплуатации, информации о частоте и характере аварийных ситуаций при теплоснабжении в предшествующие периоды, результатов технического диагностирования.

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

3) время выдержки пробным давлением должно быть не менее 10 мин; после снижения давления до рабочего значения должен производиться наружный осмотр трубопровода в доступных местах.

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

5) 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. Кроме того,

должны отсутствовать признаки сдвига или деформации трубопроводов и неподвижных опор.

б) о результатах гидравлических испытаний трубопроводов и оборудования на прочность и плотность должен быть составлен акт, в котором отражаются условия проведения испытаний и выявленные дефекты.

11.11. В случае проведения ремонта с применением сварки на трубопроводах тепловых сетей в условиях отрицательных температур окружающего воздуха, после завершения ремонта перед пуском (включением в работу) допускается выполнять испытания на прочность и плотность повышением давления до рабочего значения и визуально-измерительный контроль качества выполненных работ с последующим проведением технического освидетельствования с учетом положений пункта 11.10 настоящих Правил не позднее чем в ближайший межотопительный период.

11.12. Трубопроводы тепловых сетей до пуска их в эксплуатацию после монтажа, реконструкции, модернизации, технического перевооружения или капитального ремонта с заменой участков трубопроводов должны подвергаться очистке:

паропроводы – продувке со сбросом пара в атмосферу;

трубопроводы водяных тепловых сетей в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы – промывке;

трубопроводы водяных тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения и трубопроводы тепловых сетей горячего водоснабжения – промывке и дезинфекции в соответствии с санитарными правилами и нормами с последующей повторной промывкой питьевой водой. Повторная промывка после дезинфекции должна производиться до достижения показателей качества сбрасываемой воды соответствующим санитарным нормам и правилам на питьевую воду.

После текущего ремонта трубопроводов водяных тепловых сетей с заменой участков трубопроводов проведение гидропневматической промывки требуется в

случаях, установленных проектом и руководством (инструкции) организации-изготовителя по эксплуатации.

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) и дезинфекции трубопроводов и оборудования тепловых сетей должны быть составлены акты.

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

11.14. Пуски тепловых сетей, относящиеся к сложным переключениям и пускам в соответствии с пунктом 5.26 настоящих Правил, выполняются по программам, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

11.15. При пуске водяной тепловой сети должны выполняться следующие требования:

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. Скорость изменения температуры теплоносителя при ее регулировании после установления циркуляции не должна превышать 30 °С в час;

заполнение трубопроводов должно производиться водой температурой не выше 70 °С, соответствующей требованиям к качеству подпиточной воды, приведенным в пункте 10.9 настоящих Правил, давлением, не превышающим статическое давление заполняемой части тепловой сети более чем на 0,2 МПа (2 кгс/см²). Для лучшего удаления воздуха из трубопроводов и предупреждения возникновения гидравлических ударов максимальный часовой расход воды при

заполнении трубопроводов тепловой сети не должен превышать значений величин максимального часового расхода воды (G , м³/ч) при заполнении трубопроводов тепловой сети с диаметром условного прохода (D_u), 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.

Установление циркуляционного режима в магистральных трубопроводах следует осуществлять 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 основной магистрали следует производить через концевые перемычки на этих ответвлениях поочередным и медленным открытием головных задвижек ответвлений сначала на обратном, а затем на подающем трубопроводах.

Установление циркуляционного режима в ответвлениях к системам теплопотребления следует осуществлять по согласованию и при участии потребителей тепловой энергии:

к системам отопления, оборудованным элеваторами, следует производить через подмешивающую линию элеватора; при этом системы отопления после элеватора и ответвления к системам вентиляции и горячего водоснабжения должны быть плотно отключены задвижками;

к системам отопления, присоединенным без элеваторов или с подмешивающими насосами, следует производить через эти системы с включением указанных насосов в работу.

11.16. Пуск подкачивающих (перекачивающих) насосных станций на обратных трубопроводах тепловых сетей следует осуществлять до включения систем теплопотребления; пуск подкачивающих (перекачивающих) насосных станций на подающих трубопроводах – в процессе включения теплопотребляющие установки по мере набора тепловой нагрузки.

На 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 с соблюдением мер предосторожности, обоснованных гидравлическими расчетами и указываемых в программе пуска, обеспечивающих поддержание давления в теплопотребляющих установках и тепловой сети в пределах допускаемых значений.

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 изолируемых зон при рассечке, других средств и систем автоматического регулирования и защиты в соответствии с картой уставок, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

11.17. При пуске системы теплоснабжения после установления циркуляционного режима в тепловой сети должны быть проведены испытания (опробование) средств автоматического регулирования и защиты, установленных на насосных станциях, узлах регулирования, узлах рассечки, в том числе устройств защиты оборудования от недопустимого изменения давления и гидравлических

ударов в системе теплоснабжения, за исключением пуска тепловой сети после ликвидации повреждения в отопительном периоде, сопровождавшегося непродолжительным (не более 3 суток) остановом по технологическим причинам, не обусловленным отказами средств автоматического регулирования и защиты и не связанным с неуспешной работой защит и средств автоматического регулирования.

11.18. Опробование устройств и средств защиты, установленных на источнике тепловой энергии, в тепловых сетях и теплопотребляющих установках, входящих согласно проектной документации в комплексную систему защиты, предотвращающую возникновение гидравлических ударов, недопустимых давлений и вскипания сетевой воды в оборудовании водоподогревательных установок источников тепловой энергии, в тепловых сетях, теплопотребляющих установках должно выполняться в соответствии с требованиями проектной документации на комплексную систему защиты.

Программа опробования указанной комплексной системы защиты должна утверждаться техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), согласовывается с организациями, эксплуатирующими источник (источники) тепловой энергии, потребителями тепловой энергии, на трубопроводах и оборудовании которых установлены элементы указанной комплексной системы защиты, а также ЕТО.

11.19. При пуске водяных тепловых сетей должны учитываться особенности пуска водяных тепловых сетей при отрицательных температурах наружного воздуха, содержащиеся в приложении №6 к настоящим Правилам.

11.20. 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 паровых сетей должны быть указаны скорости прогрева паропровода в зависимости от протяженности, профиля и степени сухости пара, последовательности и порядка проведения отдельных операций с учетом местных условий, а также (при необходимости) порядок взаимодействия с персоналом

смежных паровых тепловых сетей, включая паровые тепловые сети потребителей тепловой энергии.

11.21. Регулирование давления пара запорной арматурой не допускается, за исключением периода пуска паропровода, а также при осуществлении оперативных переключений в паровой тепловой сети.

11.22. При технической эксплуатации тепловых сетей необходимо:

поддерживать в исправном и работоспособном состоянии теплопроводы, оборудование, строительные и другие конструкции, проводя их осмотр и ремонт;

осуществлять меры предупреждения коррозии трубопроводов и оборудования;

осуществлять контроль технического состояния тепловых сетей в объеме и с периодичностью, определенными в инструкции по эксплуатации тепловых сетей, путем обходов и осмотров, а также дистанционными методами контроля увлажнения тепловой изоляции, контроля изменения температуры и (или) фактических тепловых потерь по трассе тепловой сети, методами технического диагностирования трубопроводов;

осуществлять контроль плотности всех элементов тепловой сети, оперативно обнаруживать и устранять утечки, непроизводительный расход и несанкционированный отбор теплоносителя, выявлять их причины и осуществлять меры по устранению (ослаблению) их влияния;

выявлять и восстанавливать разрушенную тепловую изоляцию, гидроизоляционные и антикоррозионные покрытия;

удалять скапливающуюся в каналах и камерах воду и предотвращать попадание в них грунтовых и верховых вод, подтопления от смежных коммуникаций;

осуществлять меры предупреждения повреждения изоляции тепловых сетей от кустарников и деревьев;

проверять работу дренажных систем и осуществлять их ремонт;

осуществлять контроль скорости коррозии и состояния металла;

контролировать соответствие параметров подаваемого и возвращаемого теплоносителя установленным режимам.

Частота обходов устанавливается в зависимости от состояния тепловых сетей и величины утечки, но не реже одного раза в месяц.

Результаты осмотра заносятся в журнал обхода и осмотра тепловой сети.

11.23. Дефекты трубопроводов и оборудования тепловых сетей, угрожающие аварийной ситуацией, должны устраняться немедленно. Сведения о дефектах и выявленных неплотностях заносятся в журнал или базу данных дефектов тепловой сети с указанием типа дефекта, причин его появления, расположения дефекта на окружности трубопровода и на территории.

11.24. При осуществлении контроля гидравлического и температурного 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 установленными значениями. Допускается осуществлять контроль температурных и гидравлических режимов с помощью АСУ ТП и АС ДУ.

11.25. Трубопроводы водяных тепловых сетей, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, компенсирующих устройств, опор трубопроводов, проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций.

Значение максимальной температуры теплоносителя, при которой проводится испытание, устанавливается в программе испытаний с учетом 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 одного раза в 5 лет.

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 пунктом 11.29 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, их следует проводить в соответствии с приложением №8 к настоящим Правилам.

11.26. Испытаниям по определению тепловых потерь должны подвергаться теплопроводы водяных и паропроводы паровых тепловых сетей не реже одного раза в 5 лет в соответствии с порядком проведения испытанию теплопроводов водяной тепловой сети по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию, содержащимся в приложении № 9 к настоящим Правилам, и порядком проведения испытанию паровой тепловой сети по определению тепловых потерь через тепловую изоляцию, содержащимся в приложении № 10 к настоящим Правилам.

11.27. Испытаниям по определению гидравлических потерь должны подвергаться трубопроводы водяных тепловых сетей не реже одного 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.

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 начале и конце транзитного участка – $\pm 0,2\%$ (при измеренной разности (потере) давлений в начале и конце транзитного участка тепловой сети не менее 0,10-0,15 МПа (1,0-1,5 кгс/см²).

Допускается осуществлять определение гидравлических потерь при использовании в эксплуатирующей организацией автоматически калибруемых под фактическое состояние электронных математических моделей теплогидравлических 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.

11.28. Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, 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 (подразделения) и согласованным техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), эксплуатирующей источник тепловой энергии.

11.29. Техническая программа проведения каждого вида испытаний, указанных в пункте 11.28 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;

режим работы оборудования источника тепловой энергии и тепловой сети после окончания испытаний;

схема установки источника тепловой энергии и тепловой сети в период испытаний;

требования по охране труда при проведении испытаний;

перечень организаций и должностных лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;

перечень должностных лиц организаций, эксплуатирующих тепловую сеть и источник тепловой энергии, согласовывающих техническую программу.

К технической программе проведения каждого вида испытаний должны прилагаться исходные данные и результаты расчета режима испытаний.

11.30. Рабочая программа испытаний проведения каждого вида испытаний, указанных в пункте 11.28 настоящих Правил, должна содержать:

перечень работ, 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;

исходное состояние оборудования;

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;

перечень организаций и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную части испытаний;

перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;

перечень и последовательность технологических операций по подготовке и проведению режимов испытаний;

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;

требования по охране труда при проведении испытаний;

перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;

необходимые схемы, чертежи, графики.

11.31. Все виды испытаний тепловых сетей (на прочность и плотность, на максимальную температуру теплоносителя, по определению тепловых потерь, по определению гидравлических потерь) в одной системе теплоснабжения должны проводиться отдельно. Совмещение во времени разных видов испытаний в одной системе теплоснабжения не допускается. Результат каждого испытания оформляется актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

11.32. Для определения опасности наружной коррозии трубопроводов подземных тепловых сетей должны систематически производиться их осмотры и электрические измерения по выявлению коррозионной агрессивности грунтов и опасного воздействия блуждающих токов.

Измерения величин блуждающих токов на стальных трубопроводах подземных тепловых сетей проводятся в процессе эксплуатации в местах, определенных проектной документацией, не реже, чем один раз в 2 года. Внеплановые измерения производятся при получении сведений о каждом

изменении режима работы систем электроснабжения электрифицированного транспорта, в том числе расположения тяговых подстанций, отсасывающих пунктов, развитии сети подземных сооружений и источников блуждающих токов, ввода в эксплуатацию средств электрохимической защиты на смежных сетях и сооружениях в зонах размещения тепловых сетей.

В случае, если на основании анализа результатов измерений удельного электрического сопротивления грунта, потенциалов блуждающих токов выявлены участки с высокой коррозионной активностью грунтов в поле блуждающих токов при положительной и знакопеременной разности потенциалов между трубопроводами и землей, выполненных в период эксплуатации, для металлических трубопроводов бесканальной прокладки следует предусмотреть дополнительную электрохимическую или иную защиту трубопроводов.

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.

Технические осмотры и планово-предупредительные ремонты установок электрохимической защиты проводятся в следующие сроки:

технический осмотр катодных установок – два раза в месяц, дренажных установок – четыре раза в месяц;

технический осмотр с проверкой эффективности – один раз в шесть месяцев;

текущий ремонт – один раз в год;

капитальный ремонт – один раз в пять лет либо по фактическому состоянию.

Электроизолирующие фланцевые соединения осматриваются не реже одного раза в год.

Эффективность действия дренажных, катодных и протекторных установок проверяется два раза в год, а также при каждом изменении режима работы установок 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 одного раза в год и во всех случаях, когда режим работы катодной станции меняется на 30% и более от ранее установленного.

11.33. Для контроля состояния подземных трубопроводов тепловой сети (за исключением неметаллических), проложенных в непроходных каналах и бесканальной прокладки производится выборочный наружный осмотр трубопроводов отдельных участков путем вскрытия грунта и снятия изоляции (далее – шурфовка) ежегодно не реже чем через два километра трассы тепловой сети.

Количество и места проведения плановых шурфовок определяются техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) с учетом результатов технического диагностирования. План шурфовок составляется ежегодно лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых сетей, и утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), эксплуатирующей тепловые сети

По решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода допускается замена шурфовки техническим диагностированием трубопровода с применением методов неразрушающего контроля.

План шурфовок составляется ежегодно лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых сетей, и утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

На новых участках тепловых сетей допускается начинать проведение шурфовок с третьего года эксплуатации.

На участках тепловых сетей с предизолированными трубопроводами в пенополиуретановой (далее – ППУ) изоляции, пенополимерминеральной (далее – ППМ) изоляции, а также тепловых сетях из полимерных и хризотилцементных трубопроводов, шурфовки проводятся в соответствии с инструкцией

эксплуатирующей организации, разработанной с учетом требований настоящих Правил и технической документации организаций-изготовителей трубопроводов.

11.34. Шурфовки в первую очередь проводятся:

вблизи мест, где зафиксированы коррозионные повреждения трубопроводов и утечки с определением длины поврежденного коррозией участка;

в местах пересечений с водостоками, канализацией, водопроводом, проезжих частей дорог с прокладкой трубопроводов в металлических футлярах (гильзах);

в местах с выявленным по результатам измерений возможного опасного влияния блуждающих токов;

на участках, расположенных вблизи открытых водостоков (кюветов), или вблизи бортовых камней тротуаров;

в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями, подверженными периодическим затоплениям верховыми водами;

в местах, в которых недопустим выброс горячей воды на поверхность.

Размеры шурфа выбираются исходя из условий обеспечения осмотра вскрываемого трубопровода со всех сторон.

Объем наружного осмотра определяется ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловой сети эксплуатирующей организации, 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 с помощью ультразвукового толщиномера или дефектоскопа.

При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при выявлении утонения стенки на 10% и более необходимо определить фактическую толщину стенки. При выявлении местного утонения стенки от 10 до 20 % проектного (первоначального) значения эти участки подвергают повторному контролю в межотопительный период следующего года.

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 или его замене.

По результатам осмотра составляется акт.

11.35. В водяных тепловых сетях и на конденсатопроводах осуществляется систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по индикаторам внутренней коррозии, установленным в наиболее характерных точках тепловых сетей (на выводах от источника теплоты, на концевых участках, в нескольких промежуточных узлах). Проверка индикаторов внутренней коррозии осуществляется в межтопительный период.

11.36. Подпитка тепловой сети должна производиться химически очищенной и деаэрированной водой с параметрами (температурой, давлением), установленными проектной документацией. Качество подпиточной воды должно удовлетворять требованиям настоящих Правил. Каждый случай подачи необработанной воды для подпитки тепловой сети отмечается в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения. Периодичность контроля качества подпиточной, сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах каждого вывода, качества возвращаемого теплоносителя потребителями тепловой энергии определяется инструкцией по эксплуатации тепловой сети, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения). Неработающая тепловая сеть заполняется только деаэрированной водой и должна находиться под избыточным давлением не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) в верхних точках трубопроводов.

11.37. Норма среднегодовой часовой утечки теплоносителя «сетевая вода» 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. Норма утечки теплоносителя «сетевая вода» на отопительный и межотопительный периоды устанавливается в пределах, обеспечивающих соблюдение среднегодового значения. При определении нормативной утечки теплоносителя «сетевая вода» не должно учитываться количество 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 и теплопотребляющих установок на прочность и плотность.

11.38. В эксплуатирующих организациях должны составляться, не реже 1 раза в 5 лет пересматриваться и утверждаться техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) нормативные энергетические характеристики тепловых сетей водяных систем теплоснабжения с суммарной присоединенной договорной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт) и более по следующим показателям: потери сетевой воды, тепловые потери, удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей, разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах), удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

Разработка энергетических характеристик водяных тепловых сетей должна выполняться в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии с учетом результатов периодических испытаний водяных тепловых сетей по определению тепловых потерь и по определению гидравлических потерь.

Теплоснабжающие (теплосетевые) организации с периодичностью, установленной в инструкции по эксплуатации тепловой сети каждой системы теплоснабжения, но не реже одного раза в год, должны производить сопоставление нормативных и фактических энергетических характеристик и определять меры по устранению отклонений.

11.39. Для каждой контрольной точки тепловой сети и на узлах подпитки должны быть установлены допустимые значения параметров (температуры, давления) и расходов теплоносителя в подающем, обратном и подпиточном трубопроводах (в виде режимной карты), соответствующие нормальным тепловым и гидравлическим режимам для отопительного и летнего периодов.

11.40. Мероприятия по наладке и регулировке гидравлических и тепловых режимов работы тепловых сетей, их внедрению и обеспечению, включая установку сопл элеваторов, дроссельных диафрагм и (или) регулирующих устройств на тепловых вводах потребителей, должны разрабатываться эксплуатирующей организацией во взаимодействии с теплоснабжающей организацией для каждого отопительного периода.

11.41. При эксплуатации автоматических регуляторов проводятся периодические осмотры их состояния, проверка работы, очистка и смазка движущихся частей, корректировка и настройка регулирующих органов на поддержание заданных параметров.

11.42. При аварийном прекращении электроснабжения сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов, незапланированных открытии или закрытии запорно-регулирующей арматуры, должно быть обеспечено давление в тепловых сетях и системах теплоснабжения в пределах допустимого уровня посредством постоянного нахождения в работоспособном состоянии специальных устройств и других средств защиты и средств автоматического регулирования, предохраняющих оборудование системы теплоснабжения от недопустимых изменений давления и гидравлических ударов, в том числе в составе комплексной системы защиты, предотвращающую возникновение гидравлических ударов,

недопустимых давлений и вскипания сетевой воды в оборудовании водоподогревательных установок источников тепловой энергии, в тепловых сетях, теплотребляющих установках.

