

От редакции: В нижеприведенной статье своим опытом делится ООО «Нижегородтеплогаз», которое является одним из первых членов НП «Российское теплоснабжение». Редакция журнала НТ поздравляет коллектив ООО «Нижегородтеплогаз» с 10-летием и желает ему дальнейших успехов в деле повышения надежности работы эксплуатируемых систем теплоснабжения.

Опыт реконструкции и эксплуатации систем теплоснабжения ООО «Нижегородтеплогаз»

С.А. Прокофьев, генеральный директор, О.А. Верховодова, финансовый директор, О.В. Жаднов, заместитель главного инженера, А.А. Шатохин, руководитель группы программного обеспечения и связи, ООО «Нижегородтеплогаз», г. Нижний Новгород

Как все начиналось

ООО «Нижегородтеплогаз» было создано 1 декабря 2000 г. в рамках концепции «Теплоэнергетика» ООО «Межрегионгаз» для осуществления функций технической эксплуатации теплоэнергетических объектов, а также решения различных инженерно-технических, экономических и организационных задач, связанных с выработкой стратегии и реализацией программ реконструкции систем теплоснабжения г. Дзержинска и г. Сергача Нижегородской области, осуществляемых за счет инвестиционных средств ООО «Межрегионгаз» и ОАО «Нижегородская топливно-энергетическая компания».

Система теплоснабжения г. Дзержинска Нижегородской обл. типична для малых и средних городов РФ. Квартальные газовые котельные, обеспечивающие 48% жилого фонда города, были построены в 1960-1970 гг. и оборудованы преимущественно чугунно-секционными и стальными котлами малой мощности типа «Энергия», «Универсал», «Тула», НР-18, а также самодельными стальными котлами разнообразных конструкций и вовсе уж архаичными судовыми жаротрубными котлами «Корноваллийский», «Ланкаширский» производства 1950-х гг. и даже более раннего выпуска (см. рис. 1).

Теплоснабжение г. Сергача осуществлялось от угольных и мазутных источников тепла, оснащенных морально и физически устаревшим оборудованием.

До середины 2000 г. муниципальное тепловое хозяйство городов Дзержинска и Сергача было организационно разобщено. Отсутствие целевых программ по модернизации и энергосбережению, планового финансирования и экономических рычагов в производственном цикле теплоснабжения привело к разрушению и моральному износу как оборудования, так и системы в целом.

Фактический КПД котлов не превышал 70-75%. Режимно-наладочные испытания котлов не

проводились. Вследствие нерациональной конфигурации и завышенных диаметров тепловых сетей, отсутствия или ухудшения теплоизоляционных свойств изоляции, утечек теплоносителя, потери при транспорте тепла потребителям составляли 25-30%. КПД системы в целом – 50%. Из-за отсутствия гидравлической наладки расход сетевой воды в системах теплоснабжения превышал норматив в 1,5-2,5 раза, утечки на сетях – в 5-15 раз. Средства автоматизации, учета отпущенного тепла и исходной воды отсутствовали.

Вместе с отсутствием эффективных технологий и оборудования страдало качество услуг теплоснабжения, снижалась квалификация обслуживающего персонала. Работа систем теплоснабжения в силу вышеназванных факторов характеризовалась частыми аварийными отключениями, недогревом помещений на 3-5 °С в наиболее холодные периоды и перегревом в переходные периоды отопительного сезона.

В области финансов и экономики назрел кризис неплатежей, основная причина которого –



Рис. 1. Общий вид котлов в ликвидированной котельной № 41 г. Дзержинска.

Примечание: справа расположен жаротрубный судовой котел 1911 г. выпуска, снятый с крейсера царской постройки.

тарифная политика муниципалитетов. Даже в условиях относительно «дешевого» газа тарифы на тепловую энергию не предусматривали его оплату. Так, например, в 2000 г. в Дзержинске стоимость 1 Гкал тепловой энергии, реализуемой потребителям по устанавливаемому муниципалитетом тарифу, составляла 98 руб., а природного газа на выработку 1 Гкал тепловой энергии сжигалось на 105 руб. Население (включая компенсации льгот) платило 23 руб. за 1 Гкал. Таким образом, источники финансирования отсутствовали даже для ремонта оборудования, не говоря уже о реконструкции котельных, финансировании мероприятий по энергообеспечению и т.д. Отсутствие капиталовложений в теплоэнергетику в недавнем прошлом создало необходимость тратить огромные суммы в ближайшем будущем.

Таким образом, в преддверии отопительного сезона 2000-2001 гг. системы теплоснабжения обоих городов находились в состоянии затяжного кризиса, когда наличие топлива и электроэнергии в необходимом объеме не позволяло обеспечить комфортные условия в квартирах горожан. Вынудить местные администрации передать морально и физически изношенную муниципальную энергетику в аренду частному собственнику «помогла» реальная перспектива полной технической деградации и развала существующей системы теплоснабжения – одной из важнейших систем жизнеобеспечения города, спасением от которого являются инвестиции в реновацию.

В результате достигнутой договоренности между ОАО «Нижегородская топливно-энергетическая компания» и администрацией г. Дзержинска в ноябре 2000 г. муниципальные котельные (61 шт., суммарной тепловой мощностью 286 МВт) и тепловые сети (170 км в однотрубном исчислении) были переданы в аренду «Нижегородская топливно-энергетическая компания» на 49 лет с правом выкупа и в эксплуатацию ООО «Нижегородтеплогаз».

Наш первый отопительный сезон проходил очень напряженно. В условиях высокой аварийности на сетях и оборудовании котельных, ограниченности людских и финансовых ресурсов нам одновременно приходилось решать две важнейшие задачи. Во-первых, обеспечение надежной и безопасной эксплуатации арендованных систем теплоснабжения: создание эффективной организационной структуры управления предприятием, прием на работу; обучение и аттестация персонала численностью 800 чел.; заключение договоров с потребителями тепла и поставщиками энергоресурсов; обоснование и защита тарифа; обеспечение финансовой устойчивости; создание ремонтной и материально-технической базы; разработка эксплуатаци-

онной документации и др. Во-вторых, разработка концепции и технико-экономического обоснования предстоящей реконструкции котельных и тепловых сетей. В составе этой работы нами выполнялись:

- обследование и уточнение тепловых нагрузок потребителей;
- разработка перспективных схем теплоснабжения от котельных с учетом их укрупнения и ликвидации нерентабельных теплоисточников, устранения взаимных пересечений тепловых сетей, встречных потоков тепла, переходов теплотрасс через транспортные магистрали, оптимизации длин и т.д.;
- разработка технико-экономического обоснования инвестиций в реконструкцию в соответствии со стандартами ОАО «Газпром», его согласование и защита у инвестора, в муниципалитетах и в РЭК Нижегородской области;
- разработка подробных технических заданий на проектирование котельных (принципиальная тепловая схема, подбор котлов и вспомогательного оборудования, решения по автоматизации и диспетчеризации) и тепловых сетей (теплогидравлический расчет, схема теплоснабжения с определением длин и диаметров трубопроводов).

