**Содержание**

Введение

1. Исходные данные
2. Гидравлический расчет тепломагистрали №2
3. Анализ результатов расчетов
4. Разработка мероприятий по снижению потерь давления в тепломагистрали №2

5. Расчет экономической эффективности

Заключение

Список использованных источников

**Введение**

Тепловые сети, являясь составной частью системы централизованного теплоснабжения современных городов, представляют собой сложные инженерные сооружения, предназначенные для транспортировки тепловой энергии от источников тепла к потребителям. Общая протяженность теплосетей в Российской Федерации составляет более 257000 км. Срок эксплуатации источников тепла и объектов, к которым оно подается, составляет 50-100 лет. Поэтому и теплосети, являющиеся связующим звеном между ними, должны надежно работать в течение этого же периода времени (за исключением случаев его морального старения, например, при необходимости увеличения его пропускной способности).

Основными элементами систем централизованного теплоснабжения являются тепловые сети надземной и подземной (бесканальной и канальной) прокладки. Более 85% общей протяженности составляют теплосети подземной прокладки в непроходных и проходных каналах.

Различают магистральные и распределительные тепловые сети; потребители подсоединяются к распределительным тепловым сетям через ответвления. По способу прокладки тепловые сети подразделяют на подземные и надземные (воздушные). В городах и посёлках наиболее распространены подземная прокладка труб в каналах и коллекторах (совместно с другими коммуникациями) и так называемая бесканальная прокладка — непосредственно в грунте. Надземная прокладка (на эстакадах или специальных опорах) обычно осуществляется на территориях промышленных предприятий и вне черты города. Для сооружения тепловых сетей применяют главным образом стальные трубы диаметром от 50 мм (подводка к отдельным зданиям) до 1400 мм (магистральные тепловые сети).

Целью данной выпускной контрольной работы является анализ гидравлического режима работы тепловых сетей поселка Инской на примере тепломагистрали №2. Для решения поставленной задачи необходимо:

* составить расчетную схему теплосети;
* определить наличие и характер местных гидравлических сопротивлений;
* произвести инструментальные измерения параметров теплоносителя в контрольных точках;
* произвести проверочный гидравлический расчет теплосети;
* провести сравнительный анализ результатов расчета и результатов измерений;
* по результатам анализа разработать комплекс мероприятий по решению обнаруженных проблем (при их обнаружении).

**1. Исходные данные**



Рисунок 1.1. Схема тепловой сети.

Источник: - расход прямой сетевой воды Gпр = 628,9 т/ч,

(БелГРЭС) - давление прямой сетевой воды Рпр = 0,69 МПа,

- температура прямой сетевой воды tпр = 130оС,

- расход обратной сетевой воды Gобр = 459,0 т/ч,

- давление обратной сетевой воды Робр = 0,23 МПа,

- температура обратной сетевой воды tобр = 69оС,

Потребитель №1 - расход прямой сетевой воды Gпр1 = 93,0 т/ч,

(Теплица) - расход обратной сетевой воды Gобр1 = 91,2 т/ч,

Потребитель №2 - расход прямой сетевой воды Gпр2 = 14,6 т/ч,

(Проф-рий БПК) - расход обратной сетевой воды Gобр2 = 10,2 т/ч,

Потребитель №3 - расход прямой сетевой воды Gпр3 = 521,3 т/ч,

(ПНС-23) - давление прямой сетевой воды Рпр3 = 0,49 МПа,

- расход обратной сетевой воды Gобр3 = 363,4 т/ч,

- давление обратной сетевой воды Робр3 = 0,32 МПа,

Трубопроводы - прямой сетевой воды 377×9 сталь 20,

- обратной сетевой воды 325×8 сталь 20.

Характеристика участков трубопроводов:

0-1 - длина трубопровода с учетом компенсаторов l1 = 470 м,

- 4 П-образных компенсатора,

- 1 задвижка,

- 2 поворота на 90о.

1-2 - длина трубопровода с учетом компенсаторов l2 = 103 м,

- 1 П-образный компенсатор,

- 1 тройник с разветвлением потока.

2-3 - длина трубопровода с учетом компенсаторов l3 = 726 м,

- 6 П-образных компенсаторов,

- 1 задвижка,

- 1 тройник с разветвлением потока.

Высота над уровнем моря: - точка 0 195 м,

- точка 1 191 м,

- точка 2 191 м,

- точка 3 207 м.

Длины участков трубопроводов теплосети, характеристики местных сопротивлений и геодезические высоты контрольных точек трубопровода взяты по плану тепломагистрали №2 тепловых сетей поселка Инской. Характеристики труб тепломагистрали взяты по ее эксплуатационному паспорту. Параметры теплоносителя на источнике теплоснабжения (Беловской ГРЭС) взяты по показаниям установленного на тепломагистрали №2 теплосчетчика ТСРВ «ВЗЛЕТ». Расходы теплоносителя на участках трубопроводов и на ответвлениях потребителей измерены при помощи расходомера-счётчика «ВЗЛЕТ ПР». Величины давлений теплоносителя у потребителя №3 ( на входе в подмешивающую насосную станцию ПНС-23) взяты по показаниям манометров, установленных на ПНС-23.



Рисунок 1.2. План тепломагистрали № 2.

**2. Гидравлический расчет тепломагистрали №2**

Гидравлический расчет – один из важнейших разделов проектирования и эксплуатации тепловой сети. Задачами гидравлического расчета в данной работе являются:

1. Определение падения давления (напора);
2. Определение давлений (напоров) в различных точках сети.

Исходной зависимостью для определения удельного линейного падения давления в трубопроводе является уравнение Дарси

,[Па/м]

где *λ* – коэффициент гидравлического трения,

*ω* – скорость среды, [м/с],

*ρ* – плотность среды, [кг/м3],

*d* – внутренний диаметр трубопровода, [м],

*G* – массовый расход, [кг/с].

Коэффициент гидравлического трения *λ* зависит от состояния стенки трубы (гладкая или шероховатая) и режима движения жидкости (ламинарное или турбулентное).

Согласно рекомендациям [1], определение области движения теплоносителя, в которой работает трубопровод, следует производить только при расчете участков с малой нагрузкой (абонентские ответвления с малым расходом теплоносителя). При расчете магистральных линий (которые и рассматриваются в данной работе) и основных ответвлений проверку расчетной области можно не выполнять, считая, что эти сети работают в квадратичной области.

При работе трубопровода в квадратичной области:

- линейное удельное падение давления определяется по формуле из [1-5.15]

, [Па/м] (1)

где  - коэффициент, зависящий от абсолютной эквивалентной шероховатости внутренней стенки трубопровода, [м3,25кг],

*G* – массовый расход теплоносителя, [кг/с],

*d -*внутренний диаметр трубопровода, [м].

- эквивалентная длина местных сопротивлений определяется по формуле из [1-5.20]

, [м] (2)

где *Al -*коэффициент, зависящий от абсолютной эквивалентной шероховатости внутренней стенки трубопровода, [м -0,25],

*ξ*– величина, зависящая от характера сопротивления,

- суммарное падение давления в трубопроводе определяется по формуле из [1-5.25]

, [Па] (3)

где *l* – длина участка трубопровода, [м].

- суммарная потеря напора на участке трубопровода определяется по формуле из [1-5.4]

, [м] (4)

где *γ* *= ρ ·g* – удельный вес жидкости, [Н/м],

*ρ* – плотность жидкости, [кг/м3],

*g* – ускорение свободного падения, [м/с2].

На основе имеющихся материалов испытаний тепловых сетей и водопроводов в СНиП 2.04.07-86 для гидравлического расчета принимаю значение абсолютной эквивалентной шероховатости равное kэ= 0,5 ·10 -3 . При этом значении абсолютной эквивалентной шероховатости по [1] табл.5.1 принимаю:

= 13,62·10 -6 м3,25кг,

 = 60,7 м -0,25

Величины местных сопротивлений выбираю по [1] приложение 10, [2] приложение 8, [3], [4] приложения 4.5 ÷ 4.25 в зависимости от вида местного сопротивления.

Величины плотностей воды принимаю по [1] приложение 9.

Результаты расчета всех участков проведенные по формулам 1 - 4 сведены в таблицы 1 и 2.