11.43. При переходе системы теплоснабжения или отдельных ее частей в статический режим должно быть исключено повышение давления в трубопроводах и оборудовании сверх допускаемых параметров и снижение менее давления насыщения водяного пара действием средств автоматической рассечки (деления) тепловой сети на гидравлически изолированные зоны, аварийного отключения насосов, подпитки изолированных зон посредством постоянного поддержания в работоспособном состоянии средств автоматической защиты и регулирования, предусмотренных проектом.

11.44. Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики, ежегодных испытаний на прочность и плотность, периодических испытаний на максимальную температуру теплоносителя, других методов.

График ремонтных работ составляется исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Перед проведением ремонтов тепловых сетей трубопроводы и (или) оборудование, выводимые в ремонт, при необходимости, освобождаются от сетевой воды, каналы должны быть осушены. Температура воды, откачиваемой из сбросных колодцев, не должна превышать 40 °С. Спуск воды из камеры тепловых сетей на поверхность земли не допускается.

11.45. В эксплуатирующей организации для тепловой сети каждой системы теплоснабжения составляется инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, утверждаемая техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), содержащая оперативные планы действий при аварии на любой из тепломагистралей или насосной станции, применительно к местным условиям и коммуникациям сети.

Инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений должна предусматривать порядок отключения магистралей, распределительных сетей и ответвлений к потребителям, порядок обхода камер и тепловых пунктов, возможные переключения для подачи теплоты потребителям от других магистралей и иметь схемы возможных аварийных переключений между магистралями.

По разработанным схемам переключений с оперативным и оперативно-ремонтным персоналом тепловых сетей регулярно по утвержденному графику (но не реже одного раза в квартал) должны проводиться противоаварийные тренировки с отработкой четкости, последовательности и быстроты выполнения противоаварийных операций с отражением их на оперативной схеме.

11.46. Теплопроводы из металлических труб в ППУ изоляции заводского изготовления должны эксплуатироваться с системой ОДК влажности изоляции.

11.47. Для оперативного выявления неисправностей системы ОДК эксплуатирующая организация должна осуществлять контроль ее системы, периодичность и способы которого устанавливаются инструкцией по эксплуатации. При срабатывании системы ОДК должны быть выявлены причины ее срабатывания и приняты меры по устранению причин.

11.48. Эксплуатирующая организация обязана содержать в исправном состоянии защитное покрытие теплопроводов надземной прокладки с ППУ изоляцией и ППМ изоляцией, обеспечивающее защиту полимерной оболочки от ультрафиолетового излучения.

11.49. Технология ремонта теплопроводов из полимерных и хризотилцементных труб, а также стальных труб в ППУ изоляции и ППМ изоляции, определяется в руководстве (инструкции) по эксплуатации организации-изготовителя.

11.50. В программу подготовки тепловых сетей к отопительному периоду должны включаться следующие мероприятия:

техническое диагностирование трубопроводов и оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей;

устранение дефектов тепловых сетей, выявленных в период прошедшего отопительного периода, а также в результате технического диагностирования;

проведение работ, обусловленных обязательными требованиями, включая требования настоящих Правил;

выполнение выданных предписаний надзорных органов;

контроль устранения выданных потребителям замечаний по наладке и регулировке режимов в системах теплоснабжения;

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 и защиты;

поддержание в исправном состоянии гидроизоляционных покрытий торцевых элементов ППУ изоляции трубопроводов и фасонных изделий в местах сопряжения участков теплопроводов с разным типом изоляции для предотвращения намокания ППУ изоляции;

проведение измерений величин и потенциалов блуждающих токов и удельного сопротивления грунта, определение мест их опасного влияния и реализация мероприятий по электрохимической защите трубопроводов тепловых сетей.

ХII. Требования к эксплуатации баков-аккумуляторов

12.1. Порядок технической эксплуатации емкостей, предназначенных для хранения горячей воды, используемой для выравнивания суточного графика ее потребления, создания и хранения запаса подпиточной воды на источниках тепловой энергии, сбора конденсата (далее – баки-аккумуляторы) определяются в инструкции по эксплуатации баков-аккумуляторов, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

В инструкции по эксплуатации баков-аккумуляторов с учётом предназначения, расположения и вместимости баков-аккумуляторов, местных условий, определяется порядок подготовки к пуску и пуска, останова и технического обслуживания, допуска к осмотру, очистке, ремонту и испытаниям, режимы работы.

12.2. Инструкция по эксплуатации баков-аккумуляторов должна предусматривать (в случае двух и более работающих параллельно баков-аккумуляторов) порядок включения в работу незаполненного бака-аккумулятора в параллель с действующим, исключающий перепуск горячей воды из действующих в незаполненный бак-аккумулятор, с целью предотвращения образования вакуума в действующих баках-аккумуляторах и их разрушения.

12.3. Применение баков, предназначенных для хранения нефтепродуктов, в качестве баков-аккумуляторов и ёмкостей запаса горячей воды и конденсата, не допускается. Действующие баки, спроектированные для хранения нефтепродуктов и используемые в качестве баков-аккумуляторов, должны эксплуатироваться только при внесении изменений в проект с уменьшением значения верхнего предельного уровня воды, с учётом удельной плотности воды и веса дополнительной теплоизоляционной конструкции.

12.4. При эксплуатации баков-аккумуляторов в соответствии с инструкцией по эксплуатации, эксплуатирующая организация должна обеспечить наличие, комплектность и исправность (работоспособность):

наружных металлических усиливающих конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака;

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

отмостки по всему периметру бака-аккумулятора;

безопасного отвода воды из обвалованной территории и чаши обвалования;

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 наличие возможности свободного излива жидкости из неё, отсутствие обледенения и/или засора;

востовой трубы, сечение которой должно обеспечивать свободное поступление в бак-аккумулятор воздуха, исключаящее образование вакуума при откачке воды из бака-аккумулятора и свободный выпуск паровоздушной смеси, предотвращающей повышение давления выше атмосферного при заполнении бака-аккумулятора, отсутствие ее обледенения и/или засора;

тепловой изоляции и покровного слоя от защищающего ее от воздействия осадков;

дренажной линии с арматурой, предназначенной для полного удаления остатков воды при осмотрах и ремонтах;

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 баке-аккумуляторе ниже допустимого;

антикоррозионной защиты внутренних поверхностей;

сигнализации достижения верхнего и нижнего предельных уровней, автоматического регулятора уровня, либо блокировочного устройства, обеспечивающего полное прекращение подачи воды в бак-аккумулятор при достижении верхнего предельного уровня заполнения бака-аккумулятора, а также блокировочного устройства, отключающего насосы при достижении нижнего предельного уровня воды;

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.

Также проверяется отсутствие течей, подтёков 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.

12.5. В процессе эксплуатации баков-аккумуляторов должна обеспечиваться защита воды в них от аэрации одним из следующих методов:

комплексная защита металла от коррозии и воды от аэрации с помощью плавающей герметизирующей жидкости (герметика);

устройство паровой подушки.

12.6. Перед вводом в эксплуатацию после ремонта бак-аккумулятор в открытой системе теплоснабжения, а также в системах горячего водоснабжения в закрытой системе теплоснабжения должен промываться и дезинфицироваться с последующей его промывкой водой питьевого качества в соответствии с требованиями законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

12.7. На баки-аккумуляторы должны вестись и храниться паспорта в соответствии с пунктом 2.23 настоящих Правил.

12.8. В эксплуатирующей организации должен вестись журнал технического обслуживания и ремонта баков-аккумуляторов, в который заносится 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.

12.9. Баки-аккумуляторы после ремонта и (или) в период подготовки к отопительному периоду подлежат гидравлическому испытанию на плотность и

прочность, которое проводится заполнением водой до максимально допустимого (по проекту) уровня – отметки переливной трубы.

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

Заполнение бака аккумулятора производится водой температурой не выше 45 °С при температуре наружного воздуха не ниже 5 °С. Скорость заполнения должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы. Во время повышения давления или вакуума допуск к осмотру бака-аккумулятора разрешается не ранее, чем через 10 минут после достижения установленных испытательных нагрузок. Контрольные приборы устанавливаются дистанционно вне зоны обваловки бака-аккумулятора.

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. 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. Повторные проверки равномерности осадки основания бака-аккумулятора должны проводиться каждые полгода.

12.10. Баки-аккумуляторы после слива воды, перед очередным вводом для использования по назначению, должны заполняться водой с параметрами, соответствующими требованиям по качеству воды, установленными проектной документацией, и температурой не выше 45 °С.

В дальнейшем, в процессе эксплуатации заполнение может производиться водой с параметрами, установленными проектной документацией.

12.11. Опробование работоспособности сигнализации баков-аккумуляторов с записью в оперативном журнале должно производиться ежемесячно в начале

смены. Все обнаруженные при опробовании дефекты подлежат немедленному устранению.

12.12. Не реже одного 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.

12.13. Ежегодно при подготовке к отопительному периоду в период планового отключения установок горячего водоснабжения должен проводиться осмотр конструкций и основания баков-аккумуляторов, компенсирующих устройств трубопроводов, вестовых и переливных труб с оценкой технического состояния, необходимости ремонта и пригодности к дальнейшей эксплуатации. Результаты осмотра оформляются актом.

Осмотр конструкций и оснований баков-аккумуляторов, защищённых герметиками, производится при замене герметиков.

12.14. Не реже одного раза в 3 года бак-аккумулятор подлежит технической диагностике, при которой 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 техническим условиям организации-изготовителя.

По выявленным отклонениям принимаются решения о методах и сроках их устранения с оформлением акта и плана ремонта.

Пригодность бака-аккумулятора к дальнейшей эксплуатации оценивается следующим образом:

предельно допустимый коррозионный износ кровли и днища, установленный по данным измерений с применением технических средств, 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 (подразделения) при подтверждении расчётом прочности бака-аккумулятора и проведении ежегодного контроля стенок с использованием технических средств;

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 перестройкой 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 м². Для баков-аккумуляторов, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимая высота локальных деформаций поверхности днища может составлять 200 мм при площади 3 м², а при большей высоте локальных деформаций поверхности днища дефектное место подлежит исправлению.

12.15. Эксплуатация баков-аккумуляторов может быть разрешена только после восстановления расчётной толщины стен и обеспечения герметичности, что подтверждается испытанием на прочность и плотность.

12.16. Для предупреждения выхода из строя насосов, откачивающих воду из баков-аккумуляторов, уровень воды в баках-аккумуляторах не должен опускаться ниже минимально допустимого значения, установленного инструкцией по эксплуатации.

12.17. На территории действующих котельных (тепловых пунктов) должны быть установлены знаки, запрещающие нахождение в охранной зоне баков-аккумуляторов лиц, не имеющих к ним непосредственного отношения.

ХIII. Требования к эксплуатации насосных станций тепловых сетей

13.1. К насосным станциям, эксплуатируемым в составе тепловых сетей (далее насосные станции), относятся:

подкачивающие (перекачивающие) насосные станции;

станции с насосами подпитки в составе узлов расщетки 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.

13.2. В эксплуатирующей организации должны быть разработаны и утверждены техническим руководителем организации (подразделения) инструкции по эксплуатации насосных станций, предусматривающие требования к осмотру оборудования перед пуском и пуск в работу.

Инструкция по эксплуатации насосной станции должна содержать:

перечень возможных аварийных ситуаций и действий персонала при их возникновении и (или) опасности выхода параметров работы за допустимые значения;

очередность переключения насосов из резерва в работу;

перечень показаний контрольно-измерительных приборов, которые должны заноситься в суточную ведомость.

13.3. При эксплуатации насосных станций эксплуатирующая организация должна обеспечить наличие, комплектность и исправность (работоспособность) средств автоматического поддержания заданных параметров теплоносителя при нормальном и аварийных режимах, в том числе, обеспечивающих защиту от повышения давления сверх допустимого, и опорожнения сетей и систем теплопотребления, поступления перегретой воды в сеть после насосных станций смешения.

13.4. В эксплуатирующей организации должны вестись и храниться паспорта на каждую насосную станцию в соответствии с требованиями пункта 2.23 настоящих Правил и с приложением необходимых схем насосной станции, в котором отражается актуальный состав оборудования в соответствии с проектом.

13.5. На неавтоматизированных насосных станциях должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала.

В оперативном журнале неавтоматизированной насосной станции должны отмечаться все переключения, пуск и останов насосов, прием и сдача дежурства и оперативные распоряжения диспетчера. Показания контрольно-измерительных приборов должны заноситься в суточную ведомость.

Оперативный и другой персонал эксплуатирующей организации при каждом посещении как автоматизированных, так и неавтоматизированных насосных станций должен делать запись в оперативном журнале о времени посещения, состоянии оборудования, режиме его работы, показаниях приборов с указанием должности и фамилии.

13.6. 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 эксплуатационный обслуживающий 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.

Отдельные насосные агрегаты или насосная станция в целом должны быть немедленно остановлены в случае опасности для жизни людей, появления недопустимой вибрации, возгорания электрооборудования.

13.7. Осмотр оборудования автоматизированных насосных станций должен производиться каждую смену, при этом проверяются:

технологические параметры сетевой воды;

нагрузка электрооборудования;

вибрация насосных агрегатов;

температура и наличие смазки подшипников насосов и электродвигателей, работа системы их охлаждения (при наличии);

допустимость протечки воды через уплотнения насосов;

состояние сальников арматуры;

состояние средств измерений, автоматики, телемеханики и защиты.

Автоматизированные насосные станции должны проверяться персоналом немедленно при получении сигнала о неисправностях оборудования или о нарушении заданных значений контролируемых параметров, а также следующих неисправностях:

обесточивании (потеря 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 без восстановления регулируемых параметров за пределы допустимых значений;

срабатывании пожарно-охранной сигнализации;

в других случаях, предусмотренных проектной документацией, руководством (инструкцией) организации-изготовителя по эксплуатации, инструкцией по эксплуатации насосной станции.

На неавтоматизированных насосных станциях обслуживание оборудования должно проводиться каждую смену.

Не реже одного раза в месяц насосную станцию обязаны проверять руководитель (технический руководитель) подразделения эксплуатирующей организации, осуществляющего эксплуатацию насосной станции, которому административно подчинен обслуживающий и оперативный персонал насосной

станции и лица, ответственные за работу электрооборудования, тепломеханического оборудования, средств измерений, автоматики и телемеханики.

В дренажных насосных станциях при каждом обходе следует контролировать воздействие регулятора уровня на устройство автоматического включения насосов.

13.8. При останове насосной станции в период подготовки к отопительному периоду, производится проверка исправности оборудования, устройств и определение объема ремонтных работ. Ремонт автоматических регуляторов и устройств дистанционного управления должен производиться во время ремонта основного оборудования.

Перед началом отопительного периода при пуске тепловой сети оборудование насосных станций должно быть опробовано с целью проверки готовности к бесперебойной работе в отопительный период.

При опробовании насосных станций следует контролировать работоспособность предусмотренных проектом автоматических регуляторов, противоударных устройств, защиты и блокировки, 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 себя» и в обратном – «до себя» (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;

2) на насосных станциях смешения:

постоянство заданного коэффициента смешения;

защиту тепловых сетей после смесительных насосов от повышения температуры воды против заданной при остановке насосов;

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 уставки;

автоматическое отключение насоса подпитки при открытии клапана рассечки на подающем трубопроводе и/или повышении давления в подающем трубопроводе менее уставки;

заданное статическое давление в верхней зоне при работе регулятора подпитки при снижении давления в подающем трубопроводе после клапана рассечки.

4) на насосных станциях зарядки-разрядки баков-аккумуляторов:

выполнение функций по автоматизации, защите и блокировкам, указанных в пункте 12.4 настоящих Правил.

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 каждой насосной станции оформляются актом, утверждаемым техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

XIV. Требования к эксплуатации тепловых пунктов

14.1. Тепловые пункты подразделяются на:

центральные, являющиеся составной частью тепловой сети и состоящие 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);

индивидуальные, состоящие 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 сетям инженерно-технического обеспечения как единый объект капитального строительства (далее - ИТП).

14.2. При эксплуатации теплового пункта эксплуатирующая организация должна обеспечить контроль наличия оборудования, предусмотренного проектной документацией на тепловой пункт, и поддержание его исправного (работоспособного) состояния, 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 в соответствии с требованиями санитарного законодательства;

учет тепловой энергии и тепловых нагрузок, расходов теплоносителя;

защита местных систем от аварийного повышения параметров (температуры и давления) теплоносителя;

АВР насоса при отключении рабочего.

14.3. Эксплуатирующая организация должна обеспечить исправность (работоспособность) средств измерений и приборов управления и автоматизации, предусмотренных проектом, обеспечивающих:

учет тепловой энергии и теплоносителя;

контроль параметров, расходов обратной сетевой воды, конденсата, возвращаемых из систем теплоснабжения в тепловую сеть, контроль их качества;

регулирование и контроль температуры горячей воды;

регулирование перепада давления сетевой воды на вводе в тепловые пункты при превышении фактического перепада давлений над требуемым;

регулирование статического давления в системах теплоснабжения при их независимом присоединении в случае осуществления их подпитки теплоносителем из тепловой сети;

регулирование расхода тепловой энергии в системе отопления, ограничение расхода сетевой воды через тепловой пункт при превышении фактического расхода над максимальным договорным значением;

контроль параметров, автоматизацию и защиту баков-аккумуляторов, теплообменных аппаратов в соответствии с требованиями настоящих Правил.

14.4. Необходимость дежурства персонала на тепловом пункте и его продолжительность устанавливаются руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) в зависимости от уровня автоматизации, режимов эксплуатации и характеристик систем потребления, а также иных условий и обстоятельств.

14.5. Давление теплоносителя в обратном трубопроводе теплового пункта должно быть не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) больше статического давления системы отопления, присоединенной к тепловой сети по зависимой схеме.

14.6. Повышение давления теплоносителя сверх максимально допустимого рабочего давления для оборудования систем отопления, подключенных к тепловой сети по зависимой схеме, не допускается.

14.7. Отключение тепловых пунктов по сетевой воде следует производить поочередным закрытием запорных органов, начиная с подающего трубопровода, а включение – открытием, начиная с обратного.

14.8. Включение тепловых пунктов по пару следует производить открытием пусковых дренажей, прогревом трубопровода пара, оборудования теплового пункта и систем паропотребления.

14.9. В ЦТП или диспетчерских (при отсутствии постоянного персонала в тепловых пунктах) должна иметься следующая документация:

оперативный журнал;

ведомость параметров работы теплового пункта;

схема оборудования теплового пункта и тепловых сетей после теплового пункта с подключенными зданиями;

журнал учета неисправностей (дефектов) оборудования;

температурный график;

маршрут обхода тепловых пунктов, закрепленных за оперативным или оперативно-ремонтным персоналом;

должностная инструкция оператора теплового пункта;

инструкция по охране труда;

инструкция по пожарной безопасности;
порядок действий персонала при возникновении аварийных ситуаций;
инструкция по эксплуатации теплового пункта.