Реконструкция

В основу разработки проектов реконструкции котельных и тепловых сетей в городах Дзержинск и Сергач были заложены следующие принципы:

- КПД системы теплоснабжения с учетом транспортных потерь тепловой энергии от котельной до потребителя должен составлять не менее 85% (удельный расход топлива – 168 кг у.т./Гкал);
- фактический срок эксплуатации котельного оборудования и тепловых сетей до первого капитального ремонта должен составить не менее 10 лет (в течение этого срока предполагалось отсутствие источника финансирования капремонта, поскольку амортизационная составляющая тарифа должна направляться на возврат инвестиций);
- должна обеспечиваться бесперебойная работа реконструированных котельных в автоматическом режиме (без постоянного обслуживающего персонала);
- аварийные и технологические сигналы с котельных должны передаваться на центральный диспетчерский пункт по телефонным или GSM каналам связи, в объеме, обеспечивающем полное информирование диспетчера о техническом состоянии оборудования, качественных и количественных параметрах процесса теплоснабжения;
- максимальная унификация применяемого оборудования и схемных решений;
- приоритет применения оборудования отечественных производителей.

В 2001 г. в соответствии с принятыми на себя обязательствами ОАО «Нижегородская топливно-энергетическая компания» привлекло кредитные средства ОАО «Газпром» в сумме 400 млн руб. и инвестировало их в реконструкцию систем теплоснабжения г. Дзержинска. Источник возврата инвестиций – амортизация основных средств. Срок возврата – 7 лет. В период с мая 2001 г. по март 2002 г. инвестиционные средства позволили осуществить капитальное строительство 18 источников теплоснабжения суммарной мощностью 158,5 МВт (в том числе: в блочно-модульном исполнении – 5 шт.; в зданиях из легких каркасных конструкций – 4 шт., реконструировано в существующих зданиях – 9 шт.) и 96 км трубопроводов тепловых сетей (здесь и далее – в однетрубном исчислении). Одновременно были ликвидированы 7 нерентабельных котельных малой мощности. В г. Сергаче проведена газификация и построено 8 новых блочно-модульных котельных (рис. 2) фирмы DHAL (Германия) суммарной мощностью 33 МВт, стоимость строительства составила 97 млн руб.

Пуск 9 котельных, реконструированных в существующих зданиях, осуществлялся в начале отопительного сезона, остальные котельные вводились в действие по мере готовности в зимний период 2001-2002 гг.

На реконструированных котельных г. Дзержинска установлены водогрейные котлоагрегаты (рис. 3) отечественного производства («Сар-энергомаш», «Белгородэнергомаш», «Нижегородский машзавод») жаротрубно-газотрубной конструкции (трехходовые), в г. Сергач на шести котельных – жаротрубные одноходовые котлоагрегаты HWK, на двух котельных – котлы BWK с использованием высшей теплоты сгорания природного газа. Единичная тепловая мощность котлоагрегатов от 0,2 до 4 МВт, установленная тепловая мощность котельных от 0,5 до 16 МВт.

Котельные выполнены по единой двухконтурной технологической схеме. Функцию гидравлического разделения контуров выполняют пластинчатые теплообменники отопления и ГВС фирм Alfa Laval, «Машимпекс», «Ридан» (2 шт. по 50% производительности каждый). Расчетный температурный график: 95/70 °С – по сетевому контуру отопления, 110/80 °С – по котловому контуру.

В качестве сетевых насосов контура отопления преимущественно применены отечественные агрегаты 1Д315, 1Д500 производства «Ливгидромаш». Насосы котловые, подпиточные и ГВС – фирмы Grundfoss. Насосы с переменной производительностью (подпиточные и ГВС) оснащены частотно-регулируемыми приводами.



МАШИМПЭКС

**ТЕПЛОБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ**

Россия, 105082, г. Москва,
ул. Малая Почтовая, 12
Тел./факс: (495) 234-95-03, 232-42-31
e-mail: info@mashimpeks.ru
www.mashimpeks.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА

Новосибирск	(383) 233-32-31	Краснодар	(861) 217-00-47
Екатеринбург	(343) 383-45-61	Санкт-Петербург	(812) 495-90-50
Самара	(846) 267-34-15	Иркутск	(3952) 42-77-79

реклама



Рис. 2. Модульная котельная фирмы DHAL (Германия) мощностью 16 МВт в г. Сергач Нижегородской области.



Рис. 3. Современный жаротрубный котел КВЖ-2-115Г с системой автоматизации КСУ МАК.

Котлоагрегаты укомплектованы отечественными газогорелочными устройствами и микропроцессорными системами автоматизации с плавным регулированием мощности (КСУ МАК-2001 производства ООО «Реал-Информ», КСУ МАК-07-03 производства ООО «Эльком», г. Нижний Новгород). Необходимо заметить, что в 2001 г. вышеуказанные отечественные предприятия-изготовители

котлоагрегатов не смогли предложить нам системы автоматизации котлов, которые удовлетворяли бы требованиям к автоматическим котельным. Поэтому приобретению котлов предшествовала трудная и кропотливая работа по изменению схемы газоснабжения котла (газовой линейки), написанию алгоритмов, программного обеспечения и привязке новой котловой автоматики к разным типам котлов и к автоматике верхнего уровня.

Функции общекотельной автоматики регулирования и диспетчеризации выполняет промышленный контроллер «МП Трансформер» (ЗАО «Электротехническая компания», г. Москва).

Для обеспечения безнакипного режима работы котлов и оборудования котлового контура применена следующая технология: контур заполняется умягченной водой с жесткостью 100 мг-экв/кг от передвижной установки Na-катионирования и в дальнейшем подпитывается только при необходимости проведения ремонтных работ со сливом теплоносителя.

Для сетевого контура отопления принята комплексонатная технология водоподготовки. В обратный трубопровод автоматически дозируется реагент ОЭДФ-Zn в количестве 5 г на 1 м³ подпиточной воды, резко уменьшающий скорость равномерной коррозии трубопроводов тепловых сетей и накипеобразование в пластинчатых теплообменниках. Деаэрация подпиточной воды для отопления и ГВС не предусмотрена.

Реконструкция тепловых сетей производилась с использованием как традиционных, так и передовых на тот момент технологий прокладки и теплоизоляции трубопроводов. В межотопительный период 2001 г. в г. Дзержинске было заменено и вновь проложено 96 км трубопроводов тепловых сетей от 20 котельных, в том числе 77 км подземной прокладки и 19 км надземной.

По результатам проведенного технико-экономического анализа было решено:

- в качестве материала труб для тепловых сетей (как на отопление, так и на ГВС) применить стальные электросварные трубы;
- для подземной прокладки применить бесканальную прокладку трубопроводов или в существующих непроходных каналах с пенополиуретановой (ППУ) изоляцией в полиэтиленовой оболочке;
- для надземной прокладки на отдельно стоящих металлических опорах применить в качестве теплоизоляционной конструкции минераловатные цилиндры Rockwool с покровным слоем из оцинкованной стали или наплавляемого материала типа «Люберит»;
- компенсацию температурных деформаций трубопроводов осуществлять за счет естественных углов поворота трассы и при помощи П-образных компенсаторов, прокладываемых в канале.

