

Новые технологии - устаревшему оборудованию!

О.В. Жаднов, заместитель главного инженера,

В.А. Рубцов, начальник химической службы, ООО «Нижегородтеплогаз», г.Нижний Новгород

Как и журнал «Новости теплоснабжения», наше предприятие в этом году отмечает юбилей – 15 лет со дня основания.

В данной статье рассматривается опыт внедрения в ООО «Нижегородтеплогаз» новых технологий за последние 5 лет, в том числе способов повышения надежности и экономичности котельных, оснащенных устаревшим теплогенерирующим оборудованием.

Введение

ООО «Нижегородтеплогаз» образовано 1 декабря 2000 г. Подробная информация об истории предприятия, обслуживаемых объектах теплоснабжения и применяемых технологиях изложена в статьях [1], [2], где преимущественно рассматривался опыт реконструкции систем теплоснабжения городов Дзержинск и Сергач с полной заменой оборудования источников тепла и тепловых сетей (2001-2002 гг).

Для специалистов-теплоэнергетиков последнее десятилетие ознаменовалось долгим и трудным процессом создания в стране законодательства о теплоснабжении (в том числе об осуществлении инвестиционной деятельности в сфере теплоснабжения), который еще далеко не завершен (т.н. метод «альтернативной котельной»). При этом «правила игры» год от года меняются, подзаконные акты и методические указания запаздывают. В реальной жизни при установлении тарифов на тепловую энергию в большинстве случаев продолжает действовать метод «затраты плюс», инвестпрограммы теплоснабжающих организаций не учитываются совсем или секвестрируются до уровня «предельного индекса»; схемы теплоснабжения городов если и разрабатываются, то существуют только «на бумаге», отсутствует баланс интересов муниципалитетов, теплоснабжающих предприятий и населения. Все это, а также затянувшийся в последние годы экономический кризис, не способствует активным инвестициям в реконструкцию и модернизацию систем теплоснабжения.

Наверное, по вышеуказанным причинам на 24 из 56 котельных нашего предприятия до сих пор эксплуатируется значительное количество устаревшего теплогенерирующего оборудования малой мощности, управляемых в ручном режиме, оборудованных неэффективными газогорелочными устройствами устаревших типов и не поддающихся оснащению современной автоматикой регулирования процесса сжигания топлива.

Не имея законного механизма реализовать главный потенциал экономии топлива, заключающийся в возможности повышения КПД выработки тепловой энергии на котельных не менее чем на 10% путем их реконструкции с полной заменой устаревшего теплогенерирующего оборудования (котлы, горелки, автоматика безопасности и регулирования), специалисты нашего предприятия неустанно совершенствуют и улучшают то, что имеют. И иногда при этом находят оригинальные и не слишком затратные способы сокращения потребления энергоресурсов и решения многих эксплуатационных проблем.

Балансировочные клапаны - вместо дроссельных шайб

Решение вопросов наладки и регулировки систем теплоснабжения, в особенности при отсутствии у потребителей узлов автоматического регулирования и учета энергоресурсов, представляет собой значительную сложность. Вместе с тем известно, что именно в этом – транспортном и распределительном звене централизованной системы теплоснабжения заключены основные резервы экономии тепловой и электрической энергии.

Только при наличии качественно налаженной системы все потребители тепловой энергии получают теплоноситель требуемых параметров, а теплоснабжающая организация – стабильный теплогидравлический режим на источнике и в тепловых сетях, а вместе с ним – возможность заниматься собственным развитием, повышением надежности и экономичности процессов производства и транспортировки энергии.

Как показывает 15-летний опыт нашего предприятия, при помощи традиционного способа (с установкой дроссельных шайб в узлах ввода потребителей тепла) очень трудно добиться качественной наладки даже небольших систем теплоснабжения, включающих 50-100 зданий. Чтобы это осознать, достаточно увидеть, что представляют собой внутренние системы отопления, подвальные помещения и тепловые узлы некоторых жилых зданий постройки 50-х годов прошлого века в нашем городе. Также желательно познакомиться с персоналом и методами работы отдельных управляющих компаний, которым зачастую известен только один способ устранения жалоб жителей на недостаточное отопление – рассверлить или удалить дроссельную шайбу на вводе в дом.

Усовершенствованная технология наладки систем теплоснабжения при помощи дроссельных устройств предложена в работах [3; 4], где особое внимание уделяется методике контроля и интерпретации результатов наладки на основе данных измерения двух температур теплоносителя: до и после системы отопления здания. Такая методика довольно успешно применяется на нашем предприятии в течение многих лет и является, на наш взгляд, блестящим примером изворотливости ума отечественных инженеров, т.к. она позволяет налаживать системы при отсутствии прямого измерения расхода теплоносителя. Основным недостатком этого метода является невозможность на практике добиться точного измерения

температуры теплоносителя (или, хотя бы, у всех потребителей с одинаковой погрешностью), особенно при помощи переносных приборов (пирометров, контактных термометров).

Традиционный способ наладки с установкой дроссельных шайб позволяет добиться приемлемого результата только ценой больших совместных усилий теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и управляющих компаний, обслуживающих жилой фонд. При этом способе наладка осуществляется в несколько этапов: установка расчетных дроссельных устройств у всех потребителей (летом); создание и поддержание стабильного гидравлического режима на источнике тепла и у потребителей (в начале отопительного сезона); единовременное обследование всех потребителей с измерением температур прямого и обратного трубопроводов (при устойчивых отрицательных температурах наружного воздуха); анализ результатов в соответствии с принятой методикой; подготовка и выдача предписаний отдельным потребителям на установку скорректированных дроссельных устройств, их установка; повторное обследование и т.д. Основными недостатками данного метода являются:

- участие в процессе наладки нескольких, далеко не «дружественных» организаций;
- затрудненность доступа наладочного персонала к местам установки дроссельных устройств у потребителей;
- отсутствие, как правило, прямых юридических (договорных) отношений между теплоснабжающей организацией и управляющей компанией жилого дома, если эта компания не является покупателем энергоресурса;
- невозможность оперативной корректировки диаметров отверстий сужающих устройств у потребителей (их надо изготовить, слить участок трубопровода не всегда получается, т.к. запорная арматура «не держит», все слесари – на аварии и т.д.);
- наладка занимает длительный период времени – от двух недель до месяца;
- наладочные мероприятия необходимо осуществлять в начале отопительного сезона, непосредственно после пуска и «выхаживания» отопительных систем зданий на всех котельных одновременно, на что, как правило, не хватает времени и персонала;
- температура наружного воздуха и теплоносителя в этот период обычно неустойчивая, что снижает достоверность измерений и искажает конечный результат;

В итоге за время, пока идет наладка, часть потребителей успевают демонтировать (рассверлить) дроссельные шайбы, что еще более затягивает процесс.