В ИТП (вне зависимости от наличия в нем постоянного обслуживающего персонала) должна иметься следующая документация:

схема оборудования теплового пункта;
инструкция по охране труда;
инструкция по пожарной безопасности;
инструкция по эксплуатации теплового пункта.

14.10. В течение пяти лет после утверждения настоящих Правил в эксплуатирующих организациях, обеспечивающих эксплуатацию тепловых пунктов, должен быть обеспечен переход к ведению схем теплового пункта, оперативных журналов, ведомости контролируемых параметров, журналов учета неисправностей (дефектов) оборудования 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

наработки, длительности и частоты ремонтов, в электронных схемах теплового пункта должно отражаться фактическое состояние оборудования в части изменения положений запорной арматуры (открыто, закрыто) и состояния оборудования (в работе, резерве, ремонте, неисправно). Информация должна вноситься непосредственно после изменения положения запорной арматуры, переключения оборудования и обнаружения неисправностей.

На тепловые пункты ведутся паспорта в соответствии с требованиями пункта 2.23 настоящих Правил.

14.11. В оперативном журнале теплового пункта должны вестись в хронологическом порядке записи о действиях оперативного персонала по нарушениям режимов работы, отказам оборудования, приеме (сдаче) смены, работах по распоряжениям и нарядам-допускам, проведении технического обслуживания.

14.12. В журнале неисправностей (дефектов) должны делаться записи о выявленных в процессе эксплуатации и технического обслуживания неисправностях и дефектах строительных конструкций зданий и помещений, оборудования, систем регулирования и управления, времени их обнаружения, начала ремонтных работ и их окончания.

14.13. В ведомости параметров работы теплового пункта вносятся давление и температура сетевой воды, пара и возвращаемого конденсата, теплоносителя на системы отопления и вентиляции, горячей воды на системы горячего водоснабжения, на вводе системы холодного водоснабжения, 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.

14.14. Эксплуатация теплового пункта, осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплового пункта, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

14.15. При техническом обслуживании тепловых пунктов следует проводить

операции контрольного (осмотры, контроль исправности и работоспособности) и восстановительного характера (регулировка, наладка, замена вышедших из строя деталей и механизмов) в соответствии с картами технического обслуживания, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

14.16. При эксплуатации тепловых пунктов эксплуатирующая организация должна обеспечить наличие, комплектность и исправность (работоспособность) всего оборудования, устройств и систем, которые должны иметься в тепловом пункте в соответствии с проектной документацией.

При отсутствии проектной документации теплового пункта эксплуатирующая организация в течение двух лет после утверждения настоящих Правил должна восстановить ее (за исключением предпроектных разделов и разделов относящихся исключительно к выполнению строительно-монтажных работ) и привести тепловой пункт в соответствие с проектом, либо, при наличии существенных изменений в составе и характеристиках основного оборудования, систем автоматики и управления, разработать проект реконструкции и привести тепловой пункт в соответствие с проектом.

На период до восстановления проектной документации, эксплуатирующая организация должна произвести проверочные расчеты соответствия оборудования теплового пункта подключенным нагрузкам, подтвердить возможность обеспечения имеющимся оборудованием, устройствами и системами принятого температурного графика, температуры горячей воды в соответствии с санитарным законодательством, расходов сетевой воды в соответствии с условиями договоров теплоснабжения, а также разработать паспорт и временные технологические схемы теплового пункта, обеспечивающие возможность его безопасной эксплуатации, ограничении рисков, перечисленных в пункте 1.2 настоящих Правил.

14.17. В период подготовки к отопительному периоду в тепловых пунктах должны быть выполнены работы, перечисленные в пункте 6.5 настоящих Правил, включая следующие работы, выполнять которые необходимо независимо от

состояния оборудования, устройств и систем:

проверка выполнения требований пункта 14.15 настоящих Правил;

гидравлические испытания на плотность и прочность водоподогревателей, арматуры и трубопроводов;

проверка настроечных характеристик и уставок систем регулирования и (или) регуляторов температуры и давления воды на системы отопления и горячего водоснабжения, ограничения расхода сетевой воды через тепловой пункт;

проверка работоспособности приборов и узлов учета тепловой энергии, отсутствие непроектных изменений, соответствия калибра 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, ограничительных диафрагм («шайб»), изменению настроек регуляторов и других мероприятий.

Проверка выполнения мероприятий по наладке и регулировке гидравлического режима должна проводиться в присутствии представителя единой теплоснабжающей организации для данной системы теплоснабжения.

XV. Требования к эксплуатации теплообменных аппаратов

15.1. Эксплуатации 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, либо отдельных инструкций по эксплуатации теплообменных аппаратов, утверждаемых техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

15.2. В процессе текущей эксплуатации и при осмотрах теплообменных аппаратов должны контролироваться:

режимы работы (температуры, давления, расходы) на соответствие заданным (расчётным, указанным в паспорте организации – изготовителя, проектной документации, режимных картах, установленным испытаниями);

фактическая производительность;

гидравлическое сопротивление по греющей и нагреваемой среде;

гидравлическая плотность, отсутствие перетоков между греющей и нагреваемой средами (за исключением теплообменных аппаратов смешительного типа).

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.

15.3. Теплообменные аппараты, работающие под избыточным давлением, должны подвергаться техническому освидетельствованию в соответствии с требованиями пунктов 9.11- 9.15 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.

15.4. Для выявления перетоков сетевой воды в водопроводную или водопроводной в сетевую, плотность водоподогревателей горячей воды в тепловых

пунктах должна периодически, не реже одного 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 подогревателя. Ухудшение качества воды свидетельствует о неплотности аппаратов.

15.5. При выявлении неплотности водоподогревателей они должны быть выведены в ремонт.

15.6. При подготовке к отопительному периоду теплообменные аппараты подлежат промывке, а при увеличении гидравлического сопротивления более установленного значения также очистке установленными организацией-изготовителем способами.

15.7. На основе результатов испытаний и (или) эксплуатационных измерений для каждого водоподогревателя и группы водоподогревателей должны определяться и вноситься в паспорта оборудования:

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.

Периодичность проведения 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.

XVI. Требования к эксплуатации трубопроводов и арматуры

16.1. 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 с учетом требований настоящих Правил.

16.2. Запорная и регулирующая арматура должны использоваться в соответствии с их функциональным назначением. Использование запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается.

16.3. Арматура, установленная на котлах и трубопроводах, должна иметь маркировку с информацией:

номинальный диаметр;

рабочее давление;

направление потока среды (при отсутствии возможности реверсивного движения) или наличия такого знака на корпусе арматуры.

Предохранительные устройства (клапаны) должны иметь табличку с указанием:

давления срабатывания клапана;

даты проведения испытания;

срока проведения очередного испытания.

16.4. 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:

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;

исправность тепловой изоляции (в зонах доступа людей температура на ее поверхности при температуре окружающего воздуха не более 25 °С должна быть не более 55 °С);

исправность антикоррозийной защиты, гидро- и теплоизоляции трубопроводов с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха, трубопроводов, расположенных на открытом воздухе;

отсутствие размещения арматуры, дренажных устройств, фланцевых и резьбовых соединений в местах прокладки трубопроводов над воротами, дверными и оконными проемами;

исправность защитных покрытий поверх изоляции трубопроводов, расположенных на открытом воздухе, вблизи масляных баков, маслопроводов, топливопроводов.

16.5. Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов, для чего последние должны иметь уклон горизонтальных участков согласно проектной документации.

16.6. Ремонт трубопроводов, арматуры и предохранительных устройств выполняется одновременно с ремонтом оборудования объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.

16.7. Трубопроводы пара и горячей воды на источниках тепловой энергии при проведении периодического и внеочередного технического освидетельствования должны подвергаться:

а) наружному осмотру и гидравлическому испытанию на прочность и плотность - после и ремонта трубопровода, связанного со сваркой и термической обработкой, а также перед пуском трубопровода после его нахождения в состоянии консервации свыше 24 месяцев;

б) наружному осмотру.

Техническое освидетельствование трубопроводов проводят в соответствии с требованиями проектной и технологической документации, руководства (инструкции) по эксплуатации организации-изготовителя.

При техническом освидетельствовании трубопроводов также допускается применение методов неразрушающего контроля.

Техническое освидетельствование трубопроводов проводит ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования. Необходимость участия в техническом освидетельствовании других лиц определяется распорядительными документами эксплуатирующей организации.

16.8. Периодическое техническое освидетельствование трубопроводов осуществляется путем проведения осмотра трубопровода перед началом и после окончания планового ремонта, но не реже 1 раза в 12 месяцев (если нет иных указаний по срокам проведения в руководстве (инструкции) по эксплуатации организации-изготовителя, а также если характер и объём ремонта не вызывают необходимости внеочередного освидетельствования).

16.9. Внеочередное техническое освидетельствование трубопроводов 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 (при необходимости) элементов, работающих под давлением.

При проведении технического освидетельствования трубопроводов следует уделять внимание участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление

влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

Наружный осмотр в холодном состоянии и гидравлические испытания трубопровода при внеочередном освидетельствовании (после ремонта с применением сварки) проводится до наложения тепловой изоляции на участки, подвергшиеся ремонту.

Порядок проведения неразрушающего контроля, осмотра и гидравлических испытаний трубопроводов, собранных из труб и иных сборочных элементов, поставленных организацией-изготовителем с наложенной на них тепловой изоляцией, свойства материала которой требуют герметизации зоны сварного соединения после его выполнения, определяется в соответствии с указаниями проектной (конструкторской) и технологической документации и организации-изготовителя в руководстве (инструкции) по эксплуатации.

Наружный осмотр трубопроводов проводится в два этапа в холодном и горячем состоянии с целью проверки отсутствия заземлений трубопровода, препятствующих перемещению при тепловом расширении:

при проведении технического освидетельствования в случаях, если трубопроводы не эксплуатировались, в том числе находились в консервации, более 24 месяцев;

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, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

Техническое освидетельствование сетевых трубопроводов пара и (или) горячей воды, расположенных вне помещений зданий источника тепловой энергии в пределах границ его территории, следует проводить в соответствии с указаниями раздела XI настоящих Правил.

16.10. Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов принимается:

при рабочем давлении не более 0,5 МПа (5 кгс/см²) минимальное значение пробного давления принимается 1,5 рабочего, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см²);

при рабочем давлении более 0,5 МПа (5 кгс/см²) минимальное значение пробного давления принимается 1,25 рабочего, но не менее рабочего плюс 0,3 МПа (3 кгс/см²).

В случае снижения рабочего давления по отношению к указанному в документации организации-изготовителя пробное давление при гидравлическом испытании определяют исходя из разрешённого давления, установленного по результатам технического освидетельствования.

Максимально допустимое значение пробного давления устанавливается расчетами на прочность.

Время выдержки под пробным давлением, трубопроводов, устанавливает организация-изготовитель в руководстве по эксплуатации, и должно быть не менее 10 мин. при отсутствии 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 разъёмных и неразъёмных соединений.

Трубопроводы следует считать выдержавшими гидравлическое испытание на прочность и плотность, если не будет обнаружено:

- а) видимых остаточных деформаций;
- б) трещин или признаков разрыва;
- в) течи, потения в сварных, развальцованных соединениях и в основном металле;
- г) течи в разъёмных соединениях;
- д) падения давления по манометру.

е) отсутствие недопустимого смещения трубопроводов от проектного положения.

В разъёмных соединениях трубопроводов допускается появление отдельных капель, которые не увеличиваются в размерах при выдержке времени.

XVII. Требования к эксплуатации теплотребляющих установок

17.1. Эксплуатирующие организации, при эксплуатации теплотребляющих установок систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха зданий, подключенных к тепловым сетям систем теплоснабжения, должны обеспечить выполнение следующих основных функции:

использование теплотребляющих установок по прямому назначению и контроль режимов их работы;

обеспечение режимов потребления тепловой энергии, параметров теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть, в соответствии с договором теплоснабжения, и беспрепятственного доступа к эксплуатируемым теплотребляющим установкам представителей теплоснабжающей (теплосетевой) организации для осуществления контроля показателей режимов теплоснабжения, качества возвращаемого теплоносителя;

обеспечение наличия и работоспособности автоматических регуляторов температуры воды, подаваемой в системы горячего водоснабжения;

выполнение осмотров, технического обслуживания и ремонта;

организация и ведение учета тепловой энергии и теплоносителя;

разработка мероприятий по взаимодействию с теплоснабжающей (теплосетевой) организацией при возможных аварийных ситуациях в системе теплоснабжения;

разработка и проведение мероприятий по подготовке к отопительному периоду;

осуществление контроля плотности всех элементов трубопроводов и оборудования, выявление и оперативное устранение утечек и

несанкционированного отбора теплоносителя (разбор сетевой воды из закрытых систем не допускается);

удаление скапливающейся в подвалах зданий воды и предотвращение попадания в них грунтовых вод, и воды из смежных коммуникаций.

17.2. Эксплуатация теплопотребляющих установок в открытых системах теплоснабжения и систем горячего водоснабжения в открытых и закрытых системах теплоснабжения, в части обеспечения санитарно-гигиенических требований, должна осуществляться в соответствии с требованиями законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

17.3. Эксплуатация теплопотребляющих установок должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплопотребляющих установок, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

17.4. Персоналу организации, эксплуатирующей теплопотребляющую установку, в случае расположения ее в помещениях, зданиях и (или) на территории (земельном участке), принадлежащих или занимаемых другими лицами, указанными лицами должен быть обеспечен беспрепятственный доступ к оборудованию для его осмотра, технического обслуживания и ремонта.

17.5. Отключение теплопотребляющих установок следует производить поочередным закрытием задвижек, начиная с подающего трубопровода, а включение – открытием, начиная с обратного.

17.6. Трубопроводы и оборудование теплопотребляющих установок до пуска (включения) в работу после монтажа, капитального или текущего ремонта с заменой участков трубопроводов подвергаются очистке:

паропроводы – продувке со сбросом пара в атмосферу;

трубопроводы в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы – гидropневматической промывке;

трубопроводы в открытых системах теплоснабжения и трубопроводы горячего водоснабжения – гидropневматической промывке и дезинфекции (в соответствии с санитарным законодательством) с последующей повторной промывкой питьевой водой до достижения показателей качества сбрасываемой воды, соответствующих санитарным правилам и нормам на питьевую воду.

При проведении гидropневматической промывки расход водовоздушной смеси не должен превышать 3-5-кратного расчетного расхода теплоносителя.

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

О проведении промывки (продувки) и дезинфекции трубопроводов и оборудования теплопотребляющих установок должны составляться акты.

17.7. Включение (пуск) систем паропотребления осуществляется после пусковых операций в подводящей тепловой сети, прогревом трубопровода пара, оборудования теплового пункта на вводе в здание и систем паропотребления.

В паровой системе теплопотребления распределение пара по теплопотребляющим установкам с переменным потреблением должно осуществляться настройкой регуляторов давления, а для теплопотребляющих установок с постоянным расходом пара необходимо обеспечить контроль наличия и работоспособности дроссельных диафрагм соответствующих диаметров и (или) иных устройств, обеспечивающих указанные функции.

17.8. Заполнение трубопроводов, их промывка, дезинфекция, включение циркуляции, продувка, прогрев паропроводов и другие операции по пуску водяных и паровых теплопотребляющих установок, должны выполняться по инструкциям по эксплуатации теплопотребляющих установок.

17.9. Промывка теплопотребляющих установок должна проводиться ежегодно в межотопительный период, в соответствии с пунктом 17.6 настоящих Правил. Допускается проведение ежегодной промывки водой в количествах, превышающих расчетный расход теплоносителя в 3-5 раз, при этом достигается

полное осветление воды. Результаты промывки оформляются актом эксплуатирующей организации.

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 не позднее чем в течение 5 рабочих дней после проведения промывки.

17.10. Для защиты от внутренней коррозии системы теплопотребления должны быть постоянно заполнены деаэрированной, химически очищенной водой или конденсатом.

17.11. 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/см²).

Максимальное значение величины пробного давления для трубопроводов и оборудования устанавливается с учетом допустимого давления, на которое рассчитаны используемые трубопроводы и оборудование. В каждом конкретном случае значение величины пробного давления устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

Для водяных систем отопления зданий величина пробного давления принимается 0,6 МПа (6 кгс/см²) при наличии чугунных радиаторов отопления и 1,0 МПа (10 кгс/см²) для прочих случаев.

17.12. Гидравлическое испытание на прочность и плотность должно проводиться в следующем порядке:

теплопотребляющая установка заполняется водой с температурой не выше 40 °С, полностью удаляется воздух через воздухопускные устройства в верхних точках;

давление доводится до рабочего и поддерживается в течение времени, необходимого для осмотра всех сварных и фланцевых соединений, арматуры, оборудования и т. п., 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.).

Испытания на прочность и плотность систем отопления и вентиляции проводятся отдельно.

Оборудование и системы считаются выдержавшими испытания, если во время их проведения:

не обнаружены «потения» 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/см²);

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/см²);

Результаты испытаний оформляются актом.

Если результаты испытаний на прочность и плотность не отвечают указанным условиям, необходимо выявить и устранить утечки, после чего провести повторные испытания.

17.13. Теплоснабжающие и теплосетевые организации должны обеспечить поддержание параметров и характеристик теплоносителя, поставляемого потребителям в точке поставки, в следующих пределах:

отклонение средневзвешенной за сутки значения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе - не более чем $\pm 3\%$ от температурного графика, приведенного в договоре теплоснабжения;

разность давлений в подающем и обратном трубопроводах – не ниже значений, указанных в договоре теплоснабжения;

отклонение давления в обратном трубопроводе - не более чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) от значения, установленного в договоре теплоснабжения;

качество теплоносителя (воды) - в соответствии с требованиями главы X настоящих Правил, а в открытых системах - и требованиями санитарного законодательства;

качество теплоносителя (пара) в соответствии с условиями договора теплоснабжения.

17.14. Эксплуатирующие организации, осуществляющие обслуживание теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, должны обеспечить поддержание параметров и характеристик возвращаемого в тепловую сеть теплоносителя (конденсата) в следующих пределах:

средневзвешенная за сутки температура возвращаемого теплоносителя - не выше температуры по температурному графику, указанному в договоре теплоснабжения;

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;

нормативная утечка теплоносителя в системах теплопотребления, подключенных по закрытой схеме - не выше значений, приведенных в договоре теплоснабжения;

среднечасовой расход возвращаемого конденсата в паровых системах - не ниже минимального значения, установленного в договоре теплоснабжения.

качество возвращаемого теплоносителя (воды) – в соответствии с требованиями к сетевой воде главы X настоящих Правил;

качество возвращаемого конденсата – в соответствии с условиями договора теплоснабжения.