Эльком-НН

Автоматизация паровых и водогрейных котлов, подогревателей газа и др. объектов ОАО «Газпром» и ЖКХ

Диспетчеризация, автоматизированные рабочие места оператора (АРМ)

Контрольно-измерительные приборы и приборы автоматики котлов

Охранно-пожарная сигнализация "под ключ"

www.elkom-nn.ru

(831) 460-36-13

реклама

Трубопроводы в ППУ изоляции проложены без системы оперативного дистанционного контроля (ОДК), т.к. в тот период отсутствовало жесткое требование СНиП об обязательности применения данной системы, а также отсутствовал положительный опыт эксплуатирующих организаций по данному вопросу.

Пуско-наладочные работы котельных и системы диспетчеризации (рис. 4) завершились только в следующем отопительном сезоне 2002-2003 гг. В феврале 2003 г. все реконструированные котельные были переведены в автоматический режим работы и подключены к системе диспетчеризации, что позволило сократить 162 оператора.

Отличительной особенностью реализованного нами проекта является то, что впервые удалось создать комплекс из 18 газовых автоматических котельных, оснащенных на 80% оборудованием отечественного производства, что позволило существенно сократить сроки окупаемости проекта и способствовало развитию отечественных производителей теплоэнергетического оборудования и средств автоматизации.

Полная удельная стоимость строительства 1 МВт установленной мощности котельной в г. Дзержинске составила менее 30 тыс. долл. США/МВт, что приблизительно в 2-3 раза ниже аналогичных затрат на приобретение и привязку импортной блочно-модульной автоматической котельной комплектной поставки (60-100 тыс. долл. США/МВт).

Проблемы эксплуатации реконструированных котельных и их решение

После завершения реконструкции систем теплоснабжения в городах Дзержинск и Сергач на первый план выдвинулись вопросы совершенствования эксплуатационной деятельности предприятия. В первую очередь: обеспечение безопасной и надежной эксплуатации котельных и тепловых сетей; повышение качества предоставляемых услуг по теплоснабжению потребителей; формирование эффективной технической и экономической политики, направленной на снижение производственных издержек и экономию энергоресурсов, способствующей непрерывному внедрению в производство прогрессивных технологий и новой техники.

В числе основных проблем, с которыми мы столкнулись в первые годы после реконструкции, следующие.

Неудовлетворительное техническое состояние и эксплуатация внутренних систем теплоснабжения (ВСТ). Качественное теплоснабжение потребителей возможно только при условии слаженной работы всех трех звеньев системы теплоснабжения: источник тепла, тепловая сеть



Рис. 4. Аварийно-диспетчерская служба.

и ВСТ зданий. Поскольку абонентские вводы теплопроводов, тепловые узлы и ВСТ зданий, находящиеся в ведении муниципалитетов, реконструкции не подвергались, они стали источником проблем в теплоснабжении, многие из которых не удастся решить и по сей день.

Абонентские вводы потребителей в большинстве случаев не были оборудованы контрольно-измерительными приборами, запорной арматурой, грязевиками, фланцевыми соединениями для установки дроссельных диафрагм, позволяющих распределять расходы теплоносителя пропорционально тепловым нагрузкам зданий и сооружений.

Городские службы годами не занимались капитальным ремонтом, промывкой и опрессовкой абонентских участков трубопроводов тепловых сетей и ВСТ, подготовкой потребителей тепловой энергии к отопительному сезону. Ни одна из принятых нами в эксплуатацию в 2000 г. система теплоснабжения не подвергалась гидравлической наладке и регулировке. Ремонт осуществлялся только в аварийном порядке.

Проведенная реконструкция котельных и тепловых сетей кардинально изменила ситуацию. Если раньше можно было осуществлять теплоснабжение в энергорасточительном режиме: при завышенной температуре теплоносителя, огромных утечках и завышенных расходах сетевой воды, с 30% перерасходом газа и 40% перерасходом электроэнергии, то с вводом в эксплуатацию новых котельных это стало невозможно по той простой причине, что при их проектировании не закладывались излишние запасы по тепловой мощности и расходу теплоносителя. Вернее закладывались, но в разумных пределах: 10% – по тепловой мощности; 20% – по циркуляционному расходу в системах отопления, 300% – по производительности систем подпитки теплосети.

В первую очередь (это было обязательным условием пуска котельной), все абонентские вводы отапливаемых зданий были оборудованы



Рис. 5. Система мониторинга загрязнения теплообменников в работе.

дроссельными диафрагмами в соответствии с выполненными теплоснабжающей организацией гидравлическими расчетами. Проведена наладка и регулировка тепловых сетей, позволившая удержать гидравлический режим на контролируемом уровне. Необходимо заметить, что начиная с 2001 г. и до настоящего момента на нашем предприятии применяется отопительный температурный график качественного регулирования с поддержанием не подающей, а средней температуры теплоносителя $T_{cp}=(T_1+T_2)/2$, что позволяет уменьшить влияние отклонения фактического расхода теплоносителя от расчетного значения на тепловой режим отапливаемых зданий, тем самым избежав «пережога» топлива в котельной (подробнее см. статью [1]).

На втором этапе развернулась борьба с утечками, которые, несмотря на 100%-ую замену теплопроводов, в среднем в 5-10 раз превышали норматив ПТЭ – 0,25% от объема сети в час. Благодаря длительной и кропотливой работе с потребителями, при помощи «кнута и пряника» за 2-3 года удалось выправить ситуацию, доведя среднюю величину утечки в системах теплоснабжения г. Дзержинска и г. Сергача до приемлемых значений 0,3-0,4% в час. Кроме двух котельных № 61 и 64, где присутствует незаконный водоразбор теплоносителя из систем отопления жителями для хозяйственно-бытовых нужд в количестве 1-1,5% в час (в части домов отсутствует централизованное ГВС и газовые колонки).

Проблему незаконного водоразбора из систем отопления котельных № 61 и 64, которые проектировались для работы по закрытой схеме, нам не удастся решить до настоящего времени, т.к. городская администрация и управляющие компании занимают пассивную позицию по данному вопросу. Существует идея покрасить сетевую воду флюоресцеином натрия, однако местная СЭС отказалась согласовать нам его применение, несмотря на наличие гигиенического сертификата и то, что система отопления по проекту закрытая (будем благодарны, ес-

ли кто-то сможет поделиться положительным опытом по данному вопросу – прим. авт.).

Добиться 100% подготовки жилфонда к отопительному сезону и соответствия внутренних систем теплоснабжения нормам ПТЭ нам также пока не удалось.

Загрязнение пластинчатых теплообменников.

За предшествующий период эксплуатации (более 30 лет) в системах отопления абонентов скопилось огромное количество продуктов коррозии железа и других механических примесей. После ввода в эксплуатацию реконструированных котельных, наладки гидравлического режима сетей, поток загрязнений из ВСТ хлынул в сеть, что привело к интенсивному загрязнению пластинчатых теплообменников, и, как следствие, к резкому снижению коэффициента теплопередачи и увеличению их гидравлического сопротивления. Выносу загрязнений в немалой степени способствовал ввод в систему комплекса, обладающего отмывочным эффектом. В г. Сергаче ситуация усугублялась высокой жесткостью исходной и сетевой воды (до 20 мг-экв/л), что приводило к отложениям карбонатной накипи. Качество сетевой воды в первый год эксплуатации не отвечало никаким нормам, и на ряде котельных было таким, что теплообменники загрязнялись в течение трех недель.

