НОВОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
№ 2 (218), 2019 г.

✓ **Оценка эффективности перевода системы теплоснабжения с открытой схемы на закрытую**

✓ **Об оперативности оперативного дистанционного контроля ППУ теплопроводов**

✓ **Об особенностях расчёта на прочность трубопроводов в ППУ изоляции**

✓ **Об ошибках и недочётах при организации СОДК трубопроводов в ППУ изоляции**

НОВОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
№ 2 (218), 2019 г.

Научно-технический журнал, основан в 2000 г.

Главный редактор:
Семенов В.Г.

Редакционная коллегия:
Башмаков И.А.
Богданов А.Б.
Варнавский Б.П.
Закиров Д.Г.
Казанов Ю.Н.
Крумгольц А.Р.
Ливинский А.П.
Михайлов С.А.
Папушкин В.Н.
Покровский Л.Л.
Хачатуров Е.Г.
Шарапов В.И.
Яровой Ю.В.

Выпускающий редактор
С.В. Кармадонова

Компьютерная вёрстка
С.В. Кармадонова

Корректор
С.Н. Малиновская

Учредитель и владелец товарного знака – ООО «НТ».

Журнал зарегистрирован в Министерстве Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – свидетельство ПИ № 77-5423 от 15.09.2000 г.

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № ФС77-64092.

Издатель – ООО «НТ».

Адрес редакции:
127254, г. Москва, а/я 47
Телефон: (495) 225-48-39,
(495) 741-20-28
E-mail: info@ntsn.ru
Web-сайт: www.rosteplo.ru

Статьи, помеченные знаком ■, публикуются на правах рекламы

СОДЕРЖАНИЕ

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЁРСТВО «РОССИЙСКОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ»

События и планы НП «Российское теплоснабжение» 3

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Оценка эффективности перевода системы теплоснабжения с открытой схемы на закрытую в реальных условиях
А.А. Зубанов 8

Об учёте снижения затрат на ремонт при расчёте эффективности инвестиционных проектов теплоснабжающих организаций
Е.А. Бузоверов 14

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Методические рекомендации по достижению эталонного состояния систем централизованного теплоснабжения. V. Проект повышения надёжности и экономичности тепловых сетей
Разработано НП «Российское теплоснабжение». 20

Расчёт на прочность тепловых сетей. РД 10-400-01 или ГОСТ 55596-2013?
В.Я. Магалиф, А.В. Матвеев, Е.Е. Шапиро, А.З. Миркин 22

Об оперативности оперативного дистанционного контроля ППУ теплопроводов
А.А. Александров, С.Е. Бабушкин, А.Р. Тамвилиус 26

Ошибки и недочёты, встречающиеся при организации СОДК трубопроводов в ППУ изоляции
П.С. Бодров 34

Проблемы моделирования гидравлических режимов при разработке и актуализации Схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения
О.В. Козлова, У.С. Бушуева, Ф.Н. Газизов, Е.А. Кикоть 36

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Обзор новых нормативно-правовых актов
По материалам официального интернет-портала правовой информации и сайта Правительства России 44

События и планы НП «Российское теплоснабжение»

● 03 апреля 2019 г. на площадке НП «Российское теплоснабжение» состоялось совещание при участии помощника Министра строительства и ЖКХ РФ Сандалова М.А., представителей теплоснабжающих организаций и производителей (всего более 40 участников), где обсуждалась разработка актуализированной версии ГОСТ 30732 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия».

Напомним, что 29.01.2019 г. в Федеральном центре нормирования, стандартизации и технической оценки соответствия в строительстве (ФАУ «ФЦС») Минстроя России состоялось совещание, на котором в связи с многочисленными замечаниями теплоснабжающих организаций к разработанной АТИТИПИ актуализированной версии ГОСТ 30732-2017, было принято решение о подготовке НП «РТ» предложений по доработке указанного стандарта.

В результате совместной работы НП «РТ» и специалистов Научно-исследовательского института по строительству трубопроводов (АО «НИИСТ») была подготовлена новая редакция вышеназванного ГОСТа, которая и рассматривалась на вышеуказанном апрельском совещании в НП «РТ» (*текст новой редакции ГОСТа может быть выслан по запросу на электронную почту nprt@rosteplo.ru*).

На совещании исполнительный директор АО «НИИСТ» В.Е. Еремеев привёл принципиальные отличия новой редакции ГОСТа (разработка ГОСТ 30732 (НИИСТ)) от версии ГОСТа, разработанной АТИТИПИ, и отметил, что работа была необходима, т.к. в разработанной АТИТИПИ актуализированной версии ГОСТ 30732 слово «допускается» встречается 53 раза, притом, что в заказной спецификации на поставку предизолированной трубы в ППУ изоляции можно указать всего 6 параметров! Кроме того, имеется множество непринципиальных замечаний, которые, тем не менее, требуют внимательного отношения и доработки.

Он также пояснил, что институт проделал огромную работу, поскольку были заново рассмотрены замечания от всех организаций, в т.ч. и теплоснабжающих – технический комитет по стандартизации ФАУ «ФЦС» (ТК 465 предоставил для анализа всю переписку по ГОСТу). Специалисты НИИСТ продолжают рассматривать поступающие замечания и по каждому дают развёрнутый ответ: почему оно принято или отклонено.

Помощник министра строительства и ЖКХ РФ М.А. Сандалов отметил, что в Минстрое России понимают всю важность рассматриваемого документа, поскольку он напрямую влияет на надёжность систем теплоснабжения, и подчеркнул, что в ГОСТе должны быть учтены мнения всех участников процесса – как производителей трубопроводов, так и потребителей, осуществляющих их эксплуатацию и несущих ответственность перед своими потребителями (тепловой энергии).

А.А. Быкасов, заместитель генерального директора по развитию ООО «МТЭР ЦТС», отметил, что озвученные замечания актуальны. Кроме того, он поддержал предложение в дальнейшем переработать рассматриваемый стандарт в систему стандартов (на СОДК, на ППУ, на антикоррозионные покрытия – по примеру нефтегазовой отрасли).

В.А. Устюгов, руководитель компании АО «Стойполимер», отметил важность обеспечения долговечности работы всех элементов трубопровода, чего сейчас нет. Например, ни для кого не секрет, что наружная оцинкованная оболочка или концевые заглушки не обеспечат срок службы трубы в 30 лет. Нужно позволить проектировщикам и заказчикам (ТСО) разрешить применять любые более долговечные материалы, обеспечивающие срок службы не менее указанного в ГОСТ.

Е.В. Сампара, технический директор АО «Сибпромкомплект», предложил использовать опыт нефтегазовой отрасли по требованиям к производству качественного предизолированного трубопровода, где стандартизированы требования ко всем элементам.

Например, требования к стальной трубе подтверждаются сертификатом трубного завода (и его очень легко проверить на подлинность). И так по всем используемым материалам. Производитель трубопровода в ППУ изоляции в своём сертификате прописывает все используемые материалы с их сертификатами. На такую трубу сегодня даётся гарантийный срок 30 лет, а для проекта нефтепровода «Заполярье – Пурпе» гарантия на срок эксплуатации давалась в 50 лет. При такой прозрачности поставки (когда видны все составляющие изделия) никакие «гаражные» производители не смогут выходить на рынок.

Кроме того, нефтегазовая отрасль отказалась от полиэтиленовой оболочки, т.к. есть гораздо более долговечные решения, не удорожающие суммарной стоимости трубопровода, например, металлополимерная оболочка. На оболочку есть стандарт, его можно и нужно использовать в теплоснабжении.

А.А. Махонин, главный инженер ЗАО «Петерпайп», отметил, что ГОСТ действительно требует доработки и направления приняты правильные. Предприятие включилось в работу над ним и готово её продолжать, чтобы, в итоге, производители на рынке получили единые требования.

А.В. Сотников, заместитель директора ООО «Торговый дом «ЛД» подчеркнул, что новая редакция ГОСТа разрешила коллизию с ответственностью за наращивание штоков (шпинделей) арматуры, заливаемой в ППУ. Однако, надо разработать отдельный ГОСТ на эту продукцию. Предложение: пока обучать и сертифицировать специалистов заводов-производителей элементов трубопроводов в ППУ на работы по удлинению штоков на заводе, производящем арматуру.

М.В. Ребров, руководитель направления обеспечения технического состояния тепловых сетей ПАО «Т-плюс», акцентировал внимание на важности учитывать мнение теплоснабжающих организаций при разработке ГОСТ 30732 и отметил правильность подхода в стандарте к трубопроводу как к изделию в целом. Кроме того, им был представлен ряд замечаний к ГОСТ.

Д.Е. Балашов, начальник сектора согласования проектов магистральных тепловых сетей Службы подготовки условий подключения, технических заданий и согласования проектов ПАО «МОЭК» выразил мнение, что в предлагаемых изменениях ГОСТ 30732 есть здравое зерно, специалисты МОЭК готовы представить в НИИСТ предложения для более полного раскрытия ряда требований.

Закрывая совещание, президент НП «РТ» В.Г. Семенов подтвердил, что работы по разработке ГОСТ 30732 будут продолжены до выхода качественного документа. А далее надо будет продолжать работы по разработке комплекса стандартов.

НП «РТ» продолжает обмен опытом (в формате семинаров и бесплатных вебинаров) в части реализации проектов, мероприятий или инноваций, повышающих эффективность работы теплоснабжающего предприятия. Подробная информация находится на сайте *РосТепло.ру.*

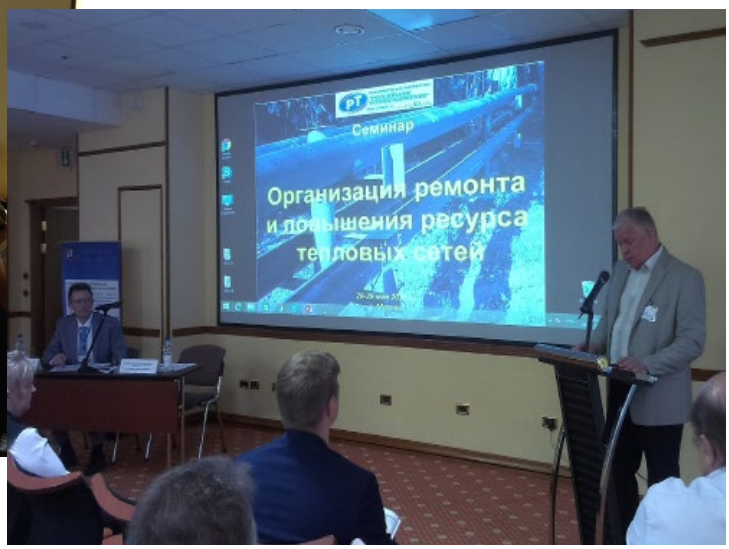
● 23-24 апреля 2019 г. на базе производственных объектов ООО «Нижегородтеплогаз» состоялся семинар **«Эксплуатация, реконструкция и техническое перевооружение котельных малой и средней мощности»**.

В работе семинара приняли участие более 30 специалистов теплоснабжающих организаций из разных регионов страны, а также производители продукции для теплоснабжения.

Было организовано посещение действующих объектов ООО «Нижегородтеплогаз» в г. Дзержинске (котельные 58, 26, 22, диспетчерская) с ознакомлением с передовым опытом по построению систем диспетчеризации и автоматизации (в том числе, настройка параметров срабатывания технологических защит), модернизации и оптимальной эксплуатации котлов, и ведению водно-химического режима.

Также были рассмотрены отдельные вопросы функционирования котельных, такие, как: проведение режимно-наладочных испытаний, химпромывки котлов и пластинчатых теплообменников, схемы электроснабжения котельных, внедрение ЧРП, использование фильтров, торцевых уплотнений, надёжность насосов и вентиляторов и т.п.

В рамках семинара на Круглом столе «Как создать идеальную котельную?» специалисты поделились своими наработками применения научно-технических новинок и организации работы котельных.



● 28-29 мая 2019 г. в Москве состоялся семинар **«Организация ремонта и повышения ресурса тепловых сетей»**, подготовленный порталом по теплоснабжению «РосТепло.ру» в сотрудничестве с Некоммерческим партнёрством «Российское теплоснабжение».

На мероприятии присутствовали более 80 участников из различных регионов страны – от Южно-Сахалинска до Калининграда.

Специалисты ведущих теплоснабжающих организаций, таких, как ПАО «МОЭК», АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», АО «Ригас Силтумс» поделились с коллегами опытом проектирования, эксплуатации и диагностики тепловых сетей, аварийно-восстановительного ремонта, нюансами технических и нормативных методик и процедур организации надзора и приёмки строительства теплосетей у подрядчиков (в т.ч., трубопроводов в ППУ и ППМ изоляции), составления инвестиционных планов модернизации и реконструкции систем теплоснабжения.

Участники семинара единодушно поддержали позицию НП «РТ» в части того, что действующая на сегодня в стране база нормативно-технической документации в области проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта теплосетей нуждается в актуализации и доработке. В свою очередь, президент НП «РТ» Семенов В.Г. заверил, что Партнёрство продолжит работу по актуализации базового ГОСТа для труб в ППУ изоляции (30732-2017), а также займётся подготовкой предложений по совершенствованию других нормативных актов по трубопроводам для ТСО.

Ряд докладов касался непосредственно технических аспектов проведения строительства и ремонта тепловых сетей: инновационных разработок в части усовершенствования конструкции труб в ППУ изоляции с целью повышения срока службы ТС, ошибок монтажа шаровой арматуры и её редукторов, особенностей конструкций ручек шаровых кранов, методики бестраншейного восстановления трубопроводов с помощью полимерного рукава, организации мониторинга состояния тепловых сетей и др.

Президент НП «Российское теплоснабжение» Семенов В.Г. представил проекты НП «РТ» по организации локально-вставочного ремонта тепловых сетей и мониторингу фактических потерь в тепловых сетях.

Особое внимание было уделено рассмотрению конкретных вопросов от участников семинара, в кулуарах состоялось неформальное общение.

Серия технических семинаров и вебинаров проводится НП «Российское теплоснабжение» исходя из заявок и запросов ТСО по актуальным вопросам.

Тему и время следующего мероприятия можно узнать на сайте *РосТепло.ру.*

Вы также можете направить свои пожелания по тематике на адрес электронной почты info@ntsn.ru.

НП «Российское теплоснабжение» представляет:

Мониторинг фактических потерь в тепловых сетях

Традиционно потери в тепловых сетях определяются как разница между отпуском с коллекторов теплоисточника и реализацией потребителям. Неустранимым недостатком этого метода является невозможность выделения коммерческих потерь. Службы эксплуатации и сбыта бездоказательно обвиняют друг друга в завышенных потерях и не предпринимают мер для их снижения. Относительное спокойствие наблюдается при наличии большого количества неоприборенных потребителей и завышенных нормативах потребления. Потери иногда оказываются даже отрицательными, но эта ситуация сохраняется либо до изменения норматива, либо до относительно массовой установки приборов учёта.

Неудачей также часто заканчиваются попытки определить потери в локальном узле «по разнице» с установкой приборов учёта на ЦТП или в камере теплосети на ответвлении от магистрали. Погрешность такого измерения оказывается существенно выше самой величины потерь.

Относительно объективную информацию дают испытания на тепловые потери, но их мало кто делает, а пересчёт на текущие условия весьма условен.

Эффективное управление любым коммерческим производством невозможно без текущего контроля объёмов закупаемых ресурсов, выпуска продукции и потерь при транспортировке. Теплоснабжение не исключение, так как сведение фактических балансов с разбивкой по участкам сетей не только позволяет объективно оценивать эффективность деятельности, качество эксплуатации и работу службы сбыта, но и переводит на уровень реальной оценки инвестиционные решения.

Отличием тепловых сетей от других трубопроводных сетей является то, что теплоноситель по мере передвижения по трубам существенно изменяет свою температуру. Это позволяет достаточно легко осуществлять прямые измерения потерь по температуре в начале и конце участка. Причём расход теплоносителя на участках можно не измерять, используя несколько замещающих методов его оценки, либо даже измерения методом «тепловой волны».

По мере оснащения части потребителей приборами учёта, задача текущего автоматизированного мониторинга потерь «по остыванию» стала решаемой при достаточно небольших затратах. Они стали выполнять функцию контрольных технологических точек.

Так как готовых эксплуатационных программ автоматизированного контроля потерь через изоляцию тепловых сетей не существует ни в России, ни за рубежом, решение задачи было организовано в НП «Российское теплоснабжение». На сегодня решены следующие вопросы:

- формализован и многократно опробован алгоритм расчёта потерь в ручном режиме;
- данные, получаемые с приборов учёта, приводятся к единому времени и общему информационному стандарту;
- формализована и частично автоматизирована проверка достоверности показаний приборов учёта;
- отработана методика проверки достоверности станционных расходомеров методом «тепловой волны»;
- создана надёжная «ненакрученная» система сбора и обработки информации, позволяющая перевести все расчётные программы теплоснабжающей организации на работу с единой достоверной базой данных оперативной информации (отказ от попыток взаимоувязки программ).

Работы по автоматизации расчётов находятся в завершающей стадии с доработкой алгоритма на реальных сетях нескольких российских городов.

Оценка эффективности перевода системы теплоснабжения с открытой схемы на закрытую в реальных условиях

А.А. Зубанов, директор, ООО «Ивтеплоналадка», г. Иваново

Введение

Современные требования по проектированию тепловых сетей в России, а также требования по безопасности, надёжности и живучести систем теплоснабжения, установленные СНиП 41-02-2003 Тепловые сети, были приняты и введены в действие с 1 сентября 2003 г. постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110.

С 1 января 2013 г. вступила в действие актуализированная редакция вышеуказанного документа: СП 124.13330.2012, утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. № 280.

Что же изменилось (касательно систем теплоснабжения)?

Согласно СНиП 41-02-2003:

– п. 6.6. Система теплоснабжения (открытая, закрытая, в том числе с отдельными сетями горячего водоснабжения, смешанная) ***выбирается на основе представляемого проектной организацией технико-экономического сравнения различных систем с учётом местных экологических, экономических условий и последствий от принятия того или иного решения.***

– п. 6.8. В открытых системах теплоснабжения подключение части потребителей горячего водоснабжения через водо-водяные теплообменники на тепловых пунктах абонентов (по закрытой системе) допускается как временное при условии обеспечения (сохранения) качества сетевой воды согласно требованиям действующих нормативных документов.

Согласно актуализированной редакции СНиП 41-02-2003 – СП 124.13330.2012:

– п. 6.1. Выбор системы теплоснабжения объекта производится на основании утверждённой в установленном порядке схемы теплоснабжения. Принятая к разработке в проекте схема теплоснабжения должна обеспечивать: энергетическую эффективность теплоснабжения и потребления тепловой энергии.

п. 6.6. Система теплоснабжения (открытая, закрытая, в том числе с отдельными сетями горячего водоснабжения, смешанная) ***выбирается на основании утверждённой в установленном порядке схемы теплоснабжения****.*

Таким образом, уже в основополагающем документе по разработке систем централизованного теплоснабжения решение об открытой или закрытой системе принимается в Схеме теплоснабжения, читай: администрацией населённого пункта. Соответственно, вся ответственность за последствия такого решения лежит полностью на администрации. При этом, по-видимому, предполагается, что администрация каждого населённого пункта является, как минимум, экспертом в оценке и сравнении технико-экономических показателей функционирования открытой и закрытой систем теплоснабжения и сможет легко (или не очень легко) принять такое решение.

Согласно Федеральному закону «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ, ст. 29 (в ред. от 19.07.2018 г.):

– п. 8. С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путём отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

– п. 9. С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водо-

снабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путём отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (ГВС) в закрытые системы ГВС разрабатываются в соответствии с п. 68 Требований к схемам теплоснабжения, утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 (в редакции ПП РФ от 03.04.2018 г. № 405).

Согласно этому пункту, в Схеме теплоснабжения теперь необходимо разрабатывать Главу 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения», которая содержит:

а) технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключённых к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;

б) выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии;

в) предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения;

г) расчёт потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения;

д) оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения;

е) предложения по источникам инвестиций.

А теперь попробуем разобраться в деталях на конкретном примере.

Пример возможного перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую согласно действующим нормативным документам

Дано: источник теплоты – ТЭЦ. Проблем с качеством воды для подпитки теплосети по открытой схеме нет, ВПУ имеет существенный резерв по производительности, объём баков запаса подпиточной воды достаточен для обеспечения существующих и перспективных тепловых нагрузок потребителей лет ещё на 15 точно.

Система теплоснабжения – централизованная, открытая.

Метод регулирования отпуска тепловой энергии от источника – качественное регулирование согласно температурному графику.

Тепловая нагрузка потребителей:

– отопление и вентиляция – 480 Гкал/ч,

– ГВС средненедельные параметры:

– открытая схема – 27 Гкал/ч;

– закрытая схема – 1,5 Гкал/ч (новое строительство – только по закрытой схеме).

Общее количество потребителей с открытой схемой по ГВС – 1176.

Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (ГВС) в закрытые системы ГВС.

а) технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключённых к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.

Здесь можно было бы рассмотреть три варианта:

1. Строительство сетей ГВС от ТЭЦ до потребителей;

2. Установка подогревателей ГВС в ЦТП по смешанной схеме;

3. Установка подогревателей ГВС в ТП потребителей, но уже по параллельной схеме.