17.15. Величина часовой утечки теплоносителя при эксплуатации систем отопления и вентиляции не должна превышать (без учета технологических потерь теплоносителя) 0,25% объема воды в этих системах, если иное не предусмотрено договором теплоснабжения.

17.16. Технологические потери (затраты) теплоносителя на заполнение систем теплоснабжения при вводе в эксплуатацию после ремонта, а также на проведение испытаний на прочность и плотность, режимно-наладочных работ, промывок двусторонними актами потребителя и теплоснабжающей (теплосетевой) организации, если иное не указаны в договоре теплоснабжения.

17.17. Контроль состояния оборудования, а также режимов работы теплоснабжающих установок, показателей качества тепловой энергии (теплоснабжения) допускается проводить дистанционными методами, позволяющими получить достоверную информацию о техническом их состоянии, в том числе с применением автоматизированных систем обработки данных, в том числе на основе показаний коммерческих средств измерений, устанавливаемых на узле ввода (индивидуальном тепловом пункте), с учетом требований пункта 5.31 настоящих Правил.

17.18. В случае прекращения циркуляции теплоносителя в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения при отрицательных температурах наружного воздуха для предотвращения размораживания системы полностью дренируются по распоряжению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения), эксплуатирующей теплоснабжающие установки, в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплоснабжающей установки, утвержденной указанным должностным лицом.

17.19. 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 соответствии требованиями жилищного и санитарного законодательства, трудового законодательства в области охраны труда.

В период подготовки к отопительному периоду должны быть реализованы требования пункта 11.44 настоящих Правил в части установки сопл элеваторов, дроссельных диафрагм и (или) регулирующих устройств на тепловых вводах потребителей.

17.20. 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;

устройств автоматического регулирования температуры горячей воды;

других устройств, средств автоматического регулирования, предусмотренных проектной документацией.

Должна быть проведена очистка при наличии процессов образования отложений проточной части расходомеров и прямых участков узлов учета.

17.21. Перед пуском (включением в работу) в период эксплуатации системы отопления должны быть полностью опорожнены от водопроводной воды, которой проводились гидравлические испытания на прочность и плотность или промывка, и заполнены сетевой водой. Включение систем теплопотребления без замены находящейся в них водопроводной воды на сетевую не допускается.

Пуск (включение в работу) систем теплоснабжения в период эксплуатации должен производиться эксплуатирующей организацией по согласованию с теплоснабжающей организацией.

Заполнение и включение систем горячего водоснабжения открытых систем теплоснабжения следует осуществлять при достижении температуры теплоносителя не ниже минимальной температуры в соответствии с санитарными нормами.

XVIII. Требования к метрологическому обеспечению и эксплуатации средств измерений

18.1. При эксплуатации объектов теплоснабжения, теплоснабжающих установок должно обеспечиваться выполнение требований законодательства об обеспечении единства измерений.

18.2. При эксплуатации средств измерений следует соблюдать руководства (инструкции) по эксплуатации организаций-изготовителей средств измерений.

18.3. Руководитель эксплуатирующей организации (подразделения) должен обеспечить разработку и утверждение положения о метрологическом обеспечении, включающего в себя:

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

установление метрологических характеристик применяемых средств измерений;

порядок организации и осуществления метрологического контроля;

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;

требования по проведению добровольных поверки и (или) калибровки средств измерений, осуществляемых вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

18.4. Приказом руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) должны быть назначены ответственные (ответственный) за метрологическое обеспечение эксплуатирующей организации (подразделения).

18.5. Ответственный за метрологическое обеспечение в пределах своих полномочий должен обеспечить:

выполнение требований, определяемых положением о метрологическом обеспечении эксплуатирующей организации;

контроль за техническим состоянием закрепленных средств измерений;

исполнение графиков поверки и (или) калибровки средств измерений;

соблюдение требований законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

XIX. Противопожарные требования

19.1. При эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок должно обеспечиваться выполнение требований законодательства Российской Федерации о пожарной безопасности.

XX. Экологические требования

20.1. При эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок должно обеспечиваться выполнение требований законодательства Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Приложение № 1
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № ____

НОРМАТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ
карбонатного индекса¹ при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях в зависимости от рН воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	Карбонатный индекс I_k (мг-экв/дм ³) ² при значениях рН			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
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

НОРМАТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ
карбонатного индекса сетевой воды
при нагреве сетевой воды в водогрейных котлах в зависимости от рН воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	Карбонатный индекс I_k (мг-экв/дм ³) ² при значениях рН			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
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

¹ Карбонатный индекс сетевой воды (далее – карбонатный индекс I_k) – предельное значение произведения общей щелочности и кальциевой жесткости воды (мг-экв/дм³)², выше которого протекает карбонатное накипеобразование с интенсивностью более 0,1 г/(м²·ч).

Приложение № 2
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № _____

НОРМЫ
качества воды для подпитки систем теплоснабжения

Качество воды для подпитки систем теплоснабжения должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты	0
Значение рН для систем теплоснабжения:	
открытых	8,3-9,0
закрытых	8,3-9,5
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

Верхний предел значения рН допускается только при глубоком умягчении воды, нижний – может корректироваться по решению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения по решению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) верхний предел значения рН допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм³), нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

Приложение № 3
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № _____

НОРМЫ
качества сетевой воды

Качество сетевой воды должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты	0
Значение рН для систем теплоснабжения:	
открытых	8,3-9,0
закрытых	8,3-9,5
Содержание соединений железа, мг/дм ³ , не более, для систем теплоснабжения:	
открытых	0,3
закрытых	0,5
Содержание растворенного кислорода, мкг/дм ³	не более 20
Количество взвешенных веществ, мг/дм ³	не более 5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более, для систем теплоснабжения:	
открытых	0,1
закрытых	1

Верхний предел значения рН допускается только при глубоком умягчении воды, нижний – может корректироваться по решению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения по решению технического руководителя эксплуатирующей организации (подразделения) верхний предел значения рН допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм³), нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

По согласованию с федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным осуществлять санитарно-эпидемиологический надзор, содержание соединений железа в сетевой воде открытых систем теплоснабжения

допускается не более 0,5 мг/дм³.

Приложение № 4
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № _____

ПОРЯДОК
проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность
трубопроводов тепловой сети

1. Гидравлические испытания на прочность и плотность трубопроводов тепловой сети проводится в межотопительный период с целью выявления ослабленных мест, вызванных коррозией и усталостью металла трубопроводов, проверки качества сварочных работ, проведенных на тепловых сетях при текущих ремонтах.

2. Гидравлические испытания на прочность и плотность трубопроводов тепловых сетей проводится стационарными или передвижными насосами по утвержденному графику текущего ремонта тепловых сетей. Порядок проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность определяется программой гидравлических испытаний на прочность и плотность, утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения).

3. Гидравлическим испытаниям на прочность и плотность подвергаются магистральные и распределительные трубопроводы организации, эксплуатирующей тепловые сети, а также магистральные сетевые трубопроводы, находящиеся в ведении организации, эксплуатирующей источник тепловой энергии, проходящие по территории источника тепловой энергии до головных задвижек.

По просьбе потребителей тепловой энергии и (или) смежных сетевых организаций их сети (от камер присоединения до центральных тепловых пунктов и

индивидуальных тепловых пунктов) могут подвергаться гидравлическим испытаниям на прочность и плотность одновременно с трубопроводами организации, эксплуатирующей тепловые сети.

Контроль за трубопроводами, принадлежащими потребителям тепловой энергии или смежным сетевым организациям, источникам тепловой энергии, и обеспечение безопасности при проведении гидравлических испытаний на прочность и плотность должны обеспечиваться организациями, эксплуатирующими эти тепловые сети.

4. При проведении гидравлических испытаний на прочность и плотность должна быть организована связь с бригадами, проводящими испытания, диспетчерскими службами организаций, тепловые сети которых подвергаются гидравлическим испытаниям на прочность и плотность.

5. Все потребители тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к тепловым сетям, подвергаемым гидравлическим испытаниям на прочность и плотность, должны быть уведомлены не позднее чем за 10 рабочих дней о графике текущего ремонта и не позднее чем за 3 рабочих дня до даты начала проведения испытаний, если иное не предусмотрено договором теплоснабжения.

6. Продолжительность гидравлических испытаний на прочность и плотность (время выдержки) при пробном давлении устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), с учетом местных условий, но не менее 10 минут.

7. Гидравлические испытания на прочность и плотность подающего и обратного трубопроводов проводятся отдельно, если совместное гидравлическое испытание на прочность и плотность подающего и обратного трубопроводов при выбранном пробном давлении не допустимо в соответствии прочностными расчетами максимально допустимых нагрузок на опоры в соответствии с проектной документацией.

8. На время проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность вместо измерительных и иных устройств, нагружение которых пробным давлением не допускается согласно указаниям технической документации организаций-изготовителей, устанавливаются переходные катушки, материал и прочность которых соответствуют характеристикам трубопровода.

9. При гидравлических испытаний на прочность и плотность головных участков магистральных трубопроводов, расположенных на территории источника тепловой энергии, или при расхолаживании (понижении температуры воды в трубопроводе до установленного предела 40 °С и ниже) тепловой сети с использованием сетевых насосов источника тепловой энергии программа гидравлических испытаний на прочность и плотность должна быть согласована с техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения) эксплуатирующей источник тепловой энергии.

10. До начала гидравлических испытаний на прочность и плотность проводится ревизия и проверка работы опрессовочного насоса.

11. В сроки, установленные программой гидравлических испытаний на прочность и плотность, подготавливается схема тепловой сети:

задвижками и заглушками выделяется участок для гидравлических испытаний на прочность и плотность;

открывается задвижка на обратном трубопроводе, через которую намечена подпитка участка при расхолаживании тепловой сети.

12. Для понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе:

открываются необходимые перемычки между подающим и обратным трубопроводами;

циркуляция обеспечивается 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 сети в соответствующих камерах открываются задвижки на подающем трубопроводе;

в программе гидравлических испытаний на прочность и плотность 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;

организовывается контроль за ходом расхолаживания в тепловых сетях и потребителей тепловой энергии в местах, предусмотренных программой гидравлических испытаний на прочность и плотность, с передачей диспетчеру значений гидравлических и температурных параметров каждый час, а в случае отклонения от предусмотренных программой гидравлических испытаний на прочность и плотность значений – немедленно;

расхолаживание должно продолжаться до понижения температуры сетевой воды до 40 °С и ниже во всех точках контроля.

После окончания расхолаживания закрываются задвижки на подающих трубопроводах на границе с работающими сетями, останавливаются сетевые насосы, закрываются головные задвижки на источнике тепловой энергии (и подкачивающей насосной станции);

на испытываемом участке тепловой сети устанавливается давление, равное давлению в обратном трубопроводе работающих сетей, но не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) в верхней точке участка.

Перед началом гидравлических испытаний на прочность и плотность:

проверяется, чтобы все перемычки и связи с работающими сетями были закрыты;

удаляется воздух из трубопроводов через воздушники в верхних точках испытываемого участка;

собирается схема включения опрессовочного насоса.

После включения опрессовочного насосного агрегата давление на испытываемом участке трубопровода постепенно повышается до указанного в программе гидравлических испытаний на прочность и плотность значения и выдерживается в течение заданного времени. Затем давление в трубопроводе постепенно понижается до рабочего, после чего проводится осмотр испытываемого трубопровода, фиксируются все обнаруженные дефекты, и опрессовочный насосный агрегат выключается.

Испытываемый трубопровод путем открытия соответствующей задвижки ставится под давление в обратном трубопроводе работающей сети, и проводится тщательный осмотр трубопровода, фиксируются все обнаруженные дефекты.

13. 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 насосный агрегат должен быть немедленно остановлен. Гидравлические испытания на прочность и плотность 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.

14. По окончании гидравлических испытаний на прочность и плотность составляется акт, в котором указывается:

участок тепловой сети, подвергшийся гидравлическим испытаниям на прочность и плотность;

значения давлений в подающем и обратном трубопроводах при гидравлических испытаниях на прочность и плотность;

время и значение каждого повышения давления до и после ликвидации выявленных повреждений; место и диаметр трубопровода, где были обнаружены повреждения;

объем выполненных ремонтных работ;

готовность испытанного участка к эксплуатации.

Приложение № 5
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № _____

ЗНАЧЕНИЯ

**величин максимального часового расхода воды (G , м³/ч) при заполнении
трубопроводов тепловой сети с диаметром условного прохода (Dy)**

Dy	100	150	250	300	350	400	500	550	600	700	800	900	1000	1100	1200	1400
G	10	15	25	35	50	65	85	100	150	200	250	300	350	400	500	665

Приложение № 6
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № _____

ОСОБЕННОСТИ
пуска водяных тепловых сетей при отрицательных температурах
наружного воздуха

1. Для пуска тепловых сетей при отрицательных температурах наружного воздуха после длительного аварийного останова, 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 подать пар на сетевой водоподогреватель для восполнения теплотерь 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);

б) 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 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;

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 «__» _____ 2023 г. № _____

ПОРЯДОК
пуска паровых тепловых сетей

1. Пуск паровой тепловой сети должен производиться в соответствии с инструкцией по пуску паровой тепловой сетей, утверждаемой техническим руководителем эксплуатирующей организации (подразделения), и состоять из следующих основных этапов:

- прогрев и продувка паропроводов;
- заполнение и промывка конденсатопроводов;
- подключение систем теплопотребления к паровой 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-три дренажных устройства, при этом расстояние между крайними дренажными устройствами, обслуживаемыми двумя слесарями, не должно превышать 100 м. Пусковой бригаде придается автотранспорт. 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 с

учетом 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 подлежат нижние точки изломов паропровода. Периодически следует проверять отсутствие засора в дренажном устройстве.

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.

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 путем 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 немедленно 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, учитывая, что выход конденсата через дренажные устройства обеспечивается лишь при наличии в прогреваемом трубопроводе избыточного давления.

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 все необходимые 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 конденсатопроводов 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 умягченной деаэрированной 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.

Подключение теплопотребляющих установок к паровой сети следует производить плавным открытием вводной задвижки при открытой продувочной арматуре в соответствии с инструкцией по эксплуатации теплопотребляющей установки с учетом требований раздела XVII Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от _____ № _____.

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 «__» _____ 2023 г. № _____

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, эксплуатирующихся длительное время и 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 – 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;

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 т.п.), переведены на питание от резервных источников тепловой энергии.

Все потребители тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к тепловым сетям, подвергаемым испытаниям на максимальную температуру, должны быть уведомлены не позднее чем за 10 рабочих дней о графике текущего ремонта и не позднее чем за 3 рабочих дня до даты начала проведения испытаний, если иное не предусмотрено договором теплоснабжения.

4. 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.

5. Изменение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе при ее регулировании на источнике тепловой энергии должно производиться равномерно

со скоростью не выше 30 °С в час. Испытание на максимальную температуру проводится методом температурная волна, что позволяет сократить продолжительность испытания и вынужденного перегрева потребителей тепловой энергии. Продолжительность поддержания максимальной температуры воды с учетом возможного размыва граничных зон температурной волны по мере удаления от источника тепловой энергии должна составлять не менее 2 часов.

6. 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.

7. При испытании на максимальную температуру во всех точках испытываемой тепловой сети в подающем трубопроводе должно поддерживаться давление, обеспечивающее нескипание 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.

8. 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) $\pm 2\%$;

по давлению в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии ± 20 кПа ($\pm 0,2$ кгс/см²);

по давлению в подающем коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии $\pm 5\%$.

Температура воды на тепловых вводах систем теплоснабжения не задается.

9. 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.

10. 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.

11. Скорость изменения температуры сетевой воды при испытании на максимальную температуру должна определяться при повышении температуры в зависимости от пропускной способности дренажного трубопровода, а при понижении температуры в зависимости от производительности подпиточного устройства. При этом изменение температуры при ее регулировании должно производиться равномерно со скоростью не выше 30 °С в час.

12. При испытании на максимальную температуру температура воды в теплоснабжающих установках, присоединенных к испытываемой тепловой сети, не должна превышать:

в системах отопления - 95 °С;

в системах горячего водоснабжения - 75 °С.

13. Для понижения температуры воздуха внутри помещений в период испытания на максимальную температуру потребителям тепловой энергии следует рекомендовать усиленное проветривание помещений.

14. 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 вводах 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;

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).

15. Пункты наблюдения должны организовываться на узлах вводах потребителей тепловой энергии, присоединенных на концевых участках тепловой сети, а также на нескольких тепловых вводах по длине тепловой сети на различном удалении от источника тепловой энергии, на которых производится запись показаний средств измерений.

16. 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 и т.п.

17. 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.

18. 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 и т.п.) должны быть расставлены дежурные для своевременного обнаружения мест парения, появления на поверхности горячей воды и т.п., что позволяет оперативно выявить места возможных повреждений тепловой сети и принять меры по обеспечению безопасности. На тепловых пунктах систем теплопотребления, находящихся во время испытания в работе, должно быть организовано дежурство обслуживающего персонала потребителей тепловой энергии. Особое внимание следует уделять системам отопления с насосным подмешиванием, где должны быть приняты меры, обеспечивающие бесперебойную работу насосов во время испытания.

19. 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 быть выделен необходимый автотранспорт.

При проведении испытания на максимальную температуру (подготовительные работы, собственно испытание, устранение дефектов) должны соблюдаться требования безопасности:

1) персоналу эксплуатирующей организации запрещается находиться в тепловых камерах и туннелях.

2) персоналу эксплуатирующей организации и подрядных организаций запрещается производить на испытываемой 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) особое внимание следует уделять участкам тепловой сети вблизи мест движения пешеходов и транспорта, участкам, где трубопроводы тепловой сети проложены бесканально, участкам, где ранее наблюдались коррозионные разрушения трубопроводов.

20. Потребители тепловой энергии должны быть оповещены о намечаемом испытании на максимальную температуру и его продолжительности не позднее чем за 48 ч до начала испытания.

21. 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.

22. Перед началом испытания на максимальную температуру производится расстановка персонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

23. Заданная максимальная температура теплоносителя поддерживается постоянной в течение времени (не менее 2 ч), установленного рабочей программой испытаний на максимальную температуру, а затем плавно снижается до пределов 70-80 °С.

24. Скорость повышения и понижения температуры воды в подающем трубопроводе должна выбираться такой, чтобы в течение всего периода испытания 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.

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 др.) немедленно 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 немедленно 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 тщательный 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 $1,2 \cdot 10$ 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).

Величину теоретического перемещения стаканов сальниковых компенсаторов для стальных трубопроводов, проложенных бесканально, принимаются по проектным данным на расчет трубопровода.

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:

краткие 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» до наиболее удаленных потребителей тепловой энергии;

перечень выявленных по результатам осмотра дефектов и предполагаемые причины их возникновения;

перечень мероприятий по устранению выявленных дефектов.

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.

Приложение № 9
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № _____

ПОРЯДОК
проведения испытания 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 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 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 и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными для данной сети.