При критическом загрязнении теплообменников котельная оказывалась «заперта» – при наличии избытка тепловой мощности котлов сетевая вода не нагревалась выше 70-75 °С, что в совокупности с уменьшением циркуляционного расхода теплоносителя (вследствие увеличения гидравлического сопротивления теплообменников) приводило к систематическим нарушениям теплоснабжения в наиболее холодные периоды года.

В последующие 2-3 года на предприятии целенаправленно реализовывался комплекс мероприятий по борьбе с загрязнением теплообменников, о чем подробно изложено в [2]. В рамках этой работы, увенчавшейся успехом, были разработаны и внедрены эффективные методы безразборной химической промывки теплообменников, отлажен режим дозирования комплекса, внедрены установки очистки сетевой воды от механических примесей на базе инерционно-гравитационных грязевиков марки ГИГ и стандартных осветлительных фильтров ФОВ-1,0-0,6, разработана методика и налажен постоянный мониторинг загрязненности 60 пластинчатых теплообменников отопления и ГВС (рис. 5) с помощью специально разработанного прибора СМЗТ-05 (ООО «Реал-Информ», г. Нижний Новгород).

Система мониторинга степени загрязненности теплообменников, основанная на применении приборов СМЗТ-05, позволяет эффективно ре-

шать следующие задачи, возникающие в процессе эксплуатации теплообменного оборудования:

- получать информацию о текущей степени загрязненности поверхности нагрева каждого теплообменника;
- прогнозировать граничную температуру наружного воздуха, ниже которой загрязненный теплообменник (для отопительных теплообменников) не позволит поддерживать температурный график в теплосети;
- рационально и своевременно организовывать химические промывки (чистки) теплообменного оборудования с учетом прогноза погодных условий, значимости объекта теплоснабжения и других факторов, оценивать качество промывок;
- давать количественную оценку различным технологиям предупреждения накипеобразования (комплексонная обработка воды, акустические противонакипные устройства, устройства типа «Анти Са+», «Термит» и др.), а также методам химических, гидродинамических промывок оборудования, подбирать наиболее эффективные технологии в зависимости от конкретных условий эксплуатации и характера отложений.

Применение прибора СМЗТ-05 в целом способствует поддержанию надежного и качественного теплоснабжения потребителей.

В результате, с 2006 г. в г. Сергаче химпромывки теплообменников отопления практически не проводятся, в г. Дзержинске среднее количество химических промывок сократилось с 3-4 до 0,7 в год на один теплообменник.

Коррозия трубопроводов ГВС. Решение о применении стальных труб в ППУ изоляции для реконструкции трубопроводов ГВС в 2001 г. в г. Дзержинске, впоследствии оказавшееся ошибочным, было продиктовано следующими обстоятельствами:

- отсутствие на рынке компактных блочных вакуум-деаэрационных установок переменной производительностью от 0 до 30 т/ч, пригодных для бесперебойной работы в составе автоматической котельной;
- отсутствие у нашего предприятия и подрядных организаций опыта наружной прокладки полимерных труб;
- небольшой удельный вес трубопроводов ГВС (не более 10%);
- надежда на антикоррозийный эффект комплексона.

Уже через 1,5 года эксплуатации были отмечены первые случаи сквозных коррозионных повреждений труб ГВС от внутренней коррозии, вызываемой высокой коррозионной активностью исходной (артезианской) воды. Наиболее значительные повреждения наблюдались в области продольного сварного шва, что указывало также на низкое качество самих труб. ППУ изо-

ляция лишь усилила масштаб повреждений, т.к. при возникновении микротечи (свища) очень быстро развивалась также и наружная коррозия стальной трубы под слоем пенополиуретана. Кроме того, при наличии ППУ изоляции резко затрудняется поиск и ликвидация утечек на тепловых сетях – требуется большой объем раскопок и вырезка длинных участков труб. Проведенное в начале 2004 г. обследование показало необходимость 100% замены стальных трубопроводов наружных тепловых сетей ГВС от котельных в г. Дзержинск. Таким образом, фактический срок службы стальных труб ГВС составил около 3 лет.

Надежды на защитное действие комплексона в системах ГВС, подпитываемых исходной недеаэрированной водой, не оправдались. Вследствие высокой скорости обмена воды (30-50% в час) и ограничения концентрации реагента в этих системах санитарными нормами (для ОЭДФ-Zn – 5 мг/л), его применение оказалось не эффективным и экономически не выгодным. Измеренная скорость коррозии в присутствии комплексона достигала 0,9 мм/год!

В результате анализа всех возможных вариантов мы пришли к выводу, что качественное и надежное горячее водоснабжение потребителей от небольших квартальных котельных может быть обеспечено только путем замены стальных трубопроводов на трубопроводы из полимерных материалов.

Следуя данной стратегии в 2005-2006 гг. ООО «Нижегородтеплогаз» осуществило проектирование, приобрело специализированное оборудование для монтажа полимерных труб и выполнило строительно-монтажные работы по перекладке 11,2 км трубопроводов ГВС с применением труб типа «Изопрофлекс» для подземной прокладки (рис. 6) и полипропиленовых труб в ППУ изоляции с витой оболочкой из оцинкованной стали для надземной прокладки. При этом нами использовались трубы различных диамет-



Рис. 6. Трубопроводы ГВС из сшитого полиэтилена типа «Изопрофлекс-А» в процессе монтажа.



Рис. 7. Проведение центровки сетевого насоса.

ров: на абонентских ответвлениях – от 40 мм; на выводах из котельных – до 160 мм.

В 2006-2010 гг. на 18-ти котельных г. Дзержинска поэтапно были заменены также и внутрикотельные стальные трубопроводы горячего и холодного водоснабжения на полипропиленовые.

Обеспечение надежности вращающихся механизмов. При проектировании, строительстве и эксплуатации отопительных котельных должны предъявляться высокие требования к обеспечению надежности работы вращающихся механизмов, в первую очередь – сетевых и подпиточных насосов, обеспечивающих циркуляцию теплоносителя и поддержание давления в системе отопления.

В особенности это касается автоматических котельных, на которых отсутствие операторов не позволяет осуществлять непрерывный визуальный контроль за работой оборудования, своевременно выявлять неисправности по внешним признакам (шум, вибрация, нагрев и т.д.).

Как уже отмечалось выше, при реконструкции отопительных котельных в г. Дзержинске преимущественно применялись отечественные сетевые насосы 1Д315-50, 1Д500-63 (1 рабочий и 1 резервный). В целях снижения массо-габаритных характеристик все насосные агрегаты применены со скоростью вращения 3000 об./мин, что резко повысило требования к качеству технического обслуживания, центровки и балансировки роторов для достижения приемлемых вибрационных характеристик (на старых котельных применялись тихоходные насосы типа 6НДв, 8НДв, 10НДв со скоростью вращения не более 1500 об./мин). В ходе пуско-наладочных работ на котельных также выяснилось, что насосы с завода-изготовителя поступали не подготовленными к работе – с дефектами подшипников, нарушением центровки и балансировки.