Однако специалисты понимают, что:

• *вариант 1* – это полная утопия. Нужно заново создавать систему теплоснабжения

города по горячему водоснабжению. Чего ради и за чей счёт – неясно.

– *вариант 2* – возможен, но… потребители источников теплоты города, работающие по открытой схеме для ГВС, находятся в зонах с плотной городской застройкой, исключающей сооружение ЦТП для группового обеспечения переводимых зданий и сооружений с открытой схемы ГВС на закрытую, то есть, в данном случае, смешанная схема подключения подогревателей ГВС практически не применима.

– *вариант 3* – в качестве основной рассматривается параллельная схема присоединения индивидуальных подогревателей потребителей для ГВС при переводе системы теплоснабжения с открытой схемы на закрытую, так как имеющаяся нагрузка ГВС каждого конкретного здания много менее 20% от имеющейся нагрузки каждого конкретного здания на отопление и вентиляцию (согласно рекомендациям и методическим указаниям) (так вот, оказывается, какой вариант нужно было сразу выбирать в качестве основного…).

б) выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.

В настоящее время от ТЭЦ утверждён температурный график 150/70 °С со спрямлением для ГВС на 65 °С при температуре наружного воздуха +3 °С и срезкой 130 °С (спрямление температурного графика для нужд ГВС соответствует требованиям СанПиН: температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С).

При переводе потребителей ТЭЦ на закрытую схему ГВС для сохранения на имеющемся уровне расходов сетевой воды от ТЭЦ и сохранению режимов отпуска тепла без существенного изменения гидравлических режимов работы системы теплоснабжения необходимо будет скорректировать температурный график 150/70 °С от ТЭЦ с переносом спрямления для ГВС на 75 °С, так как подогреватель воды на ГВС имеет свой коэффициент полезного действия, который совсем не равен 100%, как в случае с открытым водоразбором.

в) предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.

По проведённому анализу гидравлических режимов работы систем теплоснабжения от ТЭЦ необходимости в выполнении реконструкций тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (ГВС) к закрытой системе ГВС не выявлено. При этом необходимость выполнения работ по режимной наладке систем централизованного теплоснабжения, подробно рассмотренная в утверждённой схеме теплоснабжения, сохраняется.

Более того, по проведённому анализу гидравлических режимов работы систем водоснабжения необходимости в выполнении реконструкций трубопроводов водоснабжения для обеспечения перехода от открытой системы теплоснабжения (ГВС) к закрытой системе ГВС также не выявлено, да и не могло быть выявлено, так как практически все магистрали холодного водоснабжения проектировались с учётом требований пожаротушения промышленных предприятий, которые в настоящее время частично перепрофилированы, сданы в аренду или не работают.

Здесь необходимо немного нарушить порядок изложения.

г) оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе ГВС.

1. При переводе потребителей ТЭЦ на закрытую схему по ГВС для сохранения на имеющемся уровне расходов сетевой воды от ТЭЦ и сохранению режимов отпуска тепла на имеющемся уровне, без существенного изменения гидравлических режимов работы системы теплоснабжения необходимо будет скорректировать температурный график 150/70 °С от ТЭЦ с переносом спрямления для ГВС на 75 °С.

2. Корректировка температурных графиков 150/70 °С от ТЭЦ с переносом спрям-

ления для ГВС на 75 °С приведёт к росту величины потерь тепловой энергии через изоляцию и к ещё большему «перетопу» потребителей тепловой энергии города, подключённых к ТЭЦ.

Ориентировочный рост потерь тепловой энергии в зоне действия спрямления температурного графика на ГВС – 10%, ориентировочный рост величины «перетопа» потребителей тепловой энергии города, подключённых к ТЭЦ в зоне действия спрямления температурного графика на ГВС – 6%, продолжительность работы системы теплоснабжения города в зоне действия спрямления температурного графика на ГВС – 1500 ч. Увеличение времени работы системы теплоснабжения на спрямлении температурного графика для ГВС с 65 до 75 °С – 360 ч.

Летний сезон мы пока даже и не рассматриваем, хотя там получается всё ещё интереснее – стабильный рост потерь в течение всего сезона.

Таким образом:

✓ Ориентировочный рост потерь тепловой энергии в зоне действия спрямления температурного графика на ГВС:
25 × 0,1 × 1860 = 4650 Гкал/год;

✓ Ориентировочный рост величины «перетопа» потребителей тепловой энергии города, подключённых к ТЭЦ в зоне действия спрямления температурного графика на ГВС:
480 × 0,25 × 0,06 × 1860 = 13392 Гкал/год;

✓ Ориентировочный рост потерь тепловой энергии при переводе потребителей ТЭЦ на закрытую схему по ГВС:
4650 + 13392 = 18042 Гкал/год;

✓ Среднесуточная часовая величина расхода сетевой воды на ГВС – 370 м^3/ч;

✓ Стоимость 1 м^3 воды (теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии) с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г. – 52,17 руб. с учётом НДС;

✓ Стоимость 1 м^3 воды от Водоканала с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г. – 39,96 руб. с учётом НДС;

✓ Стоимость 1 Гкал для населения: средневзвешенный тариф по городу с 01.01.2018 г. по 31.12.2018 г. – 1700 руб. с учётом НДС.

д) расчёт потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.

Расчётный экономический эффект от перехода системы теплоснабжения города от ТЭЦ с открытой схемы теплоснабжения (ГВС) на закрытую схему ГВС – 48 млн руб./год.

Расчётная величина капитальных затрат – 897 млн руб.

Расчётная величина затрат на тепловые потери и компенсацию «перетопов» потребителей города – 24 млн руб./год.

Расчётный срок окупаемости мероприятий от перехода системы теплоснабжения города от ТЭЦ с открытой схемы теплоснабжения по ГВС на закрытую:

– 44 года, если предусматривать централизованный перевод за счёт тарифа для населения. Здесь сразу необходимо рассматривать вопрос о передаче ИТП потребителей теплоснабжающей организации, так как потребители самостоятельно качественно с их эксплуатацией не справятся (для справки: расчётный срок службы теплообменника – 20-25 лет. – *Прим. ред.);*

– примерно 0,5 года, если переложить все вопросы на собственников зданий. Правда, это значит – посеять в системах теплоснабжения города хаос и просто подарить рынок – оставить тепловую нагрузку потребителей по ГВС (читай, средства населения) менее щепетильным конкурентам, то есть, потерять этот рынок навсегда. Уверяю Вас, его очень быстро займут другие поставщики тепла;

– никогда, если попытаться и построить систему ГВС закрытого типа от ТЭЦ, как того требует закон.

е) предложения по источникам инвестиций.

Обычно инвестирует тот, кому это нужно. Для потребителей такие затраты ничем не оправданы.

Выводы

Выбор, как видно из выполненного анализа, совсем не богат. А ведь в данном слу-

чае не потребовалось никаких реконструкций трубопроводов сетевой воды системы теплоснабжения, хотя, чаще всего, это тоже может реально произойти, так как:

1. Расходы сетевой воды на ГВС реально вырастут раза в 2,5 (удельный расход сетевой воды при открытом водоразборе – 16,7 м^3/Гкал, при параллельно подключённом подогревателе закрытой схемы – минимум 35-40, а чаще – 50-60 м^3/Гкал);

2. При открытом водоразборе из системы постоянно удаляется часть сетевой воды (дополнительно к утечкам), что, как это ни странно звучит, благотворно сказывается на располагаемых напорах на тепловых пунктах потребителей. При закрытой схеме практически вся сетевая вода возвращается на источник теплоты, что ухудшает параметры гидравлического режима.

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЁРСТВО
ПО СОДЕЙСТВИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
«ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ГОРОД»

ПРЕДЛАГАЕТ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛУГИ:

- Разработка и актуализация Схем теплоснабжения поселений, городских округов в комплексе со следующими решениями:
  - разработка программы перехода на закрытую схему теплоснабжения (горячего водоснабжения) с выявлением источников окупаемости;
  - разработка малозатратных мероприятий по улучшению работы теплоснабжающих предприятий в условиях ограниченного финансирования;
  - согласование с развитием электроэнергетики.
- Экспертиза Схем теплоснабжения поселений, городских округов.
- Экспертиза инвестиционных программ теплоснабжающих организаций, программ повышения надёжности и безопасности теплоснабжения.
- Экспертиза проектов и программ в области коммунальной энергетики.
- Консультационное сопровождение деятельности теплоснабжающих и других регулируемых организаций, решение проблем и предложение улучшений.
- Услуги по анализу энергоэффективности функционирования систем теплоснабжения и разработке предложений по повышению их эффективности, а также повышению энергоэффективности и финансовой устойчивости теплоснабжающих организаций.
- Консультационные услуги для органов управления в сфере энергетики.
- Организация и управление энергоэффективными проектами, подбор высококвалифицированных исполнителей и создание консорциумов для выполнения конкретных энергетических проектов и программ, организация финансирования.
- Разработка предложений и программ по системным проблемам развития энергетики регионов и крупных городов, генерирующих компаний и ТЭЦ.
- Анализ региональных и муниципальных программ в области энергетики.
- Разработка предпроектных технико-экономических обоснований.
- Разработка инвестиционных программ теплоснабжающих организаций.
- Выполнение научно-исследовательских работ в области энергетического развития территорий.
- Энергосервис и концессии в теплоснабжении. Разработка документов, сопровождение, экспертиза.
- Энергоаудит теплоснабжающих и теплосетевых организаций.
- Анализ и рекомендации по снижению некоммерческих потерь в теплоснабжении.

Экспертиза более 200 схем теплоснабжения в рамках Системы добровольной экспертизы схем теплоснабжения.

КОНТАКТЫ: тел. (495) 360-76-40
mail@npeg.ru
http://www.energosovet.ru/eg/

Реклама

22-24 ОКТЯБРЯ 2019

МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

HEAT&POWER

Самая крупная по количеству участников в России и СНГ выставка промышленного котельного, теплообменного, электрогенерирующего оборудования и оснащения для тепловых сетей

- Более **300** брендов ведущих мировых производителей
- Более **2600** посетителей – конечных потребителей и дилеров продукции для тепло-электроснабжения предприятий

Организатор

Международная Выставочная Компания

+7 (495) 252 11 07
heatpower@mvk.ru

Забронируйте стенд
heatpower-expo.ru

Об учёте снижения затрат на ремонт при расчёте эффективности инвестиционных проектов теплоснабжающих организаций

К.т.н. Е.А. Бузоверов, старший научный сотрудник, ФГБУН Объединённый институт высоких температур РАН, г. Москва

Введение

Расчёты инвестиционной привлекательности проектов реконструкции коммунальной инфраструктуры используются при разработке мероприятий по модернизации и новому строительству объектов. Как правило, при обосновании инвестиций учитываются и обосновываются эффекты от изменения прямых затрат (топливо, электроэнергия, вода, персонал, непосредственно закреплённый за объектами, аварийно-восстановительный ремонт). Но, кроме данных эффектов, теплоснабжающая организация (ТСО) сокращает ещё и затраты на ремонты, поскольку новое оборудование имеет меньший износ по сравнению с изношенным и требует, в основном, выполнения регламентных работ по текущему обслуживанию, а старое оборудование может требовать проведения капитальных ремонтов, замены отдельных узлов и агрегатов, что связано с большими затратами.

Основной объём расходов на оплату прямых затрат фиксируется в аналитическом учёте коммунальных предприятий. А затраты на поддержание основных средств в работоспособном состоянии, в том числе, на капитальный и текущий ремонт, повышение эффективности технологических процессов, не всегда могут быть отнесены на тот или иной объект. В то же время, это могут быть значительные средства – от 20 до 40% бюджета предприятия. Часть таких затрат, например, по статье «Ремонт» (затраты на материалы и запасные части, агрегаты, услуги подрядных организаций и т.д.) могут относиться к конкретным объектам. Но значительная часть таких расходов учитывается по статьям «Основной производственный персонал», «Материалы», «Общецеховые расходы», «Прочие расходы» и т.д. и не разделяется в аналитическом учёте.

Вторая причина сложности корректного учёта эффектов от сокращения расходов на ремонт состоит в выполнении значительного объёма работ хозяйственным способом. В российских ТСО, в силу ограниченности финансирования, широко распространена практика использования бывших в употреблении отдельных узлов и агрегатов, а также их производства собственными силами. Это несколько искажает реальный объём затрат относительно нормируемых величин.

И, в-третьих, объём расходов на плановый ремонт (исключая аварийный) формируется не «по необходимости», а «по возможности». Предприятие вынуждено оплачивать прямые затраты – энергоресурсы, заработную плату оперативного персонала, затраты на аварийный ремонт, поскольку в противном случае оно не сможет обеспечить оказание основных услуг (поставку ресурсов). В обязательном (вынужденном) порядке оплачиваются затраты на содержание административного и сбытового персонала. А затраты на поддержание надёжности системы теплоснабжения формируются по «остаточному» принципу, исходя из тарифной выручки и «вынужденных» затрат.

Но, без корректного учёта данных расходов, не представляется возможным, в полной мере, учесть вопросы надёжности, выработки ресурса в экономических оценках эффективности замены оборудования и сетей. Оценка надёжности может быть выполнена с применением известных методик, но при оценке инвестиционного проекта она остаётся качественным показателем, далеко не всегда оказывающим влияние на принятие инвестиционных решений.

Таким образом, существует потребность в методике, позволяющей оценить необходимые затраты на ремонт с учётом заданного уровня надёжности и оценить эффекты от замены изношенного оборудования на новое.

Термины и определения

Целевые показатели надёжности и эффективности (далее – целевые показатели, ЦП) – это показатели аварийности, повреждаемости системы теплоснабжения, удельные значения расхода энергоресурсов на выработку и транспортировку тепловой энергии. Система показателей может быть принята в соответствии с [6], к ней могут быть добавлены и другие индикаторы, исходя из специфики конкретной системы теплоснабжения, а также показатели бенчмаркинга по результатам технического обследования.

Затраты на поддержание надёжности и эффективности (далее – затраты на поддержание надёжности) – совокупные издержки предприятия на планово-профилактический, текущий и капитальный ремонт, диагностические и наладочные работы, реализацию энергосберегающих мероприятий. Исключение составляют издержки на аварийно-восстановительные работы. Затраты на поддержание надёжности могут учитываться предприятием в различных статьях затрат: заработная плата производственного, ремонтного персонала, материалы, услуги сторонних организаций, затраты на ремонт, общецеховые расходы и т.п.

Нормативные затраты на поддержание надёжности и эффективности (НЗ) – утверждённый нормативными документами или подтверждённый отраслевой статистикой уровень затрат на ремонт оборудования. Как правило, показатель пропорционален стоимости создания (замены) объекта.

Фактические затраты на поддержание надёжности и эффективности (ФЗ) – сложившийся на предприятии уровень затрат на поддержание надёжности.

Реально необходимые затраты на поддержание надёжности и эффективности **(**РНЗ) – уровень фактических затрат на поддержание надёжности и эффективности, при котором достигается требуемый уровень целевых показателей.

Вынужденные затраты на эксплуатацию системы теплоснабжения (далее вынужденные затраты, ВЗ) – затраты, которые предприятию приходится оплачивать: затраты на энергоресурсы, фонд оплаты труда персонала, непосредственно закреплённого за производственными объектами, и начисления во внебюджетные фонды, затраты на аварийно-восстановительные работы. Вынужденные затраты определяются составом, техническим состоянием и характеристиками основных средств предприятия. Их величина не может существенно варьироваться в зависимости от управленческих решений администрации предприятия. При недостатке средств на их оплату может наступить технический коллапс (недостаток средств на ликвидацию последствий аварий или ограничение поставок энергоресурсов) или предприятие может быть признано банкротом.

Рассмотрим эти показатели подробнее.

Затраты на поддержание надёжности и эффективности

Могут варьироваться в определённых пределах, исходя из управленческих решений администрации предприятия и возможности их финансирования. При недостатке или полном отсутствии возможности финансирования таких расходов предприятие может продолжать свою деятельность, но надёжность оборудования и сетей будет со временем снижаться, технико-экономические показатели также будут ухудшаться. Недостаточный объём или полное отсутствие работ на поддержание надёжности и эффективности может привести к увеличению вынужденных затрат.

Нормативные затраты на поддержание надёжности

На начальном этапе эксплуатации затраты на ремонт могут быть относительно невелики. Согласно зарубежным данным, затраты на эти цели для централизованных систем теплоснабжения, газовых котлов, циркуляционных насосов не превышают 0,5-2% в год от стоимости оборудования [1-2]. По мере выработки ресурса оборудования затраты на обслуживание растут, поскольку изнашиваются и требуют замены всё большее количество узлов и агрегатов. Эти расходы могут расти линейно [3-5] до уровня

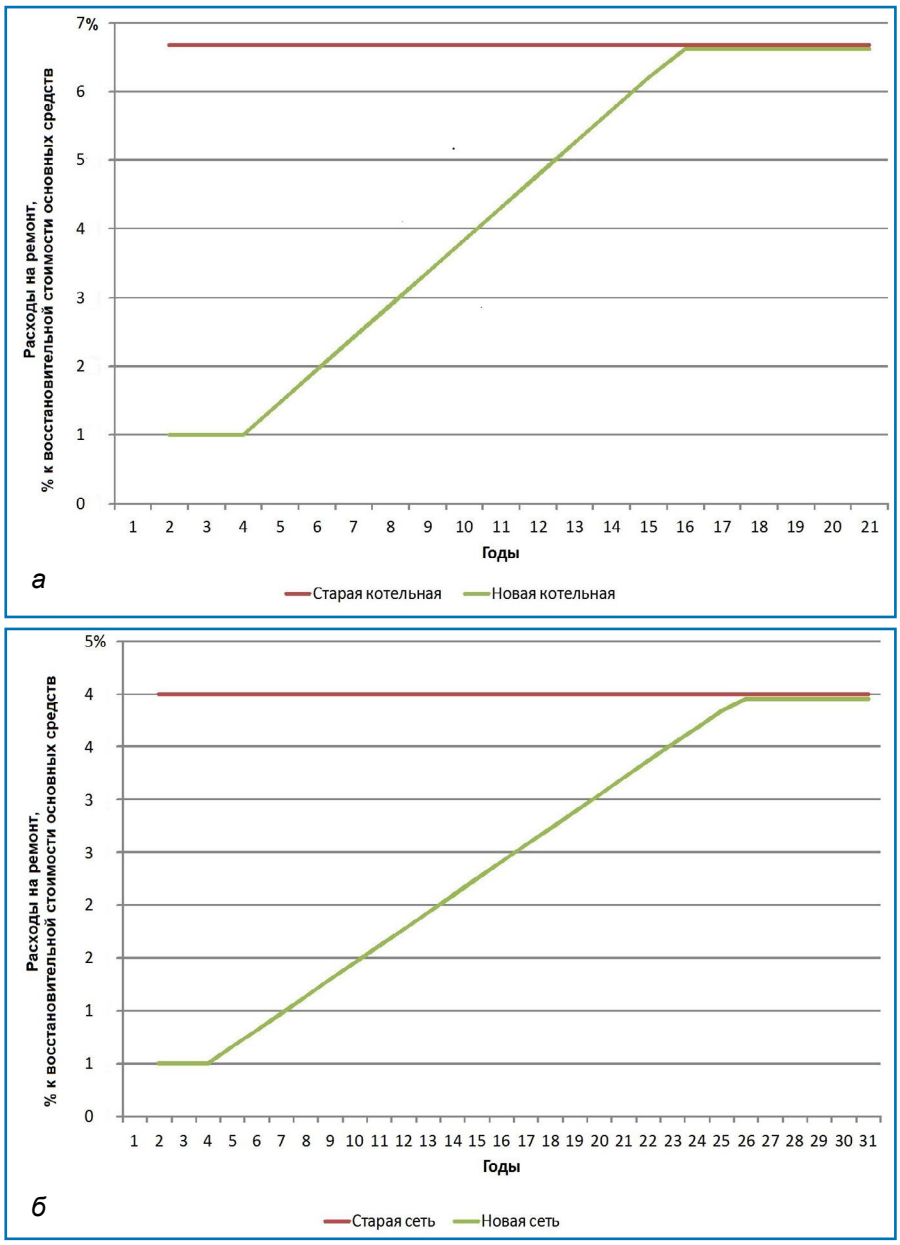


Рисунок 1. Нормативные затраты на поддержание надёжности: *а) котельная; б) тепловая сеть.*

годовой амортизации актива в момент достижения нормативного срока службы объекта: НЗ = КЗ / НС, где НЗ – нормативные затраты при достижении нормативного срока службы объекта, руб./год; КЗ – стоимость строительства (замены) объекта, руб.; НС – нормативный срок службы, лет.

Далее возможны два варианта: оборудование меняется на новое и цикл эксплуатации начинается заново, либо оборудование проходит капитальный ремонт и продолжает использоваться. В последнем случае уровень дальнейших затрат на поддержание надёжности и экономичности может быть принят постоянным, поскольку их уровень позволяет обеспечить полную реновацию основных средств.

Динамика нормативных затрат на надёжность для котельной и тепловой сети, полученная путём анализа [1-6], отображена на рис. 1.