Характерными следует считать участки тепловых сетей, доля которых (ϕ) в материальной характеристике всей тепловой сети составляет не менее 20%, определяемая по формуле:

$$\phi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum_x(d_n L)}{\sum_c(d_n L)} > 0,2, \quad (1)$$

где $M_x = \sum_x(d_n L)$ - материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, m^2 ;

$M_c = \sum_c(d_n L)$ - материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода, просуммированная по всей сети в целом, m^2 ;

d_n - наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах

труб), м;

L - протяженность участка сети, м.

Результаты анализа материалов по тепловым сетям сводятся в таблицу 1 настоящего Приложения, в которую включается характеристика тепловой сети по отдельным участкам с указанием наружного диаметра и длины труб, конструкций тепловой изоляции, типов прокладки (подземная бесканальная, подземная в каналах, надземная), а также сроков службы (года ввода в эксплуатацию). В таблицу включаются все участки тепловых сетей, находящихся на балансе эксплуатирующей организации.

Таблица 1

Материальная характеристика водяной тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр d_n , м	Длина участка L , м	Материальная характеристика M , м ²	Доля материальной характеристики по типу прокладки или конструкции и изоляции, ϕ

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 участки 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.

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 порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и другие мероприятия, обеспечивающие приведение теплоизоляционных конструкций в нормальное техническое состояние.

6. Для определения температурных параметров испытаний водяной тепловой сети на тепловые потери 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 метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочникам, которые сводятся таблицу 2 настоящего Приложения.

Таблица 2

Среднемесячные и среднегодовые температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц, год	Температура, °С		Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	грунта на средней глубине залегания $t_{гр}$	наружного воздуха $t_{в}$	подающем t_n	обратном t_o

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.

Циркуляционное кольцо должно состоять из последовательно соединенных участков, различающихся типом прокладки и конструкцией изоляции, диаметром трубопроводов, сроками эксплуатации (годами проектирования).

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 (на входе в циркуляционное кольцо);

расход сетевой воды испытываемого циркуляционного кольца;

ожидаемые в период испытаний значения температуры воды в обратном трубопроводе на входе в водоподогревательную установку (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 принимается равной среднегодовому значению разности средней по подающему и обратному трубопроводу температуры воды и температуры окружающей среды по данной сети;

понижение температуры воды Δt_u в циркуляционном кольце за счет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при испытаниях должно составлять не менее 8 °С и не более 20 °С.

При наличии на испытываемом кольце участков с различными типами прокладки и конструкциями изоляции снижение температуры воды в кольце выбирается в соответствии с формулой:

$$\Delta t_u = \frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}}\right)_u}, \quad (2)$$

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 2°C из условий обеспечения требуемой точности измерений температуры;

$\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}}\right)_u$ - 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 $\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}}\right)_u < 0,1$ 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, $^\circ\text{C}$:

$$t_{\text{п.и}} = \frac{t_n^{\text{ср.г}} + t_o^{\text{ср.г}}}{2} + \frac{\Delta t_u}{2} + t_{\text{окр.и}} - t_{\text{окр.г}}; \quad (3)$$

$$t_{\text{о.и}} = t_{\text{п.и}} - \Delta t_u = \frac{t_n^{\text{ср.г}} + t_o^{\text{ср.г}}}{2} - \frac{\Delta t_u}{2} + t_{\text{окр.и}} - t_{\text{окр.г}}. \quad (4)$$

где

$t_{\text{гр.и}}^{\text{ср.м}}$ и $t_{\text{в.и}}^{\text{ср.м}}$ - среднегодовые температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемой сети, $^\circ\text{C}$; подсчитываются как среднеарифметические 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, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{окр.г}}^{\text{ср.г}}$ - 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:

$$t_{\text{окр.и}} = \frac{t_{\text{гр.и}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в.и}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{\text{к}}}; \quad (5)$$

$$t_{\text{окр.г}}^{\text{ср.г}} = \frac{t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{\text{к}}}; \quad (6)$$

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;

$t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}$ и $t_{\text{в}}^{\text{ср.г}}$ - соответственно среднегодовые температуры грунта 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, м²;

$M_{\text{к}}$ - суммарная материальная характеристика для подающего или обратного трубопроводов по всем участкам испытываемого циркуляционного кольца, м².

10. Ожидаемые значения тепловых потерь испытываемого циркуляционного кольца ($Q_{\text{и}}$) при режиме испытаний на тепловые потери водяных тепловых сетей, должны рассчитываться по формуле, Вт или ккал/ч:

$$Q_{\text{и}} = \sum_{\text{подз}} [q_{\text{н.и}} \cdot \beta \cdot L] + \sum_{\text{надз}} [(q_{\text{н.п.и}} + q_{\text{н.о.и}}) \cdot \beta \cdot L], \quad (7)$$

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 суммарное для подающего и обратного трубопроводов каждого диаметра подземной (канальной и бесканальной) прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м·ч);

$q_{н.п.и}$ 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·ч).

11. Значения удельных тепловых потерь для подземной и надземной прокладок определяются, исходя из норм тепловых потерь при температурном режиме и циркуляционном кольце во время испытаний по формулам, Вт/м или ккал/(м·ч):

$$q_{н.и} = q_n \frac{t_{н.и}^{ср} + t_{о.и}^{ср} - 2t_{гр.и}^{ср.м}}{t_n^{ср.г} + t_o^{ср.г} - 2t_{гр}^{ср.г}}; \quad (8)$$

$$q_{н.п.и} = q_{н.п} \frac{t_{н.и}^{ср} - t_{в.и}^{ср.м}}{t_n^{ср.г} - t_г^{ср.г}}; \quad (9)$$

$$q_{н.о.и} = q_{н.о} \frac{t_{о.и}^{ср} - t_{в.и}^{ср.м}}{t_o^{ср.г} - t_г^{ср.г}}, \quad (10)$$

где значения q_n , $q_{н.и}$, и $q_{н.о}$ принимаются согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока) в соответствии с годом 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. по 2013 г. включительно;

в таблицах 3-10 настоящего Приложения – для теплопроводов, спроектированных с 2014 года и позднее, расположенных в Европейском регионе России.

в соответствии с пунктом 12 настоящего Приложения - для теплопроводов, спроектированных с 2014 года и позднее и расположенных в других регионах России.

Таблица 3

Нормы плотности теплового потока оборудования и трубопроводов с положительными температурами при расположении на открытом воздухе и числе часов работы более 5000.

Условный проход трубопровода, мм	Температура теплоносителя, °С												
	20	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
	Плотность теплового потока, Вт/м												
15	4	9	17	25	35	45	56	68	81	94	109	124	140
20	4	10	19	28	39	50	62	75	89	103	119	135	152
25	5	11	20	31	42	54	67	81	95	111	128	145	163
40	5	12	23	35	47	60	75	90	106	123	142	161	181
50	6	14	26	38	51	66	81	98	115	133	153	173	195
65	7	16	29	43	58	74	90	108	127	147	169	191	214
80	8	17	31	46	62	78	96	115	135	156	179	202	226
100	9	19	34	50	67	85	104	124	146	168	192	217	243
125	10	21	38	55	74	93	114	136	159	183	208	235	263
150	11	23	42	61	80	101	132	156	182	209	238	267	298
200	14	28	50	72	95	119	154	182	212	242	274	308	343
250	16	33	57	82	107	133	173	204	236	270	305	342	380
300	18	37	64	91	118	147	191	224	259	296	333	373	414
350	22	45	77	108	140	173	208	244	281	320	361	403	446
400	25	49	84	117	152	187	223	262	301	343	385	430	476
450	27	54	91	127	163	200	239	280	322	365	410	457	505
500	30	58	98	136	175	215	256	299	343	389	436	486	537
600	34	67	112	154	197	241	286	333	382	432	484	537	593
700	38	75	124	170	217	264	313	364	416	470	526	583	642
800	43	83	137	188	238	290	343	397	453	511	571	633	696
900	47	91	150	205	259	315	372	430	490	552	616	681	749
1000	52	100	163	222	281	340	400	463	527	592	660	729	801
1400	70	133	215	291	364	439	514	591	670	750	833	918	1098
Более 1400	Плотность теплового потока, Вт/м ²												
	15	27	41	54	66	77	89	100	110	134	153	174	192

Нормы плотности теплового потока оборудования и трубопроводов с положительными температурами при расположении на открытом воздухе и числе часов работы 5000 и менее

Условный проход трубопровода, мм	Температура теплоносителя, °С												
	20	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
	Плотность теплового потока, Вт/м												
15	4	10	18	28	38	49	61	74	87	102	117	133	150
20	5	11	21	31	42	54	67	81	96	112	128	146	164
25	5	12	23	34	46	59	73	88	104	120	138	157	176
40	6	14	26	39	52	67	82	99	116	135	154	174	196
50	7	16	29	43	57	73	90	107	126	146	167	189	212
65	8	18	33	48	65	82	100	120	141	162	185	209	234
80	9	20	36	52	69	88	107	128	150	172	197	222	248
100	10	22	39	57	76	96	116	139	162	187	212	239	267
125	12	25	44	63	84	113	137	162	189	216	245	276	307
150	13	27	48	70	92	123	149	176	205	235	266	298	332
200	16	34	59	83	109	146	176	207	240	274	310	347	385
250	19	39	67	95	124	166	199	234	270	307	346	387	429
300	22	44	76	106	138	184	220	258	297	338	380	424	469
350	27	54	92	128	164	202	241	282	324	368	413	460	508
400	30	60	100	139	178	219	260	304	349	395	443	493	544
450	33	65	109	150	192	235	280	326	373	422	473	526	580
500	36	71	118	162	207	253	300	349	399	451	505	561	618
600	42	82	135	185	235	285	338	391	447	504	563	624	686
700	47	91	150	204	259	314	371	429	489	551	614	679	746
800	53	102	166	226	286	346	407	470	535	602	670	740	812
900	59	112	183	248	312	377	443	511	581	652	725	800	877
1000	64	123	199	269	339	408	479	552	626	702	780	860	941
1400	87	165	264	355	444	532	621	712	804	898	995	1092	1193
Более 1400	Плотность теплового потока, Вт/м ²												
	19	35	54	70	85	99	112	125	141	158	174	191	205

Нормы плотности теплового потока для оборудования и трубопроводов с положительными температурами при расположении в помещении и числе часов работы более 5000

Условный проход трубопровода, мм	Температура теплоносителя, °С											
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
	Плотность теплового потока, Вт/м											
15	6	14	23	33	43	54	66	79	93	107	122	138
20	7	16	26	37	48	60	73	87	102	117	134	151
25	8	18	28	40	52	65	79	94	110	126	144	162
40	9	21	32	45	59	73	89	105	122	141	160	180
50	10	23	36	50	64	80	96	114	133	152	173	194
65	12	26	41	56	72	89	107	127	147	169	191	214
80	13	28	44	60	77	95	114	135	156	179	202	227
100	14	31	48	65	84	103	124	146	169	193	218	244
125	16	35	53	72	92	113	136	159	184	210	237	265
150	18	38	58	79	100	123	147	172	199	226	255	285
200	22	46	70	93	118	144	172	200	230	262	294	328
250	26	53	79	106	134	162	193	224	257	291	327	364
300	29	60	88	118	148	179	212	246	281	318	357	396
350	33	66	97	129	161	195	230	267	305	344	385	428
400	36	72	106	139	174	210	247	286	326	368	411	456
450	39	78	114	150	187	225	264	305	348	392	437	484
500	43	84	123	161	200	241	282	326	370	417	465	514
600	49	96	139	181	225	269	315	363	412	462	515	569
700	55	107	153	200	247	295	344	395	448	502	558	616
800	61	118	169	220	270	322	376	431	487	546	606	668
900	67	130	185	239	294	350	407	466	527	589	653	718
1000	74	141	201	259	318	377	438	501	565	631	699	768
1400	99	187	263	337	411	485	561	638	716	797	880	964
Более 1400	Плотность теплового потока, Вт/м ²											
	23	41	56	69	82	94	106	118	130	141	153	165

Нормы плотности теплового потока для оборудования и трубопроводов с положительными температурами при расположении в помещении и числе часов работы 5000 и менее

Условный проход трубопровода, мм	Температура теплоносителя, °С											
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
	Плотность теплового потока, Вт/м											
15	6	16	25	35	46	58	71	85	99	114	130	147
20	7	18	28	40	52	65	79	93	109	126	143	161
25	8	20	31	43	56	70	85	101	118	136	154	174
40	10	23	36	49	64	80	96	114	132	152	172	194
50	11	25	40	54	70	87	105	124	144	165	187	210
65	13	29	45	62	79	98	118	139	161	184	208	233
80	14	32	49	66	85	105	126	148	171	195	221	247
100	16	35	54	73	93	115	137	161	186	212	239	267
125	18	39	60	81	103	126	151	176	203	231	261	291
150	21	44	66	89	113	138	164	192	221	251	282	315
200	26	53	80	107	134	163	194	225	258	292	328	365
250	30	62	92	122	153	185	218	253	290	327	366	407
300	34	70	103	136	170	205	241	279	319	359	402	446
350	38	77	113	149	186	224	263	304	347	391	436	483
400	42	85	123	162	201	242	284	328	373	419	467	517
450	46	92	134	175	217	260	305	351	398	448	498	551
500	51	100	144	189	233	279	327	375	426	478	532	587
600	58	114	164	214	263	314	367	420	476	533	592	652
700	65	127	182	236	290	345	402	460	520	582	645	710
800	73	141	202	261	320	379	441	504	568	635	703	772
900	81	156	221	285	349	413	479	547	616	687	760	834
1000	89	170	241	309	378	447	518	590	663	739	816	896
1400	120	226	318	406	492	580	668	758	850	943	1038	1136
Более 1400	Плотность теплового потока, Вт/м ²											
	26	46	63	78	92	105	119	132	145	158	171	190

Нормы плотности теплового потока для трубопроводов двухтрубных водяных сетей при подземной канальной прокладке и продолжительности работы в год более 5000 ч

Условный проход трубопровода, мм	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), °С		
	65/50	90/50	110/50
	Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м		
25	19	24	28
32	21	26	30
40	22	28	32
50	25	30	35
65	29	35	40
80	31	37	43
100	34	40	46
125	39	46	52
150	42	50	57
200	52	61	70
250	60	71	80
300	67	79	90
350	75	88	99
400	81	96	108
450	89	104	117
500	96	113	127
600	111	129	145
700	123	144	160
800	137	160	177
900	151	176	197
1000	166	192	212
1200	195	225	250
1400	221	256	283

Примечания

1 Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65/50, 90/50 и 110/50 °С соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70 и 180-70 °С.

2 Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Таблица 8

Нормы плотности теплового потока для трубопроводов двухтрубных водяных сетей при подземной канальной прокладке и продолжительности работы в год 5000 ч и менее.

Условный проход трубопровода, мм	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), °С		
	65/50	90/50	110/50
	Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м		
25	21	26	31
32	24	29	33
40	25	31	35
50	29	34	39
65	32	39	45
80	35	42	48
100	39	47	53
125	44	53	60
150	49	59	66
200	60	71	81
250	71	83	94
300	81	94	105
350	89	105	118
400	98	115	128
450	107	125	140
500	118	137	152
600	134	156	174
700	151	175	194
800	168	195	216
900	186	216	239
1000	203	234	261
1200	239	277	305
1400	273	316	349

Примечание - см. примечания к таблице 7 настоящего Приложения.

Таблица 9

Нормы плотности теплового потока для трубопроводов при подземной бесканальной прокладке и продолжительности работы в год более 5000 ч

Условный проход трубопровода, мм	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), °С		
	65/50	90/50	110/50
	Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м		
25	27	32	36
32	29	35	39
40	31	37	42
50	35	41	47
65	41	49	54
80	45	52	59
100	49	58	66
125	56	66	73
150	63	73	82
200	77	93	100
250	92	106	117
300	105	121	133
350	118	135	148
400	130	148	163
450	142	162	177
500	156	176	194
600	179	205	223
700	201	229	249
800	226	257	279
900	250	284	308
1000	275	312	338
1200	326	368	398
1400	376	425	461

Примечание - см. примечания к таблице 7 настоящего Приложения.

Таблица 10

Нормы плотности теплового потока для трубопроводов при подземной бесканальной прокладке и продолжительности работы в год 5000 ч и менее

Условный проход трубопровода, мм	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), °С		
	65/50	90/50	110/50
	Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м		
25	30	35	40
32	32	38	43
40	35	41	47
50	40	47	53
65	46	55	60
80	51	60	66
100	57	67	74
125	65	76	84
150	74	86	94
200	93	107	117
250	110	125	138
300	126	144	157
350	140	162	177
400	156	177	194
450	172	196	213
500	189	214	232
600	219	249	269
700	247	290	302
800	278	312	341
900	310	349	380
1000	341	391	414
1200	401	454	491
1400	467	523	567

Примечание - см. примечания к таблице 7 настоящего Приложения.

12. При расположении теплопроводов, спроектированных с 2014 года и позднее, в других регионах страны (отличных от Европейского региона) нормы плотности теплового потока определяются:

для плоской и цилиндрической поверхностей с условным проходом более 1400 мм, q^{reg} по формуле

$$q^{reg} = q \cdot K \quad (11)$$

для цилиндрической поверхности с условным проходом 1400 мм и менее, q_l^{reg} по формуле

$$q_l^{reg} = q_l \cdot K, \quad (12)$$

где:

q - нормированная поверхностная плотность теплового потока, Вт/м², принимаемая по таблицам 3-6 настоящего Приложения;

q_l - нормированная линейная плотность теплового потока (на 1 м длины цилиндрического объекта), Вт/м, принимаемая по таблицам 3-10 настоящего Приложения;

K – коэффициент в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода (места установки оборудования), следует принимать в соответствии с таблицей 11 настоящего Приложения.

Таблица 11

Район строительства	Коэффициент К			
	Способ прокладки трубопроводов и месторасположение оборудования			
	на открытом воздухе	в помещении, тоннеле	в непроходном канале	бесканальный
Европейская часть России	1,0	1,0	1,0	1,0
Урал	0,98	0,98	0,95	0,94
Западная Сибирь	0,98	0,98	0,95	0,94
Восточная Сибирь	0,98	0,98	0,95	0,94
Дальний Восток	0,96	0,96	0,92	0,9
Районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности	0,96	0,96	0,92	0,9

13. 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 и в таблицах 3-10 настоящего Приложения, Вт/м или ккал/мч, должны определяться линейной интерполяцией или экстраполяцией.

14. Средние температуры воды при режиме испытания соответственно в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца должны

определяться по формулам, °С:

$$t_{п.и}^{ср} = t_{п.и} - \frac{\Delta t_u}{4} = \frac{t_n^{ср.г} + t_o^{ср.г}}{2} + \frac{\Delta t_u}{4} + t_{окр.и} - t_{окр.г}^{ср.г}; \quad (13)$$

$$t_{о.и}^{ср} = t_{о.и} - \frac{\Delta t_u}{4} = \frac{t_n^{ср.г} + t_o^{ср.г}}{2} + \frac{\Delta t_u}{4} + t_{окр.и} - t_{окр.г}^{ср.г} \quad (14)$$

15. Расчетный расход воды в циркуляционном кольце во время испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должен определяться по формуле, кг/с или т/ч:

$$G_u = \frac{Q_u}{c \cdot \Delta t_u} \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

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.