Ситуация с импортными насосами, количество которых в общей сложности составило около

200 ед., тоже была далека от идеальной, т.к. оказалось, что сервисное гарантийное обслуживание фирм Grundfoss и DAB происходит примерно по следующей схеме: в ответ на нашу заявку сервисной организацией выставляется счет на оплату проезда их специалиста на объект и обратно; после оплаты счета согласуется дата осмотра аварийного оборудования; при осмотре, например, выясняется, что надо менять подшипник, подшипника у сервис-инженера нет, его надо заказывать, срок поставки – 1 месяц. На наш запрос о предоставлении марок фактически установленных в насосах подшипников фирма Grundfoss дала ответ только через 3 месяца, причем на 30% ответ был неправильный. Понятно, что при таком методе обслуживания бесперебойное теплоснабжение невозможно.

В связи с изложенным, а также по причине нехватки квалифицированного персонала, в начальный период эксплуатации новых котельных в гг. Дзержинск и Сергач (2001-2002 гг.) имели место многочисленные случаи отказов роторного оборудования с повреждением подшипников, валов и электродвигателей.

Предприятию пришлось принимать экстренные меры по нормализации ситуации. В связи с нехваткой собственных квалифицированных специалистов и приборного оснащения было решено привлечь специализированную организацию (ООО «ВАСТ-НН», г. Нижний Новгород) для проведения вибродиагностического обследования насосов и дутьевых вентиляторов. На основании результатов обследования данной организацией в сжатые сроки был выполнен текущий ремонт, произведена центровка и динамическая балансировка всех вращающихся механизмов (рис. 7), что позволило примерно за 1 год привести все оборудование к нормальному техническому и вибрационному состоянию (виброскорость по трем осям менее 5 мм/с). В процессе работы был скомплектован аварийный фонд запасных частей к насосам и вентиляторам (подшипники, валы, рабочие колеса, торцовые уплотнения, электродвигатели и пр.). Впоследствии с ООО «ВАСТ-НН» был заключен долгосрочный договор, предусматривающий регулярную диагностику, техническое обслуживание, текущий и аварийный (круглосуточно) ремонт вращающихся механизмов на автоматических котельных.

Таким образом, начиная с 2003 г. на нашем предприятии был осуществлен переход на систему ремонта роторного оборудования по фактическому состоянию, которая, по сравнению с традиционной системой планово-предупредительного ремонта, позволяет резко снизить аварийность и увеличить межремонтный ресурс вращающихся механизмов на 25÷40% за счет исключения ремонта бездефектных узлов, сни-

жения вероятности отказов из-за некачественных запасных частей, ненадлежащего качества ремонта и т.д.

Дальнейший анализ аварийности показал, что 50% отказов сетевых насосных агрегатов типа «Д» происходит по причине протечки воды через сальниковые уплотнения с последующим ее проникновением по вращающемуся валу в подшипниковый узел. Для решения данной проблемы специалистами ООО «ВАСТ-НН» было разработано конструктивное решение, в соответствии с которым все сетевые насосы типа 1Д315-50 (43 шт.) были оснащены торцовыми уплотнениями фирмы «Герметика» (г. Москва), что резко повысило надежность и ресурс эксплуатации оборудования. В следующем году планируется оснастить торцовыми уплотнениями все насосы типа 1Д500-63.

Современное состояние

ООО «Нижегородтеплогаз» сегодня – стабильное и устойчиво развивающееся теплоснабжающее предприятие, осуществляющее все этапы процесса производства, транспортировки и реализации тепловой энергии.

Суммарная установленная мощность 64 теплоисточников в городах Дзержинск, Сергач и Нижний Новгород – 380 МВт, протяженность трубопроводов тепловых сетей – 160 км. Котельные предприятия обеспечивают отопление и горячее водоснабжение 1550 зданий. Годовой объем отпускаемой тепловой энергии на отопление составляет 550 тыс. Гкал, горячей воды – 440 тыс. м³.

В соответствии с имеющимися различиями в котельном оборудовании, отношениях собственности и механизмах финансирования все котельные г. Дзержинска разделены на два эксплуатационных района: Восточный теплосетевой район (ТСР) – 19 реконструированных котельных с тепловыми сетями; Западный ТСР – 25 нереконструированных котельных с тепловыми сетями (арендованы у муниципалитета). В г. Сергаче сформирован единый ТСР.

Проведенная в 2001 г. реконструкция заложила основу надежного и устойчивого функционирования тепловых сетей в г. Дзержинске, т.к. в тот период фактически было заменено 60% всех сетей. Оставшиеся 40% сетей (37 км трубопроводов), относящиеся к Западному ТСР, за прошедшие годы поэтапно обновлялись по программам текущего и капитального ремонта. В результате за истекшие 10 лет тепловые сети, находящиеся в нашем ведении, обновлены на 83%!

Начиная с 2004 г. на предприятии приоритетное внимание уделяется вопросам технического обновления и совершенствования эксплуатации котельных Западного ТСР г. Дзержинска, оснащенных морально и физически устаревшим

оборудованием. Не имея возможности проводить на этих объектах мероприятия реконструктивного характера, за прошедший период за счет всех источников финансирования выполнен следующий объем работ.

1. Выполнен капитальный ремонт 135 стальных водотрубных и чугунно-секционных котлов со 100% заменой и модернизацией поверхности нагрева и обмуровки. Установленные модернизированные котлы НР-18м имеют ряд преимуществ:

■ поверхность нагрева при тех же габаритных размерах на 35% выше;

■ шамотные огнеупорные перегородки заменены на плавниковые экраны, применена горизонтальная поперечная схема обтекания трубных пучков дымовыми газами;

■ скорость воды в трубах топочных экранов увеличена в 10 раз за счет организации многоходового движения воды.

Благодаря проведенной модернизации КПД котлов увеличен с 78 до 85÷87%, значительно снижена склонность к накипеобразованию. Фактически от старых котлов остался только каркас, гарнитура, газогорелочные устройства, газовая и водопроводная арматура и система автоматизации.

2. Организована регулярная химпромывка всех имеющихся котлов (252 шт.) с периодичностью 1 раз в 3 года раствором ингибированной соляной кислоты.

3. Заменено 90% устаревших сетевых и подпиточных насосов на современные агрегаты, оптимизированные по производительности и напору. За счет чего сэкономлено 20% электроэнергии.

4. На всех 25 котельных внедрена современная система комплексной водоподготовки, предусматривающая автоматическое дозирование в тепловую сеть реагента ОЭДФ-Zn – ингибитора коррозии и накипеобразования.

5. Все котельные оснащены приборами учета отпущенной тепловой энергии на отопление и ГВС с возможностью удаленного доступа к их показаниям по GSM каналу связи.

6. На всех котельных ликвидированы схемы прямого нагрева воды ГВС в котлах, смонтированы закрытые промежуточные контуры с пластинчатыми теплообменниками. Внутрикотельные трубопроводы ГВС заменены на полипропиленовые.

7. Ведется поэтапная замена узлов учета газа. В 2010 г. смонтировано 5 узлов, которые соответствуют современным требованиям.

8. Ведется поэтапная замена устаревшей котловой автоматики безопасности типа ПМА, АМКО на современную, с микропроцессорным блоком управления КСУ МАК. В 2010 г. новой системой автоматики оснащено 23 котла.

9. Выполнены гидравлические расчеты и проведена наладка тепловых сетей от всех теплоисточников.

10. Организовано регулярное проведение режимно-наладочных испытаний 252 котлов с периодичностью 1 раз в 3 года.

За счет всех указанных мероприятий, а также улучшения организации, дисциплины и культуры производства удалось повысить КПД выработки тепловой энергии на котельных Западного ТСР на 5-7%, существенно сократить затраты электроэнергии и потери воды при транспортировке теплоносителя потребителю.