Таблица 2.1. Результаты расчета потерь давления (напора) в прямом сетевом трубопроводе.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Номер участка** | **d** | **G** | **RЛ** | **Σ ξ** | **lЭ** | **δР** | **δН** |
| м | кг/с | Па/м | о.е. | м | Па | м |
| **0 - 1** | 0,359 | 174,7 | 90,06 | 12,2 | 205,8 | 60863 | 6,6 |
| **1 - 2** | 0,359 | 148,9 | 65,4 | 3,8 | 83 | 12164 | 1,3 |
| **2 - 3** | 0,359 | 144,8 | 61,9 | 17,8 | 300,2 | 63522 | 6,9 |

Таблица 2.2. Результаты расчета потерь давления (напора) в обратном сетевом трубопроводе.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Номер участка** | **d** | **G** | **RЛ** | **Σ ξ** | **lЭ** | **δР** | **δН** |
| м | кг/с | Па/м | о.е. | м | Па | м |
| **0 - 1** | 0,309 | 127,5 | 105,4 | 12,2 | 170,6 | 67519 | 7,0 |
| **1 - 2** | 0,309 | 102,2 | 67,7 | 4,0 | 55,9 | 10758 | 1,1 |
| **2 - 3** | 0,309 | 100,9 | 66,0 | 18,0 | 251,7 | 64529 | 6,7 |

Произвожу расчет давлений (напоров) в контрольных точках трубопроводов используя уравнение Бернулли для установившегося движения по трубопроводу несжимаемой жидкости.

 (5)

При гидравлическом расчете тепловых сетей, как правило, не учитывают отношение *w2/2g*, представляющее собой скоростной напор потока в трубопроводе, так как он составляет собой сравнительно небольшую долю полного напора и изменяется по длине сети незначительно. Поэтому расчет производится по формуле

 (6)

где *Нп*– полный напор, [м],

*Z* – высота расположения оси трубопровода над плоскостью отсчета,[м]

*Н* – пьезометрический напор, [м],

*Р* - давление в трубопроводе, [Па].

Подставляя полученное выражение в уравнение Бернулли получаем уравнение зависимости давлений (напоров) в различных точках трубопроводов.

 (7)

Результаты расчетов, произведенных по формулам 6 и 7, с учетом результатов расчетов потерь давления (напора) из таблиц 1 и 2, сведены в таблицу 3.

Таблица 2.3. Результаты расчетов давлений (напоров) в различных точках трубопроводов.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Номер точки** | **Z** | **P** | | **Hп** | |
| м | МПа | | м | |
| Прям. | Обр. | Прям. | Обр. |
| **0** | 0 | 0,690 | 0,230 | 71,3 | 23,9 |
| **1** | - 4 | 0,636 | 0,336 | 64,7 | 30,9 |
| **2** | - 4 | 0,624 | 0,347 | 63,4 | 32 |
| **3** | 12 | 0,513 | 0,296 | 56,5 | 38,7 |

По результатам расчетов, на рисунке 2.1, построен пьезометрический график тепломагистрали №2 тепловых сетей поселка Инской.



**3. Анализ результатов расчетов**

В виду технической невозможности проведения контрольных замеров давления в точках подключения к магистральным трубопроводам потребителей 1 и 2, измерения давлений производилось на источнике (теплопункт Беловской ГРЭС) и у потребителя 3 (подкачивающая насосная станция ПНС-23).

Величины давлений теплоносителя на ПНС-23 полученные расчетным путем не совпадают с результатами измерений.

Таблица 3.1. Давления теплоносителя на ПНС-23

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Результаты расчета** | | **Результаты измерений** | |
| **Рпр, МПа** | **Робр, МПа** | **Рпр, МПа** | **Робр, МПа** |
| 0,513 | 0,296 | 0,49 | 0,32 |

Фактические потери давления в прямом и обратном трубопроводах тепломагистрали №2 на участке 0 – 3 (Беловская ГРЭС – ПНС-23) превышают расчетные на 0,023 МПа на подающем трубопроводе и на 0,024 МПа на обратном (~ 14% от величины расчетных потерь). Вероятными причинами этого могут быть:

* отложение загрязнений на внутренней поверхности трубопроводов;
* несоответствие фактических диаметров трубопроводов проектным;
* наличие неучтенных местных сопротивлений.

Для уточнения причин повышенных потерь давления были произведены дополнительные измерения.

При помощи толщиномера ультразвукового «ВЗЛЕТ УТ», зарегистрированного в Государственном реестре средств измерений РФ под № 18810-05 (сертификат об утверждении типа средств измерений RU.С.27.022.А № 20277), в нескольких точках тепломагистрали были произведены замеры толщины стенки трубы. На подающем трубопроводе толщина стенки составила мм (то есть отклонение составляет ~1%), на обратном трубопроводе толщина стенки составила мм (то есть отклонение составляет ~0,9%). Ввиду того, что толщина стенки имеет малое отклонение от паспортных характеристик трубопроводов, ее вариация не может быть основной причиной повышенных потерь давления в теплосети.

При помощи штангенциркуля с пределом измерений 500 мм и ценой деления 0,1 мм были произведены измерения диаметров трубопроводов в нескольких точках тепломагистрали. Получены следующие данные: на подающем трубопроводе мм, на обратном трубопроводе . Ввиду того, что отклонение диаметра трубопроводов не превышает 0,8%, то это не может являться основной причиной повышенных потерь давления в теплосети.

Оценка шероховатости внутренней поверхности труб, ввиду отсутствия специализированной инструментальной базы, производилась при помощи расходомера-счетчика ультразвукового портативного «ВЗЛЕТ ПР» (сертификат России об утверждении типа средств измерений RU.С29.006.А № 8881/1 и зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений РФ под № 20294-00). Расходомер-счетчик ультразвуковой портативный «ВЗЛЕТ ПР» не позволяет напрямую измерять величину шероховатости стенки трубы, но позволяет произвести ее косвенную сравнительную оценку по форме осциллограммы сигнала расходомера.

Рабочая полуволна поппппппппооопопполуволнаполуволна

Уровень компаратора





Зондирующий импульс

Шум

Сигнал

Шум

Шум

Рисунок 3.1. Эталонная осциллограмма «незашумленного» сигнала.

Рабочая полуволна поппппппппооопопполуволнаполуволна

Уровень компаратора



Зондирующий импульс

Сигнал

Шум

Шум

Р

Шум

Шум

исунок 3.2. Осциллограмма сигнала, полученного при замерах.

На рисунке 3.1 представлена осциллограмма сигнала расходомера-счетчика ультразвукового портативного «ВЗЛЕТ ПР», полученная при измерении расхода на трубопроводах с чистой внутренней поверхностью, без отложений. На графике присутствуют две группы сигналов:

- зондирующий импульс, посылаемый излучателем расходомера;

- отраженный сигнал, характеризующий величину расхода жидкости.

На рисунке 3.2 представлена осциллограмма сигнала расходомера-счетчика ультразвукового портативного «ВЗЛЕТ ПР», полученная при измерении расхода на трубопроводах тепломагистрали №2 тепловых сетей поселка Инской. На графике хорошо заметны:

- зондирующий импульс, посылаемый излучателем расходомера;

- отраженный сигнал, характеризующий величину расхода жидкости;

- импульсы «шума».

Импульсы «шума» появляются в случаях:

- отложений на внутренних стенках труб теплосетей,

- появления коррозии внутренних стенок труб теплосетей,

- наличия мелких внутренних дефектов стенки трубы.

Конкретизировать причины возникновения «шума» на осциллограмме можно вскрыв трубопроводы в неотопительный период.



Рисунок 3.3. Осциллограммы сигналов расходомера «ВЗЛЕТ ПР»

**4. Разработка мероприятий по уменьшению потерь давления в тепломагистрали №2**

Отложения на стенках устройств осадка в виде твердого и трудноудаляемого слоя из-за содержания в воде минеральных солей (преимущественно магния и кальция) – наиболее распространенная проблема, с которой сталкиваются в промышленности и в быту. В результате сужения внутреннего диаметра труб и уменьшения теплопроводности ухудшаются условия теплообмена. С течением времени энергетические потери могут составлять 60%.

Проблемы, связанные с образованием накипи решаются с использованием как химических, так и физических (безреагентных) методов. Использование химического метода связано с высокими материальными затратами и проблемами утилизации используемых в процессе чистки реагентов (чаще всего кислот). Из физических методов практическое применение получили магнитный, электромагнитный, ультразвуковой методы обработки воды.

Впервые широко начали применять магнитную обработку воды (МОВ) для предотвращения накипеобразования около 50 лет назад в Бельгии. С тех пор этот метод нашел широкое применение во многих странах мира, в том числе таких передовых, как Япония, США, Германия и др. В СССР состоялись 4 научно-практические конференции по использованию этого метода в различных отраслях народного хозяйства, причем не только для предотвращения накипи. До перестроечного периода Московским заводом им. Войкова выпущено более 500 000 аппаратов для магнитной обработки воды. Последние 10-15 лет использование этого метода существенно сократилось из-за отсутствия финансирования у потребителей, закрытия Московского завода им. Войкова по экологическим причинам. Однако последние 2-3 года началось оживление в этом направлении, связанное с ростом производства в стране, существенным повышением цен на химические реагенты, которые используются для умягчения воды, созданием высокоэнергетических магнитов, на порядок превосходящих по своим свойствам ранее применявшиеся для этих целей.

Разработанная гидромагнитная система (ГМС) основана на циклическом воздействии на воду, подаваемую в теплообменные аппараты магнитным полем заданной конфигурации, создаваемым высокоэнергетическими магнитами типа Sm-Zr-Fe-Co-Cu (до 600К) и Nd-R-Fe-Co-Cu (до 450 К). Конструктивно ГМС состоят, как правило, из корпуса на основе магнитного материала, служащего магнитопроводом, и магнитного элемента. Магнитный элемент представляет собой тонкостенную трубу из стали, внутри которой расположены определенным образом ориентированные постоянные магниты и полюсные элементы. На концах трубы расположены конусные наконечники, снабженные центрирующими элементами, соединенные с помощью аргонно-дуговой сварки. Наконечники и центрирующие элементы также выполнены из нержавеющей стали. Такое исполнение магнитного элемента, а именно, с использованием высокоэнергетических магнитов, которые сохраняют свои магнитные свойства неограниченно долгое время, если их не перегревать выше допустимой температуры и оболочки из нержавеющей стали, позволяют увеличить ресурс работы до 20 лет и более. Магнитный элемент расположен внутри, как правило, цилиндрического корпуса с кольцевым зазором, площадь поперечного сечения которого не меньше площади проходного сечения подводящего и отводящего трубопроводов, что не приводит к сколько-нибудь существенному падению давления воды на выходе ГМС.

Под действием магнитного поля в рабочем объеме изменяются физические свойства воды, протекающей через гидромагнитную систему, содержащиеся в ней силикаты, магниевые и кальциевые соли теряют способность формироваться в виде плотного камня и выделяются (особенно после подогрева) в виде легко удаляемого шлама, обычно удаляемого потоком воды и скапливающегося в грязевиках или отстойниках. Кроме того, обработанная таким образом вода разбивает и удаляет уже отложившуюся накипь и препятствует в дальнейшем ее образованию. Оптимальный интервал скоростей движения потока для ГМС составляет 0,5 ÷ 4,0 м/с.

ГМС могут быть установлены как в промышленных, так и в бытовых условиях: в магистралях, подающих воду в водопроводные сети горячей и холодной воды в доме, бойлеры, проточные водонагреватели, паровые и водяные котлы, системы охлаждения различного технологического оборудования (компрессорные станции, мощные электрические машины, термическое оборудование), стиральные и посудомоечные машины. Хотя ГМС и рассчитаны на расход воды от 0,08 до 2700 м3/час соответственно на трубопроводы диаметром 15-500 мм.



Рисунок 4.1. Схема включения ГМС.

ГМС выгодно отличаются от подобных устройств на основе электромагнитов и магнитотвердых ферритов: отсутствует потребление электроэнергии и проблемы, связанные с ремонтом при электрическом пробое обмоток электромагнита, простота установки и обслуживания, высокая надежность и долговечность, нет потребности в химикатах, отсутствие сменных элементов, экологически чистый метод.

Гидромагнитная система применяется:

* + для предотвращения накипи, в этом случае аппараты устанавливаются за несколько метров до теплообменника;
  + для осветления воды (например, после хлорирования), в этом случае скорость осаждения примесей увеличивается в 3-4 раза (а значит, требуются отстойники в 3-4 раза меньшей емкостью);
  + на линии химводоподготовки перед фильтрами – фильтроцикл увеличивается в 1,5-2 раза (соответственно существенно уменьшается потребление реагентов);
  + для очистки теплообменных агрегатов без химических реагентов.

Таким образом, ГМС обеспечивает:

* + уменьшение образования твердых отложений;
  + удаление существующей накипи;
  + сокращение затрат на контроль и обслуживание до 40-50%;
  + снижение перерыва в работе оборудования;
  + увеличение срока службы оборудования на 30-60%;
  + улучшение теплопередачи более 25%;
  + защиту от точечной коррозии;
  + снижение потерь в производстве;

**Декарбон-Л**

Эффективное устройство для организации безнакипного режима работы котлов, тепловых сетей, теплообменников.

Устройство "Декарбон-Л" имеет оригинальное техническое решение, основанное на принципиально новых исследованиях в электродинамике, которые существенно дополняют фундаментальные представления о свойствах магнитного поля. Отличие устройства "Декарбон-Л" от других устройств, применяющих ОБЫЧНУЮ магнитную обработку (МО) воды, - в структуре взаимодействующих между собой стандартных, поперечной направленности, и скалярных, продольной направленности, неоднородных магнитных полей. Это явление используется в устройстве магнитной обработки жидкости, что подтверждено патентом РФ N2092446. Практическое применение Устройства "Декарбон-Л" позволило многократно повысить эффективность стандартной магнитной активации воды, для обеспечения безнакипной работы теплосистем.

Выпускается три типа исполнения устройств "Декарбон-Л" (таблица N1). В специальной конструкции устройства (рис.1) используется высокоэнергетические магниты на основе соединения Nd-Fe-B.

Применение устройств "Декарбон-Л" обеспечивает следующие преимущества:

* Предотвращает накипь в трубопроводах, теплообменниках (бойлерах, котлах и т.д.) и размывает старую накипь;
* За счет размыва отложений в теплообменных аппаратах увеличивается КПД системы отопления (размыв 1 мм накипи увеличивает КПД на 6%);
* Снижает используемый объем топливных ресурсов (уголь, мазут, газ) до 30 % за один отопительный сезон;
* Значительно снижает трудозатраты по очистке труб теплообменников, насосов и т.д.;
* Исключает или значительно снижает затраты на приобретение химических реагентов (соль, сульфоуголь и т.д.);
* Снижает расходы на приобретение запасных частей и материалов;
* Значительно увеличивает межремонтные циклы;
* Увеличивает длительность эксплуатации питательных линий котлов;
* Не требует источников питания;
* Оказывает устойчивое воздействие на воду и придает ей свойство умягчения;
* Исключает использование дорогостоящего оборудования, приборов и привлечение высококвалифицированных кадров для проведения анализа воды;
* Следует особо отметить, что улучшается экологическая обстановка, так как прекращаются или значительно сокращаются сбросы в канализацию растворов химреагентов, что необходимо делать при ХВП.
* Применение магнитной обработки воды рекомендовано СНиП (раздел 11-35-76 "Водоподготовка и водно-химический режим") с целью обработки воды для питания паровых и водогрейных котлов, систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, а также хозяйственно-питьевого водопровода (п.10.19, п.10.24).



Рисунок 4.2. Конструкция устройства "Декарбон-Л".

Требования к качеству исходной воды и месту монтажа для эффективной эксплуатации устройств "Декарбон-Л":

Качество исходной (котловой, сетевой, подпиточной) воды :

* максимальная температура воды 85оС;
* общая жесткость воды от 1,5 до 20 мг-экв\л.
* возможно применение артезианской воды без деаэрации при содержании в ней кислорода О2 не более 3 мг/л и сумме хлоридов и сульфатов не более 100 мг/л;
* содержание железа Fе2+ в артезианской воде допускается не более 20 мг/л.

Монтаж устройства должен производится в месте, где наблюдается максимальная скорость воды в системе. В прямоточных системах обработке следует подвергать всю воду, а в оборотных - всю подпиточную воду и воды, циркулирующие в системе. Вода должна постоянно циркулировать в системе.

Устройство "Декарбон-Л" крепится с помощью фланцевых соединений, как в горизонтальном, так и в вертикальном положении, после промытого грязеуловителя. Устройство "Декарбон-Л" не создает дополнительного гидравлического сопротивления в системе и работает на трубопроводах с рабочим давлением до 16 атмосфер. Через 10 дней после установки устройства, удаление шлама производить раз в сутки. При значительном снижении шлама в грязеуловителе, удаление шлама производить раз в 15 дней.



Рисунок 4.3. Типичное зарастание трубы кальцием, почти закрыло эту трубу.



Рисунок 4.4. Эта фотография показывает эффект магнитной обработки воды на той же самой секции трубы спустя короткое время после установки.



Рисунок 4.5. После непрерывной обработки, большинство отложений удалено и будет предотвращено, пока устройство находится в действии.



**5. Расчет экономической эффективности**

**Расчет потерь электроэнергии**

Потребление электроэнергии осуществляется электродвигателями сетевых насосов, установленных на источнике теплоснабжения. Данные электродвигателей: Р = 200 кВт, количество – 2 шт, включены параллельно, работают одновременно ¾ отопительного периода. Отопительный период составляет 227 дней.

Дополнительные потери давления в трубопроводах тепломагистрали №2 составляют 6,6% от величины давления теплоносителя в подающем трубопроводе на источнике теплоснабжения.

227 · 24 · 0,066 · 200 · 2 · ¾ ≈ 100 МВт

При себестоимости электроэнергии на Беловской ГРЭС 0,32 руб/кВт·ч, прямые финансовые потери станции (только на источнике теплоснабжения), от наличия отложений на внутренних поверхностях трубопроводов тепломагистрали №2, составляют не менее 32 тыс. рублей за отопительный период.

**Экономическое обоснование применения противонакипного устройства "Декарбон-Л"**

При подпитке воды в систему теплоснабжения объемом 30 м3 в сутки, устройство "Декарбон-Л" (Декарбон-Л 427/225) позволяет сэкономить только на химических реагентах (соль, сульфоуголь и т.д.) до 100 000 руб. за один отопительный сезон. Увеличиваются межремонтные циклы всей системы отопления (очистка и замена теплообменников, ремонт насосов, запорной арматуры, трубопроводов и т.д.), что экономит до 200 000 рублей за один отопительный сезон.

Исходя из опыта эксплуатации устройств "Декарбон-Л" (с 1998г.) в различных организациях Тюменской, Кемеровской, Новосибирской, Томской областей, Красноярском крае, следует, что устройство "Декарбон-Л" окупает себя, по совокупности всех затрат, за один отопительный сезон. Производитель готов провести исследование объектов, и выдать готовые решения по оптимизации работы, с установкой дополнительных устройств, необходимые для качественной работы котельных установок, бойлеров и т.д.

При отсутствии видимых результатов защиты от накипи котловых трубок, теплообменников предприятие-изготовитель гарантирует полный возврат оплаченной суммы, если заявление об отказе эксплуатации устройства поступит в письменном виде в течение 30 дней со дня ввода в эксплуатацию устройства "Декарбон-Л". Возврат устройства "Декарбон-Л" осуществляется на условиях регламентируемых договором.

Стоимость устройства "Декарбон-Л" тип - 427/225 составляет 425 тыс.рублей.

**Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были произведены измерения параметров теплоносителя тепломагистрали №2 тепловых сетей поселка Инской, на источнике теплоснабжения – Беловской ГРЭС и на абонентских ответвлениях потребителей – теплицы, профилактория, ПНС-23.

Был произведен гидравлический расчет участка тепломагистрали №2 от Беловской ГРЭС до ПНС-23, в ходе которого были рассчитаны гидравлические сопротивления на рассматриваемом участке и определены потери давления на нем, рассчитаны давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах ПНС-23.

В ходе сравнения рассчитанных и измеренных значений давления было выяснено, что фактические потери давления превышают расчетные на 15÷25%. Были определены возможные причины этого. Для уточнения причин повышенных потерь давления были произведены дополнительные измерения на контрольных участках рассматриваемой теплосети.

Разработан предварительный комплекс мероприятий по устранению отложений на внутренних стенках трубопроводов.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MS Word XP.

**Список использованных источников**

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
2. Рудомино Б.В., Ремжин Ю.Н. Проектирование трубопроводов тепловых электростанций. – Л.: «Энергия», 1970. – 208 с.
3. Геоинформационная система Zulu 5.2., ООО «Политерм».
4. Чугаев Р.Р. Гидравлика. (Учебник для вузов). – Л.: «Энергия», 1975.- 600 с.
5. Водяные тепловые сети: Справочник проектировщика / под ред. Громова Н.К. и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.
6. Магалиф В.Я., Ковылянский Я. А Теоретические основы конструирования трубопроводов тепловых сетей (справочно-методический материал), - М.: «ВНИПИЭнергопром»,2005. – 152 с.
7. Строительные нормы и правила РФ СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" (утв. постановлением Госстроя РФ от 24 июня 2003 г. N 110)
8. Материалы сайта http://www.rosteplo.ru