На нашем предприятии результат наладки считается удовлетворительным, если расход теплоносителя на источнике на 10% превышает расчетное значение непосредственно после окончания наладки. Если наладка выполнена недостаточно качественно, впоследствии мы наблюдаем вялотекущий процесс увеличения циркуляции теплоносителя в системе (при поддержании заданного перепада давления на источнике), что свидетельствует об удалении сужающих устройств отдельными потребителями. При увеличении расхода сетевой воды более 20% принимаются меры по выявлению таких потребителей, пишутся предписания, которые далеко не всегда выполняются. В отдельных случаях процесс удаления или рассверливания сужающих устройств может носить лавинообразный характер, вследствие чего возникает необходимость повторной наладки, но уже под флагом «спасения замерзающих» и под надзором «карательных» органов (муниципалитет, жилищная инспекция). На практике, при такой технологии наладки, к середине отопительного сезона расход сетевой воды на наших объектах достигал некоей точки равновесия с превышением расчетного значения на 10-30%. Это приводит к перерасходу электроэнергии и необходимости содержать завышенные насосные мощности.

В конечном счете, осознав ущербность данного метода наладки, мы пришли к выводу о необходимости пойти на дополнительные затраты для повышения эффективности и управляемости эксплуатируемых систем теплоснабжения.

С 2010 г. на предприятии поэтапно реализуется программа установки на границе раздела с потребителями (в тепловых камерах) статических балансировочных клапанов импортного производства «Ballorex Venturi», предназначенных для гидравлической наладки и регулировки систем теплоснабжения. Данное техническое решение, насколько известно, в подобных системах ранее не применялось (рис. 1).

Балансировочные клапаны обладают значительными преимуществами по сравнению с дроссельными шайбами:

- позволяют изменять проходное сечение и расход теплоносителя с фиксацией заданного положения;
- являются одновременно запорным устройством (шаровой кран).
- позволяют измерять фактический расход теплоносителя путем присоединения переносного расходомера (специального дифманометра) к измерительным портам клапана.

С помощью балансировочных клапанов нам удалось наконец-то «обуздать» гидравлику некоторых, никак не поддававшихся наладке систем теплоснабжения, и поставить под контроль гидравлический режим внутренних систем потребителей, повысив при этом качество их отопления.

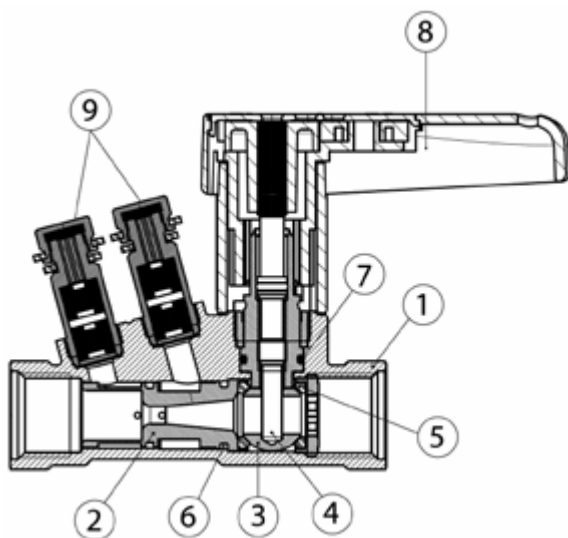


Рис. 1. Статический балансировочный клапан,
а – схема в разрезе (1 – корпус, 2 – измерительная диафрагма (сопло Вентури), 3 – отсечной шар, 4 – регулировочный шток, 5, 6, 7 – уплотнения, 8 – рукоятка, 9 – измерительные порты); б – общий вид.

Технология выполнения наладочных работ с применением статических балансировочных клапанов заключается в следующем:

1. Выполняется гидравлический расчет тепловой сети по обычной методике с определением расчетных располагаемых и гасимых напоров на вводе в здания.

2. Как правило, вследствие конструктивных особенностей максимально-допустимый гасимый напор на балансировочном клапане не должен превышать 10 м в.ст. Исходя из нашего опыта, мы можем рекомендовать оптимальное значение гасимого напора 4-7 м в.ст. Типоразмер клапана подбирается на расчетное значение гасимого напора с учетом пропуска расчетного расхода теплоносителя примерно при 50% открытии штока.

3. Если гасимый напор превышает 10 м в.ст., последовательно с клапаном необходимо устанавливать дроссельную шайбу. Типоразмер клапана в этом случае подбирается на 50% расчетного гасимого напора (50% - дросселируется на шайбе). Дроссельная шайба может устанавливаться на штатном месте - в тепловом узле здания. В этом случае у теплоснабжающей организации, даже при отсутствии доступа в здание, сохраняется возможность ограничить или, наоборот, прибавить расход на отдельного потребителя в пределах $\pm 30\%$.

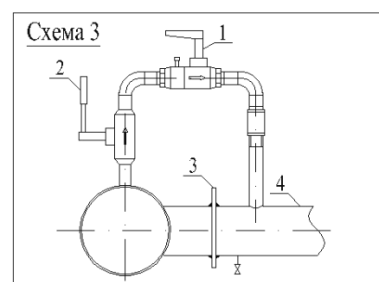
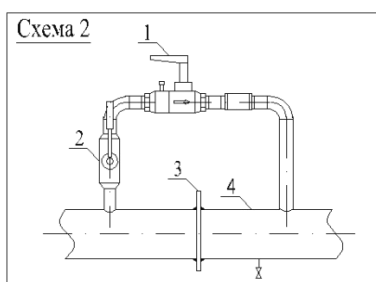
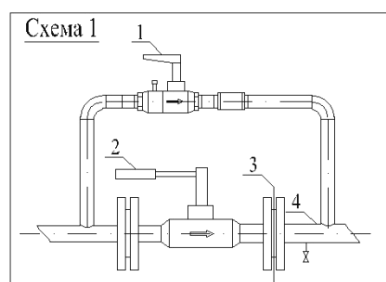


Рис. 2 Рекомендуемые схемы монтажа балансировочных клапанов в тепловых камерах.

1 Балансировочный клапан. 2 Шаровый кран (завдвижка). 3 Заглушка. 4 Трубопровод к потребителю.

4. Монтаж балансировочных клапанов допускается осуществлять в любых местах – в тепловых камерах, на участках надземной прокладки, в зданиях и т.д. с учетом ограничений, указанных в технической документации изготовителя оборудования. По отношению к существующей запорной арматуре на потребителя балансировочный клапан может устанавливаться: последовательно, параллельно (т.е. на байпасе запорной арматуры, которая должна надежно перекрываться установкой заглушки) или вместо нее на подающем или обратном трубопроводе. При применении латунных резьбовых клапанов необходимо принимать меры по предотвращению передачи силовых воздействий со стороны трубопроводов на хрупкий корпус клапана (рис. 2).

5. При разработке проекта монтажа балансировочных клапанов желательно применять специальные антивандальные мероприятия, препятствующие несанкционированному доступу к ним посторонних лиц.

6. В целях экономии, или при отсутствии технической возможности, может устанавливаться один общий балансировочный клапан на группу зданий, распределение потоков после клапана осуществляется установкой дроссельных шайб в зданиях.