Нормативные сроки службы котельных и тепловых сетей приняты в данном расчёте в размере 15 и 25 лет соответственно и подлежат дальнейшему обсуждению.

Фактические затраты на поддержание надёжности

Определяются на основании данных бухгалтерского учёта затрат предприятия. Их размер может быть ниже или выше нормативного.

Реально необходимые затраты на поддержание надёжности

Достаточность размера фактических затрат предприятия косвенно подтверждается динамикой показателей надёжности и эффективности [7] эксплуатируемой коммунальной системы.

В случае, если статистика показывает стабильный уровень надёжности и эффективности системы теплоснабжения, эксплуатируемой предприятием, то можно говорить о том, что фактический уровень затрат на поддержание надёжности соответствует реально необходимому при некотором текущем уровне надёжности и экономичности.

Повышение аварийности, увеличение удельных затрат ресурсов на производство или транспортировку тепла свидетельствует о недостаточности объёма затрат на надёжность, их реально необходимый уровень – выше фактического.

Улучшение показателей позволяет сделать вывод о превышении фактических затрат над реально необходимыми. В этом

случае предприятие будет повышать надёжность и эффективность системы теплоснабжения до определённого уровня, а затем произойдёт стабилизация этих показателей.

В случае, если в результате реализации инвестиционного проекта требуется улучшить целевые показатели относительно их текущих значений, то реально необходимые затраты (РНЗ) могут быть рассчитаны для некоторого требуемого значения надёжности и эффективности исходя из зависимости: РНЗ = f ($ЦП_1$, $ЦП_2$, …).

Для построения такой функции может быть использована информация об исторических уровнях значений ФЗ и ЦП.

При изменении нормативного уровня необходимых затрат будет пропорционально изменяться и потребность в реально необходимых затратах. Например, реконструкция одной из десяти одинаковых котельных ТСО ведёт к сокращению уровня нормативных затрат примерно на 10%. ТСО может сократить финансирование общецеховых и прочих расходов (сокращение фактических расходов), либо сохранить их уровень, что приведёт к увеличению объёма работ на оставшихся котельных, а, следовательно, их надёжности и экономичности.

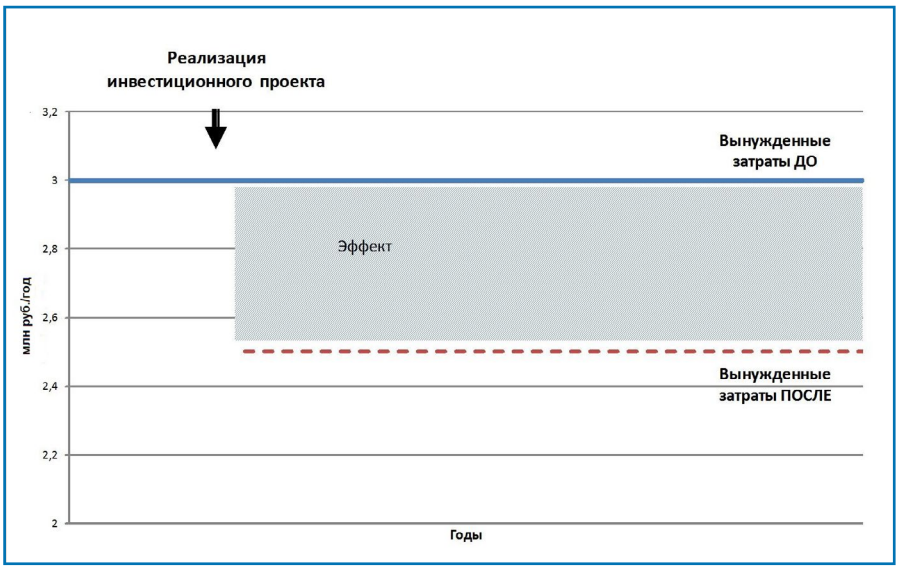


Рисунок 2. Вынужденные затраты при реализации инвестиционного проекта без учёта затрат на надёжность.

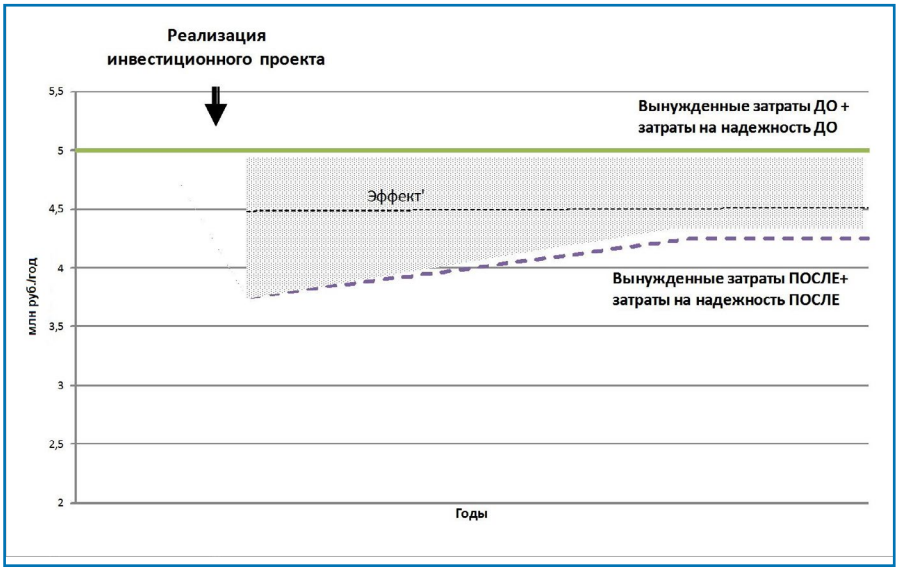


Рисунок 3. Вынужденные затраты и затраты на надёжность при реализации инвестиционного проекта. Не требуется улучшение целевых показателей.

На рис. 2 отображён эффект от реализации инвестиционного проекта без учёта затрат на надёжность. Вынужденные затраты *ДО* показаны сплошными линиями – инвестиционный проект не реализуется (вариант «без проекта»). Пунктирная линия отображает вынужденные затраты *ПОСЛЕ* с учётом инвестиций (вариант «с проектом»). На практике при расчёте инвестиционных проектов затраты на надёжность не учитываются и расчёт эффекта от реализации проекта ведётся по показателю: Эффект = Вынужденные затраты *ДО* – Вынужденные затраты *ПОСЛЕ*.

Вынужденные затраты *ДО* определяются по данным аналитического учёта. Вынужденные затраты *ПОСЛЕ* учитывают эффекты, связанные с улучшением технико-экономических показателей объекта при его замене (реконструкции). Они могут определяться, например, по результатам энергоаудита.

На рис. 3 отображены затраты на эксплуатацию системы теплоснабжения с учётом затрат на надёжность.

Учёт затрат на надёжность позволяет учитывать как эффект от сокращения прямых затрат, так и затрат на надёжность:

Эффект = (Вынужденные затраты + затраты на надёжность) *ДО* – (Вынужденные затраты – затраты на надёжность *ПОСЛЕ).*

Эффект с учётом затрат на надёжность (рис. 3) превышает Эффект без учёта затрат на надёжность (рис. 2), таким образом, применение данного подхода повышает расчётную эффективность инвестиционного проекта.

Порядок расчёта эффекта от реализации инвестиционного проекта с учётом затрат на ремонты

В устойчиво работающей ТСО, которой не требуется повышать уровень надёжности и экономичности эксплуатируемой системы теплоснабжения, эффект может быть рассчитан как разница совокупных эксплуатационных затрат *ДО* и *ПОСЛЕ* реализации инвестиционного проекта:

$$Э = \sum_{i=1}^{n}(ВЗ^{ДО} - ВЗ^{ПОСЛЕ} + РНЗ_i^{ДО} - РНЗ_i^{ПОСЛЕ}),$$

где: *i* – год после реализации инвестиционного проекта; *n* – горизонт расчёта; ВЗ – вынужденные затраты, руб./год, *ДО* и *ПОСЛЕ* реализации инвестиционного проекта; РНЗ – реально необходимые затраты, руб./год, *ДО* и *ПОСЛЕ* реализации инвестиционного проекта соответственно.

$$РНЗ_i^{ДО/ПОСЛЕ} = КЗ \times \frac{r_i}{100\%} \times \frac{d}{100\%},$$

где: КЗ – стоимость нового (заменяемого) объекта, руб.; r_i – норматив затрат на ремонт объекта в *i* -м году, % (рис. 1); *d* – отношение фактических затрат на ремонт к нормативным, рассчитанное для данного предприятия, %.

Учитывая неравномерную величину эффектов, которые получает предприятие от замены оборудования в разные годы после реализации инвестиционного проекта, детальный расчёт эффективности целесообразно проводить на основании финансово-тарифных моделей, учитывающих денежные потоки предприятия в среднесрочной перспективе (срок службы заменяемого оборудования).

При необходимости повышения уровня надёжности и эффективности предприятие будет вынуждено тратить дополнительные средства на ремонт оборудования по сравнению с существующей ситуацией. Методика оценки дополнительных затрат на эти цели является более сложной по сравнению с приведённой выше и не рассматривается в данной статье.

Уровень фактических затрат на ремонты коммунальных организаций

Анализ фактических затрат на надёжность теплоснабжающих предприятий различного масштаба и форм собственности показал, что их уровень находится в пределах 2,5-4% от стоимости создания (замены) их основных средств. По отношению к нормативной стоимости ремонта фактические значения *d* составляют порядка 60-80%.

Это связано с бюджетными ограничениями ТСО, вынужденных минимизировать свои затраты. Значительная часть работ выполняется собственными силами предприятий, сотрудники которых имеют относительно низкую заработную плату, при ремонтах широко используются бывшие в употреблении материалы и агрегаты, в ряде случаев наблюдаются отклонения от действующих норм и правил.

При таком уровне затрат на надёжность эффект от замены изношенного оборудования на новое наиболее заметен при относительно небольшой экономии вынужденных затрат в результате реализации инвестиционного проекта. Так, из таблицы, в которой представлены результаты расчёта эффективности инвестиционного проекта реконструкции котельной, видно, что при уровне сокращения вынужденных затрат на 10-15%, учёт затрат на ремонт позволяет значительно повысить внутреннюю норму доходности и срок окупаемости. В определённых условиях это позволит перевести мероприятие из категории нерентабельных проектов в категорию эффективных.

Таблица. Анализ влияния учёта затрат на ремонт на общую эффективность проекта.

№	Эффект от сокращения расхода ресурсов (вынужденных затрат) к капитальным затратам, %	Внутренняя норма доходности реализации проекта, %		Срок окупаемости, лет	
		С учётом ремонтов	*Без учёта ремонтов*	*С учётом ремонтов*	*Без учёта ремонтов*
1	10	10,7	5,6	7,3	10
2	15	16,9	12,4	5,3	6,7
3	20	22,6	18,4	4,2	5,0
4	25	28,1	24,0	3,5	4,0
5	30	33,3	29,4	3,0	3,3

Выводы

1. Предложена методика учёта затрат на поддержание надёжности и экономичности системы теплоснабжения при оценке инвестиционных проектов.

2. Предложенная методика позволяет выявить дополнительные эффекты от реализации инвестиционных мероприятий, то есть, в той или иной мере повышает инвестиционную привлекательность инфраструктурных проектов.

3. Использование методики требует проведения сложных расчётов экономических показателей системы теплоснабжения в динамике. Наиболее корректные результаты расчётов могут быть получены с использованием финансово-тарифных моделей деятельности предприятия.

4. Учёт затрат на ремонт наиболее существенно влияет на показатели эффективности инвестиционных проектов с относительно небольшими эффектами от снижения вынужденных затрат. Для высокорентабельных проектов со сроками окупаемости до 5 лет учёт данных эффектов не вносит значительных изменений в показатели их интегральной эффективности и на стадии предварительной оценки и отбора проектов может не учитываться.

5. Методика является универсальной и может быть применена к другим коммунальным системам (водоснабжение, водоотведение и проч.)

Литература

1. *Электронный ресурс, URL: https://www.grundfos.com/*

2. *O. Gudmundsson, J.E. Thorsen & L. Zhang. Cost analysis of district heating compared to its completion technology. Energy and Sustainability IV 107.*

3. *Мандровский К.П. Анализ взаимосвязи показателей надёжности и экономических издержек при эксплуатации строительных машин. Подъемно-транспортные, строительные, дорожные, путевые машины и робототехнические комплексы. Тезисы докладов X московской межвузовской научно-технической конференции студентов и молодых ученых. М.: Альтаир, 2006. С.121-124.*

4. *Токарев Г.Г. Рациональные сроки службы автомобилей. Автотрансиздат. М.: 1962, 79 с.*

5. *А.А. Иванов, П.А. Устич. Расчётное обоснование сроков службы подвижного состава по физическому и моральному износам. МИИТ. Методические указания к практическим занятиям. М. 2005.*

6. *Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций. РАО ЕЭС. СО 34.20.611-2003. 01.03.2004.*

7. *С.Н. Кирюхин, Е.В. Сеннова, А.О. Шиманская. Статистический анализ данных о технологических нарушениях при оценке надёжности функционирования оборудования тепловых сетей // Новости теплоснабжения, № 8, 2018. С. 30-35.*

8. *Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 г. № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надёжности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340».*

Методические рекомендации по достижению эталонного состояния систем централизованного теплоснабжения. V. Проект повышения надёжности и экономичности тепловых сетей

(разработано НП «Российское теплоснабжение». С полным текстом можно ознакомиться на сайте Ростепло.ру)

5.1. Стальные трубопроводы в ППУ изоляции

При общеизвестных достоинствах предизолированных трубопроводов в ППУ изоляции их применение требует повышенного внимания к качеству строительных работ и самих изделий. При наличии в стране около 150 предприятий и цехов по изготовлению предизолированных труб, только каждое десятое обеспечивает приемлемый уровень качества производства и продукции. Причём и лучшие производители, в условиях демпинга на конкурсах и аукционах, для снижения своих ценовых заявок вынуждены ориентироваться на нижнюю границу требований качества. Накопилась большая негативная практика массовой вынужденной замены трубопроводов в некачественной ППУ изоляции через 5-10 лет эксплуатации.

Основные проблемы.

• К российским особенностям относятся: применение качественного регулирования отпуска тепловой энергии с частым изменением температуры теплоносителя и глубина промерзания грунта ниже уровня прокладки ППУ трубопроводов, определяемой весом грунта. Постоянные перемещения трубопроводов, находящихся зимой в линзе незамерзающего влажного грунта, приводят к диффузии песка в грунт и ликвидации компенсирующей способности сети, особенно на углах поворотов и П-образных компенсаторов, что может приводить к сминанию пенополиуретана и нарушению целостности конструкции. Именно по этой причине в советское время получили распространение канальные конструкции, а для бесканальной прокладки применялась исключительно теплоизоляция высокой прочности.

• На километре теплотрассы в ППУ изоляции имеется до ста стыков полиэтиленовой оболочки (на стыках стальных труб, перед запорной арматурой, неподвижными опорами и компенсаторами, а также угловые и торцевые на отводах, ответвлениях, спускниках и воздушниках). Гарантированных методов контроля герметичности этих соединений не существует и приходится рассчитывать только на качество поставщика и квалификацию персонала строительной организации.

• Проезд тяжёлой техники над трубопроводами или проведение раскопок могут привести к сминанию пенополиуретана или даже разрыву полиэтиленовой оболочки без оперативного срабатывания системы ОДК.

• Нарушение герметичности стыкового соединения или повреждение внешней полиэтиленовой оболочки приводит к намоканию ППУ изоляции. При этом начинается процесс её гидролиза с образованием коррозионно-активных веществ (растворы карбоновых кислот) и наружной коррозией на металлической трубе, не имеющей антикоррозионного покрытия. Коррозионные процессы распространяются с неконтролируемой скоростью, что, в конечном итоге, может привести к повреждениям до нескольких десятков и даже сотен метров тепловой сети.

• Локальные намокания изоляции, при появлении в месте увлажнения электрического контакта с грунтом, могут привести к большой плотности стекания токов, натекающих на других участках, и интенсивной коррозии.

• Крупные разрывы трубопроводов бесканальной прокладки чрезвычайно опасны, так как могут пострадать люди, находящиеся в зоне неожиданного выброса горячей воды и пара.

• Мелкие свищи и разрывы трудно обнаружить, так как вода может распространяться под полиэтиленовой оболочкой на десятки метров. Вскрытие полиэтиленовой оболочки в зимних условиях (при низких температурах) приводит к её интенсивному растрескиванию. Восстановить сухость пенополиуретана и герметичность оболочки после устранения даже небольшого свища в полевых условиях очень трудно (например, есть метод продолжительного выдавливания влаги сжатыми газами).

• При хороших теплоизоляционных свойствах качественно изготовленных теплопроводов на величину фактических потерь оказывает влияние малая глубина прокладки. Исследования по деструкции пенополиуретана при 50-летнем сроке службы в российских условиях не проводились.

• Имеются ограничения по температуре теплоносителя 130 °С.

• Конструкция горюча и её применение вне грунта регулярно приводит к пожарам.

• Имеются ограничения по применению бесканальной прокладки в районах высокой сейсмичности и на территориях с низкой несущей способностью грунтов (менее 0,15 МПа).

Абсолютно недопустимой конструкцией при наличии даже минимальной влажности, но получившей тем не менее весьма широкое распространение, является напыление пенополиуретана или применение скорлуп из него.

Реальный 50-летний срок службы предизолированных трубопроводов в ППУ изоляции можно обеспечить только при следующих условиях:

• качество поставки и монтажа, соответствующее общедоступным стандартам НП «Российское теплоснабжение» (стандарты находятся в открытом доступе на сайте Партнёрства);

• применение качественных сталей с оговорённым составом;

• применение конструкций неподвижных опор, не допускающих контакта металла с грунтом;

• недопущение других «мостиков» для стекания с трубопровода блуждающих токов;

• использование надёжных конструкций теплогидроизоляции подвижных компенсаторов и торцевых заглушек;

• приборный контроль сетевой организацией поставляемых изделий и выполняемых работ на соответствие стандартам и требованиям конкурсной документации, в т.ч. в части 10-летней гарантии;

• практически полное отсутствие внутренней коррозии.

Должны также использоваться возможные дублирующие методы защиты от коррозии. Необходимо перенести в теплоснабжение опыт нефтяников, давно использующих трубопроводы в ППУ изоляции с двойной степенью защиты от коррозии – наружная полиэтиленовая оболочка и антикоррозийное покрытие непосредственно трубы. Количество повреждений трубопроводов в ППУ изоляции подтверждает необходимость такого шага, тем более цена теплопровода увеличивается незначительно, и конструкция разрешена к применению ГОСТ 30732-2006.

Расчёт на прочность тепловых сетей. РД 10-400-01 или ГОСТ 55596-2013?

К.т.н. В.Я. Магалиф, заместитель директора по вопросам прочности оборудования и трубопроводов; к.т.н. А.В. Матвеев, старший научный сотрудник; к.т.н. Е.Е. Шапиро, разработчик ПС СТАРТ; к.т.н. А.З. Миркин, генеральный директор АО «ИПН», директор, ООО «НТП Трубопровод», г. Москва

Документ РД 10-400-01 [1] был разработан в 2000 г. специалистами ООО «НТП Трубопровод» – авторами этой статьи. В то время в России началось активное строительство нового вида тепловых сетей в пенополиуретановой (ППУ) изоляции, прокладываемых под землёй без использования каналов – бесканальной прокладки. Необходимо было срочно создать нормы для расчёта на прочность тепловых сетей, защемлённых в грунте, т.к. существующие документы и справочники [2, 3] не учитывали особенностей взаимодействия трубы с ППУ изоляцией, амортизирующими подушками и окружающим её грунтом. Критерии прочности, использовавшиеся для надземных трубопроводов, не подходили для трубопроводов бесканальной прокладки.

За основу был взят документ [2], но были доработаны критерии прочности для учёта особенностей работы защемлённых трубопроводов, добавлена оценка циклической прочности тройников и отводов. Документ был реализован в программе СТАРТ-ПРОФ и стал активно использоваться для проектирования и расчёта на прочность тепловых сетей надземной и бесканальной прокладки.

Более чем за 10 лет эксплуатации специалистами НТП «Трубопровод» был выявлен ряд существенных недостатков этого документа, а также была выявлена необходимость его усовершенствования и расширения охвата требований и методик расчёта, продиктованных практикой.

В 2011 г. принято решение об актуализации РД 10-400-01 [1].

К сожалению, отменить РД 10-400-01 и выпустить следующую версию этого документа, например, «РД 10-400-13» оказалось невозможно, так как Ростехнадзор утратил право выпускать нормативные документы. Было принято решение создать обновлённый РД 10-400-01 как документ Росстандарта, который, в итоге, получил название ГОСТ Р 55596-2013 [4].

Основные недостатки РД 10-400-01:

- не учитываются распорные усилия от внутреннего давления;
- расчёт на циклическую прочность содержит неточности в расчёте отводов и тройников;

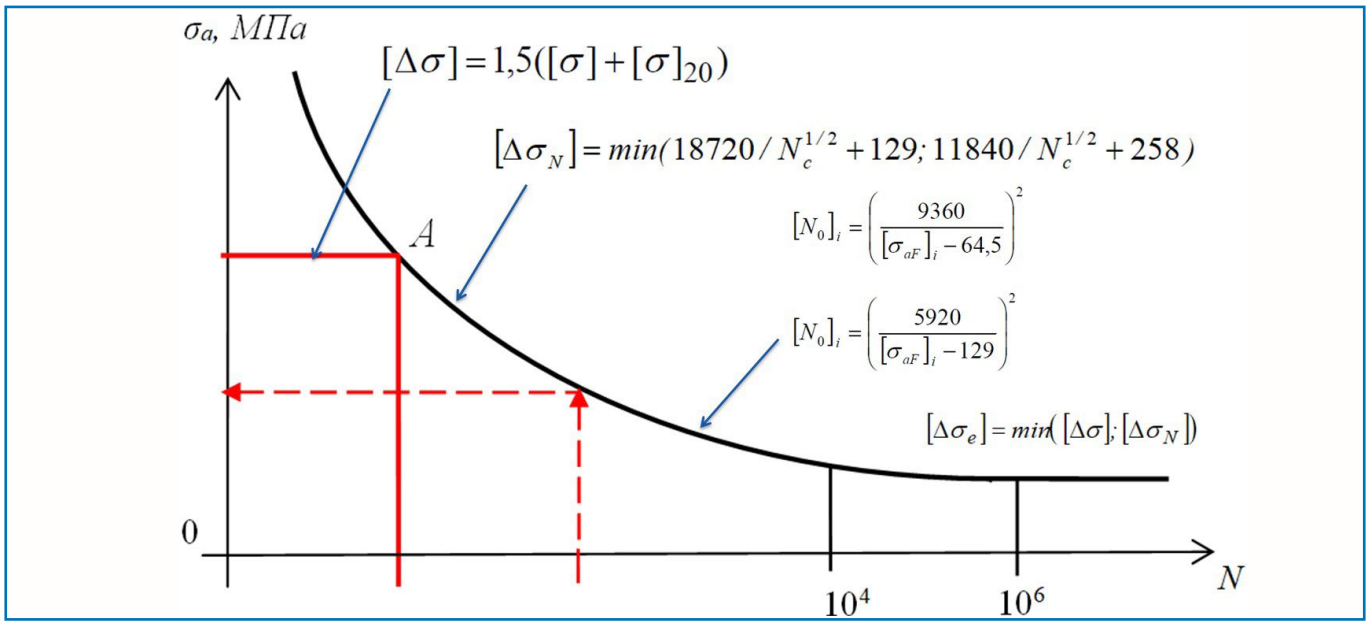


Рисунок 1. Кривая циклической прочности для углеродистой стали.

Редактирование | Напряжения

Режим работы: 1 'Основной режим' | Размах напряжений с режимом: Наиб.значения

РД 10-400-01

Элемент	Начальный конечный узел	Напряжения от весовой нагрузки в рабочем состоянии, (МПа)		Напряжения от всех воздействий в рабочем состоянии, (МПа)		Напряжения от всех воздействий в холодном состоянии, (МПа)		Повреж-даемость	Приме-чание
		расч.	доп.	расч.	доп.	расч.	доп.		
Отвод секторный	2	74.37	158.62	371.25	Нет	244.92	Нет	0.119	
Подземный участок	2	74.37	158.62	146.17	216.30	170.98	220.50		
	1	74.37	158.62	232.18	216.30	124.93	220.50	0.096	2
Подземный участок	3	74.37	158.62	1040.10	216.30	184.37	220.50	1.940	2
	2	74.37	158.62	606.96	216.30	80.79	220.50	0.187	2
Отвод секторный	2	74.37	158.62	371.25	Нет	244.92	Нет	0.119	

Редактирование | Напряжения

Режим работы: 1 'Main mode' | Размах напряжений с режимом: Наиб.значения

ГОСТ Р 55596-2013

Элемент	Начальный конечный узел	Напряжения от весовой нагрузки в рабочем состоянии, (МПа)		Напряжения от всех воздействий в рабочем состоянии, (МПа)		Напряжения от всех воздействий в холодном состоянии, (МПа)		Размах напряжений, (МПа)		Приме-чание
		расч.	доп.	расч.	доп.	расч.	доп.	расч.	доп.	
Отвод секторный	2	61.24	158.18	424.06	Нет	166.26	Нет	554.22	440.70	4
Подземный участок	2	65	158.18	239.41	215.70	109.23	225	157.83	440.70	2
	1	66.77	158.18	216.41	215.70	151.18	225	292.41	440.70	2
Подземный участок	3	66.27	158.18	936.79	215.70	195.72	225	725.47	440.70	2,4
	2	65.21	158.18	519.08	215.70	140.90	225	390.14	440.70	2
Отвод секторный	2	61.24	158.18	424.06	Нет	166.26	Нет	554.22	440.70	4

Рисунок 2. Расчётные и допускаемые напряжения для одной и той же схемы трубопровода по документам РД 10-400-01 (сверху) и ГОСТ 55596-2013 (снизу).

- отсутствуют требования и методика расчёта переходов, косых стыков, косых тройников, расчёта в режиме испытаний, расчёта на сейсмические воздействия, расчёта с ППМ-изоляцией, расчёта врезок из разных сталей ответвления и магистрали;
- формулы расчёта напряжений в тройниках содержат неточности.

Преимущества ГОСТ Р 55596-2013, который, как и РД 10-400-01, разработан специалистами НТП «Трубопровод», но с учётом 12-летнего опыта практического применения [1]:

- исправлен расчёт на циклическую прочность;
- добавлен учёт распорных усилий от внутреннего давления, теперь можно считать схемы с осевыми компенсаторами;
- уточнён расчёт напряжений в тройниках;
- добавлены отсутствовавшие в [1] разделы по расчёту переходов, косых стыков, косых тройников, оценке прочности в режиме испытаний, расчёту на сейсмические воздействия, применению ППМ-изоляции, врезок из разных сталей, расчёту гибких полимерных и стальных гофрированных труб и т.д.

На первых двух наиболее важных пунктах остановимся подробнее.

Кривая циклической прочности (рис. 1), согласно РД 10-400-01 п. 5.5.9, не имеет ограничения в области малого количества циклов N. В результате допускаемые напряжения для отводов и тройников оказываются чрезмерно высокими. В новом документе [4] п. 8.12.7 эта ошибка исправлена. Кривая циклической прочности осталась та же (8.58), но увеличена в 2 раза, поскольку рассматривается не амплитуда, а размах напряжений, и введено дополнительное ограничение (8.59), которое не допускает превышение размахом напряжений величины двух пределов текучести. Введение этого ограничения обеспечивает надёжную и безопасную работу фитингов (отводов, тройников, переходов). К сожалению, документ РД 10-400-01 такую безопасность не обеспечивает, что может приводить к преждевременному разрушению фитингов.

На рис. 2 показаны таблицы расчётных и допускаемых напряжений по документам [1] и [4], вычисленные для одной и той же схемы трубопровода. Видно, что отвод в

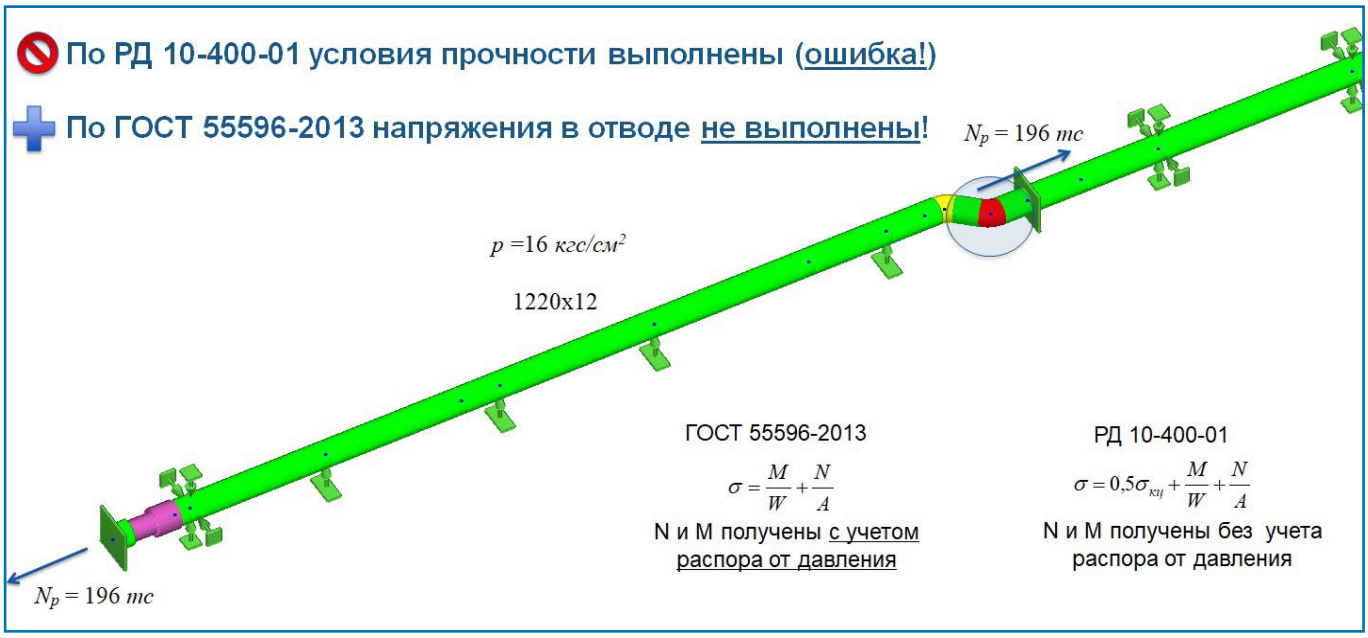


Рисунок 3. Схема тепловой сети с осевым неразгруженным компенсатором.

узле 2 удовлетворяет условиям прочности [1], но на самом деле не проходит на прочность согласно новому документу [4]. То же самое происходит с участком 2-1, но по другой причине – из-за неучёта в устаревшем документе [1] распорных усилий от давления.

Второй существенный недостаток РД 10-400-01, возникший как следствие использования в качестве его основы документа [2], заключается в том, что формулы 5.27 и 5.28 предполагают выполнение расчёта трубопровода без учёта сил распора от внутреннего давления. На рис. 3 показана схема тепловой сети с осевым неразгруженным компенсатором. Огромное распорное усилие от осевого компенсатора передаётся на отвод и вызывает большой изгибающий момент. Такая схема тепловой сети небезопасна и с большой вероятностью приведёт к аварии в виде разрушения отвода.

Расчёт по документу РД 10-400-01 не выявляет никаких проблем в данном трубопроводе (рис. 3). Однако применение нового ГОСТ Р 55596-2013 показывает истинное положение дел. Формулы (8.19) и (8.20) требуют выполнения расчёта с учётом распорных усилий от давления.

При расчёте по старому документу [1] напряжения в переходах и косых стыках, которые часто применяются в тепловых сетях, вообще не удастся проверить, так как методика и нормативные требования отсутствуют в [1], что также небезопасно.

К сожалению, необходимо отметить, что:

- новый документ [4] автоматически не отменяет действия старого документа [1];
- устаревший документ РД 10-400-01 [1] включён в Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору П-01-01-2017 (Приказ Ростехнадзора от 10.07.2017 г. № 254);
- в СП 124.13330.2012 п. 10.1 «Тепловые сети» указано: «Расчёт стальных и чугунных трубопроводов на прочность следует выполнять по нормам расчёта, указанным в РД 10-400-01».

Самое удивительное, что, несмотря на многочисленные предупреждения авторов, в новом СП 315.1325800.2017 оставлена без изменения ссылка на давно устаревший документ РД 10-400-01.

Является абсурдным указание п. 12.2.2 СП 124.13330.2012 на то, что расчёт тепловых сетей на сейсмические воздействия следует производить по новому документу ГОСТ Р 55596-2013, но при этом расчёт на статическую прочность необходимо выполнять по устаревшему документу РД 10-400-

01 (п. 5.2.4). Напряжения, нагрузки на опоры и перемещения в трубопроводе с учётом сейсмических воздействий складываются из напряжений от статических и сейсмических воздействий. Поэтому данное требование невозможно выполнить в виду принципиальных отличий условий прочности в двух документах [1] и [4].

В итоге, некоторые экспертные организации требуют выполнение расчётов именно в соответствии с устаревшим документом РД 10-400-01.

Мы, как авторы обоих документов, считаем, что использование устаревшего документа РД 10-400-01 небезопасно и в некоторых ситуациях может привести к авариям.

Для того, чтобы исправить ситуацию, необходимо:

- внести ГОСТ Р 55596-2013 в перечень нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Ростехнадзора;
- внести ссылку на ГОСТ Р 55596-2013 [4] в обновлённую версию СП 124.13330 вместо РД 10-400-01 [1].

Пользователям программы СТАРТ-ПРОФ мы настоятельно рекомендуем выполнять расчёты в соответствии с новым документом [4].

Литература

1. *РД 10-400-01 Нормы расчёта на прочность трубопроводов тепловых сетей, 2001.*
2. *РД 10-249-98 Нормы расчёта на прочность трубопроводов пара и горячей воды, 1998.*
3. *Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей. Под ред. А.А. Николаева. Москва, 1965.*
4. *ГОСТ Р 55596-2013 Сети тепловые. Нормы и методы расчёта на прочность и сейсмические воздействия, 2013.*

Об оперативности оперативного дистанционного контроля ППУ теплопроводов

А.А. Александров, тех. директор ООО «Российские Мониторинговые Системы» (ООО «РМС»);
С.Е. Бабушкин, главный инженер ГУП «ТЭК СПб»; А.Р. Тамвилиус, генеральный директор ООО «ТЭП СПб», г. Санкт-Петербург

В настоящее время в России трубопроводы в ППУ изоляции в соответствии с нормативами [11, 12] применяются с системой оперативного дистанционного контроля (СОДК). С момента внедрения СОДК в соответствии с СП 41-105-2002 [12] об эффективности данной системы идёт постоянная дискуссия. Разработчики существующей СОДК утверждают, что она достаточно эффективна [1], ссылаясь на эксплуатационные организации, однако последние ставят под сомнение эту эффективность [2, 3]. В последнее время на страницах журнала НТ можно встретить хорошие аналитические статьи о влиянии кабеля типа NYM на СОДК [4], а также оригинальные решения, как повысить эффективность оперативного дистанционного контроля минимальными переделками [5]. Причём, автор статьи [5] ведёт речь не об оперативном контроле, а о возможности вообще найти дефект изоляции на вновь построенном ППУ теплопроводе с системой ОДК. Далее цитата: «*Система, в лучшем случае, монтируется с целью получения чисто электрических параметров (высокое сопротивление изоляции и приемлемое сопротивление петли). В результате чего только в момент приёмки выясняется, что смонтированная система ОДК представляет непроходимый волновод из массы отражений, где зондирующий импульс чахнет задолго до окончания контролируемого участка и, тем более, выхода на следующий терминал. Что оставляет нас в неизвестности зачастую о большей части предъявляемого участка трубопровода… В результате чего мы можем иметь отличные мегаомомические параметры, соответствующие СНиПу, но совершенно бесполезную в информационном плане, не просматриваемую систему ОДК*».

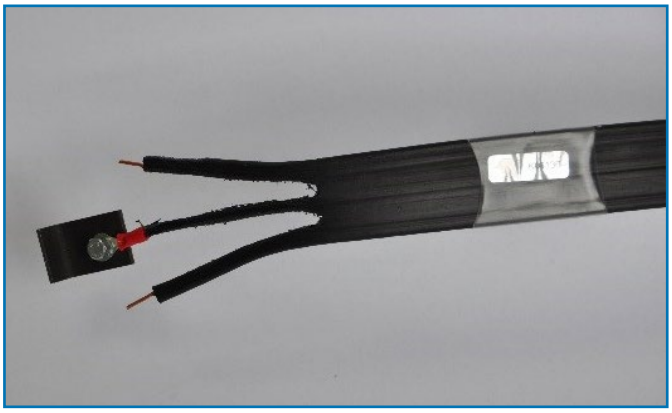


Рисунок 1. Кабель СОДК-П (импеданс 200 Ом).

Нами был проведён анализ существующей СОДК, выявлены те проблемные направления, по которым нужно найти технические решения для превращения СОДК в настоящий оперативный автоматический комплекс поиска мест намокания теплоизоляции и мест обрыва сигнальных проводников с указанием этих мест на карте в реальном масштабе времени. Были выделены следующие проблемные направления:

1. Отсутствие согласования по волновому сопротивлению соединительного кабеля типа NYM с проводниками системы ОДК (данная проблема хорошо описана в [3, 4, 5], не будем на этом останавливаться подробно).
2. Отсутствие стационарных рефлектометров (локаторов) отечественного производства с низким энергопотреблением с возможностью автономной работы более 1 года).
3. Отсутствие программного обеспечения для стационарных рефлектометров, способного отфильтровывать простые неоднородности на линии локации от реальных дефектов.
4. Отсутствие специализированного программного обеспечения верхнего уровня, предназначенного для хранения исполнительной документации о СОДК и вычис-

лителя места дефекта на теплосети для последующего отображения его на карте с заданной точностью +/– 1 м.

Для решения первой проблемы мы отказались от применения кабеля типа NYM, а разработали специальный кабель с волновым сопротивлением, аналогичным волновому сопротивлению проводников СОДК в трубе ППУ [6] (рис. 1).

Следует отметить, что материалом для изоляции кабеля является полиэтилен, из которого сделана оболочка труб ППУ. Поэтому этот кабель может просто вариваться в оболочку трубопровода ручным экструдером – тем самым обеспечивается полная герметичность прохода кабеля через оболочку (рис. 2).

Рисунок 2. Место вварки кабеля в оболочку ППУ трубы.

Также минимальных изменений потребовала конструкция концевого элемента. Вместо вывода кабеля типа NYM, потребовалось вывести каждый проводник (сигнальный и транзитный) через отдельный герметизатор (рис. 3). На данную конструкцию получен патент [7] и разработаны соответствующие ТУ [10].

Описанные выше мероприятия позволили значительно улучшить «просматриваемость» участков теплосети, превратив её в однородный волновод.

Рисунок 3. Концевой элемент с выводом непосредственно проводников ОДК.

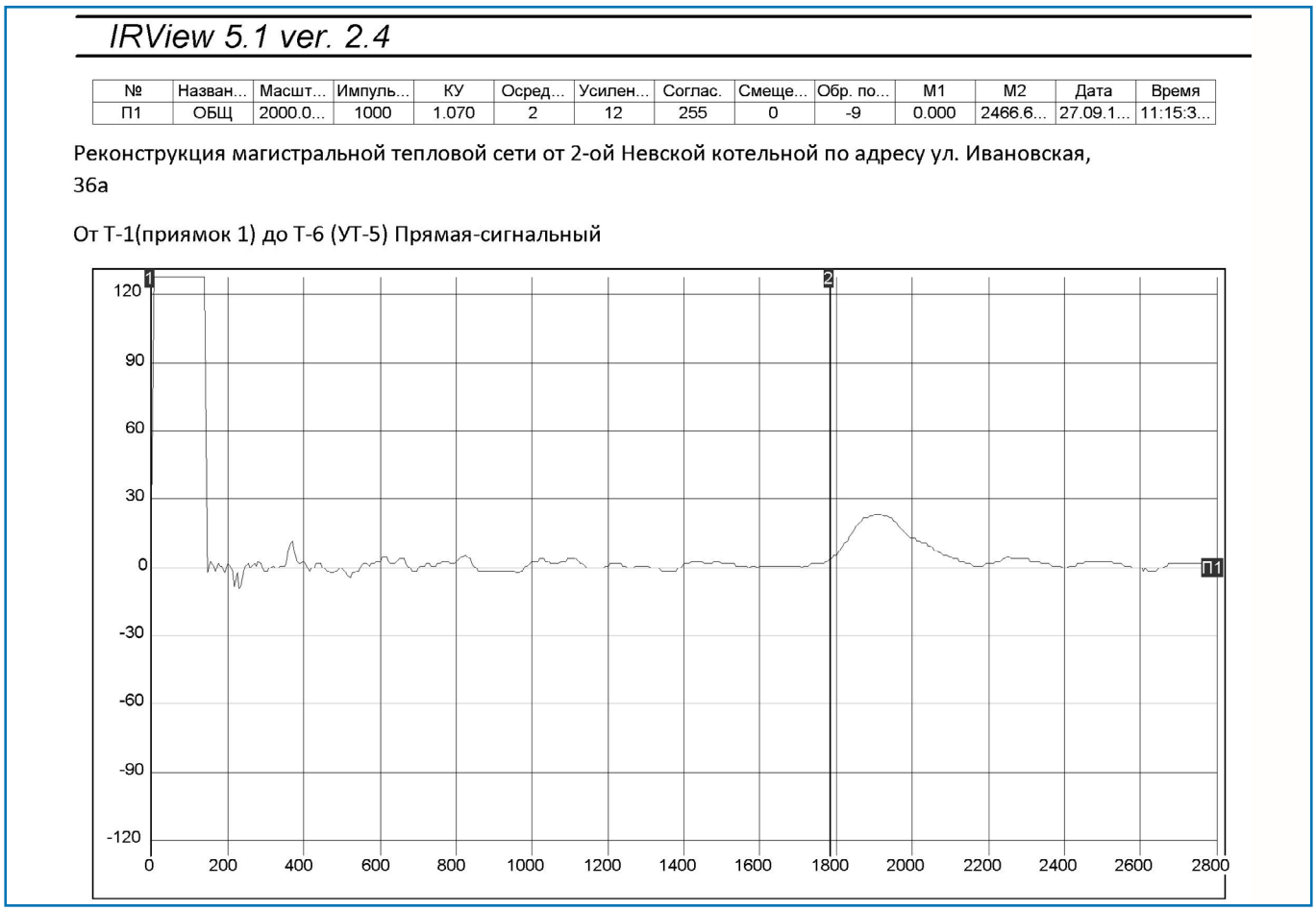


Рисунок 4. Пример реальной рефлектограммы при использовании кабеля с импедансом 200 Ом.

Для примера приведём рефлектограмму участка реальной тепловой сети с 6 терминалами на тепловых камерах (рис. 4). При построении СОДК с использованием специального кабеля и несколько изменённых концевых элементов можно говорить о контроле нескольких километров тепловой сети из одной точки с измерительным терминалом. По нашим экспериментальным данным, полученным на действующих тепловых сетях, контролировать можно до 4 км проводника по измерительному каналу.

Для того, чтобы обеспечить постоянный процесс мониторинга, требуется стационарный локатор, который с заданной периодичностью запускал бы зондирующие импульсы и при этом не потреблял бы много энергии. До сих пор для этих целей можно было использовать только импортные локаторы (EMS 6000, Logstor X5 и т. п.), да и то со значительными переделками мониторингового блока и линии локации под отечественные трубы. Нами был разработан модуль рефлектометрического контроля (МРК), который настроен на работу с проводниками СОДК трубопровода (согласовано входное сопротивление 200). Модуль может обрабатывать 4 канала, к каждому из которых можно подключить от 2,5 до 4 км (в зависимости от количества терминалов на трассе). Рефлектометрический модуль имеет возможность запомнить и показать оператору три рефлектограммы по каждому каналу:

- актуальная рефлектограмма, снятая в момент обращения к модулю;
- эталонная рефлектограмма, снятая в момент сдачи СОДК в эксплуатацию;
- рефлектограмма, снятая в момент фиксации дефекта (модуль может посылать импульсы с периодичностью от 30 секунд).

Все эти рефлектограммы можно наблюдать одновременно на одном дисплее. Таким образом, достигается относительная точность фиксации дефекта во времени.

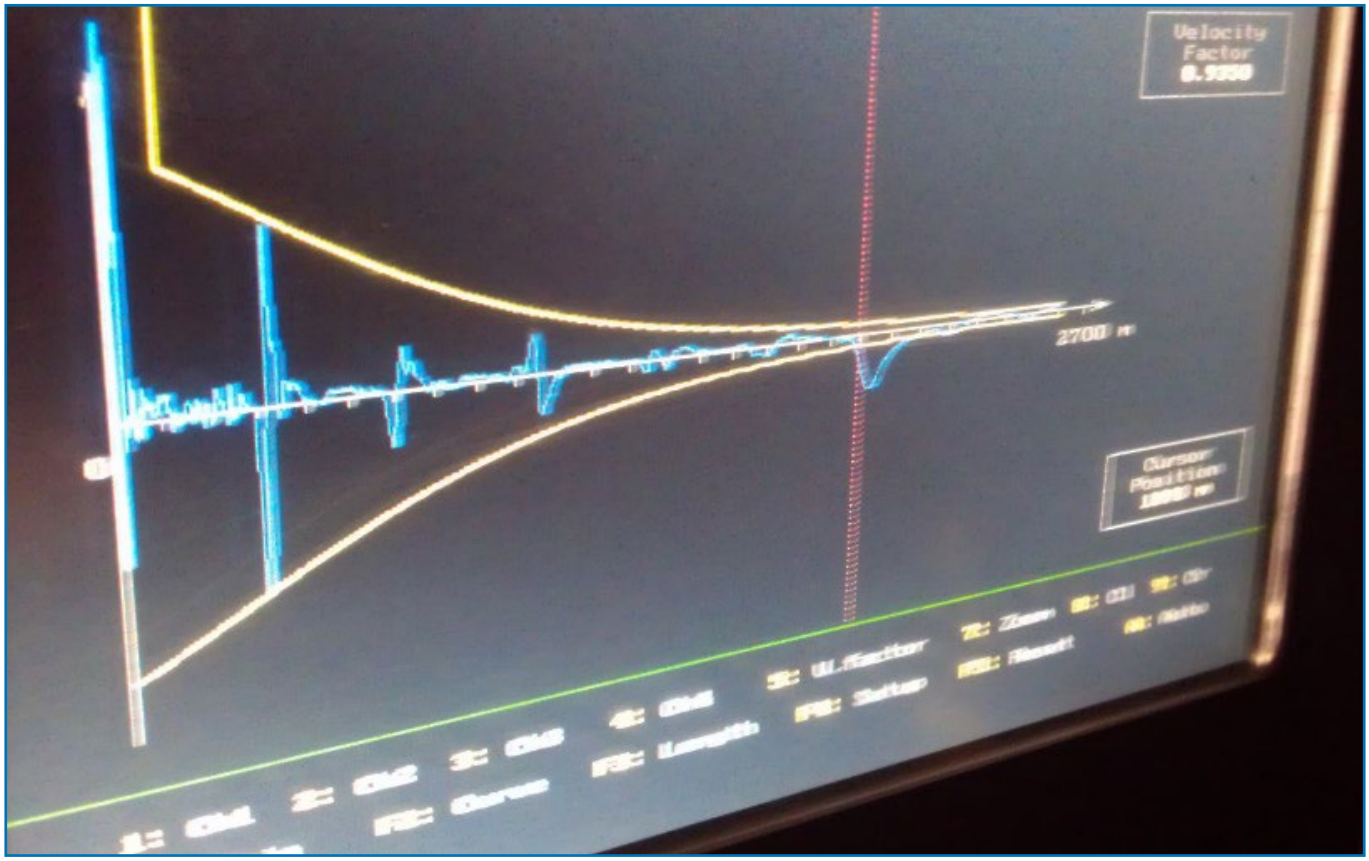


Рисунок 5. Пример ограничительных кривых при анализе рефлектограмм.

Встаёт резонный вопрос: а как рефлектометр определит, что на рефлектограмме обнаружен дефект и пора записывать её в память как дефектную? Вот здесь пришлось совместно поработать специалистам ООО «РМС», ООО «ТЭП СПб» и ГУП «ТЭК СПб». Результатом работы стал запатентованный принцип автоматической фиксации возникающих неоднородностей в теплоизоляционном слое [6].

Принцип заключается в построении эмпирически определённых ограничительных кривых затухания импульса (ограниченных импедансом проводников вдоль теплосети 100-500 Ом, тогда как у проводников СОДК импеданс 200-220 Ом), при пересечении которых с кривой амплитуды отражённого импульса с оговорёнными условиями, фиксируется расстояние до дефекта и запоминается рефлектограмма. Нагляднее действие принципа представлено на рис. 5. На конце участка СОДК смоделировано короткое замыкание проводника на трубу на расстоянии более 1800 м. Любые включения в СОДК кабеля типа NYM (для справки, импеданс от 65 до 90 Ом), будут фиксироваться как значительный дефект с большой амплитудой отражённого импульса (достаточно 10-сантиметрового кусочка).

Нахождение решений для трёх первых проблемных направлений не обеспечит оперативность контроля само по себе, измеренные параметры СОДК должны быть переданы на диспетчерский пульт, обработаны и, в привычном для специалистов виде, представлены на дисплее. Для этого была разработана программа создания описаний систем контроля, при помощи которой на карту наносится исполнительная документация о СОДК со всеми трубоэлементами, а также диспетчерская программа, которая принимает данные рефлектограмм с рефлектометрических модулей (в нашем случае используется GSM связь) и высчитывает расположение места намокания или обрыва проводников с последующей индикацией их на карте (рис. 6).

На приведённом примере можно увидеть, как выглядит разрыв проводников в проходном терминале (обозначается крестом). Изображение дефекта можно увеличить и детально посмотреть, на каком элементе СОДК возникла неоднородность. Так как все элементы введены в программу с исполнительной документации, кликнув на дефект в виде крестика, можно увидеть на каком конкретно проводнике возникла неоднородность (прямая или обратная труба, кабель вывода или непосредственно трубоэлемент (вид трубного элемента: опора, сильфонный компенсатор, отвод и т.д.), сигнальный или транзитный проводник, а также расстояние до ближайшей реперной точки – как правило, теплокамеры или вводы в дом) (рис. 7).

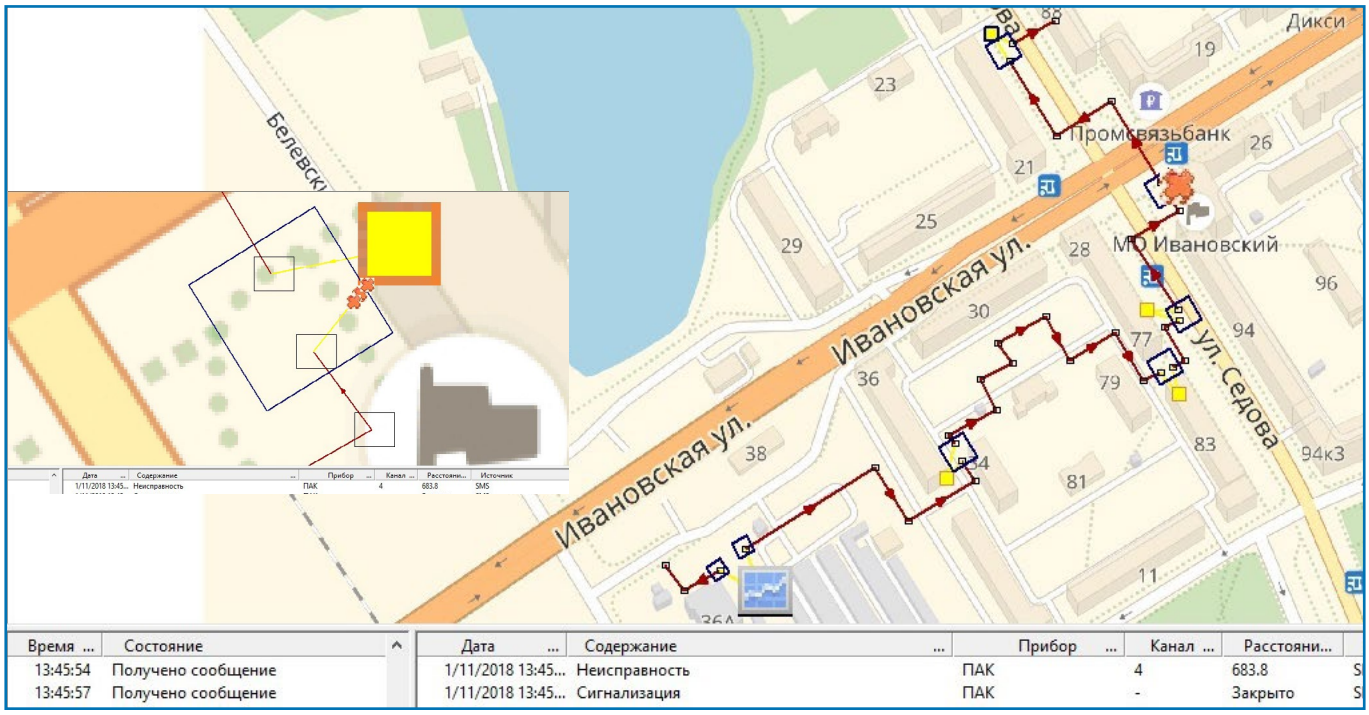


Рисунок 6. Вид отображения дефектов ОДК на карте.

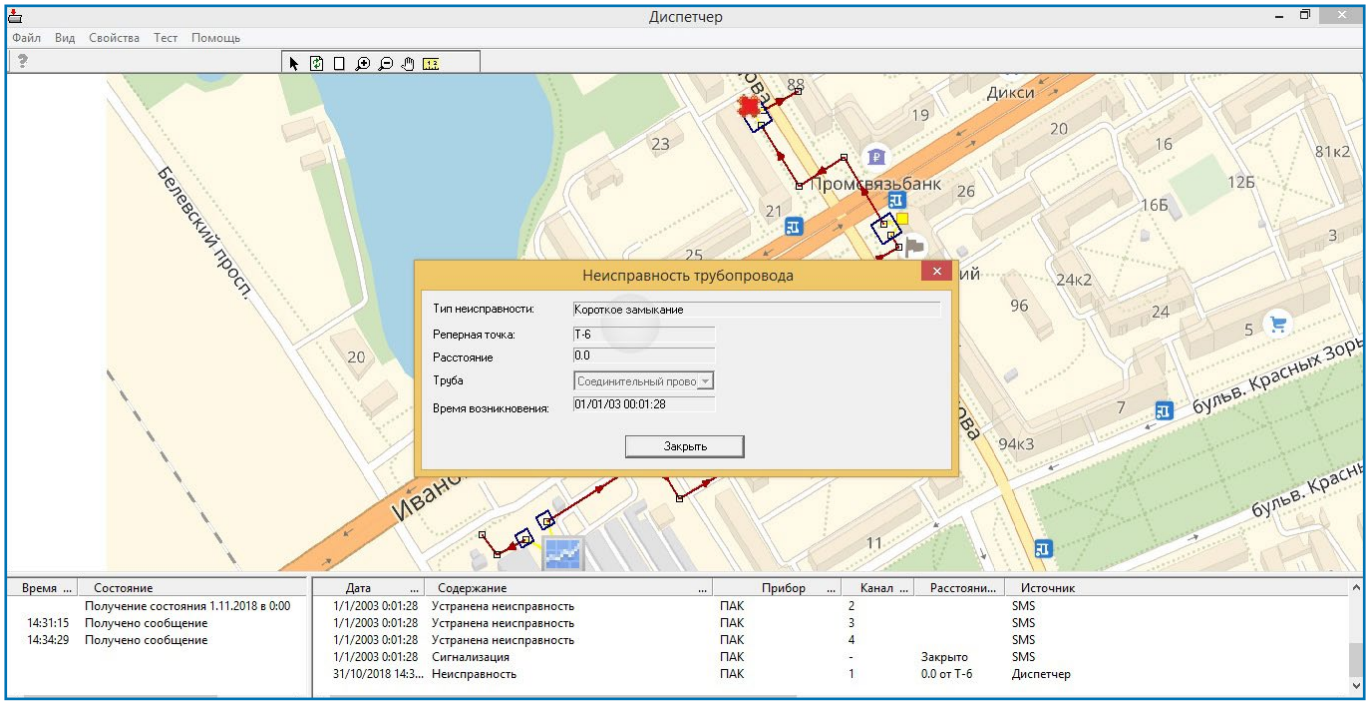


Рисунок 7. Вид окна с расшифровкой дефекта ОДК.

А особо «продвинутым» пользователям можно скачать рефлектограмму дефекта на диспетчерский пункт и детально её рассмотреть.

Эту статью наверняка будут читать специалисты, реально работающие с СОДК и знающие, как сложно порой бывает идентифицировать дефект по реальной рефлектограмме, даже если у тебя есть рефлектограмма (распечатанная или в электронном виде), полученная на этапе сдачи СОДК при приёмочных испытаниях. У них сразу возникнет вопрос: как можно обеспечить приемлемую точность +/–1 м на расстоянии 2,5 км? При использовании ручного переносного рефлектометра для измерений на реальной тепловой сети с тем количеством неоднородностей, которые на ней встречаются, достигнуть заявленной точности просто нереально (по собственному опыту авторов статьи).

Заявленная точность достигается возможностью принудительно моделировать дефекты на точках контроля СОДК (терминалах) и, по результатам моделирования, введением поправочных коэффициентов в модель СОДК, созданную на основе исполнительной документации, приводя в соответствие физические и электрические длины всех трубоэлементов (условно говоря, чтобы крестики на карте отображались ровно там, где мы разорвали или закоротили проводники СОДК). Если на больших удалениях амплитуды отраженного от моделируемого дефекта (неоднородности) не хватает или неоднородности на сети производят отражения с высокой амплитудой, в нашей системе можно отрегулировать на рефлектометре положение кривых тревоги, опустив или подняв их относительно условной оси, соответствующей импедансу 200 Ом.

В рамках данной статьи невозможно рассказать про все технические решения, которые пришлось найти для преодоления тех проблем, которые имеют место в СОДК на ППУ теплопроводах, но все вышеописанные решения реализованы в программно-аппаратном комплексе (ПАК-2) телеметрического контроля с автономным питанием от аккумуляторной батареи, который в настоящее время проходит опытную эксплуатацию на тепловой сети, принадлежащей ГУП «ТЭК СПб».

Структурно работа данного комплекса показана на рис. 8, но сразу необходимо отметить, этот комплекс будет по-настоящему эффективным средством только при отработанном взаимодействии службы диагностики СОДК с ремонтными подразделениями теплоснабжающей организации.

Самым дорогим товаром в нашем веке стала информация, и информация о состоянии трубопроводов в реальном времени не является исключением. С помощью описанной выше системы, за счёт своевременно полученной информации можно экономить по следующим направлениям:

• снизить количество выездов специалистов на объекты тепловой сети ориентировочно в 2 раза. Исходя из опыта авторов статьи, более половины дефектов обнаруживаемых при помощи детекторных устройств СОДК, приходится на дефекты кабелей, клеммных устройств (терминалов) и обрывов проводников в трубоэлементах. Так как мы видим место возникновения дефекта и определяем его вид, не нужно каждый раз при загорании красного светодиода срываться на трассу, как на аварию, а можно в плановом порядке устранить отсутствие контактов, удалить конденсат с клемм или осушить камеру;

• зафиксировать начало «расползания» намокания изоляции до распространения влаги вдоль всей теплотрассы. Особенно это касается тех дефектов, когда вода в теплоизоляцию поступает под давлением из дырявой трубы. Счёт в таких случаях идёт на минуты и часы (зависит от диаметра свища): бригада, которая приедет через несколько часов после срабатывания стационарного детектора, сможет обнаружить только границу распространения влаги в пене, удалённую от дефекта на некоторое расстояние (иногда, по опыту авторов, вместо ликвидации дефекта приходится производить замену до 50 м сети со всеми вытекающими отсюда затратами). Особенно актуальна эта спо-

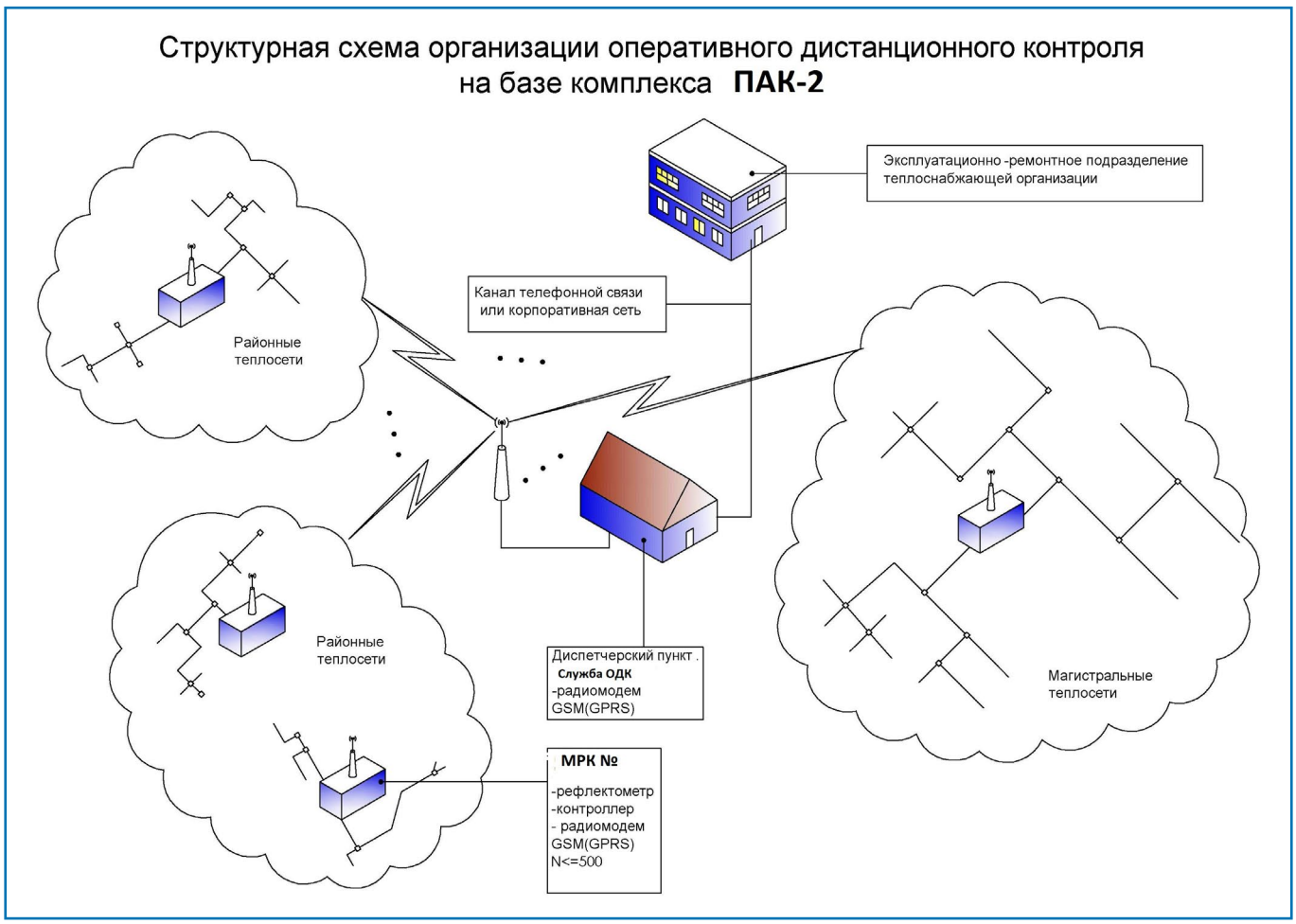


Рисунок 8. Структура организации работы комплекса ПАК -2.

собность описанной системы для систем с открытым водоразбором. Следует отметить, что своевременная фиксация начала развития дефекта позволяет устранить его в плановом режиме, избежать тех затрат и негативных последствий, которые не измеряются деньгами;

• данный комплекс является хорошим инструментом контроля за работой по прокладке сетей подрядными организациями и выполнения ими гарантийных обязательств (детекторные системы достаточно просто обмануть при помощи установки так называемых резистивных «жучков», чем сплошь и рядом пользуются «продвинутые подрядчики» для сдачи теплосети. Представленную систему, основанную на рефлектометрическом принципе, «жуками» не обмануть. Они легко выявляются в процессе наладки и работы системы. Особенно хорошо выявляются в процессе эксплуатации все трубоэлементы с негерметичной оболочкой);

• комплекс позволяет использовать трубы с предварительно нанесёнными на металл покрытиями, так как использует рефлектометрический, а не гальванический метод нахождения увлажнения изоляции или обрыва сигнальных проводников СОДК.

В Санкт-Петербурге уже давно принят нормативный документ, который предписывает установку подобных систем на магистральные тепловые сети больших диаметров (п 5.6 РМД 41-11-1012 [13]). Там же есть упоминание того, что волновые сопротивления всех трубоэлементов должны быть идентичны. На основании проделанной авторами работы имеет смысл пересмотреть и другие действующие документы [11, 12], так как заложенные в них решения не позволяют вывести эксплуатацию тепловых сетей на новый технический уровень в части оперативного дистанционного контроля.

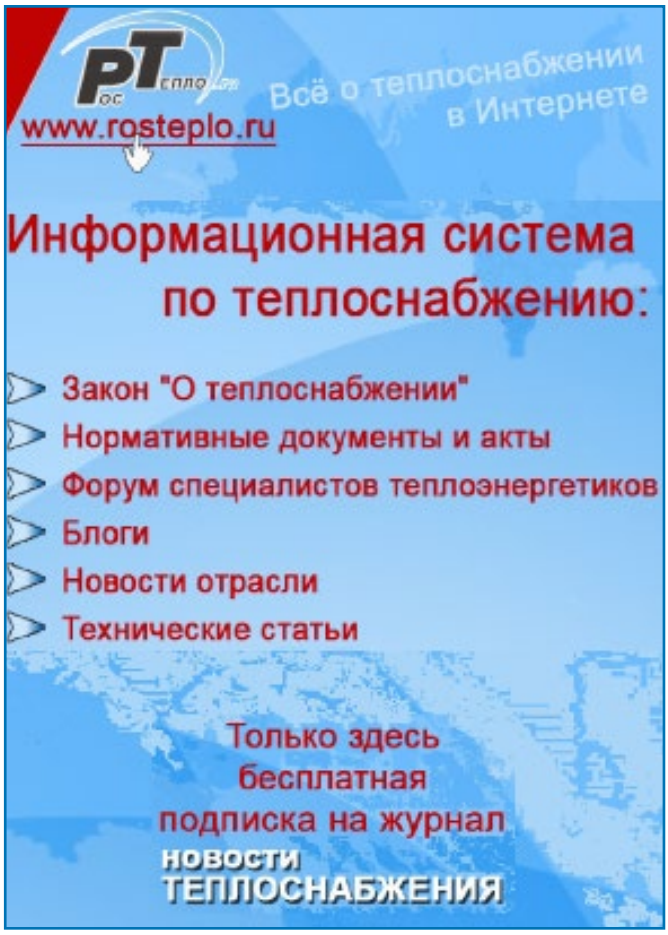
Следует отметить и ещё одну интересную особенность работы этой системы –

это большой неформальный интерес молодёжи, втянутой в орбиту работы над этим проектом. «Гаджетному поколению» интереснее работать со сложными системами, при этом многие вопросы система, как говорится, «берёт на себя». В итоге, разобравшись с ней, работать становится даже проще и быстрее. Обладатели же кнопочных телефонов наоборот проявили нейтралитет, граничащий с отторжением.

В заключение хотелось бы сказать, что, задумывая эту статью, авторы преследовали цель донести до большего круга специалистов информацию о наличии таких систем со стационарными локаторами именно в России, которые производятся в России, состоят из российских компонентов, на основе отечественного программного обеспечения. И, если перейти на язык лозунгов, хотели сказать: «*Сделаем систему оперативного дистанционного контроля снова оперативной!*». Правда, пока, глядя на существующую СОДК, на ум приходят только слова известного персонажа Левши: «*Передайте царю батюшке, что не гоже стволы ружьям кирпичом чистить, потому как они потом будут стрелять непригодны!*».

Литература

1. *Поляков В.А. «О системе ОДК трубопроводов в ППУ-изоляции» // Новости теплоснабжения, № 6, 2007 г., с. 34-35.*
2. *Лейтман А.И. «Опыт эксплуатации труб в индустриальной ППУ изоляции» // Новости теплоснабжения, № 3, 2016 г., с. 33-36.*
3. *Заглубоцкий Н.З. «Трубы в пенополиуретановой изоляции. Пора решать проблемы» // Новости теплоснабжения, № 4, 2011 г., с. 39-44.*
4. *А.В. Аушев, С.Н. Синавчиан «Применение метода отражённых импульсов в СОДК предварительно изолированных трубопроводов» // Новости теплоснабжения, № 4, 2017 г., с. 30-37.*
5. *Грейнеман В.А. «Предварительно изолированные трубы с системой ОДК в Саратовских тепловых сетях» // Новости теплоснабжения, № 6, 2007 г., с. 30-33.*
6. *Патент на полезную модель № 91229 от 15.09.2009 г. «Устройство соединения проводников индикаторов труб продуктопровода».*
7. *Патент на полезную модель № 126425 от 04.10.2012 г. «Концевой элемент теплогидроизолированного трубопровода».*
8. *Патент на полезную модель № 183744 от 03.07.2018 г. «Устройство автоматического дистанционного контроля увлажнения теплоизоляции продуктопровода».*
9. *ТУ 3563-028-70629337-2013 «Кабель для системы дистанционного контроля СОДК – П».*
10. *ВТУ 5768-026-70629337-2012 «Концевой элемент трубопровода с выводными проводниками с тепловой изоляцией из пенополиуретана и гидрозащитным покрытием».*
11. *ГОСТ 30732–2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой».*
12. *СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке».*
13. *РМД 41-11-2012 «Устройство тепловых сетей в Санкт-Петербурге».*



Ошибки и недочёты, встречающиеся при организации СОДК трубопроводов в ППУ изоляции

П.С. Бодров, главный специалист Управления технического надзора за объектами нового строительства и реконструкции, ПАО «МОЭК», г. Москва

Вот уже более двадцати лет, как для строительства тепловых сетей в России используются трубы в ППУ изоляции, снабжённые системой оперативно-дистанционного контроля (СОДК). И всё это время понимание принципов работы СОДК и возникающих при этом сложностей оставалось крайне поверхностным для подавляющего большинства специалистов. В результате этого происходил процесс дискредитации как СОДК в частности, так и труб в ППУ изоляции в целом. Ситуация нуждается в исправлении, и возможно это только общим поднятием уровня знаний в данной области.

Взятая за основу и реализуемая в России долгие годы модель СОДК является прообразом европейских аналогов, но при этом имеет ряд существенных отличий. В результате произведённой адаптации был максимально уменьшен уровень необходимых знаний и ответственности рядового персонала, при этом, как следствие, увеличились требования к квалификации и опыту персонала инженерного. К сожалению, даже в такой ситуации рядовой персонал зачастую не обладает минимально необходимыми знаниями.

Рисунок 1. «Перекрученное» расположение проводников СОДК на трубопроводе.

При прокладке тепловых сетей не всегда уделяется внимание ориентации труб в пространстве. Таким образом, не соблюдается требование о расположении проводников СОДК на 3 и 9 часов. Соединение же на стыках ближайших (либо наиболее удобных для монтажа) проводников ведёт к ситуациям, когда расположение сигнальной линии становится непредсказуемым и может иметь вид спирали, делая по несколько оборотов вокруг оси трубопровода с изменением направления (рис. 1).

Ещё больше усугубляет ситуацию наличие резервного проводника в изолированных трубах больших диаметров – от 530 мм, соединение которого на стыках имеет смысл лишь в исключительных случаях, а именно на небольших прямолинейных участках с отсутствием возможности производства ремонтно-восстановительных работ (рис. 2). При этом использование резервного проводника при ремонте должно предусматриваться проектом.

Всё вышеперечисленное вместе ведёт не только к ошибочному расположению основного сигнального и транзитного проводников относительно направления движения теплоносителя, но и влияет на их наличие как таковых. В условии отсутствия устойчивой маркировки медных жил встречаются присоединения ответвлений не только к основному сигнальному проводнику, но к транзитному, а также соединение самих проводников не с помощью об-

Рисунок 2. Соединение проводника на стыках труб.

Рисунок 3. Соединение проводника посредством скрутки.

жимных муфт (в соответствии с СП 41-105-2002), а с помощью скруток (рис. 3).

Ещё одним, не всегда выполняемым элементарным условием организации СОДК, является соединение медных проводников на стыках посредством обжимных муфт (рис. 4).

Необходимо понимать, что важна не только механическая прочность соединения, но и организация максимально однородной среды для распространения зондирующего импульса при измерениях рефлектометром. С этой целью также необходимо минимизировать применения врезки кабелей выводов ремонтным способом. Никакие доработки труб в ППУ изоляции непосредственно на строительной площадке (врезка кабелей выводов ремонтным способом, установка металлических заглушек изоляции и др.) несравнимы по качеству с заводской продукцией. Поэтому встречающиеся ошибки в расположении элементов труб с кабелями выводов и металлическими заглушками изоляции при монтаже – совершенно недопустимы.

Это лишь часть ошибок и недочётов, связанных с организацией СОДК трубопроводов в ППУ изоляции. Но уже их предотвращение значительно облегчит эксплуатацию тепловых сетей и уменьшит финансовые затраты на ремонтно-восстановительные работы.

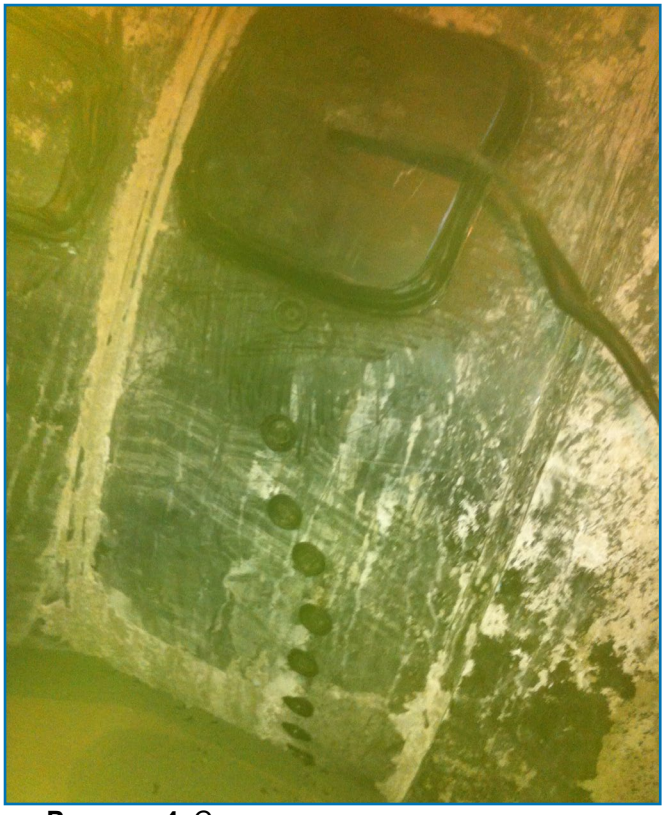


Рисунок 4. Соединение медных проводников на стыках посредством обжимных муфт.

Проблемы моделирования гидравлических режимов при разработке и актуализации схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения

О.В. Козлова, инженер отдела наладки ТС; У.С. Бушуева, инженер отдела наладки ТС; Ф.Н. Газизов, технический директор; Е.А. Кикоть, генеральный директор, ООО «Невская Энергетика», г. Санкт-Петербург

С вступлением в действие Постановлений Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (ПП РФ № 154) и № 782 от 05.09.2013 г. «О схемах водоснабжения и водоотведения» (ПП РФ № 782) активно начали разрабатываться проекты схем теплоснабжения (ТС), водоснабжения и водоотведения (ВиВ). При разработке большинства из них техническим заданием в составе проектов требуется разработка электронной модели систем. Под электронной моделью понимается информационная система, включающая в себя базы данных, программное и техническое обеспечение, которая предназначена для хранения, мониторинга и актуализации информации о технико-экономическом состоянии централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, осуществления механизма оперативно-диспетчерского управления в указанных централизованных системах, обеспечения проведения гидравлических расчётов (формулировка в редакции ПП РФ № 782. – *Прим. авт.*).

В данной статье хочется остановиться на заключительной фразе определения «электронная модель» (ЭМ), и, основываясь на имеющемся опыте разработки и актуализации схем ТС и ВиВ более 100 муниципальных образований (с населением от 1 тыс. до 300 тыс. чел.), проанализировать проблемы, которые возникают при создании (актуализации) ЭМ.

Как следует из определения, ЭМ, помимо всего прочего, предназначена для выполнения гидравлических расчётов систем, впоследствии анализируемых в проектах схем ТС и ВиВ.

Заказчик проектов, как правило, добавляет в техническое задание требование к разработке ЭМ, даже если этого напрямую не требуют вышеуказанные документы (требование к наличию ЭМ систем теплоснабжения предъявляются ПП РФ № 154 при численности муниципального образования от 100 тыс. чел.; аналогично этому, ПП РФ № 782 установлено требование к наличию ЭМ для муниципальных образований с численностью от 150 тыс. чел. – *Прим. авт.*).

Желание Заказчика иметь разработанную ЭМ видится логичным, учитывая тот факт, что для прогнозирования перспективного развития города необходимо понимать локацию «узких мест» в гидравлике систем, тем более что полноценных расчётов при выдаче новым абонентам технических условий на присоединение, как правило, теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями (ТСО) не выполняется.

Зачастую ТСО выполняет лишь конструкторский расчёт нового участка трубопровода, без уделения внимания вопросу: «повлияет ли присоединение нового абонента на гидравлический режим существующих потребителей»?

Добавляет неразберихи в данный вопрос ещё ряд обстоятельств, повсеместно присутствующий на территории нашей страны:

– схемы присоединения мало где сохранили первозданный вид. Зачастую элеваторные узлы убираются, управляющие компании самовольно устанавливают в тепловых пунктах насосы на подающем либо обратном трубопроводе, потребители устанавливают автоматику, которой ранее не было, тем самым усугубляя ситуацию с нестабильностью гидравлического режима (применительно к системам теплоснабжения);

– подход к вопросу замены участков трубопроводов часто заключается в поверхностном анализе наличия/отсутствия критичных

проблем с гидравлическим режимом. При отсутствии «опрокидывания» циркуляции (применительно к тепловым сетям), отсутствии жалоб на недостаточный напор ХВС и прочих явных проблем, когда система перестаёт работать, диаметр заменяемого участка оставляют прежним. В остальных случаях его увеличивают.

В конечном итоге, после выполнения мероприятий на системах тепло-, водоснабжения и водоотведения, связанных с изменением конфигурации сети, результат может быть непредсказуемым, а, так как всегда в процессе задействованы минимум две стороны (абонент и поставщик ресурсов), найти виновных в неудовлетворительной работе системы крайне сложно.

Помимо описанных выше сложностей, разработчик проектов схем ТС и ВиВ, при формировании электронной (гидравлической) модели, сталкивается с ещё одной важной проблемой, которой не уделяется должного внимания. Это проблема построения высотного профиля водопроводной и тепловой сети или продольного профиля канализации.

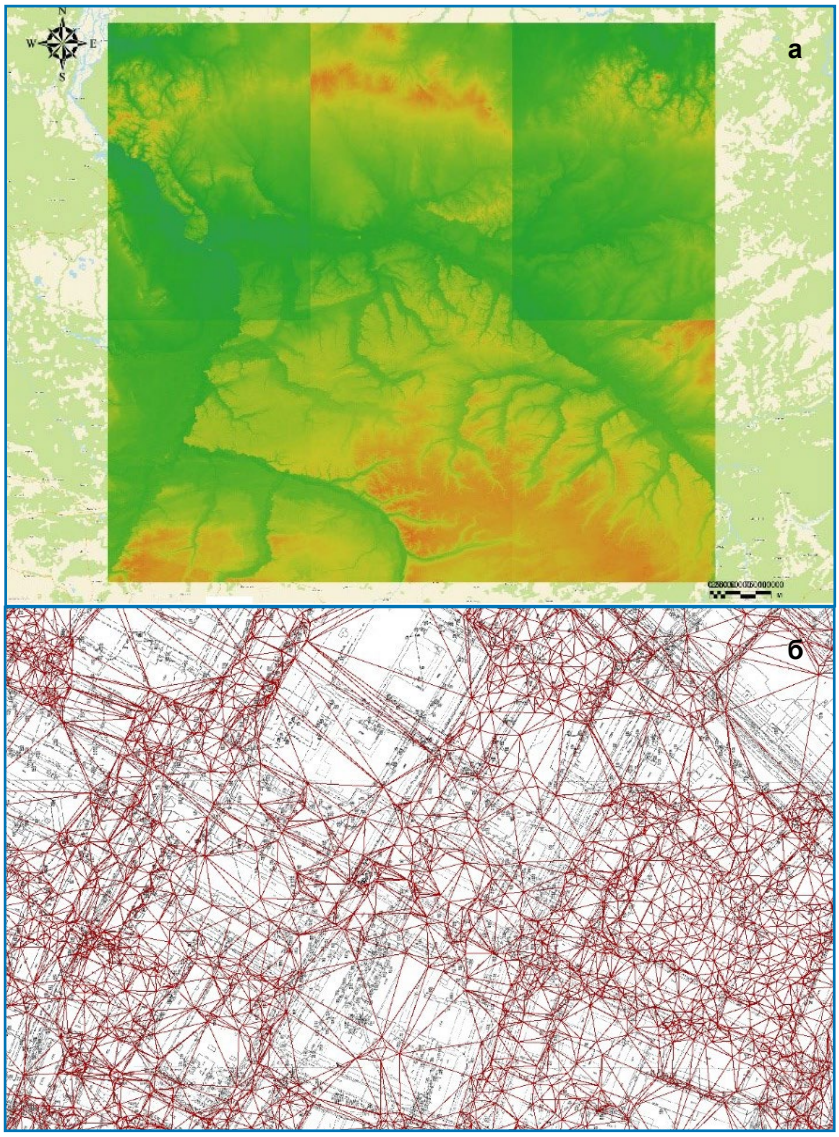


Рисунок 1. Пример построения рельефа с помощью SRTM3 (*а*) и с помощью топосъёмки (*б*).

Нередко гидравлический расчёт в электронной модели выполняется «на плоскости», без занесения данных о высотных отметках узловых точек сети, что предопределяет некорректность выполнения дальнейших гидравлических расчётов. И, если для небольшой (водопроводной или тепловой) сети, размещённой «на равнине», отклонение будет не критичным, то для сложного рельефа отклонение высотной отметки на 10 м от плоскости даст ошибку в 1 кгс/см^2, что существенно отразится на гидравлическом расчёте.

Встречаются случаи использования для формирования рельефа открытых данных, например, SRTM3 – карты (Shuttle Radar Topography Mission – радарная топографическая съёмка большей части территории земного шара. – *Прим. авт.*). Данные SRTM3 представляют собой данные высот земной поверхности относительно эллипсоида WGS84 (рис. 1а).

SRTM3 представляет собой набор файлов, каждый из которых покрывает территорию размером 1° на 1°, с разрешением в 3 сек в 1 пикселе (примерно 90 м в широтном направлении). Данные SRTM3 являются универсальным источником для моделирования земной поверхности, главным образом для построения цифровых моделей рельефа и цифровых моделей местности.

Применение открытых радарных высотных данных SRTM3 в качестве исходной информации для построения электронных моделей инженерных систем и последующего гидравлического расчёта также имеет ряд

проблем. Во-первых, из-за используемой в SRTM3 растровой модели данных с ячейкой 91,6 м, горизонтальной точностью – 20 м и более, вертикальной – 16 м и более. Горизонталь имеет более точное положение (средние ошибки в плановом положении по километровой карте укладываются в диапазон 20 м на местности). Соответственно, чем круче склон, тем больше вероятная ошибка в ячейке данных SRTM3. Во-вторых, в покрытых лесом районах SRTM3 измеряет высоту вершин деревьев, а не поверхности, что приводит к значительным ошибкам. Аналогичная ситуация происходит в районах застройки, где вместо высоты поверхности земли, могут быть высотные отметки кровель домов, что при наладочном расчёте системы недопустимо.

Таким образом, ошибки геодезических данных, считанных с карт SRTM3, оказывают существенное влияние на результаты гидравлических расчётов инженерных систем (даже без учёта того, что узловым точкам линейных объектов присваиваются высотные отметки поверхности земли, что само по себе неверно, т.к. в зависимости от способа прокладки реальные отметки сети будут отличаться в бóльшую или меньшую сторону).

Периодически встречаются электронные модели, высотный профиль которых построен на основе имеющейся (как правило, в отделе архитектуры администрации) топосъёмки муниципального образования (рис. 1б). Данный вариант образования профиля инженерной сети показывает результаты, более приближённые к реальности, чем при использовании SRTM3. Однако при использовании топосъёмки также есть ряд проблем, которые возникают при моделировании гидравлического режима, в том числе:

1. Преимущественное большинство топосъёмки было выполнено в 1980-х годах, т.е. используемые данные не актуальны для территории, на которой произошли изменения с момента формирования исходной информации (новые районы, кварталы, насыпные территории и проч.);

2. Данный метод также даёт профиль поверхности земли (хотя и более точный в сравнении с SRTM3), а не высотный профиль инженерных сетей;

3. Погрешность определения высотного профиля сети может достигать 3-5 м, что приводит к ошибке в определении давления в точке на 0,5 кгс/см^2 для систем тепло- и водоснабжения и совершенно неприменимо

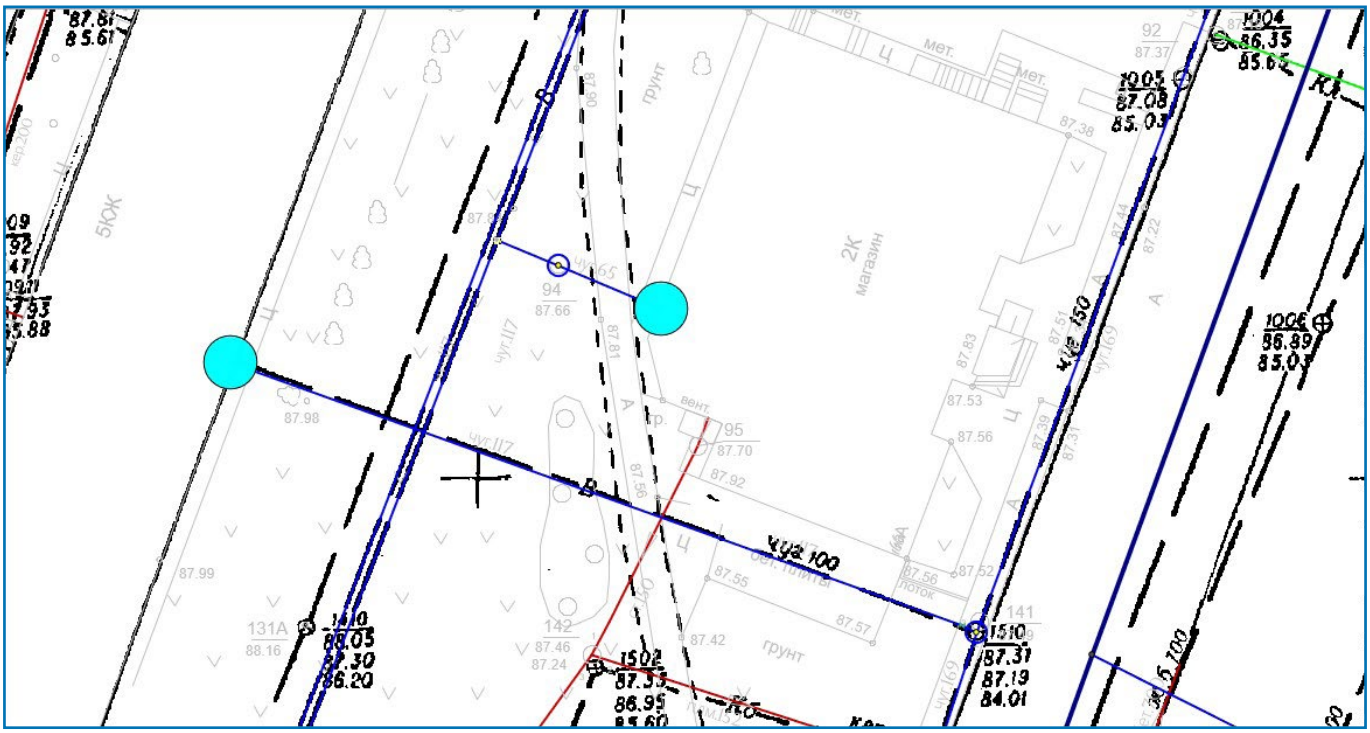


Рисунок 2. Пример построения модели по планшетам.

для формирования продольного профиля канализационной сети, где для определения уклона участков требуется знать отметку лотка трубы с сантиметровой точностью.

Профиль канализационной сети зачастую формируют путём выполнения конструкторского расчёта, что совершенно не отражает реальных глубин заложения трубопроводов.

Ещё один, но наиболее редко встречающийся в практике случай, – применение планшетов для построения высотного профиля сети (рис. 2). Данный метод даёт возможность наиболее точно сформировать гидравлическую модель всех систем (тепло-, водоснабжения и водоотведения).

Для сравнения результатов выполненных гидравлических расчётов на рис. 3-5 проиллюстрированы продольные профили одной и той же части канализационной сети города N (несколько начальных участков), где данные о высотном профиле сети построены по вышеприведённым вариантам.

Для анализа выберем один участок Ду 300. В результате построения рельефа по трём разным вариантам получились следующие данные (на примере колодца № 221):

– отметка поверхности земли по данным SRTM3 – 97,92 м;

– отметка поверхности земли по данным топосъёмки – 88,71 м;

– фактическая отметка поверхности земли – 88,75 м.

Отличие фактических данных от данных топосъёмки незначительно (4 см), а вот несовпадение отметок по SRTM3 колоссальное – более 9 м! (столбец 3 таблицы).

Но, чтобы понять, как и на что это влияет, разберёмся с тем, какие получились результаты построения непосредственно профиля сети.

Сравним два показателя, которые влияют на технические и экономические результаты расчётов: глубина заложения и уклон рассматриваемого участка.

1. Уклон участка сети.

Фактический уклон участка Ду 300 составляет 3,935 мм/м, при этом, по результатам моделирования по SRTM3 уклон составил 9,836 мм/м, а по топосъёмке – 8 мм/м (столбец 4 таблицы – см. ниже).

Очевидно, что ошибка в определении уклона трубопровода в два и более раз приведёт к существенной ошибке в моделировании гидравлического режима и, в частности, в оценке пропускной способности сети. При этом гидравлический режим, смоделированный по SRTM3 и планшетам, будет свидетельствовать о наличии резерва

Рисунок 3. Продольный профиль, сформированный с помощью конструкторского расчёта относительно поверхности земли, построенный по данным SRTM3.

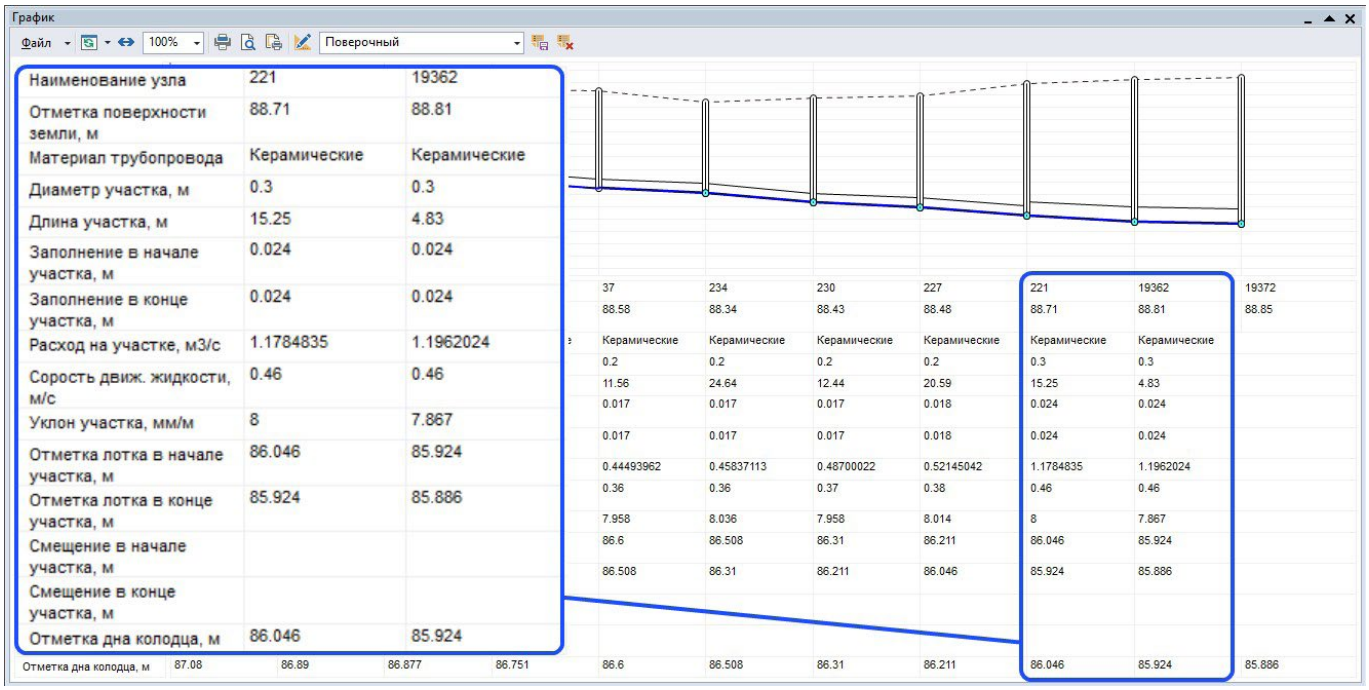


Рисунок 4. Продольный профиль, сформированный с помощью конструкторского расчёта относительно поверхности земли, построенный по данным топографической съёмки.

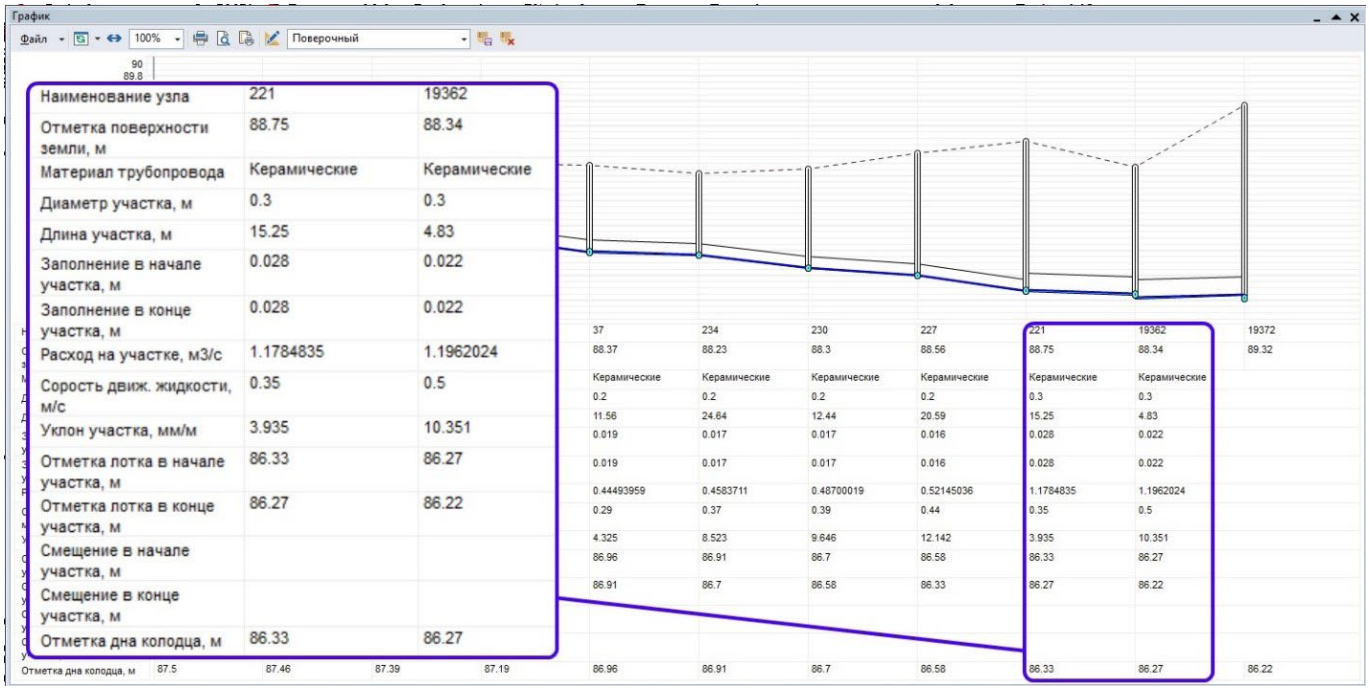


Рисунок 5. Продольный профиль, сформированный на основе фактических (измеренных) высотных отметок трубопроводов канализации.

пропускной способности участков, который фактически будет отсутствовать, либо будет существенно меньше.

Так, если обратиться к справочнику по гидравлическому расчёту канализационных сетей (т.н. таблицы Лукиных), то можно оценить ошибку в пропускной способности для рассматриваемого участка по каждому из вариантов расчёта (таблица).

Например, для трубопровода Ду 300 и уклона 4 мм/м пропускная способность составит 61,7 л/с. Для того же трубопровода, но с уклоном 8 мм/м, предельный расход уже 87,3 л/с, а для уклона 10 мм/м – 97,6 л/с! (столбец 6 таблицы).

Таким образом, на рассматриваемом участке, при использовании топосъёмки резерв завышен на 30%, а при использовании SRTM3 – на 58% (столбец 7 таблицы).

Таблица. Сравнение результатов моделирования.

Метод построения	Отметка поверхности земли, м	Отклонение отметки поверхности земли от факта, м	Уклон, мм/м	Отклонение уклона от факта, %	Пропускная способность трубопровода, л/с	Искажение результата расчёта пропускной способности от факта, %
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
SRTM3	97,92	9,21	9,836	150	97,6	58
Топосъёмка	88,71	0,04	8,000	103	87,3	43
Факт	88,75	-	3,935	-	61,7	-

Естественно, что принимать даже предварительные решения, например, о возможности подключения дополнительных абонентов к данному участку, совершенно некорректно, т.к. это может привести к проблемам с работой сети либо к неверной оценке стоимости подключения новых абонентов

2. Глубина заложения.

При разработке (актуализации) схем ТС и ВиВ также выполняется оценка стоимости мероприятий по реконструкции/строительству линейных объектов. Чаще всего, оценочный расчёт стоимости выполняют на основе укрупнённых нормативов цен строительства (НЦС).

Стоимость выполнения работ, согласно НЦС, зависит от следующих параметров участков: диаметр, материал трубопровода, субъект РФ, в котором выполняются работы, тип грунта и глубина заложения. Все перечисленные параметры, кроме последнего, при выполнении расчётов будут идентичны.

Рассмотрим глубину заложения трубопровода, которая получилась на рассматриваемом нами участке по трём вариантам моделирования. Округляя глубину заложения до сантиметров, получаем, что фактическая глубина заложения (усреднённая по участку) составляет 2,45 м.

В расчёте, выполненном по SRTM3, глубина заложения составила более 4 м, а в расчёте, выполненном по топосъёмке, – 2,73 м.

Для понимания насколько можно ошибиться в стоимости реконструкции данного участка, обратимся к таблице 14-07-003 (НЦС 81-02-14-2017 «Укрупнённые нормативы цены строительства. Сборник № 14. Наружные сети водоснабжения и канализации») (предполагая, что в нашем случае выполняется строительство участка канализационной сети из полиэтиленовых труб, группа грунтов 1-3, грунт сухой, разрабатываем его в отвал, с креплением и в базовом регионе).

Для трубопровода канализационной сети, диаметром 315 мм показатель стоимости строительства канализационной сети с глубиной заложения 3 м составляет 5400,62 тыс. руб. за 1 км, тогда как построить тот же участок, но с глубиной заложения в 4 м стоит уже 54543,66 тыс. руб. (сравнение приведено для уровня цен на 01.01.2017 г.), т.е. более чем в 10 раз дороже!

Принимая во внимание то, что рассматриваемый участок находится вблизи «истока» канализационной сети (практически в начале сети), величина ошибки расчётной глубины заложения по пути к очистным сооружениям будет только увеличиваться.

Несмотря на важность построения достоверного гидравлического режима, на практике редко встречаются электронные модели, построенные с использованием планшетов (не говоря уже о выполнении геодезической съёмки), по ряду причин:

1. Во многих муниципальных образованиях они утеряны (или утеряна их часть) либо пришли в негодность ввиду ужасных условий хранения;
2. Планшеты выполнены в 80-х годах и ранее, т.е. не отражают изменений, которые произошли за 40 или более лет (часть участков заменены, некоторые участки могут быть демонтированы, а где-то построены новые);
3. Планшеты могут иметь гриф секретности, т.к. на них отражены, в том чис-

ле, сети водоснабжения, что для городов с населением 200 тыс. чел. и более является государственной тайной. В таком случае, при разработке (актуализации) схемы ТС подрядчик может не иметь лицензию на осуществление работ с использованием сведений, составляющих государственную тайну, или просто сэкономить время, исключив длительные пересылки нужного ему материала по «спецсвязи».

Вышеприведённые доводы позволяют сделать вывод о том, что при построении высотного профиля сетей в электронной модели, для дальнейшего корректного выполнения гидравлического расчёта возможно использовать только планшеты, но при этом нужно быть уверенным в том, что с момента их создания не было изменений топологии инженерной сети.

Далее назревает логичный вопрос: «как быть, если актуальных данных нет, а корректная электронная модель всё же нужна»?

Выполнение геодезической съёмки всей моделируемой сети с использованием традиционных методов будет в разы превосходить трудозатраты самого моделирования и обойдётся заказчику «в копеечку», в связи с чем данный вариант всерьёз заказчиками не рассматривается.

Рассмотрим альтернативное решение проблемы формирования высотного профиля сети.

В настоящее время во многих сферах используются топографические карты и планы, при создании которых применяются различные методы геодезических измерений – от съёмки электронными тахеометрами и GNSS-приёмниками до наземного и мобильного лазерного сканирования. Использование геодезической аппаратуры гарантирует высокую точность измерений, приём сигналов большого количества спутников отличается высокой отказоустойчивостью, что требуется для надёжной и результативной работы. Преимуществом использования геодезической аппаратуры так же являются сжатые сроки работ, так как полученные координаты в кратчайшее время поступают на обработку.

Удобство использования данной аппаратуры широко освещено в различных статьях и обзорах, остановимся на интересующих нас моментах.

Геодезическая спутниковая аппаратура GNSS предназначена для определения координат точек земной поверхности. Принцип действия рассматриваемой аппаратуры заключается в измерении времени прохождения сигнала от спутника до приёмной антенны прибора и вычислении значения расстояния до спутника. При вычислении координат движущийся или неподвижный приёмник определяет местоположение в трёхмерной системе координат, связанной с центром масс Земли и неподвижной относительно неё. Для обозначения своих координат приёмник измеряет расстояния до четырёх или более спутников. Далее в измеренные расстояния между спутником и приёмником вносятся поправки разности шкал времени спутника и общесистемной шкалы, а также задержка распространения сигнала в атмосфере. Положения спутников вычисляются по эфемеридам, передаваемым ими в навигационных сообщениях.

Данное оборудование позволяет использовать приёмник в режиме кинематической съёмки в реальном времени (RTK-режим). Для применения этого метода требуется наличие, по меньшей мере, двух приёмников и канала передачи данных между ними, либо одного приёмника и наличие базы (рефренцной вышки). В большинстве случаев, один из приёмников (база) устанавливается над точкой с известными координатами, другой (ровер) – над искомой точкой. Базовый приёмник производит измерения по фазе несущей частоты, вычисляет RTK поправки и направляет эту информацию на ровер, который обрабатывает полученные значения вместе со своими собственными измерениями, определяет своё местоположение относительно базы. Наличие сети референцных (базовых) вышек позволяет обойтись одним прибором, который используется в качестве ровера. Ровер получает поправки от сети референцных станций, число которых в стране растёт с каждым годом.

Точности съёмки координат в кинематике, в зависимости от используемого обо-

рудования, можно добиться в пределах 10 мм по высоте, что полностью удовлетворяет требованиям построения высотного профиля сети, в том числе канализационной, где даже дециметровая точность неприемлема.

Ещё более ускоряет (а, значит, и удешевляет) процесс построения высотного профиля сети – возможность интеграции GNSS приёмников в наиболее распространённый на территории России геоинформационный программный комплекс для выполнения инженерных расчётов.

Таким образом, на сегодняшний день можно выполнять геодезическую съёмку в режиме реального времени с автоматическим переносом высотных координат и координат в плане в программный комплекс, в котором непосредственно выполняется электронное моделирование инженерных сетей. Для этого необходимо лишь пройти интересующую нас сеть, иметь необходимое оборудование и программное обеспечение.

При наличии референцных сетей средняя скорость выполнения данных работ (время может изменяться в зависимости от местности, где выполняются измерения и помех) составляет 7-10 км сетей в день одной бригадой, при том что выполнение такой же работы традиционными методами займёт в разы больше времени.

Подводя итог, можно констатировать, что залог принятия корректных решений по выполнению мероприятий, связанных с изменением гидравлического режима (или оценкой его текущего состояния) напрямую зависит от правильности построения исходной модели существующей сети, что невозможно сделать без информации о её высотном профиле. Степень совершенства существующего геодезического оборудования и возможность его интеграции в геоинформационный комплекс позволяет добиться существенного удешевления работ по уточнению геодезических координат трубопроводов. Однако на практике такой подход практически не применяется, и это является одной из причин некорректности электронных моделей и, в конечном итоге, решений, принятых в проектах схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения.

Теплообменные аппараты ТТАИ®

Сочетают в себе преимущества кожухотрубных и пластинчатых теплообменников и лишены их недостатков:

- низкая стоимость,
- длительный срок службы,
- малый вес, возможность установки на ограниченной площади (вдоль стен, под потолком, не требуются фундаменты и опоры),
- низкая «стоимость владения» (стоимость замены прокладок 0,015% от стоимости ТА),
- не требуется специальной оснастки для разборки/сборки,
- устойчивый эффект самоочистки,
- низкие эксплуатационные расходы.

С 1992 г. более 9000 ТТАИ® успешно эксплуатируются в системах ГВС и теплоснабжения, а также в промышленности в городах России, Украины, Республики Беларусь, Латвии и др.

Официальный дилер – **ООО «НТ»**
тел.: (495) 741-20-28, email: info@ntsn.ru www.needtech.ru

Реклама

Обзор новых нормативно-правовых актов

Подготовлено по материалам официального интернет-портала правовой информации pravo.ru и сайта Правительства России government.ru

Президент Российской Федерации

Указ Президента РФ от 13.05.2019 г. № 216 **«Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации»** направлен на поддержание защищённости экономики и населения страны от угроз энергетической безопасности на уровне, соответствующем требованиям законодательства РФ.

В Доктрине приводятся как внешнеэкономические и внешнеполитические, так и внутренние угрозы, на основании которых документом определены основные направления деятельности по обеспечению энергетической безопасности страны, в том числе:

- совершенствование государственного управления (в частности, создание системы управления рисками в области энергетической безопасности, обеспечение стабильности налоговой политики и нормативно-правового регулирования в сфере энергетики, долгосрочное и сбалансированное регулирование цен (тарифов) на товары и услуги субъектов естественных монополий, внедрение новой модели государственного регулирования в области промышленной безопасности с учётом степени риска возникновения аварий и масштаба их возможных последствий);
- совершенствование территориально-производственной структуры ТЭК (в т.ч. поддержание технологического единства, надёжности, управляемости, непрерывности и безопасности работы, ЕЭС России, обеспечение экономически эффективного сочетания использования систем централизованного электро- и теплоснабжения с развитием распределённой генерации электрической энергии и интеллектуализацией энергетических систем, а также с использованием местных ресурсов, включая ВИЭ);
- обеспечение технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности (в числе прочего – импортозамещение, локализация производства иностранного оборудования или создание его отечественных аналогов, разработка технологий и программного обеспечения, предотвращение критического отставания в развитии цифровых и интеллектуальных технологий в сфере энергетики, содействие развитию российского энергомашиностроения и приборостроения, российской электротехнической промышленности) и др.

Ознакомиться с полным текстом документа

Федеральное законодательство Российской Федерации

• На основании Федерального закона от 01.04.2019 г. № 45-ФЗ **«О внесении изменений в Федеральный закон «О приватизации государственного и муниципального имущества»** с 1 июня 2019 г. субъектам РФ и муниципальным образованиям разрешено привлекать для продажи имущества профессиональных продавцов из перечня, утверждаемого Правительством РФ.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Федеральным законом от 01.04.2019 г. № 50-ФЗ **«О внесении изменений в Федеральный закон «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд»** Правительство РФ с 1 июля 2019 г. наделяется полномочиями по утверждению единого порядка осуществления контроля в сфере закупок, а органам исполнительной власти субъектов РФ, уполномоченным на осуществление контроля в сфере закупок, предоставляется право осуществлять полномочия соответствующих органов местного самоуправления.

Кроме того, устанавливается запрет на возложение функций по централизации закупок на органы контроля.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Федеральным законом от 01.05.2019 г. № 71-ФЗ **«О внесении изменений в Феде-**

ральный закон «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» с 1 июля 2019 г.:

- запрещается планирование закупок осуществлять посредством формирования, утверждения и ведения планов закупок (как в настоящее время), остаются только планы-графики;
- с 10 дней до одного сокращается обязательный интервал между внесением изменений в план-график и размещением извещения о закупке (направлением приглашения принять участие в определении поставщика, заключением контракта с единственным поставщиком);
- до 300 млн руб. увеличивается значение начальной (максимальной) цены контракта, при которой допускается проведение электронного аукциона с сокращённым сроком подачи заявок (при осуществлении закупок на выполнение работ по строительству, реконструкции, капитальному ремонту, сносу объекта капитального строительства – до 2 млрд руб.);
- вводится запрет на выплату аванса при заключении договора с участником закупки, предложившим цену контракта, которая ниже начальной (максимальной) на 25% и более;
- в отношении закупок с дополнительными требованиями к участникам вводится требование о наличии документов, подтверждающих соответствие таким требованиям, в реестре участников закупок, аккредитованных на электронной площадке;
- заказчикам предоставляется право заключения контракта с участником закупки, которому присвоен второй номер по итогам проведения конкурентной закупки, в случае расторжения контракта с победителем такой закупки, а также право осуществления закупки товаров, работ, услуг за единицу товара, работы, услуги вне зависимости от объекта закупки при условии невозможности определить объём товаров, работ, услуг на момент закупки;
- вводится возможность изменения существенных условий контракта по строительству, реконструкции, капитальному ремонту, сносу объекта капитального строительства, проведению работ по сохранению объектов культурного наследия при возникновении непредвиденных обстоятельств – допускается увеличение цены не более чем на 10% и однократное продление срока выполнения контракта без увеличения его цены при условии уплаты подрядчиком соответствующей неустойки (в случае вины подрядчика) и др.

Ознакомиться с полным текстом документа

Правительство Российской Федерации

• Постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. № 262 **«Об утверждении Правил создания и эксплуатации системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ»** для объектов, относящихся к объектам I категории в соответствии с законодательством об охране окружающей среды устанавливаются:

- задачи и этапы создания системы автоматического контроля;
- требования к содержанию и разработке программы создания системы автоматического контроля;
- требования к источникам НВОС, включаемым в программу;
- требования к проектированию систем автоматического контроля.

Указывается, что на объекте могут создаваться и эксплуатироваться как единая система автоматического контроля, так и несколько систем автоматического контроля отдельно по выбросам и сбросам.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. № 263 **«О требованиях к автоматическим средствам измерения и учёта показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, к техническим средствам фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду»** устанавливаются:

- виды автоматических средств измерений;
- максимально допустимая погрешность средств измерений;
- требования к периодичности передачи информации о результатах измерений техническими средствами фиксации и передачи информации;
- требования к программному обеспечению технических средств фиксации и передачи информации;
- требования к сроку хранения информации, полученной от автоматических средств измерения и др.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Постановлением Правительства РФ от 16.03.2019 г. № 276 **«О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения»** скорректированы в соответствии с действующим законодательством ПП РФ от 03.11.2011 г. № 882 «Об утверждении Правил рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления, теплоснабжающими организациями и теплосетевыми организациями, потребителями тепловой энергии при разработке, утверждении и актуализации схем теплоснабжения» и ПП РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Внесёнными в них изменениями, в частности:

- определяются особенности разработки, утверждения и актуализации Схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения;
- устанавливается порядок рассмотрения разногласий между единой теплоснабжающей организацией и органом местного самоуправления, органом исполнительной власти городов федерального значения по проекту Схемы теплоснабжения (проекту актуализированной Схемы теплоснабжения), в т.ч. замечаний органа местного самоуправления, органа исполнительной власти городов федерального значения к доработанному проекту Схемы теплоснабжения (проекту актуализированной Схемы теплоснабжения) в ценовой зоне теплоснабжения;
- вводится понятие «средневзвешенная плотность тепловой нагрузки»;
- отмечается, что разделы Схемы теплоснабжения, содержащие перспективные и существующие топливные балансы, включают в себя описание используемых источниками тепловой энергии видов топлива (в случае, если топливом является уголь – описание его вида), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива – по каждой системе теплоснабжения, описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе, а также приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Постановлением Правительства РФ от 28.03.2019 г. № 335 **«О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321»** обновлена госпрограмма по развитию энергетики до конца 2024 года.

Объём бюджетных ассигнований на реализацию указанной программы из средств федерального бюджета составляет по годам (млрд руб.):

- 2019 г. – 15,9;
- 2020 г. – 16,6;
- 2021 г. – 8,3;
- 2022 г. – 6,5;
- 2023 г. – 6,6;
- 2024 г. – 5,9.

По результатам реализации программы в 2024 г. прирост инвестиций в основной капитал в топливно-энергетическом комплексе ожидается на уровне 153,4% по отношению к 2018 г.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В Постановлении Правительства РФ от 25.04.2019 г. № 494 **«О внесении изменения в Правила определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня**

цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)» указывается, что, в случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, в отношении которых определена одна единая теплоснабжающая организация (ЕТО), предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) рассчитывается единым для всех систем теплоснабжения в рамках одной зоны деятельности ЕТО, если такой единый предельный уровень цены предусмотрен в совместном обращении исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и ЕТО в Правительство РФ об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения.

При расчёте предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для систем теплоснабжения, входящих в зону деятельности ЕТО, применяются формулы и технико-экономические параметры работы котельных и тепловых сетей, установленные в соответствии с Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) для данной ЕТО.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В Постановлении Правительства РФ от 26.04.2019 г. № 509 **«Об утверждении требований к составу и содержанию проекта организации работ по сносу объекта капитального строительства»** указывается, что в случае, если снос объекта капитального строительства планируется осуществлять с привлечением бюджетной системы РФ, или средств юридических лиц, созданных РФ, субъектами РФ, муниципальными образованиями, юрлиц, доля которых в уставных (складочных) капиталах РФ, субъектов РФ, муниципальных образований составляет более 50%, к проекту прилагается смета на снос объекта капитального строительства.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В Постановлении Правительства РФ от 26.04.2019 г. № 519 **«О внесении изменений в Основы ценообразования в сфере теплоснабжения»** определено, что органами регулирования может быть установлен льготный размер платы за подключение для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства которых не превышает 0,1 Гкал/ч, с учётом ранее присоединённой тепловой нагрузки в данной точке подключения, с одновременным установлением порядка компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

При этом льготный размер платы за подключение не может быть применён более одного раза при подключении объекта потребителя, принадлежащего ему на праве собственности или на ином законном основании, расположенного в границах муниципального района, городского округа и на внутригородских территориях города федерального значения.

При установлении льготного размера платы за подключение повышение платы за подключение для других потребителей не допускается.

В случае отсутствия соответствующего решения органа регулирования по установлению льготного размера платы за подключение расчёт платы за подключение потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объектов которых не превышает 0,1 Гкал/ч, осуществляется в общем порядке.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Постановлением Правительства РФ от 22.05.2019 г. № 637 **«О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам повышения эффективности, надёжности и качества теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения»** устанавливается:

• порядок исполнения ЕТО обязательств по соблюдению значений параметров качества теплоснабжения и параметров, отражающих допустимые перерывы в теплоснабжении;

• порядок снижения ЕТО размера платы за тепловую энергию (мощность) при несоблюдении установленных сторонами договора значений параметров качества теплоснабжения и параметров, отражающих

допустимые перерывы в теплоснабжении, включая формулу снижения размера платы за тепловую энергию (мощность), порядок обращения потребителя к ЕТО за указанным снижением размера платы за тепловую энергию (мощность), случаи, при которых указанное снижение размера платы за тепловую энергию (мощность) не производится;

• порядок предъявления регрессных требований к лицу, признанному виновным в превышении ЕТО установленных отклонений значений параметров качества теплоснабжения и параметров, отражающих допустимые перерывы в теплоснабжении потребителей;

• требования к стандартам взаимодействия ЕТО с теплоснабжающими организациями, владеющими на праве собственности и (или) ином законном основании источниками тепловой энергии;

• требования к стандартам качества обслуживания ЕТО потребителей тепловой энергии;

• порядок лишения статуса ЕТО, включая порядок принудительного лишения статуса ЕТО на основании решения антимонопольного органа;

• особенности расчёта и внесения платы за коммунальную услугу по отоплению, в т.ч., в случае снижения размера платы за тепловую энергию (мощность) для исполнителя коммунальных услуг при несоблюдении ЕТО параметров качества теплоснабжения и (или) параметров, отражающих допустимые перерывы в теплоснабжении;

• особенности порядка расчёта стоимости тепловой энергии в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по соблюдению значений параметров качества поставляемой (передаваемой) тепловой энергии (мощности), теплоносителя и (или) параметров, отражающих допустимые перерывы в теплоснабжении.

Ознакомиться с полным текстом документа

Министерство энергетики Российской Федерации

• Приказ Минэнерго России от 19.02.2019 г. № 123 **«Об утверждении методических указаний по расчёту вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа»** распространяется на: паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более; паровые (энергетические) котлы; турбогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более; силовые (авто-) трансформаторы высшего класса номинального напряжения 110 кВ и выше и номинальной мощностью 63 МВА и более; линии электропередачи высшего класса номинального напряжения 35 кВ и выше и др.

Ознакомиться с полным текстом документа

• Приказом Минэнерго России от 11.02.2019 г. № 90 **«Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»** в частности, определяются:

- общие условия проведения испытаний генерирующего оборудования;
- требования к содержанию и оформлению программы комплексных испытаний;
- условия и критерии успешного завершения комплексных испытаний;
- требования к проведению комплексного опробования, работе генерирующего оборудования с максимально возможной мощностью и определению установленной и максимальной располагаемой мощности;
- требования к определению нижнего предела регулировочного диапазона по активной мощности;
- требования к определению скоростей набора и снижения активной мощности в пределах регулировочного диапазона по активной мощности;
- требования к определению регулировочного диапазона по реактивной мощности;
- порядок проведения автоматических пусков;
- правила документального оформления результатов комплексных испытаний;

- правила документального оформления общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования.

Ознакомиться с полным текстом документа

Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации

• Приказом Минстроя России от 28.11.2018 г. № 763/пр утверждён новый СП 131.13330.2018 **«СНиП 23-01-99* Строительная климатология»**.

В конце 2019 г. старый СП 131.13330.2012 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология», утв. приказом Минрегиона России от 30.06.2012 г. № 275, (за исключением отдельных положений) перестанет действовать.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 04.02.2019 г. № 3080-ОО/06 «**По вопросам предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению**» разъяснён порядок расчёта размера платы за коммунальную услугу по теплоснабжению при отсутствии централизованной системы теплоснабжения/ГВС и переходах на прямые договоры.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 22.02.2019 г. № 5914-ОГ/04 **«По вопросу исполнения коммунальной услуги по отоплению»** разъясняется, как осуществляется расчёт за поставленную тепловую энергию и теплоноситель в случаях наличия (отсутствия) в МКД оборудования, входящего в состав общего имущества собственников помещений в МКД, для приготовления коммунальной услуги по отоплению (т.е. по закрытой или открытой схеме).

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 22.02.2019 г. № 6157-ОО/04 «**Об исполнении договоров ресурсоснабжения»** разъяснены основания для одностороннего расторжения договора ресурсоснабжения с управляющей организацией.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 22.02.2019 г. № 5956-ОГ/04 **«Об определении размера платы по отоплению»** разъясняется порядок определения размера платы за коммунальную услугу по отоплению в МКД с децентрализованной системой отопления и (или) ГВС в связи со вступлением в силу с 1 января 2019 г. ПП РФ «О внесении изменений в Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 г. № 354».

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 28.02.2019 г. № 6894-ОД/08 «**По вопросу проведения с 1 января 2019 года государственной экспертизы проектной документации в части оценки соответствия требованиям в области охраны окружающей среды»** разъяснены вопросы по проведению государственной экологической экспертизы федерального уровня проектной документации капитального строительства объектов I категории в области охраны окружающей среды (за исключением проектной документации буровых скважин).

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 21.03.2019 г. № 9817-ОО/04 **«О плате за коммунальные услуги по отоплению»** разъясняется как рассчитывается размер платы за отопление при отсутствии в помещении приборов отопления.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 09.04.2019 г. № 12560-ОО/04 **«О расчёте за объём потреблённого коммунального ресурса»** разъясняется, как рассчитывается плата за коммунальные услуги в случае изменения тарифа.

Ознакомиться с полным текстом документа

• В письме Минстроя России от 10.04.2014 г. № 5880-АЧ/04 **«О рассмотрении обращения»** разъясняется, что ресурсоснабжающие организации (РСО) не впра-

ве включать в тариф расходы на доставку «платёжек», а также устанавливать дифференцированные тарифы для населения в зависимости от выбранного способа управления МКД.

Также сообщается, что в соответствии с п. 21 Методических указаний по расчёту тарифов и надбавок в сфере деятельности организаций коммунального комплекса, утв. приказом Минрегиона России от 15.02.2011 г. № 47, не допускается включение в финансовые потребности регулируемой организации расходов на оплату услуг банков и иных организаций по приёму платежей, а также включение в финансовые потребности регулируемой организации расходов на оплату услуг по изготовлению и рассылке платёжных документов собственникам (нанимателям) помещений в МКД, управление которыми осуществляется УК, ТСЖ, ЖСК или иным специализированным потребительским кооперативом.

Указанные расходы не являются затратами РСО, необходимыми для реализации её производственной и (или) инвестиционной программы, поэтому РСО не может предусматривать такие расходы для включения в экономически обоснованные затраты при установлении тарифа на производимый коммунальный ресурс.

Ознакомиться с полным текстом документа

Федеральная антимонопольная служба

В информационном письме ФАС России от 25.02.2019 г. № СП/13750/19 **«О рассмотрении досудебных споров и разногласий в области государственного регулирования цен»** напоминается, что для рассмотрения споров и разногласий, связанных с установлением и (или) применением регулируемых цен (тарифов, ставок, платы, надбавок), установлена специальная процедура.

Сообщается, что Постановлением Правительства РФ от 30.04.2018 г. № 533 (далее – ПП РФ № 533) определён порядок и сроки рассмотрения (урегулирования) споров и разногласий, связанных с установлением и (или) применением цен (тарифов) (стандартизированных тарифных ставок, плат, надбавок) в сферах электроэнергетики, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, а также в сфере деятельности субъектов естественных монополий.

Основанием для рассмотрения спора является заявление о рассмотрении спора, поданное в федеральный антимонопольный орган в бумажной или электронной форме и подписанное заявителем либо уполномоченным им на это лицом в течение 3 месяцев со дня, когда лицо, подающее заявление, узнало или должно было узнать о нарушении своих прав.

Таким образом, в случае если, в том числе, регулируемые организации не согласны с установленными ценами (тарифами) в указанных выше сферах, то они вправе обратиться в ФАС России с заявлением о рассмотрении (урегулировании) споров и разногласий в соответствии с ПП РФ № 533.

ФАС России обращает внимание, что за принятие решения по заявлениям о рассмотрении (урегулировании) споров и разногласий, связанных с установлением и (или) применением регулируемых цен (тарифов, ставок, платы, надбавок), установлена государственная пошлина в размере 120 тыс. руб.

В случае несоответствия заявления и прилагаемых к нему документов установленным требованиям, а также при отсутствии платёжного документа, подтверждающего уплату государственной пошлины, федеральный антимонопольный орган направляет заявителю уведомление об оставлении заявления без движения.

В этой связи жалобы и обращения о рассмотрении споров (разногласий), связанных с установлением или применением регулируемых цен (тарифов), должны подаваться в ФАС России в соответствии с требованиями, установленными ПП РФ № 533.

Обращения, поданные в отличном от установленного ПП РФ № 533 порядке, подлежат рассмотрению в порядке и сроки, установленные Федеральным законом от 02.05.2006 г. № 59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращения граждан Российской Федерации».

Ознакомиться с полным текстом документа