В деятельности ООО «Нижегородтеплогаз» основное внимание уделяется вопросам технического развития, энергосбережения и повышения энергоэффективности. Остановимся на некоторых из них.

Развитие технологии комплексонатной водоподготовки. По ряду причин, подробно изложенных в статье [3], на нашем предприятии отдано предпочтение технологии комплексонатной обработки сетевой воды реагентом ОЭДФ-Zn, осуществляемой с целью защиты трубопроводов тепловых сетей от внутренней коррозии, котлов и пластинчатых теплообменников – от накипи. Обработка сетевой воды комплексонатом была начата в 2002 г. на 18 котельных г. Дзержинска и 8 котельных г. Сергача, подпитываемых водопроводной недеаэрированной водой. С учетом времени, потребовавшегося на пусконаладку и обеспечение безаварийной работы дозирующих установок, а также на приборное и методическое оснащение химлаборатории, стабильное дозирование с определением фактической концентрации реагента в сетевой воде на этих объектах осуществлялось с отопительного сезона 2003-2004 гг. В последующий период количество котельных, оснащенных установками дозирования комплексоната, увеличивалось и к 2008 г. достигло 100% – 52 котельные.

Параллельно нами проводилась работа по подбору наиболее эффективных реагентов, фирм-поставщиков, дозирующих установок, а также экспериментально обоснованию оптимальной концентрации реагента в сетевой воде на основе коррозионных испытаний. В последние годы нами приобретается реагент ОПТИОН-313 (порошкообразный ОЭДФ-Zn) производства ООО «Экоэнерго» (г. Ростов-на-Дону).

Дозирование осуществляется в автоматическом режиме мембранными насосами-дозаторами фирм Seko и Etatron.

Поддерживаемая в настоящее время концентрация реагента 3-5 г/м³ – г. Дзержинск, 5-6 г/м³ – г. Сергач. Экспериментально доказано, что при объеме утечки в пределах 0,75%/ч скорость равномерной внутренней коррозии тепловых сетей не превышает 0,05 мм/год. По сравнению

с системами без обработки комплексонатом скорость коррозии снижена в 5-7 раз. В г. Сергач удалось достичь безнакипного режима эксплуатации пластинчатых теплообменников отопления, это при общей жесткости подпиточной воды 15-20 мг-экв/кг.

При проектировании и эксплуатации систем дозирования комплексоната необходимо учитывать одно важное обстоятельство – фактический удельный расход реагента (на 1 м³ подпиточной воды), необходимый для создания и поддержания некоторой заданной его концентрации в обратной сетевой воде, в несколько раз превышает теоретическое значение. Причина – адсорбция реагента на внутренней поверхности трубопроводов (возможно, это связано с образованием защитной пленки – *прим. авт.*), оборудования, на частицах окислов железа, скопившихся за много лет во внутридомовых системах.

В результате анализа и обобщения опытных данных за предшествующие 5 лет нами было установлено, что на объектах г. Дзержинска и г. Сергача расход реагента на адсорбцию составляет от 70 до 90%, что требует 3-10-кратного увеличения дозы реагента на единицу объема подпиточной воды. С учетом данного фактора задача создания и автоматического поддержания заданной концентрации реагента в системах теплоснабжения превращается из простой в сложную, требующую индивидуального подбора и регулярной корректировки дозы для каждой котельной на основании опытных данных. Теоретически можно предположить, что с течением времени адсорбция должна сокращаться. Однако наш 5-летний опыт наблюдений пока не подтверждает данный тезис. Ежегодный удельный расход реагента на адсорбцию в системах теплоснабжения городов Дзержинск и Сергач составляет соответственно 16 и 10 г на 1 м² поверхности трубопроводов и отопительных приборов. Ситуация усугубляется тем, что внутридомовые системы отопления в летний период, как правило, сливаются, что способствует их ускоренной коррозии и требует дополнительных затрат реагента.

Фактор адсорбции необходимо учитывать при подборе дозирующих установок, а также при планировании расходов теплоснабжающих предприятий на покупку реагента.

Подводя некоторые итоги необходимо отметить, что в г. Дзержинске на построенных в 2001 г. и эксплуатируемых нами тепловых сетях отопления, протяженностью около 100 км, за 10 лет не было случаев выхода трубопроводов из строя вследствие внутренней коррозии. Исключение составляют котельные № 61 и 64, о которых упоминалось выше. Вследствие незаконного водоразбора утечка теплоносителя из сети отопления

в этих котельных длительное время составляла очень большую величину 1,5-2,5% в час. Из-за интенсивной нагрузки на насосы-дозаторы дозирование велось нестабильно с временными провалами концентрации. Это привело к ослаблению защитного механизма комплексона, в результате чего средняя скорость равномерной внутренней коррозии трубопроводов составляла 0,1-0,2 мм в год. Данное обстоятельство проявилось в летний период 2010 г., когда мы впервые были вынуждены заменить участок теплотрассы Ду50-150 мм протяженностью около 500 м.

Новые технологии прокладки тепловых сетей. Мы являемся сторонниками разумного и взвешенного подхода к применению новых технологий прокладки и теплоизоляции тепловых сетей, поскольку это наиболее затратная составляющая бюджета теплоснабжающей организации.

Зачем, например, при перекладке отдельного участка теплосети небольшой протяженности тратить деньги на приобретение дорогостоящих труб в ППУ изоляции с системой ОДК, если по факту имеется существующий исправный непроходной канал, проложенный в сухом песчаном грунте? Разумнее применить более дешевую съемную теплоизоляцию на основе минераловатных изделий (цилиндры Rockwool, СТУ ФТН и др.).

Мы не являемся противниками применения современных трубопроводных систем в ППУ изоляции с системой ОДК, однако убеждены, что подобные системы не могут успешно создаваться путем наращивания (т.е. стыковки новых участков к ранее замененным), скажем, в течение 10 лет по программе капремонта. Поскольку приоритет в нашей отрасли имеет надежность теплоснабжения, а денежных средств всегда не хватает, таким путем мы рискуем никогда не создать полноценной герметичной системы трубопроводов с дистанционным контролем увлажнения изоляции (ОДК), охватывающей целый район города. На наш взгляд, такие трубопроводные системы должны создаваться одновременно или за короткий срок (не более 3 лет) при целевом финансировании.

Проанализировав имеющиеся в наличии ресурсы, мы пришли к выводу о преимуществах применения технологии прокладки трубопроводов в пенополимерминеральной (ППМ) изоляции, не требующих безупречного качества монтажа стыков и системы ОДК. В 2010 г. по программе капитального ремонта было проложено 1770 м трубопроводов в ППМ изоляции (рис. 8) диаметром 65-325 мм. При этом мы постарались опробовать различные варианты прокладки:

■ бесканальная прокладка в грунте с П-образными компенсаторами, прокладываемыми в существующем бетонном канале;



Рис. 8. Прокладка трубопроводов Ду300 мм в пенополимерминеральной изоляции.

■ бесканальная прокладка в грунте с применением осевых сильфонных компенсирующих устройств (СКУ);

■ в существующем непроходном канале с укладкой труб на песчаное основание, насыпаемое на дно канала, с применением осевых СКУ с направляющими опорами.