7. По окончании монтажа, перед началом отопительного сезона все клапаны выставляются в расчетное положение согласно таблице предварительной настройки, полученной в результате гидравлического расчета и подбора клапанов.

8. После завершения пуска теплоносителя на все дома и установления стабильного гидравлического режима на котельной можно, не дожидаясь наступления прохладной погоды и без оглядки на соблюдение котельной температурного графика, производить собственно мероприятия по регулировке сети: т.е. последовательно (в любой последовательности) совершать обход всех установленных балансировочных клапанов, производить измерение фактического расхода сетевой воды на каждого потребителя и тут же осуществлять его корректировку до расчетного (договорного) значения.

9. Наладку можно считать выполненной при следующих условиях:

- 1) отклонение расхода на отдельных потребителях $\pm 10\%$ от расчетного;
- 2) совпадение значения суммарного расхода сетевой воды, измеренного на клапанах, с показаниями расходомера на котельной с погрешностью не более $\pm 5\%$;
- 3) превышение расчетного расхода сетевой воды на источнике менее чем на 10%.

Удобство методики заключается в том, что при корректно выполненном расчете предварительной настройки клапанов регулировка завершается за один проход, что занимает 1 рабочий день бригады из 2-х человек (1 слесарь, 1 инженер). По итогам работы составляется технический отчет, эксплуатационному персоналу теплосетевого района выдается таблица, содержащая расчетные и фактические значения расхода теплоносителя и окончательные положения настройки (степень открытия) балансировочных клапанов. Понятно, что в процессе эксплуатации в любой момент и при минимальных затратах труда может быть произведена корректировка расхода как на отдельного потребителя, так и на систему в целом.

За прошедшие 5 лет по вышеописанной технологии специалистами нашего предприятия выполнен полный комплекс наладочных работ 29 систем теплоснабжения (порядка 1 тыс. клапанов Ду 25-125 мм), в том числе: одна система от ТЭЦ; 22 системы от локальных отопительных котельных; 6 систем с несколькими источниками тепла, работающими на общую тепловую сеть (системы отопления зданий и оборудования производственных площадок компрессорных станций ОАО «ГАЗПРОМ»). По поводу последних шести систем необходимо заметить, что данная технология позволяет производить их переналадку «на ходу» - при изменении комбинации работающих источников тепла (теплоутилизаторы ГТУ – резервные котельные).

Старым чугунно-секционным котлам – недорогие стационарные газоанализаторы (еще раз об оптимизации процесса сжигания топлива в котлах)

Плохая организация процесса сжигания топлива в котлах ведет к перерасходу топлива и ущербу для экологии вследствие завышенных потерь тепла с уходящими газами и химической неполноты горения.

Как уже упоминалось выше, на нашем предприятии эксплуатируются 252 чугунно-секционных и стальных котла мощностью до 1 МВт шатрового типа («Энергия», «Тула», НР-18). Котлы оснащены установленными газогорелочными устройствами (ИГК-60, форкамерные, подовые) и системами автоматизации, работают на естественной тяге.

Вследствие конструктивных особенностей данные котлы не могут быть оборудованы средствами автоматического поддержания оптимального соотношения «газ-воздух». Режим горения ведется оператором вручную, т.е. на основании режимных карт, простейших контрольно-измерительных приборов и визуального наблюдения параметров факела в топке. Режимно-наладочные испытания (РНИ) котлов проводятся, как и положено, 1 раз в 3 года. Периодический контроль качества сжигания топлива осуществляется переносными газоанализаторами 1 раз в месяц.

Справедливости ради необходимо отметить, что при полностью исправном состоянии, КПД «брутто» котлов данного типа может достигать вполне приемлемых значений 88-90%. Однако важнейшим недостатком данных котлов является невозможность поддержания оптимальных значений соотношения «газ-воздух» в процессе эксплуатации в течение всего промежутка времени между очередными РНИ или контрольными отборами проб уходящих дымовых газов. Причин отклонения параметров сжигания топлива от оптимальных значений при работе котлов может быть множество, например

- периодическое засорение, перегрев и прогорание стабилизаторов инжекционных горелок;
- неизбежное медленное разрушение шамотной кладки подовых и форкамерных горелок;
- коробление, обгорание металла коллектора и последующее шлакование огневых отверстий подовых и форкамерных горелок;
- появление трещин в обмуровке с образованием присосов воздуха в топку;
- колебания разрежения в топке вследствие изменения тяги дымовой трубы из-за погодных условий, состава и количества включенных в работу котлов;
- образование зазоров между поверхностью нагрева и обмуровкой, приводящих к паразитному перетоку части дымовых газов из топки в газоход (минуя поверхности нагрева);
- неисправность КИП; люфты шиберов и заслонок, ответственных за поддержание соотношения «газ-воздух»;
- незаметное повреждение (или нарушение положения) отдельных элементов горелочных устройств при ежегодных осмотрах и текущих ремонтах котлов;
- человеческий фактор.

Не имея возможности проводить мероприятия реконструктивного характера, с 2004 г. по настоящее время на этих объектах выполнен целый комплекс работ, повышающих надежность и экономичность сжигания топлива в котлах.

1. Выполнен капитальный ремонт 140 котлов, совмещенный с 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 80% 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. Организовано регулярное проведение РНИ всех 252 котлов с периодичностью 1 раз в 3 года.

3. Осуществляется тщательное обследование, дефектование, текущий ремонт котлов и газогорелочных устройств перед проведением РНИ.

4. Осуществляется химпромывка всех имеющихся котлов с периодичностью 1 раз в 3 года.

5. На всех 25 котельных внедрена система комплексной водоподготовки, с автоматическим дозированием в тепловую сеть реагента ОЭДФ-Zn, препятствующего коррозии и накипеобразованию.

6. Заменены коммерческие узлы учета природного газа.

7. Отремонтированы газоходы и дымовые трубы, а также механизмы регулировки разрежения и подачи воздуха (шиберы, заслонки).

8. Заменены контрольно-измерительные приборы, применяемые для регулировки соотношения «газ-воздух».

9. Ведется поэтапная замена устаревшей котловой автоматики безопасности на современную, с микропроцессорным блоком управления КСУ МАК.

10. Разработаны оптимальные режимы эксплуатации оборудования, дополнена и переработана эксплуатационная документация: технологические карты, стратегия загрузки котлов в зависимости от температуры наружного воздуха (приоритет включения в работу наиболее экономичных котлов).

За счет всех указанных мероприятий удалось повысить КПД выработки тепловой энергии на котельных с устаревшим типом оборудования на 5-7%.

Однако сделанного оказалось недостаточно, поскольку при периодических проверках качества сжигания топлива продолжали выявляться случаи отклонения параметров от оптимальных значений. Как раз в этот период к нам обратились разработчики фирмы «Аналитех» (г. Н.Новгород) - производителя газоанализаторов марки АГМ, с предложением изготовить для нас что-нибудь нестандартное.