16. Ожидаемая продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу должна определяться по формулам, ч:

$$\text{при } G_u \text{ в кг/с} \quad \tau_k = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{3,6 \cdot G_u}; \quad (16)$$

$$\text{при } G_u \text{ в т/ч} \quad \tau_k = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{G_u}, \quad (17)$$

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 $\frac{t_{\text{п.и}}+t_{\text{о.и}}}{2}$, кг/ м^3 .

17. 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 расходе воды при испытаниях, определенном в соответствии с пунктом 15 настоящего Приложения.

Циркуляция воды в испытываемом кольце создается сетевыми (летними сетевыми) насосами, насосами подкачивающих (перекачивающих) насосных станций, расходно-напорные характеристики которых соответствует расходу сетевой воды в период испытаний согласно пункту 15 настоящего Приложения.

18. 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.

19. 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.

20. 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);

в подающем и обратном трубопроводах каждого ответвления при одновременном испытании участков тепловой сети на ответвлениях от магистрального трубопровода;

3) расход в трубопроводе подпитки тепловой сети на источнике тепловой энергии (в точке подпитки циркуляционного кольца);

4) температуры сетевой воды в точках подающего и обратного трубопроводов на границах участков циркуляционного кольца, определенных в соответствии с пунктом 3 настоящего Приложения.

В конечной точке испытываемого кольца в месте установки циркуляционной перемычки допускается выполнять измерения одним термометром, установленным до или после циркуляционной перемычки.

В обратном трубопроводе в водоподогревательной установке источника тепловой энергии измерение температуры должно выполняться до (по ходу воды) точки подпитки тепловой сети.

21. При испытаниях на тепловые потери водяной тепловой сети должны применяться средства измерений, прошедшие поверку или калибровку:

штатные (установленные на источнике тепловой энергии, в тепловых сетях) средства измерений и измерительные системы автоматических систем диспетчерского управления, автоматических систем управления технологическими процессами;

дополнительно устанавливаемые (в том числе переносные) средства измерений.

Температура сетевой воды, а также температура наружного воздуха во время испытаний должна измеряться лабораторными термометрами с ценой деления не более 0,1 °С или преобразователями температуры с вторичными средствами измерений разрешающей способностью не более 0,01 °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры сетевой воды в точках циркуляционного кольца должны быть не более $\pm 0,05$ °С.

Измерение расходов сетевой и подпиточной воды при испытаниях на тепловые потери должно выполняться средствами измерения с допускаемой относительной погрешностью измерения расхода воды не более $\pm 2,5\%$ во всем диапазоне изменения расхода в период проведения испытаний.

Измерение давления сетевой воды должно выполняться средствами измерений (манометрами, первичными измерительными преобразователями) с классом точности не более 1,5.

22. Перед испытаниями на гидравлические потери должны быть разработаны, согласованы и утверждены техническая и рабочая программы в соответствии с требованиями пунктов 11.28-11.30 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от _____ № _____.

23. 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, проверено отсутствие воздуха и надежность отключения потребителей тепловой энергии от испытываемых участков тепловой сети, входящих в циркуляционное кольцо.

Непосредственно перед испытаниями на тепловые потери должен проводиться инструктаж лиц, участвующих в проведении испытаний, требованиям безопасности и охраны труда с записью в журнал инструктажа.

24. 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;

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 $\pm 2\%$;

по температуре сетевой воды в подающей линии - не более $\pm 0,5$ °С.

25. 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 методом температурной волны.

26. 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 $\pm 0,5$ °С в течение 4 ч.

На этапе стабилизации температурного режима должны выполняться измерения параметров и режимных показателей в следующих точках испытываемого циркуляционного кольца:

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;

температура сетевой воды – на входе в водоподогревательную установку источника тепловой энергии и на выходе из нее;

температура 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 мин.

27. Основной этап испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должен проводиться с момента достижения установившегося теплового состояния в циркуляционном кольце, в период проведения которого должны выполняться измерения температуры сетевой воды во всех точках циркуляционного кольца в соответствии с технической и рабочей программой испытаний.

Регистрация результатов измерений температуры и расходов сетевой и подпиточной воды должно вестись одновременно с интервалом не более 10 мин. Продолжительность основного режима испытаний должна составлять не менее $\tau_k + (8 \div 10)$ ч, где τ_k – продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу, определенная согласно пункту 16 настоящего Приложения.

28. На заключительном этапе испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должна быть уточнена продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу τ_k .

На этом этапе испытаний температура воды в подающем трубопроводе на выходе из источника тепловой энергии $t_{п.и}$ должна быть со скоростью не более 30 °С в час повышена за 20-40 мин на 10-20°С по сравнению с значением $t_{п.и}$ согласно технической программе испытаний, и поддерживаться постоянной в течение 1 ч. 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.

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 мин.

Суммарная продолжительность основного этапа и заключительного этапа при температурной волне составляет $2\tau_k + (10 \div 12)$ ч.

29. Испытаний 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) повышением и снижением температуры с последующей ее стабилизацией.

30. При обработке результатов испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети должны быть определены тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающему и обратному трубопроводам в интервал (интервалы) времени в период испытаний, в течение которого температурный режим испытываемого циркуляционного кольца являлся установившимся.

Для определения интервала времени в период испытаний при установившемся должны быть построены графики изменения температуры сетевой воды во времени по всем точкам измерений.

По каждой точке наблюдений (измерений) циркуляционного кольца должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20-30 последовательных измерениях для интервалов времени с установившимся температурным режимом.

За те же интервалы времени должны быть усреднены значения расходов сетевой и подпиточной воды.

Усредняемые значения температуры должны быть смещены по времени на фактическую продолжительность пробега воды между точками измерения, определенную методом температурной волны.

31. 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:

$$Q_{п.и} = c(G_c - \frac{G_n}{4})(t_n^H - t_n^K) \cdot 10^3; \quad (18)$$

$$Q_{о.и} = c(G_c - \frac{3G_n}{4})(t_o^H - t_o^K) \cdot 10^3, \quad (19)$$

где:

G_c - усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из теплоподготовительной установки, кг/с (т/ч);

G_n - усредненный расход подпиточной воды, кг/с (т/ч);

t_n^H и t_n^K - усредненные температуры воды в начале и конце подающего трубопровода на участке, °С;

t_o^H и t_o^K - усреднение температуры воды в начале и конце обратного трубопровода на участке, °С.

32. При наличии на одном или нескольких испытанных участках циркуляционного кольца (между точками измерения температуры) отрезков трубопровода с другими нехарактерными типами прокладок или конструкциями изоляции, для которых проверялось справедливость условия $\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п}+M_{к.о}}\right)_и < 0,1$ в соответствии с требованиями пункта 9 настоящего Приложения и 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, °С:

$$(t_{п.и}^{cp})' = t_n^H - (t_n^H - t_n^K) \frac{M_{п.нач} + 0,5M_{п.отр.}}{M_{п.уч}}; \quad (20)$$

$$(t_{о.и}^{cp})' = t_o^K + (t_o^H - t_o^K) \frac{M_{о.нач} + 0,5M_{о.отр.}}{M_{о.уч}}, \quad (21)$$

где:

$M_{п.уч}$ и $M_{о.уч}$ - материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов на всем испытанном участке циркуляционного кольца, м²;

$M_{п.нач}$ и $M_{о.нач}$ - материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов части участка циркуляционного кольца от начала участка до места расположения нехарактерного отрезка, м²;

$M_{п.отр}$ и $M_{о.отр}$ - материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов нехарактерного отрезка, м².

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 $(t_{п.и}^{cp})'$, $(t_{о.и}^{cp})'$ 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.

33. Пересчет тепловых потерь, полученных в результате испытаний на тепловые потери водяной тепловой сети, на среднегодовые условия производится их сопоставлением с соответствующими значениями тепловых потерь,

определенных согласно нормам проектирования в соответствии с годами проектирования, типа прокладки участков испытанного циркуляционного кольца в соответствии с требованиями пункта 11 настоящего Приложения.

34. Значения тепловые потери 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

$$Q_{н.и}^{ср.г} = \frac{Q_{п.и}(t_{п}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г}) + Q_{о.и}(t_{о}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})}{\frac{1}{4}(t_{п}^H + t_{п}^K + t_{о}^H + t_{о}^K) - t_{гр.и}}; \quad (20)$$

для участков надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{н.п.и}^{ср.г} = \frac{Q_{п.и}(t_{п}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г})}{\frac{1}{2}(t_{п}^H + t_{п}^K) - t_{в.и}}; \quad (21)$$

$$Q_{н.о.и}^{ср.г} = \frac{Q_{о.и}(t_{о}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г})}{\frac{1}{2}(t_{о}^H + t_{о}^K) - t_{в.и}}; \quad (22)$$

где:

$t_{гр.и}$ и $t_{в.и}$ - температура грунта и окружающего воздуха, средняя за время испытания, °С.

35. 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

$$Q_{н}^{ср.г} = \sum \beta q_{н} L; \quad (23)$$

для участков надземной прокладки

$$Q_{н.п}^{ср.г} = \sum \beta q_{н.п} L; \quad (24)$$

$$Q_{н.о}^{ср.г} = \sum \beta q_{н.о} L, \quad (25)$$

Таблица 13

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 $Q_{н.и}^{ср.г}$, Вт (ккал/ч)	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям $Q_n^{ср.г}$, 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 «__» _____ 2023 г. № _____

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 на тепловые потери следует подвергать участки паропроводов тепловой сети, типы изоляционной конструкции которых являются характерными для данной паровой тепловой сети и составляют не менее 15% от материальной характеристики всех паропроводов эксплуатирующей организации. Характерными следует считать участки тепловых сетей, доля которых (ϕ), в суммарной материальной характеристике всех паропроводов составляет не менее 20%: определяемая по формуле:

$$\phi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum_x(d_n L)}{\sum_c(d_n L)} > 0,15, \quad (1)$$

где

$M_x = \sum_x(d_n L)$ - материальная характеристика паропроводов тепловой сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, m^2 ;

$M_c = \sum_c(d_n L)$ - материальная характеристика паропроводов, просуммированная по всей сети в целом, m^2 ;

d_n - наружный диаметр труб в пределах одного участка паропровода (при равных диаметрах труб), м;

L - протяженность участка сети, 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 по паропроводам тепловой сети и результаты анализа материалов по тепловым сетям сводятся в таблицу 1 настоящего Приложения.

Таблица 1

Технические характеристики паропроводов паровой тепловой сети

Наименование участка	Тип прокладки. Изоляция	Наружный диаметр, $d_{нар}$, м	Длина участка L, м	Толщина стенки, м	Толщина изоляции, $\delta_{из}$, м

Продолжение Таблицы 1

Наименование участка	Объем паропровода в $V_{н}$, м ³	Материальная характеристика паропровода в, м ²	Год проектирования	Доля материальной характеристики по типу прокладки или конструкции и изоляции, ϕ

3. Испытания паропроводов должны проводиться при температурах и давлениях пара, равных расчетным или ниже их при обеспечении минимального значения перегрева пара в конечной точке испытываемого паропровода не менее чем на 15 °С.

4. Перед проведением испытаний паропроводов 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 техническое состояние.

5. Испытания состоят из следующих этапов:

анализ проектных и эксплуатационных материалов по испытываемому 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 $t_{гр}^{ср.г}$ 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 метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочникам.

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, сводятся таблицу 2, среднемесячные и среднегодовые параметры и расходы пара – в таблицу 3 настоящего Приложения.

Таблица 2

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха и грунта, усредненные за последние 5 лет, температура пара на источнике тепловой энергии

Месяцы	Число часов работы		Температура, °С		
	отопительный период	летний период	наружного воздуха	грунта	пара на источнике
Январь					
Февраль					
.....					
Декабрь					
Среднегодовые температуры					

Среднемесячные и среднегодовые параметры и расходы пара

Месяцы	Источник теплоснабжения			Потребитель 1		
	температура, °С	давление, МПа	расход, кг/с	температура, °С	давление, МПа	расход, кг/с
Январь						
Февраль						
.....						
декабрь						
Среднегодовые значения						

7. На стадии подготовки испытаний на тепловые потери паровой тепловой сети должны быть рассчитаны параметры и режимы испытаний:

температура и давление пара в испытываемом паропроводе на выходе из источника тепловой энергии;

расход пара в испытываемом паропроводе;

ожидаемые в период испытаний значения температуры и давления пара на каждом участке испытываемого паропровода из условий поддержания требуемого давления пара у потребителя тепловой энергии и перегрева не менее чем на 15 °С пара на конечном пункте испытываемого участка;

8. Исходя из условий поддержания требуемого давления пара у потребителя тепловой энергии и перегрева на 15 °С пара на конечном пункте испытываемого участка должны быть определены конечные давление (P_{2i}) и температура (τ_{2i}) испытываемого i -го участка паропровода.

$$\tau_{2i} = t_0 + (\tau_{1i} - t_0) \cdot e^{\frac{-L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot c_i}}, \quad (2)$$

где:

t_0 - температура окружающей среды, °С;

τ_{1i} - температура пара в начале i -го участка, °С;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при

диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, независимо от года проектирования);

R_i - термическое сопротивление изоляционной конструкции испытуемого участка, определяется путём теплового расчёта существующих конструкций с применением табличных данных, $\text{м} \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$;

G_i - расчетный расход пара на участке, $\text{кг}/\text{с}$;

c_i – удельная изобарная теплоемкость пара при средней температуре

$$\tau_{\text{ср},i} = \tau_{1i} - 30^\circ\text{C}, \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C}).$$

После вычисления τ_{1i} следует уточнить удельную изобарную теплоемкость пара c_i (при температуре $\tau_{\text{ср},i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$). Расчет следует повторять до получения разницы ($\tau_{2i}^n - \tau_{2i}^{n+1} \leq 5^\circ\text{C}$),

где:

τ_{2i}^n и τ_{2i}^{n+1} - температуры в начале паропровода при n и $(n+1)$ расчете.

Абсолютное давление пара в конце i -го участка определяется по формуле, МПа:

$$p_{2i} = p_{1i} \cdot \sqrt{1 - \frac{2R_{li} \cdot (1 + \alpha_i) \cdot (\tau_{\text{ср},i} + 273,15)}{p_{1i} \cdot 10^{-6} \cdot (\tau_{1i} + 273,15)} \cdot L_i} \quad (3)$$

где:

p_{1i} - абсолютное давление пара в начале i – го участка, МПа;

L_i - длина отдельного i -го участка паропровода, м;

R_{li} - удельное линейное падение давления в начале i -го участка, $\text{кг}/\text{м}^2$;

α - коэффициент местных потерь давления i -го участка.

Удельное линейное падение давления в начале i -го участка определяется по формуле, Па/м:

$$R_{li} = \frac{10,6 \cdot (G_i)^2}{\rho_{1i} \cdot d_{\text{вн},i}^{5,25}} \cdot 10^{-3} \quad , \quad (4)$$

где:

ρ_{1i} - плотность пара в начале i -го участка паропровода, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$d_{\text{вн},i}$ - внутренний диаметр паропровода на i -ом участке, м.

Коэффициент местных потерь давления на i -ом участке определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{76,45 \cdot \sum \xi_i \cdot d_{\text{вн.}i}^{1,25}}{L_i}, \quad (5)$$

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 на тепловые потери сводятся в таблицы 4, 5, 6 настоящего Приложения.

10. При испытаниях паропроводов на тепловые потери должно использоваться технологическое оборудование источника тепловой энергии, обеспечивающее тепловую мощность, соответствующую расчетному расходу и параметрам пара, определенным в соответствии с пунктом 8 настоящего Приложения.

В период проведения испытаний паропроводов 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 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 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 испытываемого паропровода;

температуры и давления пара на каждом участке испытываемого паропровода;

температуры наружного воздуха;

барометрического давления.

13. При испытаниях на тепловые потери паровой тепловой сети должны применяться средства измерений, прошедшие поверку или калибровку:

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 лабораторными термометрами с ценой деления не более $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и (или) преобразователями температуры с вторичными средствами измерений разрешающей способностью не более $0,01\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры сетевой воды в точках циркуляционного кольца должны быть не более $\pm 0,05\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Измерение расходов пара при испытаниях паропроводов на тепловые потери должно выполняться средствами измерения с допускаемой относительной погрешностью измерения не более $\pm 2,5\%$ во всем диапазоне изменения расхода в период проведения испытаний.

Измерение давления пара должно выполняться средствами измерений манометрами для точных измерений, первичными измерительными преобразователями) с классом точности не более 0,6.

14. Перед испытаниями паропроводов на тепловые потери должны быть разработаны, согласованы и утверждены техническая и рабочая программы испытаний паропроводов на тепловые потери в соответствии с требованиями пунктов 11.28-11.30 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от _____ № _____.

К технической программе испытаний 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 на тепловые потери:

включение расходомеров в начале и конце паропровода;

установление расчетного расход пара, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний, давление P_1 и температура τ_1 ;

прогрев паропровода (и грунта при подземной прокладке) до установления постоянной температуры на конечном участке в течение 2-5 ч.; продолжительность этого периода значительно сокращается при предварительном прогреве грунта;

после установления испытательного режима во всех контрольных точках паропровода выполняются измерения температуры пара, давления и расхода пара через каждые 10 мин. в течение не менее 2 ч.

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 (результаты сводятся в таблицу 6 настоящего Приложения).

Таблица 6

Усредненные значения измеренных величин при испытании паропровода на тепловые потери

Параметр	Единица измерения	Наименование точки измерения					
		T.1	T.2	T.3	T.4	T.5	T.6
Температура теплоносителя	°C						
Давление	МПа						

теплоносителя							
Расход теплоносителя	кг/с						
Температура наружного воздуха	°С						
Барометрическое давление	кПа						

17. Часовые тепловые потери на каждом участке должны определяться по формуле:

$$Q_{ni} = G_{ni} \cdot (i_{ni}^H - i_{ni}^K) \cdot 10^3, \quad (6)$$

где:

Q_{ni} - тепловые потери по результатам испытаний на i -ом участке, Вт;

G_{ni} - расход пара при испытаниях на i -ом участке, кг/с;

i_{ni}^H и i_{ni}^K - энтальпии пара, соответственно в начале и конце i -го участка, кДж/кг.

18. Удельные тепловые потери на каждом участке должны определяться по формуле:

$$q_{ni} = \frac{Q_{ni}}{L_i \cdot \beta}, \quad (7)$$

где q_{ni} - удельные тепловые потери на i -ом участке, Вт/м;

L_i - длина i -го участка, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь.

19. Термическое сопротивление i -го участка при испытаниях, определяется по формуле, $\text{м} \cdot \text{°С/Вт}$:

$$R_{ni} = \frac{\tau_{i.c.p.} - t_{o.n}}{q_{ni}}, \quad (8)$$

где:

$\tau_{i.c.p.} = \frac{\tau_{i1} + \tau_{i2}}{2}$ - средняя при испытаниях температура теплоносителя на участке, °С;

$t_{o.n}$ - температура наружного воздуха при испытаниях, °С.