Необходимо заметить, что при бесканальной прокладке трубопроводов с осевыми СКУ резко возрастают нагрузки на неподвижные опоры, что существенно удорожает проект. В будущем году планируется произвести контрольное вскрытие характерных участков трубопроводов в ППМ изоляции, после чего будет принято решение о целесообразности их дальнейшего применения.

Развитие системы диспетчеризации. ООО «Нижегородтеплогаз» имеет три региональные независимые системы диспетчеризации автоматических котельных с диспетчерскими пунктами в городах Дзержинск, Сергач и Нижний Новгород. В настоящий момент все три системы построены по единому принципу, являются вертикально-ориентированными и построены по схеме SCADA («наверху») → OPC-сервер → контроллер («внизу»).

Нижний уровень – это промышленные контроллеры «МП Трансформер», а также «МП Трансформер ML». Выбор контроллера «Трансформер» был обусловлен тем, что на момент реконструкции котельных г. Дзержинска в 2001 г. данный прибор широко использовался компанией «Мосгортепло» (ныне ОАО «МОЭК» – прим. ред.) для управления технологическими процессами и диспетчеризации нескольких тысяч ЦТП и ИТП в г. Москве и зарекомендовал себя с положительной стороны. Он обладает модульной наращиваемой архитектурой, интерфейсами RS-232, RS-485, Ethernet («МП Трансформер ML») для связи с оборудованием сторонних фирм-производителей, а также организации связи с диспетчерским пунктом. Кроме того,

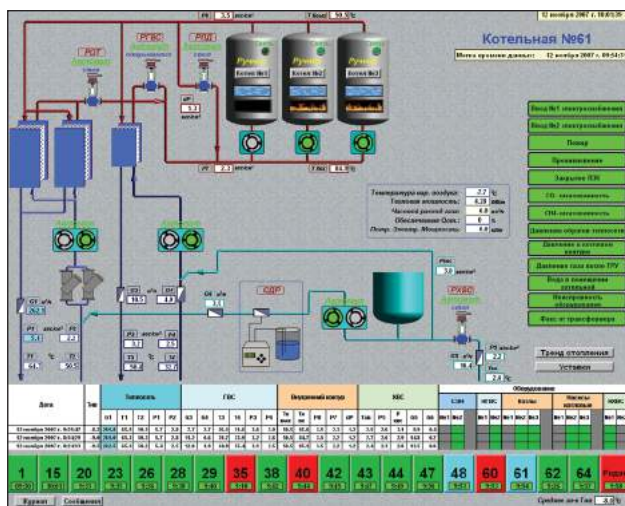


Рис. 9. Экран мнемосхемы объекта диспетчеризации.

присутствуют все необходимые алгоритмы и аппаратные средства для автоматического управления общекотельным оборудованием.

Контроллеры «МП Трансформер» и «МП Трансформер ML» характеризует:

- масштабируемость;
- высокая отказоустойчивость;
- простота обслуживания;
- качественная и своевременная техническая поддержка производителя;
- возможность обмена данными с оборудованием других фирм-производителей;
- наличие отработанных стандартных алгоритмов управления теплоэнергетическим оборудованием;
- возможность программной и аппаратной реализации нестандартных алгоритмов управления (по техническому заданию заказчика);
- возможность построения системы диспетчеризации с использованием различных каналов передачи информации;
- мгновенная передача на диспетчерский пункт информации об авариях.

Передачу данных с контроллеров на диспетчерский пункт обеспечивает предоставляемый производителем OPC-сервер стандарта DA (стандарта +HDA для контроллеров «МП Трансформер ML») с использованием следующих видов связи.

1. Коммутируемые телефонные линии. Работают два независимых канала: основной – OPC-сервер инициирует дозвон строго по расписанию, определенному при конфигурировании, и аварийный – информация поступает на диспетчерский пункт по инициативе контроллера в момент возникновения аварии.

2. GSM. Связь с объектами осуществляется по двум независимым каналам (см. выше).

3. ADSL-подключение к сети Интернет (для «МП Трансформер ML»). Для связи используются TCP/IP-протоколы. При таком способе интервал опроса объектов составляет 30 с, что обеспечивает диспетчеризацию в Real-time режиме.

4. Ethernet-подключение (для «МП Трансформер ML»). Применен для объектов, находящихся в непосредственной близости от диспетчерского пункта.

5. GPRS и EDGE-подключение к сети Интернет (в процессе тестирования).

С каждого объекта на диспетчерский пункт поступает около 200 технологических параметров, в том числе с тепловых (СПТ) и газовых (СПГ) счетчиков производства НПФ «Логика» (г. Санкт-Петербург), а также котловой автоматики КСУ-МАК производства ООО «Эльком» и МАК-2001 производства ООО «Реал-информ» (г. Нижний Новгород). Связь контроллеров «МП Трансформер» с вычислителями теплосчетчиков, газосчетчиков и контроллерами котловой автоматики организована по магистрали RS-485.

Верхний уровень – это автоматизированное рабочее место диспетчера с развитым пользовательским интерфейсом, для создания которого использован динамично развивающийся продукт отечественных разработчиков «Master SCADA» производства ЗАО «ИнСАТ» (г. Москва). «Master SCADA» базируется на платформе NET Framework и в полной мере соответствует требованиям современным SCADA-системам. Он обеспечивает взаимодействие с другими программами с помощью технологий OPC, OLE, DCOM, ActiveX, OLE DB, ODBC и др.

Автоматизированное рабочее место диспетчера имеет в своем составе:

- экраны мнемосхем (рис. 9) для каждого объекта с возможностью отслеживать изменения технологических параметров, а также состояния оборудования с течением времени;
- подсистему «аларм» (тревога);
- подсистему предупреждений об отклонениях технологических параметров от значений, заданных пользователем на основании режимной карты объекта;
- архивирование технологических параметров котельных с использованием SQL-сервера.

Дополнительное программное обеспечение позволяет производить автоматический анализ архивов технологических параметров с предоставлением статистических данных в удобном пользователю формате.

Следует заметить, что непрерывно возрастающие требования технических и эксплуатационных служб предприятия инициируют дальнейшее развитие всех трех региональных систем диспетчеризации ООО «Нижегород-теплогаз».

Специализированные программные продукты для инженерных расчетов. Для теплогидравлических расчетов и паспортизации тепловых сетей на предприятии применяется графико-информационный расчетный комплекс «Тепло-

Эксперт» (ООО «НПП Теплотэкс», г. Иваново), который представляет собой систему автоматизированного ведения расчетов режимов эксплуатации и наладки тепловых сетей.

Комплекс позволяет:

- производить наладочный и фактический теплогидравлический расчет тепловых сетей любой степени сложности;
- вносить, хранить, обрабатывать и поддерживать актуальность данных по элементам теплоэнергетических объектов;
- оперативно получать информацию по любым элементам теплоэнергетических объектов;
- вести статистику ремонтов и аварий на тепловых сетях;
- вычислять нормативные и расчетные тепловые потери;
- моделировать фактические режимы эксплуатации существующих сетей теплоснабжения;
- моделировать режимы эксплуатации с учетом перспективных планов развития энергетических объектов при строительстве, модернизации и подключении новых потребителей тепловой энергии;
- выявлять резервы энергосбережения и экономии топливно-энергетических ресурсов.

Основными достоинствами данного расчетного комплекса «ТеплоЭксперт» (рис. 10), на наш взгляд, являются простота эксплуатации и кор-

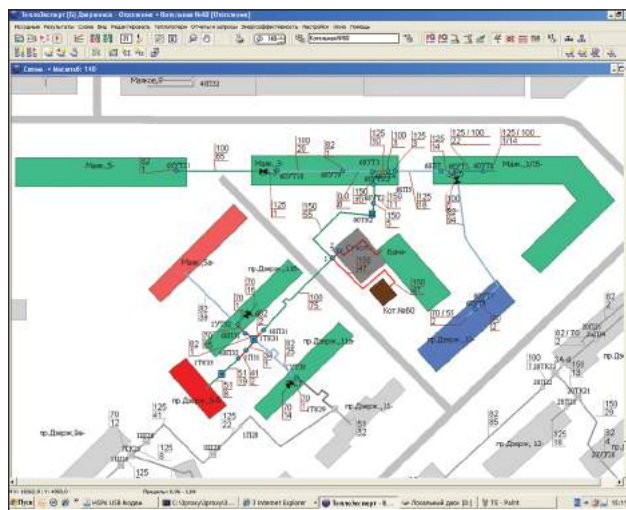


Рис. 10. Графико-информационный расчетный комплекс «ТеплоЭксперт».

ректные алгоритмы расчетов. Так, при наличии исходных данных и некоторого опыта работы с программой, для того, чтобы создать работоспособную расчетную модель системы теплоснабжения типичного микрорайона (один источник, 50 потребителей тепловой энергии) и начать выполнять по ней теплогидравлические расчеты, требуется всего около 10 человеко-часов.

Для выполнения конструкторских расчетов при проектировании тепловых сетей на пред-

ТЭ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ТЕПЛОТЭК
153003, г. Иваново, ул. Парижской
Коммуны, д. 16, корпус "Д", офис 5
Тел.: (4932) 30-84-86, 48-35-38
E-mail: mail@teploexpert.ru

Графико-информационный расчетный комплекс

- Гидравлические и тепловые расчеты сетей теплоснабжения
- Моделирование режимов эксплуатации и наладки сетей
- Учет перспективных планов развития при подключении новых объектов
- Расчет параметров элеваторов и диаметров дроссельных устройств
- Визуальное представление результатов расчета на элементах схемы
- Интеграция с системами диспетчеризации
- Выявление резервов энергосбережения и экономии ресурсов
- Паспортизация энергетических объектов
- Экономическая оценка эксплуатационных решений

www.teploexpert.ru

реклама

приятии применяется программный комплекс «СТАРТ-Экспресс». Использование данного программного продукта позволяет быстрее и эффективнее решать задачи, которые постоянно встают перед конструкторами трубопроводов в процессе проектирования как традиционных трубопроводов с подвесной изоляцией, так и современных трубопроводов из предизолированных труб при различных способах прокладки. С помощью данного программного комплекса на нашем предприятии производится:

- расчет компенсирующей способности поворотов Г, Z-образной формы и П-образных компенсаторов при прокладке трубопроводов над землей, в подземных каналах и при бесканальной прокладке трубопроводов в грунте;
- определение нагрузок на неподвижные опоры;
- определение предельно допустимого расстояния между промежуточными опорами трубопровода из условий прочности и жесткости;
- проверка общей и местной устойчивости прямолинейных и криволинейных участков труб под действием температурного расширения и давления грунта (для труб бесканальной прокладки);
- определение минимально возможной глубины заложения для участков бесканальной прокладки из условия устойчивости трубопровода;
- определение максимальной глубины заложения для участков бесканальной прокладки из условия прочности изоляции.

Для существующих трубопроводных участков можно выполнить поверочный расчет – при заданных конструктивных характеристиках определить напряжения, перемещения и нагрузки на неподвижные опоры.

Двухставочный тариф. Уже более 5 лет при расчетах с потребителями применяется двухставочный тариф на тепловую энергию. Двухставочный тариф образуется из двух составляющих: переменной (или привязанной к объему потребления) и фиксированной (или мощностной, зависящей от присоединенной нагрузки). В «мощностную» составляющую входят все условно-постоянные затраты, не зависящие от объемов производства: заработная плата с начислениями; ремонты; амортизация; аренда и т.д. В «переменную» составляющую включаются издержки, прямо зависящие от объемов производства, в первую очередь топливо. Основными преимуществами двухставочного тарифа являются нижеследующие.

1. Стабильность финансовых потоков, что позволяет снизить потребность в привлеченных средствах для покрытия кассовых разрывов. Например, при применении одноставочного тарифа ярко выражена сезонность, когда наибольшие платежи осуществляются в холодное время года, в то время как наибольшая потребность в средствах у теплоснабжающих организаций на-

ступает в ходе ремонтной кампании в летний межотопительный период.

2. Независимость от неустойчивых погодных условий, что является актуальной проблемой в последние годы. Теплая зима не приводит к убыткам, т.к. постоянные издержки покрываются «мощностной» выручкой, которая не зависит от температуры наружного воздуха.

3. Выравнивание договорной и фактической присоединенной мощности (нагрузки) позволяет оптимизировать энергетические балансы и высвобождать дополнительные резервы по мощностям. Потребителю выгоднее платить за реально потребляемую мощность, а теплоснабжающей организации за счет высвобождения дополнительных резервов по мощности оптимизировать инвестиции в их развитие.

4. Стимулирование проведения энергосберегающих мероприятий у потребителей, т.е. снижение выручки за проданное тепло в результате совершенствования средств учета тепловой энергии компенсируется снижением издержек на топливную составляющую.

Применение двухставочного тарифа позволяет сбалансировать коммерческие интересы поставщиков и потребителей энергоресурсов, создать предпосылки для повышения эффективности конечного потребления тепловой энергии, повышения финансовой устойчивости и экономической эффективности предприятия.

Заключение

Главный результат деятельности ООО «Нижегородтеплогаз» в городах Дзержинск и Сергач заключается в том, что за непродолжительный период времени там удалось создать современные, надежно и эффективно функционирующие системы теплоснабжения.

Наше предприятие идет в ногу со временем, реализуя концепцию «Теплоэнергетика» ОАО «Газпром» на территории Нижегородской области и формируя механизмы устойчивого развития отечественной теплоэнергетики. Обладая богатым опытом и квалифицированным персоналом, постоянно совершенствуя действующие и осваивая новые технологии, мы направляем все усилия на системную реабилитацию и осуществление качественных преобразований коммунальной инфраструктуры. От всей души поздравляем наш коллектив с юбилеем, коллег – с Днем энергетика! Желаем всем процветания, реализации свежих замыслов и идей, удачи и уверенности в своих силах!

Литература

1. Сапрыкин И.М. Метод контроля качества наладки в системах теплоснабжения // «Новости теплоснабжения». 2004. № 1. С. 21-26.
2. Жаднов О.В. Пластинчатые теплообменники – дело тонкое // «Новости теплоснабжения». 2005. № 3. С. 39-53.
3. Жаднов О.В. Опыт оптимальной организации водно-химического режима отопительных котельных малой и средней мощности // «Новости теплоснабжения». 2007. № 5 (С. 23-30), № 6 (С. 40-51).