Вопреки сложившемуся стереотипу, согласно которому стационарные газоанализаторы всегда считались весьма дорогостоящими и сложными в обслуживании приборами и, поэтому, устанавливались только на котлах средней и большой мощности, возникла идея попробовать разработать недорогой стационарный газоанализатор, пригодный к установке на наших маломощных котлах.

В основу разработки нового стационарного микропроцессорного газоанализатора АГМ-501 были положены следующие принципы:

- стоимость в 2-3 раза ниже по сравнению с переносными газоанализаторами (снижены требования по массогабаритным показателям, эргономике, устранены избыточные функции);
- измерение концентрации CO , O_2 и температуры дымовых газов с достаточной для задач технологического контроля точностью;
- необходимость сервисного обслуживания не чаще 1 раза в год (проверка контрольными смесями, замена фильтра);
- ресурс надежной работы прибора без замены сенсоров не менее 5 лет.

В короткие сроки такой прибор был разработан, изготовлен и в 2011 г. установлен на объекте для пробной эксплуатации (рис. 3). В дальнейшем в течение года производилась его доработка по предложениям эксплуатации. Для повышения ресурса эксплуатации режим работы прибора предусмотрен периодический (например, 1 замер в час). Для снижения стоимости добавлен блок коммутации газовой пробы, позволяющий одним прибором контролировать 2 котла. Газоанализатор оснащен архивом показаний на 2,7 тыс. значений, интерфейсом связи RS485 и аварийной сигнализацией при превышении заданного порога по содержанию CO в дымовых газах.

В результате получился вполне адекватный прибор, отвечающий потребностям эксплуатации. Монтаж и настройка прибора не представляют затруднений и вполне могут быть выполнены силами персонала эксплуатирующей организации.

Несложный расчет показывает, что при условии экономии всего лишь 1% топлива, срок окупаемости стационарного газоанализатора АГМ-501 составляет: при применении на котлах малой мощности (1 МВт) - около 2,5 лет (1 прибор на 2 котла), на котле мощностью 10 МВт - 6 месяцев!



Рис.3. Газоанализатор АГМ-501 на щите управления котла НР-18М-4.

С 2012 по 2015 гг. на объектах нашего предприятия установлены и успешно эксплуатируются 50 стационарных автоматических газоанализаторов АГМ-501, контролирующих 100 котлов.

В результате данного нововведения эксплуатационный персонал получил возможность (и вместе с тем - обязанность) устранять нарушение режима сжигания топлива собственными силами, а при отсутствии такой возможности - хотя бы отключать неисправный котел до прибытия квалифицированного инженера-наладчика.

В дальнейших наших планах – обеспечить сбор и передачу данных с газоанализаторов через систему диспетчеризации непосредственно на АРМ инженера по контролю режима горения топлива в котлах. Это резко повысит уровень ответственности оперативного персонала котельных (устранит человеческий фактор). Вместе с тем для инженера по КРГ исчезнет такая рутинная функция, как необходимость регулярных обходов котельных с переносным газоанализатором на плече.

К вопросу о целесообразности применения частотно-регулируемого привода (ЧРП) сетевых насосов в котельных

Сложилось мнение, что применение ЧРП для сетевых насосов в котельных, работающих по температурному графику качественного регулирования отпуска тепловой энергии, не целесообразно, поскольку сетевые насосы работают в постоянном режиме. Однако, это справедливо только для идеальных условий, когда гидравлический режим системы теплоснабжения является неизменным в течение всего отопительного сезона.

В реальности сетевые насосы в котельных обычно имеют запас от 10-30% по напору и производительности для обеспечения следующих нужд:

- возможности работы системы теплоснабжения при нарушении регулировки сети (при удалении сужающих устройств потребителями тепла);
- возможности подключения новых потребителей без реконструкции насосного оборудования;
- преодоления повышенного гидравлического сопротивления теплообменников отопления при их загрязнении в процессе эксплуатации (для котельных с двухконтурной схемой).

Следовательно, на котельных имеется значительный потенциал экономии электроэнергии при транспортировке теплоносителя. Излишне напоминать, что возможность реализации данного потенциала на 100% зависит от успеха в решении задачи наладки гидравлического режима тепловых сетей.

Как уже упоминалось выше, в процессе существования и развития нашего предприятия гидравлический режим тепловых сетей непрерывно изменялся в направлении сокращения: циркуляционных расходов теплоносителя (вследствие наладки), располагаемых напоров на источниках и у потребителей (вследствие оптимизации диаметров трубопроводов при реконструкции и ежегодных ремонтах сетей), утечек теплоносителя. В связи с этим постоянно приходилось решать задачу адаптации характеристик сетевых насосов к изменявшемуся год от года гидравлическому режиму сетей, причем на различных объектах – по-разному.

На нашем предприятии в г. Дзержинске имеется два эксплуатационных района: Западный ТСР - 24 котельные с устаревшим оборудованием с одноконтурной гидравлической схемой, Восточный ТСР – 19 современных котельных с двухконтурной гидравлической схемой. На котельных Западного ТСР данная задача решалась в течение многих лет: сначала путем замены старых насосов (6НДВ, 8НДВ и др.) значительно завышенной мощности на современные, затем, по мере наладки и стабилизации гидравлического режима сетей, путем обрезки рабочих колес насосов для корректировки их напорных характеристик. За счет указанных мероприятий годовой расход электроэнергии по этим объектам сократился на 2 млн. кВт*часов.

На котельных Восточного ТСР, прошедших полную реконструкцию в 2001 году, расчетный гидравлический режим изменялся мало, фактический – в соответствии с общим трендом, описанным выше. Установленные сетевые насосы изначально имели 30% запас по напору и 20% по производительности, что

позволяло преодолеть имевшиеся нарушения в гидравлике, и, что самое важное, обеспечить прокачку сетевой воды через сильно и регулярно загрязнявшиеся пластинчатые теплообменники (проблема подробно описана в работе [5]). Таким образом, в течение первых лет эксплуатации данные запасы являлись оправданными. Однако, после снижения интенсивности загрязнения теплообменников и получения первых уверенных результатов применения балансировочных клапанов при наладке тепловых сетей (2010г) стало ясно, что имеется возможность срезать напор сетевых насосов на этих котельных приблизительно на 8-12 м в.ст.

Как это сделать? Проблема загрязнения теплообменников полностью не исчезла, следовательно, обтачивать рабочие колеса на большинстве котельных не представлялось возможным. Годовой цикл химпромывок среднестатистического отопительного теплообменника: первая промывка в ноябре-декабре, второй раз либо вообще не моем, либо моем в марте-апреле. В промежутке между химпромысками гидравлическое сопротивление теплообменника плавно увеличивается приблизительно от 6 до 18 м.в.ст., при среднегодовом значении 10-12 м в.ст. При таких условиях единственный способ - установить частотный преобразователь на электродвигатель сетевого насоса.