20. Значение перегрева пара в любой точке паропровода должны определяться по формуле:

$$\Delta\tau = \tau_i - \tau_n \quad (9)$$

где:

τ_n - температура насыщения пара, определяемая по таблицам или диаграммам P_i , °С.

Результаты вычислений при обработке данных испытаний паропроводов на тепловые потери сводятся в таблицу 7.

Таблица 7

Расчет потерь тепловой энергии на испытанных участках паропровода

Наименование участка	Расход теплоносителя G_{ii} , кг/с	Средняя температура а окружающей среды за период испытаний, $t_{o,и}$, °С	Температура теплоносителя, °С		Тепловые потери при испытаниях Q_{ii} , Вт	Удельные тепловые потери при испытаниях q_{ii} , Вт/м	Термическое сопротивление участка при испытаниях R_{ii} , м · °С/Вт
			в начале участка τ_{1i}	в конце участка τ_{2i}			

21. Для сопоставления тепловых потерь, полученных в результате испытаний паропровода на тепловые потери, с нормативными должен быть произведен пересчет на среднегодовые условия работы паропровода. При этом принимается, что значения термических сопротивлений (R_{ii}) участков паропровода, характеризуют качество теплоизоляционных конструкций паропровода, являются постоянными величинами.

В том случае, если при эксплуатационных режимах пар находится в перегретом состоянии, пересчет должен производиться по формулам (2-8) с учётом средних температур окружающей среды в соответствии с пунктом 6 настоящего Приложения. При отсутствии измеренных давлений на промежуточных участках эти значения должны быть рассчитаны по известным начальным параметрам пара по формуле (3) пункта 8 настоящего Приложения.

Значения норм тепловых потерь теплового потока должны приниматься в соответствии с годом проектирования конкретных участков паропровода 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. по 2013 г. включительно;

в таблицах 3-10 Приложения № 9 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от ____ №____, а также в таблицах 8а и 8б настоящего Приложения - для теплопроводов, спроектированных с 2014 года и позднее.

При расположении теплопроводов, спроектированных с 2014 года и позднее, в других регионах страны (отличных от Европейского региона) нормы плотности теплового потока определяются в соответствии с пунктом 12 Приложения 9 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от ____ №____.

Таблица 8а

Нормы плотности теплового потока через поверхность изоляции паропроводов с конденсатопроводами при их совместной прокладке в непроходных каналах.

Условный проход трубопроводов, мм		Паропровод	Конденсатопровод	Паропровод	Конденсатопровод	Паропровод	Конденсатопровод
		Расчетная температура теплоносителя, °С					
		115	100	150	100	200	100
25	25	22	18	30	18	41	18
32	25	23	18	32	18	43	18
40	25	25	18	33	18	45	18
50	25	27	18	36	18	52	18
65	32	31	21	43	21	58	21
80	40	35	23	46	23	62	23
100	40	38	23	49	23	66	23
125	50	42	24	53	24	72	24

150	65	45	27	58	27	78	27
200	80	52	27	68	27	89	27
250	100	58	31	75	31	99	31
300	125	64	33	83	33	110	33
350	150	70	38	90	38	118	38
400	180	75	42	96	42	127	42
450	200	81	44	103	44	134	44
500	250	86	50	110	50	143	50
600	300	97	55	123	55	159	55
700	300	105	55	133	55	172	55
800	300	114	55	143	55	185	55

Таблица 8б

Нормы плотности теплового потока через поверхность изоляции паропроводов с конденсатопроводами при их совместной прокладке в непроходных каналах.

Условный проход трубопроводов, мм		Паропровод	Конденсатопровод	Паропровод	Конденсатопровод	Паропровод	Конденсатопровод
Расчетная температура теплоносителя, °С							
		250	100	300	100	350	100
25	25	51	18	64	18	79	18
32	25	54	18	69	18	83	18
40	25	58	18	73	18	88	18
50	25	64	18	79	18	95	18
65	32	71	21	88	20	103	20
80	40	81	22	98	22	117	21
100	40	81	22	98	22	117	21
125	50	88	23	107	23	126	23
150	65	94	26	115	26	142	26
200	80	108	28	131	28	153	28
250	100	119	31	147	31	172	31
300	125	133	33	159	33	186	33
350	150	143	37	171	37	200	34
400	180	153	41	183	41	213	41
450	200	162	44	193	43	224	43
500	250	173	49	207	49	239	48
600	300	190	54	227	54	261	53
700	300	203	54	243	53	280	53
800	300	220	54	-	-	-	-

Результаты пересчёта (фактические средние тепловые потери) сравниваются с нормативными тепловыми потерями сводятся в таблицы 9, 10 и настоящего Приложения.

Таблица 9

Расчет параметров паропровода при эксплуатационном режиме (среднегодовые параметры)

Наименование участка	Температура теплоносителя, °С			Давление теплоносителя, МПа		Расход теплоносителя $G_i^{cp.r}$, кг/с	Термическое сопротивление участка $R_{иi}$, м · °С/Вт
	в начале участка $t_{1i}^{cp.r}$	в конце участка $t_{2i}^{cp.r}$	средняя на участке $t_{cp.i}^{cp.r}$	в начале участка $p_{1i}^{cp.r}$	в конце участка $p_{2i}^{cp.r}$		

Таблица 10

Сопоставление тепловых потерь на испытанных участках с тепловыми потерями по нормам проектирования

Наименование участка	Тип прокладки. Изоляция	Среднегодовая температура окружающей среды, $t_o^{cp.r}$, °С	Фактические теплотери, приведенные к среднегодовым условиям, $Q_i^{p.r}$, Вт	Нормативные тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям, $Q_{н.i}^{cp.r}$, Вт	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, K_i

22. В том случае, если пар при эксплуатационных режимах паропроводов тепловых сетей переходит в состояние влажного насыщенного пара, пересчёт 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 (2) определяется распределение τ_{2i} по трассе;

по формуле (3) определяется падение давления P_{2i} по трассе и в соответствие с линией давлений строится линия температуры насыщения τ_H ;

пересечение линии τ_H и τ_{2i} даёт точку перехода пара из перегретого во влажное состояние ($\tau_{1вл}$);

удельные тепловые потери паропровода на участке $L_{вл}$ с влажным паром:

$$q = \frac{\tau_{вл}^{cp} - t_o}{R_{уч}}, \quad (10)$$

где:

$$\tau_{вл}^{cp} = \frac{\tau_{1вл} + \tau_{2вл}}{2} - \text{средняя температура насыщения на участке } L_{вл}, \text{ } ^\circ\text{C};$$

$\tau_{2вл}$ - температура пара в конце участка $L_{вл}$, равная температуре насыщения при $P_{2вл}$, $^\circ\text{C}$;

суммарные потери с влажным паром определяются по формуле:

$$Q = q \cdot L_{вл} \cdot \beta \quad (11)$$

энтальпия влажного пара (смеси сухого пара и конденсата) в конце участка $L_{вл}$ определяется по формуле:

$$i_{2вл} = i_{1вл} - Q/G \quad (12)$$

где:

$i_{1вл}$ - энтальпия пара в точке перехода из перегретого в насыщенное состояние, кДж/кг;

степень влажности пара в конце участка определяется по формуле:

$$y = \frac{i_{1вл} - i_{2вл}}{r} \quad (13)$$

где r - скрытая теплота парообразования, кДж/кг;

степень сухости пара:

$$x = 1-y = \frac{i_{2\text{вл}}-i_{2\text{ж}}}{r} \quad (14)$$

где:

$i_{2\text{ж}}$ - теплосодержание жидкости в конечной точке, кДж/кг;

количество выпавшего конденсата, кг/с:

$$G_{\text{конд}} = y \cdot G \quad (15)$$

Результаты расчётов по участку с влажным паром проверяются по формулам теплового и материального баланса:

$$i_{1\text{вл}}G_{1\text{п}} = i_{1\text{вл}}G_{2\text{п}} + cG_{2\text{в}}\tau_2 + Q_{1-2}; \quad (16)$$

$$G_{1\text{п}} = G_{2\text{п}} + G_{2\text{в}}, \quad (17)$$

где:

$G_{1\text{п}}$ – расход пара в начале участка с влажным паром, кг/с;

$G_{2\text{п}}$ – расход пара в конце участка с влажным паром, кг/с;

$G_{2\text{в}}$ – расход сконденсировавшейся влаги в конце участка с влажным паром, т кг/с;

Q_{1-2} – тепловые потери участка с влажным паром, Вт.

Формула (16) может быть выражена следующим образом:

$$i_{1\text{вл}}G_{1\text{п}} = i_{2\text{вл}}(G_{2\text{п}} + G_{2\text{в}}) + Q_{1-2}. \quad (18)$$

Приложение № 11
к Правилам технической эксплуатации
объектов теплоснабжения
и теплопотребляющих установок,
утвержденным приказом Минэнерго
России
от «__» _____ 2023 г. № ____

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 , ч²/м⁵ или м/(м³/ч)²;

коэффициент гидравлического трения λ ;

эквивалентная шероховатость трубопровода $k_э$, 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 трубопроводов с расчетным значением λ_p при $k_э = 0,5 \cdot 10^{-3}$ м для новых трубопроводов соответствующих диаметров.

3. Для испытаний на гидравлические потери должны выбираться участки магистральных и распределительных трубопроводы тепловой сети, являющиеся характерными для данных тепловых сетей системы теплоснабжения по срокам и условиям эксплуатации. Характерными участками для тепловой сети эксплуатирующей организации являются участки, доли которых по каждому пятилетнему периоду эксплуатации от всех участков тепловой сети

эксплуатирующей организации ϕ (%), определенные по формуле (1), составляют не менее 20%.

$$\phi = \frac{\sum M_{\text{уч}}^n \cdot T_{\text{уч}}^n \cdot 100}{M_{\text{т.с}} \cdot T_{\text{т.с}}^{\text{ср}}}, \quad (1)$$

где

$\sum M_{\text{уч}}^n$ - 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, м²;

$T_{\text{уч}}^n$ - 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;

$M_{\text{т.с}}$ - суммарная материальная характеристика всех участков тепловой сети на балансе энергопредприятия, м²;

$T_{\text{т.с}}^{\text{ср}}$ - средний срок эксплуатации трубопроводов данной тепловой сети, год.

Материальная характеристика участка тепловой сети определяется по формуле, м²:

$$M_{\text{уч}}^n = D_y^n \cdot L^n + D_y^o \cdot L^o, \quad (2)$$

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 $T_{\text{т.с}}^{\text{ср}}$ (год) определяется по формуле:

$$T_{Т.с}^{ср} = \frac{\sum(M_{уч}^n \cdot T_{уч}^n)}{M_{Т.с}} \quad (3)$$

Сведения по характеристикам участков тепловой сети эксплуатирующей организации по каждой системе теплоснабжения и результаты расчета сводятся в таблицу 1.

Таблица 1

Характеристика участков тепловой сети эксплуатирующей организации

Номер участка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Диаметры трубопровода		Длина трубопровода L , м	Год ввода в эксплуатацию	Доли по пятилетнем у периоду эксплуатации ϕ , %
		условный D_y , м	внутренний $D_{вн}$, м			

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:

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 сводятся:

по длинам, диаметрам геодезическим отметкам начала и конца испытываемых участков - в таблицу 2 настоящего Приложения;

по коэффициентам местных сопротивлений – в таблицу 3;

Таблица 2

Характеристика испытываемых участков тепловой сети (форма)

Номер участка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Диаметры трубопровода		Длина трубопровода 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 (сальниковый, П-образный)		Задвижка, вентиль		Переход диаметра (сужение, расширение)		Грязевик		Суммарный коэффициент $\Sigma\xi$
	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	

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 Приложения.

Таблица 4

Коэффициенты местных сопротивлений ξ

Местное сопротивление	Коэффициент ξ , м	Местное сопротивление	Коэффициент ξ , 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 закрытом ответвлении	0,1
П-образный	2,7		
сальниковый	0,3	Крестовина на проход при закрытом ответвлении	0,2
волнистый	2,5		
Грязевик	10,0	Тройник в ответвлении при закрытом прямом проходе	2,0
Переход диаметра:			
расширение	0,2-0,3		
сужение	0,1-0,2	Крестовина в ответвлении при закрытом прямом проходе	2,3
Отводы:			
гнутые гладкие	0,3-1,0		

6. На стадии подготовки испытаний на гидравлические потери должна быть разработана схема включения оборудования водоподогревательной установки источника тепловой энергии 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 внутриванционных 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 и выходе из циркуляционного кольца);

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);

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 и выходе из циркуляционного кольца).

8. При подготовке испытаний на гидравлические потери должны быть выполнены расчеты режима испытаний для определения:

расхода воды при испытаниях;

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;

необходимости использования в период испытаний подкачивающих (перекачивающих) насосных станций при их наличии в тепловой сети.

1) Ожидаемый расход воды G (м³/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, ч²/м⁵;

$\Delta H_{\text{и.т}}$ - располагаемый напор на выводах источника тепла, м;

Сопротивление магистрали $s_{\text{сети}}$ (ч²/м⁵) определяется по формуле

$$s_{\text{сети}} = \sum (s_{\text{уч}}^n + s_{\text{уч}}^o + s_n), \quad (5)$$

где

$s_{\text{уч}}^n$ и $s_{\text{уч}}^o$ - сопротивление каждого участка магистрали соответственно по подающему и обратному трубопроводу, ч²/м⁵;

s_n - сопротивление перемычки (или суммарного сопротивления нескольких перемычек) между подающим и обратным трубопроводом в конце испытываемой магистрали, ч²/м⁵.

Значения сопротивлений циркуляционных перемычек s_n тепловой сети при отсутствии фактических эксплуатационных или проектных данных принимаются в соответствии с таблицей 5 настоящего Приложения).

Таблица 5

Сопротивления циркуляционных перемычек s_n тепловой сети

Условный диаметр D_y , м	Длина перемычки L , м	Коэффициент местных сопротивлений ξ	Сопротивление s_n , 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	$0,428 \cdot 10^{-6}$

2) Сопротивление участка $s_{уч}^{п(о)}$ по подающему или обратному трубопроводу должно определяться по формуле:

$$s_{уч}^{п(о)} = s_l \cdot L + s_m \cdot \sum \xi, \quad (6)$$

где:

s_l - удельное сопротивление 1 м трубопровода, ч²/м⁶ или м/[м³/ч)²·м]; определяется для каждого диаметра трубопровода по таблице 4 настоящего Приложения в зависимости от принятого для предварительного расчета эквивалентной шероховатости $K_э$ в соответствии с таблицей 6 настоящего Приложения;

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	$10,0 \cdot 10^{-3}$	$8,0 \cdot 10^{-3}$

Примечание. Значения эквивалентной шероховатости, приведенные в таблице 6 настоящего Приложения, не допускается использовать для расчета эксплуатационных гидравлических режимов тепловой сети)

L - длина участка трубопровода (м);

$\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений по участкам согласно таблице 3 настоящего Приложения;

s_m - удельное сопротивление единицы коэффициента местных сопротивлений, $\text{ч}^2/\text{м}^5$ или $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$ (согласно таблице 7 настоящего Приложения);

Таблица 7

Удельные линейные и местные сопротивления трубопроводов

Условный диаметр, м	$s_{\text{л.уд}}$ ($\text{ч}^2/\text{м}^6$) при значениях эквивалентной шероховатости K_s , м						$s_{\text{м.уд}}$ $\text{ч}^2/\text{м}^5$ при $\xi = 1$
	$0,5 \cdot 10^{-3}$	$1,0 \cdot 10^{-3}$	$3,0 \cdot 10^{-3}$	$5,0 \cdot 10^{-3}$	$10,0 \cdot 10^{-3}$	$15,0 \cdot 10^{-3}$	
0,100	$0,193 \cdot 10^{-4}$	$0,241 \cdot 10^{-4}$	$0,364 \cdot 10^{-4}$	$0,455 \cdot 10^{-4}$	$0,647 \cdot 10^{-4}$	$0,820 \cdot 10^{-4}$	$0,990 \cdot 10^{-4}$
0,125	$0,593 \cdot 10^{-5}$	$0,734 \cdot 10^{-5}$	$0,109 \cdot 10^{-5}$	$0,135 \cdot 10^{-5}$	$0,188 \cdot 10^{-5}$	$0,235 \cdot 10^{-5}$	$0,280 \cdot 10^{-5}$
0,150	$0,226 \cdot 10^{-5}$	$0,278 \cdot 10^{-5}$	$0,408 \cdot 10^{-5}$	$0,501 \cdot 10^{-5}$	$0,689 \cdot 10^{-5}$	$0,852 \cdot 10^{-5}$	$0,101 \cdot 10^{-5}$
0,200	$0,393 \cdot 10^{-6}$	$0,479 \cdot 10^{-6}$	$0,687 \cdot 10^{-6}$	$0,833 \cdot 10^{-6}$	$0,112 \cdot 10^{-6}$	$0,136 \cdot 10^{-6}$	$0,158 \cdot 10^{-6}$
0,250	$0,122 \cdot 10^{-6}$	$0,148 \cdot 10^{-6}$	$0,209 \cdot 10^{-6}$	$0,251 \cdot 10^{-6}$	$0,333 \cdot 10^{-6}$	$0,401 \cdot 10^{-6}$	$0,463 \cdot 10^{-6}$
0,300	$0,484 \cdot 10^{-7}$	$0,584 \cdot 10^{-7}$	$0,820 \cdot 10^{-7}$	$0,981 \cdot 10^{-7}$	$0,129 \cdot 10^{-7}$	$0,154 \cdot 10^{-7}$	$0,177 \cdot 10^{-7}$
0,350	$0,215 \cdot 10^{-7}$	$0,258 \cdot 10^{-7}$	$0,359 \cdot 10^{-7}$	$0,428 \cdot 10^{-7}$	$0,558 \cdot 10^{-7}$	$0,663 \cdot 10^{-7}$	$0,756 \cdot 10^{-7}$
0,400	$0,111 \cdot 10^{-7}$	$0,132 \cdot 10^{-7}$	$0,183 \cdot 10^{-7}$	$0,217 \cdot 10^{-7}$	$0,281 \cdot 10^{-7}$	$0,333 \cdot 10^{-7}$	$0,378 \cdot 10^{-7}$
0,450	$0,579 \cdot 10^{-8}$	$0,692 \cdot 10^{-8}$	$0,951 \cdot 10^{-8}$	$0,112 \cdot 10^{-8}$	$0,145 \cdot 10^{-8}$	$0,171 \cdot 10^{-8}$	$0,193 \cdot 10^{-8}$
0,500	$0,346 \cdot 10^{-8}$	$0,413 \cdot 10^{-8}$	$0,565 \cdot 10^{-8}$	$0,666 \cdot 10^{-8}$	$0,854 \cdot 10^{-8}$	$0,100 \cdot 10^{-8}$	$0,113 \cdot 10^{-8}$
0,600	$0,136 \cdot 10^{-8}$	$0,162 \cdot 10^{-8}$	$0,220 \cdot 10^{-8}$	$0,257 \cdot 10^{-8}$	$0,328 \cdot 10^{-8}$	$0,384 \cdot 10^{-8}$	$0,432 \cdot 10^{-8}$
0,700	$0,677 \cdot 10^{-9}$	$0,801 \cdot 10^{-9}$	$0,108 \cdot 10^{-9}$	$0,127 \cdot 10^{-9}$	$0,160 \cdot 10^{-9}$	$0,186 \cdot 10^{-9}$	$0,209 \cdot 10^{-9}$
0,800	$0,342 \cdot 10^{-9}$	$0,403 \cdot 10^{-9}$	$0,542 \cdot 10^{-9}$	$0,632 \cdot 10^{-9}$	$0,795 \cdot 10^{-9}$	$0,922 \cdot 10^{-9}$	$0,103 \cdot 10^{-9}$
0,900	$0,187 \cdot 10^{-9}$	$0,220 \cdot 10^{-9}$	$0,294 \cdot 10^{-9}$	$0,342 \cdot 10^{-9}$	$0,429 \cdot 10^{-9}$	$0,495 \cdot 10^{-9}$	$0,553 \cdot 10^{-9}$
1,000	$0,109 \cdot 10^{-9}$	$0,128 \cdot 10^{-9}$	$0,170 \cdot 10^{-9}$	$0,198 \cdot 10^{-9}$	$0,247 \cdot 10^{-9}$	$0,284 \cdot 10^{-9}$	$0,316 \cdot 10^{-9}$
1,200	$0,418 \cdot 10^{-10}$	$0,490 \cdot 10^{-10}$	$0,648 \cdot 10^{-10}$	$0,749 \cdot 10^{-10}$	$0,929 \cdot 10^{-10}$	$0,107 \cdot 10^{-10}$	$0,118 \cdot 10^{-10}$
1,400	$0,189 \cdot 10^{-10}$	$0,221 \cdot 10^{-10}$	$0,291 \cdot 10^{-10}$	$0,336 \cdot 10^{-10}$	$0,414 \cdot 10^{-10}$	$0,474 \cdot 10^{-10}$	$0,524 \cdot 10^{-10}$