Электрические схемы установки и привязки частотного преобразователя могут быть разные, в зависимости от кол-ва насосов в работе/в резерве и финансовых возможностей организации. Для обеспечения АВР и равномерного расходования ресурса насосов в группе могут быть применены шкафы управления, включающие один или два ЧРП с силовой коммутационной аппаратурой и контроллером. Однако, как показывает анализ рынка, данные шкафы намного (в 2-3) раза превышают стоимость одного ЧРП.

Таблица 1. Расчет экономии электроэнергии при применении ЧРП на сетевых насосах в котельных

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	Котельная №				
			48	87	29	15	42
1	Марка сетевых насосов		АЦМЛ-1155/240-55	TP100-960/2	NB80-200/190	1Д315-50а	1Д315-50
2	Мощность ЧРП	кВт	55	75	30	55	75
3	Расчетный расход воды в т/сети	м3/ч	450	550	250	235	280
4	Количество сетевых насосов в работе/в резерве	шт.	2/1	2/1	2/1	1/1	1/1
6	Напор, развиваемый каждым сетевым насосом в рабочей точке	м	52	68	47,6	47	52
7	Расчетный перепад давления в т/сети	м	26	39	22	22	24
8	Гидравлическая потеря напора в котельной (кроме теплообменников)	м	6	6	6	6	6
9	Гидравлическая потеря напора в теплообменниках (средняя за ОС)	м	11	10	10	10	10
10	Избыточный напор насоса	м	9	13	9,6	9	12
11	Гидравлический КПД насоса		0,67	0,753	0,714	0,73	0,77
12	Полный КПД насоса в рабочей точке		0,616	0,717	0,657	0,672	0,708
13	Мощность (P1), потребляемая сетевыми насосами из электросети без ЧРП	кВт	102,1	140,3	48,7	44,2	55,3
14	Продолжительность ОС	час	5 064	5 064	5 064	5 064	5 064
15	Экономия электроэнергии от применения ЧРП сетевых насосов	кВт	17,7	26,8	9,8	8,5	12,8
		кВт*ч/год	89 524	135 874	49 773	42 909	64 626
16	Стоимость электроэнергии (2016г)	руб/кВт*ч	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59
17	Экономия затрат на покупку электроэнергии	тыс. руб/год	500,4	759,5	278,2	239,9	361,3

Проанализировав наши возможности, мы пришли к решению об установке ЧРП по следующей схеме. Устанавливается только один ЧРП на один из насосов, с возможностью ручного переключения питания от ЧРП на второй (или третий) насос. При 2-х рабочих насосах один из них работает в базовом режиме без ЧРП, второй с ЧРП – в режиме регулирования. ЧРП автоматически поддерживает заданный перепад давления в теплосети. Таким образом, при чистом состоянии теплообменников частота вращения вала регулируемого насоса минимальная (максимальная экономия электроэнергии), при загрязненном – максимальная (минимальная экономия электроэнергии).

В случае аварии рабочего насоса с ЧРП схема АВР (существующая) включает в работу резервный насос без ЧРП, автоматическое регулирование перепада давления временно не производится (до прихода на объект электротехнического персонала). Переключение для равномерного расходования ресурса производится 1 раз в год в летний период. Электрическая схема для реализации возможности ручного переключения ЧРП может быть разной, начиная от самой примитивной – переброской кабеля, имеющего

запас по длине, с одного электродвигателя на другой (реализовано и успешно работает на котельной №48 г.Дзержинска).

В таблице 1 представлен расчет экономического эффекта от применения ЧРП сетевых насосов на некоторых наших котельных. Нетрудно видеть, что эффект получился весьма значительный. Срок окупаемости мероприятия от 1 до 3 лет.

Как обеспечить точность и бесперебойность дозирования комплексона?

По ряду причин, изложенных в статье [6], на нашем предприятии отдано предпочтение технологии комплексонатной обработки сетевой воды систем теплоснабжения реагентом ОЭДФ-Zn. Обработка осуществляется с целью защиты трубопроводов тепловых сетей от внутренней коррозии, котлов и пластинчатых теплообменников - от накипи. Особенностью обрабатываемых систем является то, что все они заполнены и подпитываются водопроводной недеаэрированной водой с жесткостью 4-6 мг-экв/кг в г.Дзержинск и 15-20 мг-экв/кг в г.Сергач.

За счет применения технологии комплексонной обработки сетевой воды скорость равномерной внутренней коррозии тепловых сетей снижена в 5-7 раз (не более 0,05 мм/год). В г.Сергач удалось достичь практически безнакипного режима эксплуатации пластинчатых теплообменников отопления при высокой жесткости сетевой воды (15-20 мг-экв/кг).

Обработка сетевой воды комплексоном была начата в 2002 году на 18 котельных Восточного ТСР г.Дзержинска и 8 котельных г.Сергача. С этого момента технология обработки постоянно развивалась и совершенствовалась:

- 2003-2004гг - создана и оснащена химлаборатория, налажено более-менее стабильное дозирование с определением фактической концентрации реагента в сетевой воде;
- 2004-2006гг – выполнены работы по подбору наиболее эффективных реагентов и экспериментальному обоснованию оптимальной концентрации реагента;
- 2005-2008гг – произведена замена установок дозирования первого поколения на современные (мембранные насосы-дозаторы фирм «Seko» и «Etatron» с микропроцессорным управлением);
- 2008г - количество установок дозирования и обрабатываемых объектов увеличилось до 51 шт.
- 2011-2015гг – изменение алгоритмов дозирования (дозирование с учетом фактора адсорбции) и внедрение нового поколения установок дозирования - СИДР-12д (см. ниже).

Если говорить о конечной цели любой водоподготовки – обеспечить наилучшую защиту оборудования и трубопроводов от повреждения, то, в отношении коррекционной и стабилизационной обработки, ее достижение зависит от успешного решения двух совершенно разных задач:

- 1) определить оптимальную концентрацию реагента для каждой отдельно взятой системы;
- 2) обеспечить точное поддержание заданной оптимальной концентрации реагента во всех отдельных системах теплоснабжения в автоматическом режиме в течение всего отопительного периода.

Точное и безупречное решение первой задачи представляет собой значительный интерес и сложность, однако вряд ли относится к сфере деятельности эксплуатационной организации, которой мы являемся. Поэтому, достигнув определенных успехов в ее решении и определив для себя (на основе коррозионных испытаний) диапазон оптимальных концентраций реагента ОЭДФ-Zn в обратной сетевой воде (3-5 г/м³ – г.Дзержинск, 5-6 г/м³ – г.Сергач), после 2010г мы не пошли дальше, а сосредоточили свои усилия на решении второй задачи, которая, несмотря на кажущуюся простоту, таковой совсем не является.

Особенности эксплуатации установок дозирования. Организация процесса дозирования не такое простое дело, каким кажется на первый взгляд. Среди эксплуатационников бытует мнение, что нужно только купить установку, нанять организацию для пуско-наладочных работ и всё пойдёт как по маслу, но, как показывает практика, организация ВХР с применением установок дозирования комплексона процесс довольно трудоёмкий и имеет ряд особенностей.

В настоящее время известны различные методы и приспособления для осуществления дозирования: насосы-дозаторы с аналоговым или микропроцессорным управлением, установки с эжектором, с шайбовым дозатором [7]. Но всё же на большинстве предприятий, эксплуатирующих установки стабилизационной и коррекционной обработки воды, применяется классическая схема дозирования пропорционально расходу подпиточной воды (дозирование ведётся по сигналу импульсного расходомера, установленного на подпиточном трубопроводе). В данной схеме для организации дозирования применяется стандартный набор оборудования, как правило, это: ёмкость для приготовления раствора реагента рабочей концентрации, насос-дозатор с обвязкой и возможностью регулировки производительности и импульсный расходомер, установленный на подпиточном трубопроводе. На нашем предприятии до 2011 года, из-за отсутствия какой-либо альтернативы, тоже применялась данная схема, но при ее использовании возникает ряд проблем, которые оказывают негативное влияние на качество и точность дозирования и водно-химический режим в целом:

1. Для поддержания заданной концентрации реагента в сетевой воде (например, 5 г/м³) необходимо дозировать значительно большее количество реагента, чем требуется для первоначальной обработки всей воды в системе (при начальной концентрации реагента 0 г/м³) и последующей обработки подпиточной воды пропорционально ее расходу. Это связано с **фактором адсорбции реагента** в системе (осаждение на продуктах коррозии, образование защитных плёнок на внутренней поверхности трубопроводов и отопительных приборов и т.д.). При эксплуатации собственных установок мы выяснили, что толь-

ко 10-20 % всего отдозированного реагента расходуется на поднятие концентрации в системе и обработку подпиточной воды, остальные же 80-90% расходуются на поддержание концентрации. В таблице 1 представлены фактические данные о расходе реагента ОЭДФ-Zn за несколько отопительных сезонов. (Вопрос редакции: Хотелось бы услышать комментарий ученых и специалистов по поводу вышеприведенного факта?)

2. Из-за фактора адсорбции, для поддержания заданной концентрации приходится дозировать намного больше реагента. Возникает вопрос: как это сделать? Существует два способа. Первый: на пульте управления насоса-дозатора увеличиваем дозу, например до 25 грамм реагента на 1 м³ подпиточной воды, ждем несколько дней, делаем анализ, корректируем дозу и т.д. Второй: производим периодические принудительные закачки в ручном режиме. Оба способа плохи - требуют больших трудозатрат и увеличенного объема химконтроля. При этом первый применим только при стабильной величине подпитки.

3. При отсутствии или минимальной величине подпитки тепловой сети возникают следующие проблемы: концентрация реагента в системе постепенно снижается (из-за фактора адсорбции); если «точка дозирования» врезана в подпиточный трубопровод, в нем создается застойная зона.

4. В процессе эксплуатации периодически происходит выход из строя установок дозирования, шлакование насоса-дозатора и шлангов осадками, выпадающими из раствора реагента, забиваются шаровые краны и штуцера в точке подключения насоса-дозатора к сети (бывали случаи, когда полностью забивались подпиточные трубопроводы малого диаметра).

Таблица 2. Фактический расход реагента ОЭДФ-Zn в закрытых системах теплоснабжения г.Сергач и г.Дзержинск (ВТСР – Восточный ТСР; ЗТСР – Западный ТСР)

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	ОС 2013-2014			ОС 2014-2015		
			Сергач	ВТСР	ЗТСР	Сергач	ВТСР	ЗТСР
1	Количество котельных	шт.	6	19	24	6	19	24
2	Загрузка реагента за ОС	кг	359,1	2403,8	2127	397,2	2879	1412,3
3	Средняя концентрация реагента за ОС	г/м ³	4,6	3,79	4,93	4,89	4,41	4,32
4	Средняя концентрация реагента в начале ОС (остаточная с предыдущего ОС)	г/м ³	3,43	1,40	1,41	0,64	1,20	1,73
5	Средняя концентрация реагента в сети в конце ОС	г/м ³	5,41	5,40	7,10	5,80	5,44	4,90
5	Объем системы теплоснабжения	м ³	1298,6	4852,6	4963,1	1298,6	4852,6	4963,1
6	Объем подпитки	тыс. м ³	10,8	82,4	62,3	7,4	81,4	52,7
7	Расход реагента с утечкой	кг	49,7	312,3	307,1	36,0	369,1	212,1
8	Расход реагента на увеличение концентрации в системе	кг	2,57	19,4	28,2	6,7	20,5	15,73
9	Расход реагента на адсорбцию в системе	кг	306,8	2072,1	1791,7	354,5	2489,4	1184,4
		%	85	86	84	89	86	84

5. Возникает ряд проблем, связанных с точностью и своевременностью дозирования на котельных без обслуживающего персонала, т.к. невозможно отследить, как работает установка в данный момент и работает ли вообще. Отсутствует возможность оперативного регулирования параметров дозирования. Для того, чтобы изменить режим дозирования необходимо выехать на место, что при большом количестве и значительной удалённости котельных вызывает серьёзные затруднения.

6. В паспорте на любой насос-дозатор производитель приводит его характеристики, в частности производительность при определённом противодавлении (давление в сети), однако в процессе эксплуатации установок дозирования они довольно часто засоряются, особенно в месте ввода реагента в сеть, изнашивается мембрана насоса-дозатора, засоряется головка. Следовательно, производительность насоса уменьшается, дозирование нарушается, а зачастую и совсем не ведётся.

7. В котельных без обслуживающего персонала при отсутствии постоянного химико-аналитического контроля проблемы с установками выявляются с большим опозданием - при периодическом осмотре и отборе проб на анализ (у нас это производится 1 раз в 2 недели). Вследствие чего концентрация реагента в сети может изменяться непредсказуемым образом.

Для строгого соблюдения ВХР и всех параметров дозирования все эти проблемы необходимо было решать.

На первом этапе в 2011г при помощи определенных ухищрений нами было внесено дополнение в алгоритм работы насосов-дозаторов. Вводилось понятие «Х – доза» - доза реагента, принудительно вводимая в теплосеть через определённый промежуток времени в дополнение к дозе, пропорциональной расходу подпиточной воды («Х – доза» рассчитывалась экспериментально на основании имевшегося опыта, она выражалась в количестве секунд работы насоса-дозатора в час, в зависимости от его фактической производительности). Также были выполнены работы по переврезке узлов ввода реагента непосредственно в обратный трубопровод тепловой сети.

Предполагалось, что таким путем мы со временем экспериментально подберем индивидуальную «Х – дозу» для каждой котельной, что позволит добиться автоматического поддержания концентрации независимо от расхода подпитки и других факторов. Данное новшество позволило существенно улучшить дозирование, сократило влияние человеческого фактора на процесс. Однако, по-прежнему, для осуществления всех регулировочных операций необходимо было выезжать на объект, что при большом их коли-

честве было весьма затруднительно. Также остались не решёнными вопросы об оперативной оценке работоспособности и обеспечении постоянства производительности насосов-дозаторов, о контроле уровня реагента в расходной ёмкости. В результате скорость нашей реакции (результативного регулирующего воздействия) на отклонение концентрации реагента в отдельно взятой котельной могла составлять от 2 недель до месяца, что на наш взгляд не приемлемо.

Система дозирования реагента «СИДР-12д». На втором этапе, для решения всех вышеописанных проблем, на нашем предприятии с применением современных технологий автоматизации и диспетчеризации была разработана и внедрена более совершенная и точная система интеллектуального дозирования реагента «СИДР-12д». В 2014 г. система была смонтирована и опробована в действии на 6-ти модульных котельных г.Сергач в течение всего отопительного сезона. Система доказала свою работоспособность и актуальность. О качестве дозирования лучше всего свидетельствует стабильность поддержания концентрации (рис. 4). Принципиальная схема установки представлена на рис.5.

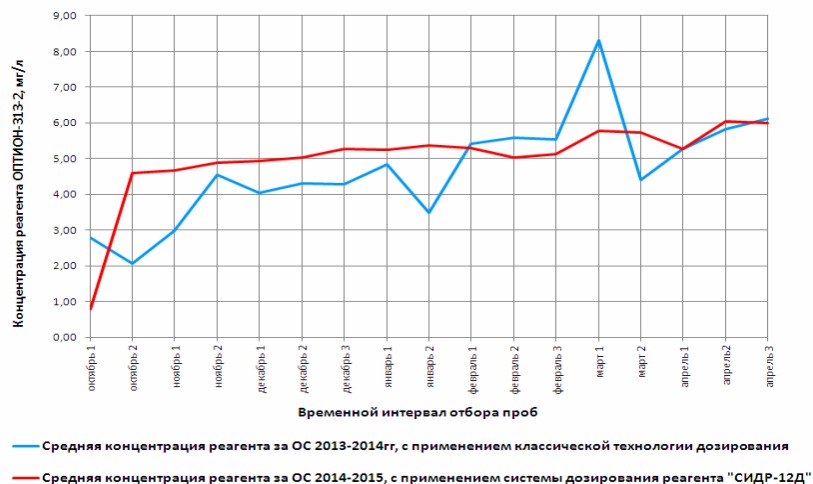


Рис. 4. Сравнительный график изменения концентрации реагента ОПТИОН 313-2 в течение отопительного сезона 2014-2015гг на котельных г.Сергач (усреднено по 6 котельным).

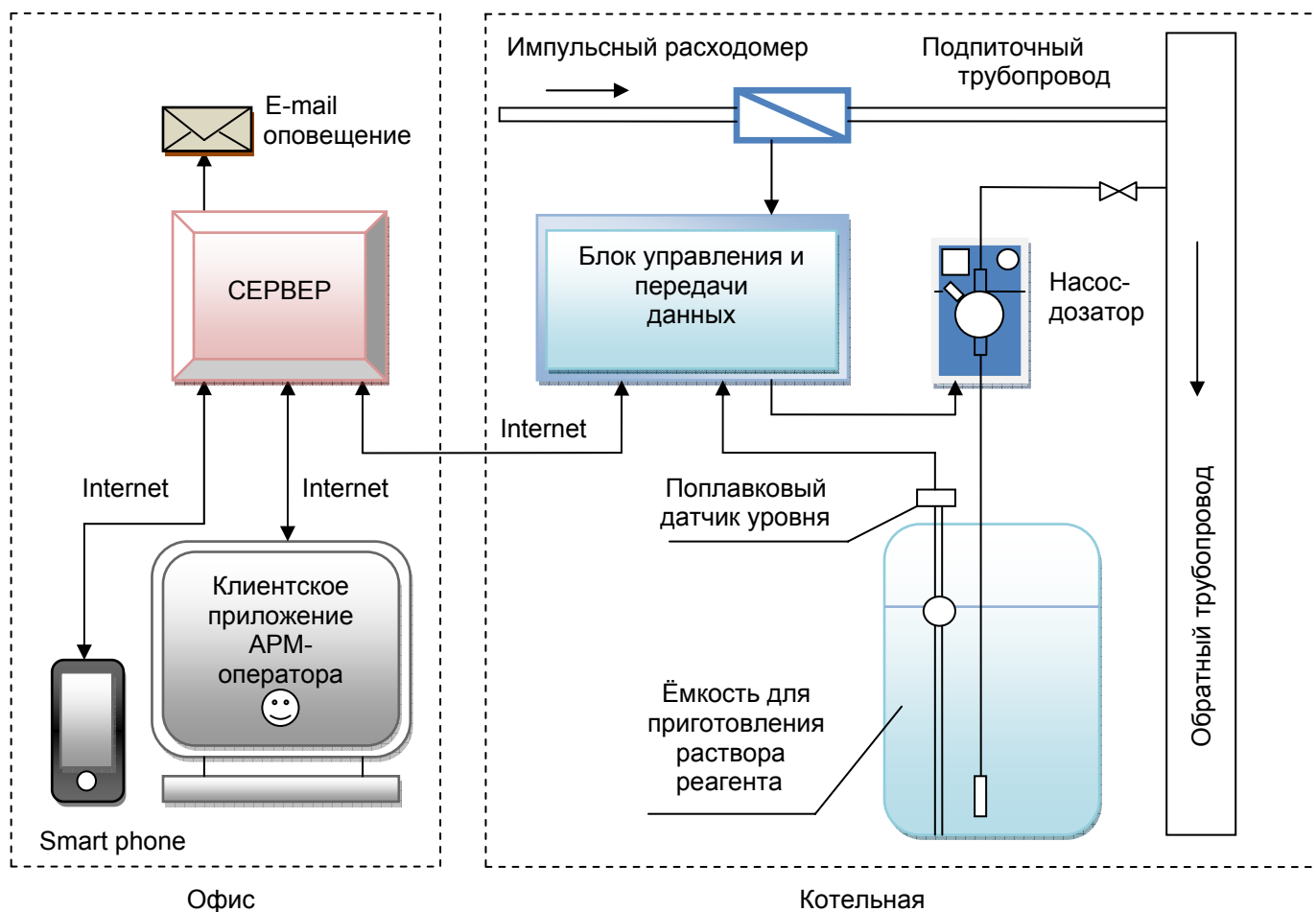


Рис. 5. Принципиальная схема системы дозирования реагента «СИДР-12д». Система дозирования реагента «СИДР-12д» включает в себя:

- программное обеспечение, расположенное на головном сервере;
- блок управления и передачи данных «СИДР-12»;
- насос-дозатор с аналоговым управлением;
- ёмкость для приготовления рабочего раствора реагента;
- поплавковый датчик уровня реагента в ёмкости;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора;
- импульсный расходомер.

Основной принцип работы системы заключается в непрерывном сравнении фактического расхода реагента из ёмкости с плановым значением, заданным оператором. Программное обеспечение непрерывно производит анализ работы системы, выявляет неисправности и выдаёт аварийные сигналы. Данная система позволяет вести дозирование реагента «по уровню» с передачей данных на головной сервер для обработки и корректировки рабочих параметров непосредственно с клиентского приложения АРМ-оператора (персональный компьютер).

Система дозирования реагента «СИДР-12д» выполняет следующие функции:

1. Отображение фактического уровня реагента в расходной ёмкости (следует отметить, что точность фиксации уровня зависит от марки и возможностей датчика уровня);
2. Сигнализация и предупреждение о достижении аварийного уровня (минимальный уровень реагента задаётся оператором);
3. Определение фактической производительности насоса-дозатора;
4. Непрерывный анализ соответствия фактического расхода реагента заданному;
5. Компенсация не отдозированного количества реагента на основе анализа;
6. Возможность принудительной закачки необходимого количества реагента;
7. Фиксация и отображение расхода подпиточной воды;
8. Сигнализация и предупреждение о возникших неисправностях в работе установки;
9. Возможность принудительной прокачки насоса-дозатора во избежание завоздушивания;
10. Возможность регулировки производительности насоса-дозатора;
11. Возможность передачи данных о работе установки и аварийных сигналов на мобильное устройство (smart phone) и e-mail.

Ключевыми параметрами в работе системы дозирования реагента «СИДР-12д» являются:

$Q_{\text{адс}}$ – доза реагента, необходимая для компенсации адсорбции реагента в системе, л/час;

K – заданная концентрация реагента в сетевой воде; г/м³

T – контрольный временной интервал, дни (часы)

ΔQ – допустимый интервал отклонения фактического расхода реагента от заданного, л

V_{MIN} – минимальный аварийный уровень реагента в ёмкости, л

G_6 – расход подпиточной воды, м³/сут.

Пуск установки осуществляется непосредственно с АРМ оператора. На начальном этапе определяется фактическая производительность насоса-дозатора. После этого система производит анализ работы установки на заданном интервале времени с учётом $Q_{\text{адс}}$ (задается оператором) и измеренного расхода подпиточной воды. Оператор устанавливает допустимый интервал отклонения фактического расхода реагента, в случае выхода за пределы которого установка самостоятельно осуществляет корректировку режима дозирования с целью компенсации возникших отклонений от плановых значений. А в случае невозможности такой компенсации (например, при снижении производительности насоса-дозатора ниже определенного критического уровня) – с последующей индикацией о неисправности.

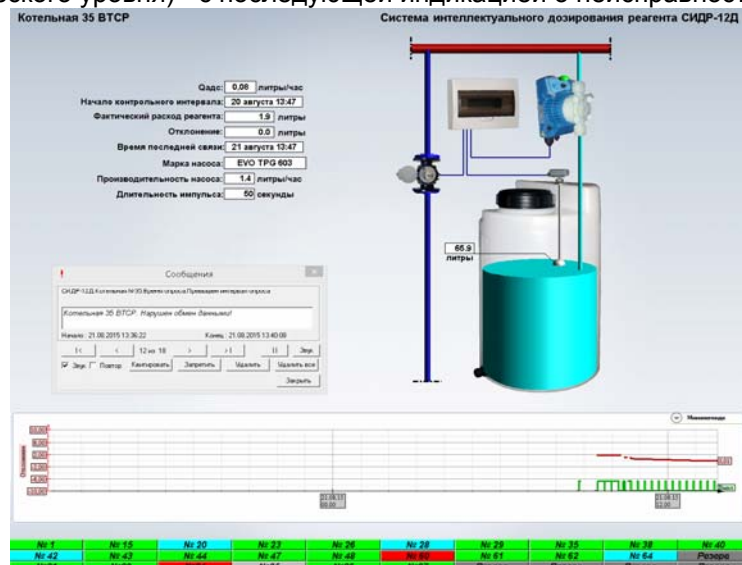


Рис. 6. Мнемосхема процесса, расположенная на клиентском приложении АРМ-диспетчера.

Подводя итоги вышеизложенному, можно сделать следующие выводы.

1. Точное и бесперебойное дозирование реагента в котельных без постоянного обслуживающего персонала можно осуществить только с применением автоматизированных установок, способных производить анализ соответствия фактического расхода реагента заданному плановому значению.

2. Рассмотренная система «СИДР-12д» способна обеспечить контроль всех параметров дозирования, значительно упрощает эксплуатацию, позволяет своевременно устранять неполадки и существенно снизить влияние человеческого фактора.

3. Система дозирования реагента «СИДР-12д» способна осуществлять контроль и управление дозированием на значительных расстояниях через сеть Интернет или с использованием других каналов связи.

4. Внедрение данной технологии позволяет поддерживать заданные концентрации реагента, позволяет экономить время, затраты, связанные с перерасходом реагента и техническим обслуживанием.

5. Осуществление дозирования непосредственно в тепловую сеть (прямой или обратный трубопровод) позволяет исключить снижение концентрации реагента при отсутствии подпитки.

В заключение хотелось бы добавить, что осенью 2015 г. на нашем предприятии будет осуществлен пуск в эксплуатацию ещё 19-ти установок «СИДР-12д», в которых будут учтены все мелкие недостатки и установка приобретёт уже окончательный вид. Все это необходимо для решения следующей задачи в организации ВХР – экспериментального подбора настроечных параметров ($Q_{адс}$ и других) для каждой котельной. И только после того, как мы научимся в автоматическом режиме точно поддерживать заданную концентрацию реагента в каждой отдельно взятой системе теплоснабжения, мы сможем приступить к решению главной задачи - об определении оптимальной концентрации реагента для максимальной защиты оборудования в реальной, а не лабораторной, системе теплоснабжения.

Список литературы:

1. Жаднов О.В. «Опыт реконструкции и эксплуатации систем теплоснабжения ООО «Нижегородтеплогаз» // «Новости теплоснабжения», 2010 г., № 12.
2. Жаднов О.В. «Проект модернизации муниципальных котельных и систем теплоснабжения от них в г.Дзержинск Нижегородской области в 2001-2002 годах» // «Новости теплоснабжения», 2014 г., № 5.
3. Сапрыкин И.М. «Метод контроля качества наладки в системах теплоснабжения» // «Новости теплоснабжения», 2004 г., № 1.
4. Сапрыкин И.М. «О режимах и наладке систем отопления» // «Новости теплоснабжения», 2008 г., № 1.
5. Жаднов О.В. «Пластинчатые теплообменники – дело тонкое» // «Новости теплоснабжения», 2005 г., № 3.
6. Жаднов О.В. «Опыт оптимальной организации водно-химического режима отопительных котельных малой и средней мощности» // «Новости теплоснабжения», 2007 г., № 5, 6.
7. Балабан-Ирменин Ю.В., Рудакова Г.Я., Маркович Л.М. «Применение антинакипинов в энергетике низких параметров» - М.: Издательство «Новости теплоснабжения», 2011. – 208 с.