3) 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 $s_{\text{п}}$ определять по таблице 6 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 ($\text{ч}^2/\text{м}^5$) следует рассчитывать по формуле:

$$S_n = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{S_{o,п}}} + \frac{1}{\sqrt{S_{п,д} + S_h}}\right)^2}, \quad (7)$$

где:

$S_{o,п}$ - сопротивление основной перемычки, $\text{ч}^2/\text{м}^5$;

$S_{п,д}$ - сопротивление дополнительной перемычки, $\text{ч}^2/\text{м}^5$;

S_h - сопротивление подающего и обратного трубопроводов на участке между перемычками, включая местные сопротивления, $\text{ч}^2/\text{м}^5$.

4) 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.

5) 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:

$$H_{и.т} = \Delta H_{и.т} + H_{и.т}^o + h_{г.о} , \quad (9)$$

где:

$H_{и.т}^o$ - напор в обратном трубопроводе испытываемой магистрали на

выводах источника тепла при испытаниях, м; принимается предварительно соответствующим эксплуатационному давлению;

$h_{г.о}$ - геодезическая отметка обратного трубопровода на источнике тепла, м.

Ожидаемый пьезометрический напор в каждой контрольной точке по подающему и обратному трубопроводам (м) определяется по формуле

$$H_i = H_{i-1} - \Delta H - (h_{г.i} - h_{г.i-1}), \quad (10)$$

где:

H_{i-1} - пьезометрический напор в предыдущей (по ходу воды) контрольной точке, м;

ΔH - потери напора на участке между заданной и предыдущей контрольными точками, м;

$h_{г.i}$ и $h_{г.i-1}$ - геодезические отметки трубопровода в заданной и предыдущей (по ходу воды) контрольных точках, м.

б) Для каждой контрольной точки должны определяться пьезометрические напоры и давления при статическом режиме, для которого предварительно принимается эксплуатационное значение статического давления, поддерживаемое подпиточным устройством источника тепловой энергии.

9. 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 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 указаниями пунктом 8 настоящего Приложения.

10. Перед испытаниями на гидравлические потери должны быть разработаны техническая и рабочая программы в соответствии с требованиями пунктов 11.28-11.30 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от ____ № ____.

К технической программе испытаний на гидравлические потери должны прилагаться исходные данные и результаты расчета гидравлического режима испытаний в соответствии с таблицами 1, 2, 3 настоящего Приложения, а также соответствующий этому расчету пьезометрический график по каждому циркуляционному кольцу.

11. Средства измерений, применяемые при проведении испытаний на гидравлические потери, должны обеспечивать необходимая точность измерений в соответствии с требованиями пункта 12 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.

12. 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.

1) Для измерения давления сетевой воды в трубопроводах при испытаниях на гидравлические потери должны применяться средства измерений (манометры, первичные измерительные преобразователи давления и вторичные приборы), измерительные системы, обеспечивающие допустимую относительную погрешность измерения давления не более $\pm 0,6 \%$,

Пределы измерения манометров, первичных измерительных преобразователей давления и вторичных средств измерений давления должны обеспечивать нахождение значения измеряемого давления в диапазоне не менее $2/3$ шкалы.

2) Измерение расходов сетевой и подпиточной воды при испытаниях на гидравлические потери должно выполняться средствами измерения с допустимой относительной погрешностью измерения расхода воды не более $\pm 2,5\%$ во всем диапазоне изменения расхода в период проведения испытаний.

3) 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 средствами измерений с основной погрешностью не более $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

13. Непосредственно перед началом испытаний на гидравлические потери должны быть произведена проверка готовности исполнения требований,

предусмотренных технической и рабочей программами испытаний на гидравлические потери:

выполнения технических и организационных подготовительных мероприятий;

проведения контроля правильности собранной рабочей схемы включения оборудования на источнике тепловой энергии и в тепловой сети;

проведения контроля установленных на источнике тепловой энергии и в тепловой сети штатных и дополнительных средств измерений;

расстановки наблюдателей и их инструктажа на рабочих местах;

проведения контроля завершения заполнения сетевой водой испытываемых трубопроводов, проверки отсутствия в них воздуха;

проведения контроля надежности отключения потребителей тепловой энергии от испытываемых участков тепловой сети, входящих в циркуляционное кольцо.

Непосредственно перед испытаниями на гидравлические потери должен быть проведен инструктаж лиц, участвующих в проведении испытаний, требованиям безопасности и охраны труда с записью в журнал инструктажа.

14. 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).

15. 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/см²);

расход на подпитку циркуляционного кольца не должен превышать максимального значения в соответствии с требованиями, установленными технической и рабочей программ испытаний, и должен быть не более 1 % максимального расхода сетевой воды в циркуляционном кольце, предусмотренного в динамическом режиме.

16. 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.

17. Перед выполнением измерений, предусмотренных на начальном (статическом) этапе испытаний на гидравлические потери, должна быть произведена проверка:

1) выполнения условий согласно пункту 15 настоящего Приложения, в случае нарушения которых должны быть приняты меры:

при превышении максимально допускаемых значения 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, требованиям согласно пункту 12 настоящего Приложения.

18. 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;

при давлении на $0,05 \div 0,1$ МПа ($0,5 \div 1,0$ кгс/см²) 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.

19. 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:

давление в подающем и обратном трубопроводах в каждой контрольной точке;

расход подпиточной воды;

температура воды в подающем и обратном трубопроводах на источнике тепловой энергии (на входе в циркуляционное кольцо и на выходе из него).

20. 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 (в соответствии с рекомендуемой таблицей 8 настоящего Приложения) – не реже, чем через каждые 5 мин в течение не менее 1 ч.;

Таблица 8

ЖУРНАЛ НАБЛЮДЕНИЯ № ____ (форма)

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)	
ч	мин	под.	обр.	ч	мин	под.	обр.	ч	мин	под.	обр.

при автоматической регистрации результатов измерений в электронных архивах – с дискретностью не менее 1 мин., общее число измерений должно быть не менее 30.

В случае одновременного использования 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 ч.

21. По результатам измерений на начальном (статическом) этапе испытаний на гидравлические потери, поправки на положение манометров (преобразователей давления), установленных в начале и конце участка $h_{Г.Н}$ и $h_{Г.К}$ (м), должны быть предварительно определены по формуле:

$$h_{Г.Н(К)} = \frac{(p_m^{ст} - p_{Н(К)}^{ст}) \cdot 10^4}{\rho}, \quad (11)$$

где:

$p_m^{ст}$ - давление при статическом режиме на источнике тепловой энергии (или в наиболее низкой точке наблюдения), определяемое технической и рабочей программой испытаний, кгс/см²;

$p_{Н(К)}^{ст}$ - давление в рассматриваемой точке (в начале или конце участка) при статическом режиме, кгс/см²;

ρ - плотность воды при температуре испытаний, кг/м³.

22. 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 также соответствие расходов сетевой воды - принятым значениям по результатам предварительного гидравлического расчета.

23. 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 м, 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).

24. Во время основного этапа испытаний на гидравлические потери при максимальном расходе должны выполняться измерения следующих параметры сетевой воды и характеристики режима:

температура циркулирующей воды;

давление в подающем и обратном трубопроводах в каждой контрольной точке;

расход сетевой и подпиточной воды в испытываемой магистрали.

Регистрация результатов измерений должна производиться в соответствии с требованиями пункта 20 настоящего Приложения.

25. Для проверки правильности результатов измерений по закону квадратичной зависимости расходов и потерь напоров проводятся испытания при втором режиме, при котором расход сетевой воды устанавливается равным примерно 80% максимального.

С учетом геодезических поправок (отметок) 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, м³/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 $\pm 10\%$.

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 расходах воды сводятся в таблицу 9 настоящего Приложения.

Таблица 9

Сопоставление результатов испытаний на гидравлические потери при максимальном и сниженном расходах воды

Наименование участка	$\left(\frac{G_{\text{макс}}}{G_1}\right)^2$	$\frac{\Delta H_{\text{макс}}}{\Delta H_1}$	
		Подающий трубопровод	Обратный трубопровод

26. 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.

Результаты измерений в выбранном интервале времени стабильного гидравлического режима должны быть усреднены путем нахождения среднего арифметического значения. Усредненные значения расходов, давлений, температур сводятся в таблицу 10 настоящего Приложения. На показания средств измерения давления вносятся поправки согласно результатам их поверки или добровольной калибровки. При использовании для измерения расхода стандартных сужающих устройств должны быть внесены поправки согласно

требованиям обязательных правил в соответствии с требованиями законодательства об обеспечении единства измерений.

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_n , м ³ /ч	Температура воды t_n , °С
					в начале участка	в конце участка		
					p_n	p_k		

27. Потери напора ΔH (м) по подающему или обратному трубопроводу при максимальном расходе сетевой воды должны определяться по формуле:

$$\Delta H = H_n - H_k = \left(\frac{\rho_n \cdot 10^4}{\rho} + h_{г.н} \right) - \left(\frac{\rho_k \cdot 10^4}{\rho} + h_{г.к} \right), \quad (13)$$

где:

H_n и H_k - полный напор и трубопроводе в начале и конце участка, м;

ρ_n и ρ_k - показания манометров (с поправками), в начале и конце участка трубопровода, кг/см²;

$h_{г.н}$ 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 23 настоящего Приложения.

28. Для участков, на которых установлены измерительные диафрагмы, потери напора в них должны исключаться из общей потери напора.

29. Фактическое гидравлическое сопротивление участка сети s_ϕ (ч²/м⁵) определяется по формуле:

$$s_\phi = \frac{\Delta H}{G_\phi^2}, \quad (14)$$

где:

G_ϕ - расход сетевой воды при испытаниях, м³/ч.

30. Коэффициент гидравлического сопротивления (трения) определяется по формуле:

$$\lambda_{\phi} = \frac{1,57 \cdot 10^8 \cdot s_{\phi} \cdot D_{\text{вн}}^5 - D_{\text{вн}} \cdot \Sigma \xi}{L} \quad (15)$$

31. Значение эквивалентной шероховатости (м) определяется по формуле:

$$K_{\phi} = 3,7 \cdot D_{\text{вн}} \cdot 10^{\frac{1}{2\sqrt{\lambda_{\phi}}}} \quad (16)$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 11 настоящего Приложения.

Таблица 11

Результаты расчет полного напора в начале и конце участка

Номер участка	Наименование участка, трубопровода (подающий, обратный).	Начало участка			Конец участка			Общая потеря напора на участке ΔH , м
		Пьезометрический напор p_n/ρ , м	Геодетическая поправка $h_{\text{ГН}}$, м	Полный напор H_n , м	Пьезометрический напор p_k/ρ , м	Геодетическая поправка $h_{\text{ГК}}$, м	Полный напор H_k , м	

32. При анализе результатов испытаний на гидравлические потери должно быть определено отношение фактического коэффициента гидравлического трения испытанного трубопровода λ_{ϕ} к коэффициенту гидравлического трения λ_p , соответствующему значению эквивалентной шероховатости $K_{\phi}=0,5 \cdot 10^{-3}$ м для данного диаметра нового трубопровода (в соответствии с таблицей 12 настоящего Приложения) характеризующее увеличение фактического гидравлического сопротивления трению по отношению к расчетному значению для новых труб.

Таблица 12

Коэффициент трения для стальных труб при $K_{\phi}=0,5 \cdot 10^{-3}$ м.

Диаметр труб, м		λ_p	Диаметр труб, м		λ_p
условный D_y	внутренний $D_{\text{вн}}$		условный D_y	внутренний $D_{\text{вн}}$	
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

33. Относительное снижение фактической пропускной способности трубопроводов на испытанных участках по отношению к расчетному значению (при $\Delta H = \text{const}$) определяется по формуле

$$\frac{G_{\phi}}{G_p} = \sqrt{\frac{s_p}{s_{\phi}}}, \quad (17)$$

где:

- s_p - расчетное сопротивление участка тепловой сети при $\kappa_3 = 0,5 \cdot 10^{-3}$, определенное по формуле (6), $\text{ч}^2/\text{м}^5$;
- s_{ϕ} - фактическое сопротивление участка трубопровода, рассчитанное по результатам испытаний по формуле (14), $\text{ч}^2/\text{м}^5$;
- G_p - расход воды на участке, равный расходу по циркуляционному кольцу, определенному по формуле (4) настоящего Приложения при сопротивлении сети s_p .

Результаты расчета сводятся в таблицу 13 настоящего Приложения.

Таблица 13

Расчет гидравлических характеристик трубопроводов по результатам испытаний на гидравлические потери

Номер участка	Наименование участка, трубопровода (подающий, обратный)	Общая потеря напора на участке ΔH , м	Гидравлическое сопротивление участка s_{ϕ} , $\text{ч}^2/\text{м}^5$	Коэффициент сопротивления λ_{ϕ}	$\frac{\lambda_{\phi}}{\lambda_p}$	Эквивалентная шероховатость на участке κ_3 , м	Снижение пропускной способности G_{ϕ}/G_p

Таким же образом производится сравнение фактических потерь напоров в тепловой сети при испытаниях с расчетными значениями.

34. Конкретные причины увеличения гидравлического сопротивления устанавливаются на основании результатов испытаний путем дополнительного анализа эксплуатационных данных, среди которых должны быть

проанализированы следующие причины:

1) повышенные местными сопротивлениями вследствие наличия засоров, неисправности запорно-регулирующей арматуры, неверными данными по коэффициентам местных сопротивлений отбельных видов оборудования по тракту воды;

2) 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.

35. 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 пункта 11.38 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от _____ № _____.

Результаты периодических испытаний на гидравлические потери должны использоваться для накопления статистического материала по изменению гидравлических характеристик трубопроводов в процессе эксплуатации.

36. 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,

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.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Проект приказа Минэнерго России «Об утверждении Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок» (далее – проект Правил) разработан в соответствии с пунктом 5 поручений Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 20.05.2022 № АН-П51-8366.

Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденные приказом Минэнерго России от 24 марта 2003 г. № 115 (далее – Правила № 115), включены в перечень нормативных правовых актов и групп нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, нормативных правовых актов, отдельных положений нормативных правовых актов и групп нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти, правовых актов, отдельных положений правовых актов, групп правовых актов исполнительных и распорядительных органов государственной власти РСФСР и Союза ССР, решений Государственной комиссии по радиочастотам, содержащих обязательные требования, в отношении которых не применяются положения частей 1, 2 и 3 статьи 15 Федерального закона «Об обязательных требованиях в Российской Федерации», утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2467. Срок действия Правил № 115 – 01.03.2024.

Издание Проекта правил обеспечит исполнение пункта 3 постановления Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2467.

За период с 2003 года, когда были утверждены Правила № 115, произошли кардинальные изменения в нормативно-правовом регулировании теплоснабжения. В первую очередь, разработка проекта Правил обусловлена принятием Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и подзаконных актов к нему.

В новом проекте Правил учтены требования Федерального закона от 22.07.2020 № 247-ФЗ «Об обязательных требованиях в Российской Федерации», в том числе принципы установления обязательных требований.

Разработка проекта Правил была основана на применении современных технологий и материалов, применяемых в теплоэнергетике, а также риск-ориентированном подходе в контрольно-надзорной деятельности. Например,

применение систем оперативного дистанционного контроля состояния теплоизоляционного слоя трубопроводов и обнаружения участков с повышенной влажностью изоляции.

Нововведениями проекта Правил являются – разработка и утверждение организациями положений о технических политиках организаций, изменение подхода к подготовке к отопительному периоду с участием единой теплоснабжающей организации и составлением сводной программы подготовки к отопительному периоду, включение требований по коррекционной обработке подпиточной воды, в том числе с использованием ингибиторов. Кроме того, проект Правил учитывает текущее законодательство Российской Федерации – частично исключены нормы эксплуатации газораспределительного и газопотребляющего оборудования в целях исключения дублирования требований законодательства в сфере промышленной безопасности, нормы эксплуатации вспомогательного оборудования (золоулавливающие и тягодутьевые установки) в целях исключения дублирования требований технических регламентов.

В целом проект Правил направлен на повышение уровня и качества технической эксплуатации и работы систем теплоснабжения. Требования новых правил гармонизированы с положениями федерального законодательства в сфере водоснабжения и водоотведения, федеральных норм и правил в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда.

Проект Правил, сохраняя преемственность действующих Правил № 115, развивает сформированные многолетние традиции организации и осуществления технической эксплуатации источников тепловой энергии, тепловых сетей и теплопотребляющих установок.

Проект приказа не противоречит положениям Договора о Евразийском экономическом союзе от 29.05.2014, а также положениям иных международных договоров Российской Федерации.

Проект приказа не оказывает влияния на достижение целей государственных программ Российской Федерации.

Утверждение приказа не повлечет возникновения негативных социально-экономических, финансовых и иных последствий, в том числе для субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности.

Реализация предлагаемых проектом Правил решений не потребует дополнительных расходов, покрываемых за счет средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации.