

Инв. № 252-Т-16



УТВЕРЖДАЮ
Зам. главного инженера
по теплотехнической части
ООО ИЦ «Энергопрогресс»
О.В.Ячин
2012г.

ОТЧЕТ
Определение технического состояния
подземных теплопроводов
Нижнекамского эксплуатационного
района Набережно-Челнинской
теплосетевой компании

Начальник STD

Матвеев Ю.В.

Исследование участков теплотрасс Нижнекамского эксплуатационного района НЧТК было проведено 24 апреля 2012 г. Работа выполнена по договору и включает в себя тепловизионное и акустическое диагностирование участков, общей протяженностью $\approx 8,0$ км.

Список обследованных участков:

Участок №1

Тепловод №1

От ТК-128 до ТК-138 по ул. Вокзальная, ул. Корабельная, ул. Юности, L=1240 м;

Участок №2

Тепловод №2

От ТК-63 до ТК-105 по ул. Бызова, L=767,0 м;

Участок №3

Тепловод №3

От ТК-28 до ТК-111, по ул. 50-лет Октября и ул. Строителей, L=1743,0 м;

Участок №4

Тепловод №2

От ТК-40 до ТК-60 по пр. Вахитова и ул. Мира, L=2422,0 м;

Участок №5

Тепловод №2

От ТК-43 до ТК-11, по пр. Вахитова и ул. Кайманова, L=1568,0 м;

Участок №6

Тепловод №1

От ТК-19 до ТК-19а, по ул. Тукая, L=334,0 м;

Общая длина обследованных участков составляет 8074,0 м.

Обследованные участки Нижнекамского эксплуатационного района Набережно-Челнинской теплосетевой компании находятся в удовлетворительном состоянии, однако, следует обратить внимание на участки тепловодов с повышенными тепловыми потерями, указанными в разделе 2.

1. Необходимо выявить причины повышенных потерь тепла на участках представленных в разделе 2 (утечка теплоносителя, или отсутствие изоляции, или затопление, сдвиг или излом плит) и организовать работы по их устранению.

2. Необходимо проводить периодический акустический и тепловизионный контроль тепловодов для обнаружения дефектов на ранней стадии их возникновения.

Общество с ограниченной ответственностью

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР

«ЭНЕРГОПРОГРЕСС»

Служба металлов и сварки

Заключение

экспертизы промышленной безопасности

на техническое устройство – трубопровод

теплофикационной воды № 3 ОАО «НЧ ТК»

Нижнекамского эксплуатационного района

рег. № _____

Директор

ООО ИЦ «Энергопрогресс»



М.А. Законов

« 23 » 09 2011 г.

Арх. № 251/299 - 11

Казань – 2011

Краткое описание конструктивных особенностей трубопровода

Общий вид трубопровода представлен на схеме № 003.0123.000.

Подающий и обратный трубопроводы изготовлен из труб $\varnothing 1020 \times 10$ мм, с врезками $\varnothing 820 \times 10$ мм, $\varnothing 630 \times 10$ мм, $\varnothing 530 \times 10$ мм. Для обеспечения поворотов трассы применяются секторные отводы $\varnothing 1020$ мм. Тепловые расширения металла трубопровода компенсируются за счет поворотов трассы и сальниковых компенсаторов. Для обеспечения устойчивого расположения трубопровода в пространстве применены подвижные и неподвижные опоры. Для отключения трубопровода применены литые задвижки.

Ремонты и обследования

По результатам гидравлического испытания от 15 июля 2010 г. проведен ремонт по устранению свищей на трубопроводе надземной прокладки.

3. Результаты проведенной экспертизы

При проведении экспертизы промышленной безопасности были выполнены следующие работы:

1. Анализ эксплуатационно-технической документации и условий эксплуатации. Согласно представленным материалам конструкция, материалы и изготовление трубопровода отвечают требованиям действующей НТД; техническое обслуживание и надзор за трубопроводом – удовлетворительные; персонал, связанный с эксплуатацией трубопровода, аттестован; сведения об авариях – отсутствуют; состояние объекта экспертизы (общее) – исправное.
2. Визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов трубопровода. В результате контроля зафиксированы следующие дефекты: отсутствуют катки на опорах №№ 10, 15, 19, 21, 22, 23, 26, 28, 43, 44, 49, 80, 81, 86, 87, 90, 91, 144, 180, 191, 221, 229, 285, 456, 457, 624; на участке трубопровода в районе опоры № 180 зафиксирован отрыв скользящей площадки от основного металла трубопровода; на участке трубопровода в районе опор №№ 10, 267 зафиксированы дефекты в виде смещений линии трубопровода, а именно сползание скользящих опор с основания; на остальных проконтролированных элементах трубопровода дефектов не зафиксировано (см. акт визуального и измерительного контроля Приложения № 2).
3. Измерение твердости металла трубопровода. Твердость металла соответствует требованиям действующей НТД (см. протокол измерения твердости Приложения № 2).
4. Магнитопорошковая дефектоскопия угловых сварных соединений трубопровода. Дефектов не зафиксировано (см. заключение по магнитопорошковой дефектоскопии Приложения № 2).
5. Радиографический контроль стыковых сварных соединений. Недопустимых дефектов не зафиксировано (см. протоколы по радиографическому контролю Приложения № 2).
6. Ультразвуковая толщинометрия прямых участков, отводов, тройников (врезок) трубопровода. Минимальные фактические значения толщины элементов не менее расчетных значений (см. протокол ультразвуковой толщинометрии Приложения № 2).
7. Расчет на прочность элементов трубопровода. Условие прочности при рабочем давлении не более 1,6 МПа выполняются (см. расчеты на прочность Приложения № 3).

8. Расчет остаточного ресурса элементов трубопровода. Минимальный остаточный ресурс элементов трубопровода составляет 5,2 года (см. расчет остаточного ресурса Приложения № 3).
9. Гидравлическое испытание пробным давлением 20,0 кгс/см² трубопровод выдержал (см. акт гидравлического испытания Приложения № 2).

4. Выводы и рекомендации

1. Результатами контроля и расчетами на прочность основных элементов трубопровода поданы установлено, что при рабочем давлении не более 1,6 МПа (16 кгс/см²) нормативные условия прочности выполняются.
2. Гидравлическое испытание пробным давлением 20 кгс/см², проведенное в соответствии с требованиями ПБ 10-573-03, трубопровод выдержал, что подтверждает его работоспособность.
3. Трубопровод теплофикационной воды ст. № 3 от камеры Нижнекамская ТЭЦ-2 до насосной № 7 может быть допущен к дальнейшей эксплуатации при рабочем давлении *не более 1,6 МПа (16 кгс/см²)* и температуре *не более 150°C (подающий) и 70°C (обратный)* сроком *до 6 июня 2016 г.* при условии выполнения следующих мероприятий:
В срок до 30 июня 2012 г. устранить дефекты опорной системы трубопровода (опоры №№ 10, 15, 19, 21, 22, 23, 26, 28, 43, 44, 49, 80, 81, 86, 87, 90, 91, 144, 180, 221, 229, 267, 285, 456, 457, 624).
4. Предприятию – владельцу запрещается изменять в сторону повышения параметры работы трубопровода, указанные в заключении, без согласования со специализированной организацией.
5. Вопрос о возможности эксплуатации трубопровода после установленного срока будет решаться на основании результатов повторной экспертизы промышленной безопасности и мероприятий, указанных выше.

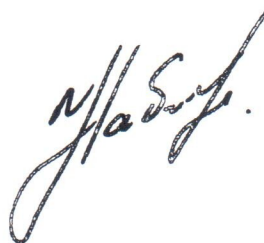
Начальник лаборатории службы
металлов и сварки ООО ИЦ
«Энергопрогресс», эксперт



И.И.Гатауллина

Согласовано:

Начальник службы металлов и сварки
ООО ИЦ «Энергопрогресс»



Ф.В.Набиуллин

Общество с ограниченной ответственностью

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР

«ЭНЕРГОПРОГРЕСС»

Служба металлов и сварки

Заключение

экспертизы промышленной безопасности
на техническое устройство – трубопровод
теплофикационной воды №1 ОАО «НЧ ТК»
Нижекамский эксплуатационный район
рег. № 43-ТУ-56794 - 2011

Директор

ООО ИЦ «Энергопрогресс»

 М.А. Законов



20 11 г.

Арх. № 251/201 - 10

3. Результаты проведенной экспертизы

При проведении технического диагностирования были выполнены следующие работы:

1. Анализ эксплуатационно-технической документации и условий эксплуатации. Согласно представленным материалам конструкция, материалы и изготовление трубопровода отвечают требованиям действующей НТД; техническое обслуживание и надзор за трубопроводом – удовлетворительные; персонал, связанный с эксплуатацией трубопровода, аттестован; сведения об авариях – отсутствуют; состояние объекта экспертизы (общее) – исправное. Из результатов гидравлических испытаний следует, что порывы и свищи на трубопроводах вызваны коррозионным износом наружной поверхности.
2. Химический анализ элементов трубопровода. Марка стали труб $\varnothing 820$ мм, $\varnothing 720$ мм, соответствует марке стали 17ГС (см. протоколы по химическому анализу металла Приложения № 2).
3. Визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов трубопровода. В результате контроля зафиксированы следующие дефекты: на участке в районе опоры № 79 грунт лежит вплотную к трубопроводу; на участке в районе опоры № 42 трубопровод проложен на высоте 200 мм над уровнем грунта; на выходе с НК ТЭЦ-1 опора трубопровода смещена с бетонной площадки; на участке трубопровода от опоры № 674 до опоры № 725, опоры частично разрушены; фланцы задвижек запорной арматуры Ду 800 и Ду 700 в павильоне № 1, павильоне № 2, павильоне № 3, павильоне № 4 приварены к основному трубопроводу угловым сварным швом (см. акт визуального и измерительного контроля Приложения № 2).
4. Радиографический контроль стыковых сварных соединений. Недопустимых дефектов не зафиксировано (см. протоколы по радиографическому контролю Приложения № 2).
5. Ультразвуковая толщинометрия прямых участков, отводов, тройников (врезок) трубопровода. Минимальные фактические значения толщины стенки: труб $\varnothing 820$ мм – 7,0 мм; $\varnothing 720$ мм – 6,0 мм, $\varnothing 526$ мм – 8,1 мм, $\varnothing 325$ мм – 7,3 мм; отводов – $\varnothing 820$ мм – 7,1 мм; $\varnothing 720$ мм – 6,9 мм, $\varnothing 325$ мм – 8,5 мм; (см. протокол ультразвуковой толщинометрии Приложения № 2).
6. Поверочные расчеты на прочность и оценка остаточного ресурса основных элементов трубопровода. Для врезок $\varnothing 720/720$ мм, $\varnothing 820/526$ мм, $\varnothing 720/526$ мм условие прочности выполняется при расчетном давлении не более 12 кгс/см². Для остальных элементов трубопровода условия прочности выполняются на рабочих параметрах (16 кгс/см²) (см. расчеты на прочность). На основании полученных результатов срок эксплуатации трубопровода (в пределах остаточного ресурса) продляется на 2 года (см. расчет остаточного ресурса).
7. Гидравлическое испытание на прочность и плотность от 08.09.10 г. пробным давлением 20,0 кгс/см² трубопровод выдержал (см. акт гидравлического испытания Приложения № 2).

4. Выводы и рекомендации

1. Результаты контроля и расчетами на прочность основных элементов трубопровода установлено, что при рабочем давлении не более 1,6 МПа (16 кгс/см²) нормативные условия прочности выполняются (кроме врезок Ø720/720 мм, Ø820/526 мм, Ø720/526 мм, для которых условия прочности выполняются при расчетном давлении 12 кгс/см²).

2. Гидравлическое испытание пробным давлением 20 кгс/см², проведенное в соответствии с требованиями Правил, трубопровод выдержал, что также подтверждает его работоспособность.

3. Трубопровод теплофикационной воды ст.№ 1 от камеры Нижнекамская ТЭЦ-1 до опоры № 392 и от опоры № 665 до ПНС № 2 может быть допущен к дальнейшей эксплуатации при рабочем давлении *не более 1,2 МПа (12 кгс/см²)* и температуре *не более 150°C (подающий) и 70°C (обратный)* сроком на *2 года до 19 июля 2012 г.* при условии выполнения корректирующих мероприятий:

- ✓ - восстановление положения опор трубопровода на площадках в срок до июля 2011 г.;
- ✓ - обеспечение положения трубопровода относительно уровня грунта в соответствии с требованиями СНиП 41-02-2003 в срок до июля 2011 г.;
- восстановление разъемных соединений трубопровода с арматурой в соответствии с проектом в срок до июля 2012 г.;
- усиление врезок Ø720/720 мм, Ø820/526 мм, Ø720/526 мм в срок до июля 2012 г.

4. Предприятию – владельцу запрещается изменять в сторону повышения параметры работы трубопровода, указанные в заключении, без согласования со специализированной организацией.

5. Вопрос о возможности эксплуатации трубопровода после установленного срока будет решаться на основании результатов повторной экспертизы промышленной безопасности и мероприятий, указанных выше.

Начальник лаборатории службы
металлов и сварки ООО ИЦ
«Энергопрогресс», эксперт



И.И.Гатауллина

Согласовано:

Начальник службы металлов и сварки
ООО ИЦ «Энергопрогресс»



Ф.В.Набиуллин

Общество с ограниченной ответственностью

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР

«ЭНЕРГОПРОГРЕСС»

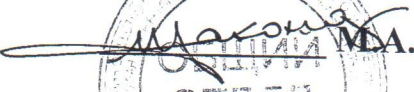
Служба металлов и сварки

Заключение
экспертизы промышленной безопасности
на техническое устройство – трубопровод
теплофикационной воды № 2 ОАО «НЧ ТК»
Нижнекамский эксплуатационный район

рег. № 43-ТУ-61769-2011

Директор

ООО ИЦ «Энергопрогресс»


М.А. Законов



2011 г.

Арх. № 251/229-11

Казань – 2011

Краткое описание конструктивных особенностей трубопровода

Общий вид трубопровода представлен на схеме № 002.0073.000.

Подающий и обратный трубопровод изготовлен из труб $\varnothing 720 \times 11$ мм. Для обеспечения поворотов трассы применяются отводы. Тепловые расширения металла трубопровода компенсируются за счет поворотов трассы и сальниковых компенсаторов. Для обеспечения устойчивого расположения трубопровода в пространстве применены подвижные и неподвижные опоры. Для отключения трубопровода применены литые задвижки.

Ремонты и обследования

По результатам гидравлического испытания от 17 мая 2010 г. проведен ремонт по устранению свищей на трубопроводе надземной прокладки.

3. Результаты проведенной экспертизы

При проведении экспертизы промышленной безопасности были выполнены следующие работы:

1. Анализ эксплуатационно-технической документации и условий эксплуатации. Согласно представленным материалам конструкция, материалы и изготовление трубопровода отвечают требованиям действующей НТД; техническое обслуживание и надзор за трубопроводом – удовлетворительные; персонал, связанный с эксплуатацией трубопровода, аттестован; сведения об авариях – отсутствуют; состояние объекта экспертизы (общее) – исправное.

2. Визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов трубопровода. В результате контроля зафиксированы следующие дефекты:

- на участках в районе опор №№ 1п, 26, 117, 120÷127, 137, 153, 155, 343÷347, 350, 351, 423, 448, 469, 471, 491, 514 зафиксированы дефекты в виде смещений линии трубопровода (сползание скользящих опор с оснований);

- на участке трубопровода в районе опор №№ 203, 204, 207, 467, 470, 488, 489 зафиксирован отрыв скользящих опор от основного металла трубопровода;

- на участке трубопровода в районе опор №№ 351, 353, 357, 579 зафиксирована просадка опорных конструкций;

- на наружной поверхности секторных отводов и примыкающих к ним прямых участках в районе опор №№ 117, 377 зафиксирована пленочная коррозия с толщиной коррозионных пленок до 1,8 мм, под которой обнаружены одиночные коррозионные язвы глубиной до 1,6 мм и протяженностью до 8,0 мм;

- на секторном отводе трубопровода подачи в районе неподвижной опоры № 362 приварена монтажная деталь (см. акт визуального и измерительного контроля Приложения № 2).

3. Измерение твердости металла трубопровода. Твердость металла соответствует требованиям действующей НТД (см. протокол измерения твердости Приложения № 2).

4. Магнитопорошковая дефектоскопия угловых сварных соединений трубопровода. Дефектов не зафиксировано (см. заключение по магнитопорошковой дефектоскопии Приложения № 2).

5. Радиографический контроль стыковых сварных соединений. Недопустимых дефектов не зафиксировано (см. протоколы по радиографическому контролю Приложения № 2).

6. Ультразвуковая толщинометрия прямых участков, отводов, тройников (врезок) трубопровода. Минимальные фактические значения толщины элементов не менее расчетных значений (см. протокол ультразвуковой толщинометрии Приложения № 2).

7. Расчет на прочность элементов трубопровода. Условие прочности выполняются при рабочем давлении не более 1,6 МПа:

- для гладких прямолинейных участков трубопровода подачи Ø 720×11 с укрепленным отверстием Ø 530 (сеч. №№ 80, 81) при пониженном запасе прочности $n=1,17$ остаточный ресурс – 1 год;

- для гладких прямолинейных участков трубопровода подачи Ø 720×11 с укрепленным отверстием Ø 245 (сеч. №№ 32, 33) остаточный ресурс – 1 год;

- для гладких прямолинейных участков трубопровода подачи Ø 720×10 с укрепленным отверстием Ø 219 (сеч. №№ 104, 105) при пониженном запасе прочности $n=1,46$ остаточный ресурс – 1 год;

- для секторного отвода Ø 720×11 № 1 трубопровода подачи (сечение № 233) остаточный ресурс – 1,7 год;

- для гладких прямолинейных участков обратного трубопровода Ø 720×11 с укрепленным отверстием Ø 530 (сеч. №№ 66, 67) при пониженном запасе прочности $n=1,29$ остаточный ресурс – 1 год;

- для гладких прямолинейных участков обратного трубопровода Ø 720×10 с укрепленным отверстием Ø 530 (сеч. №№ 128, 129) при пониженном запасе прочности $n=1,48$ остаточный ресурс – 1 год;

- для секторного отвода Ø 720×11 № 3 обратного трубопровода (сечение № 85) при пониженном запасе прочности $n=1,46$ остаточный ресурс – 1 год;

- для секторных отводов Ø 720×11 №№ 2, 4 обратного трубопровода (сечение № 33, 223) остаточный ресурс – 2,5 год (см. расчеты на прочность Приложения № 3).

8. Расчет остаточного ресурса элементов трубопровода. Минимальный остаточный ресурс элементов трубопровода, для которых условия прочности выполняется при рабочем давлении не более 1,6 МПа составляет 1 год (см. расчет остаточного ресурса Приложения № 3).

9. Гидравлическое испытание на прочность и плотность пробным давлением 20,0 кгс/см² трубопровод выдержал (см. акт гидравлического испытания Приложения № 2).

4. Выводы и рекомендации

1. Результатами контроля и расчетами на прочность основных элементов трубопровода подачи установлено, что при рабочем давлении не более 1,6 МПа (16 кгс/см²) нормативные условия прочности для врезок Ø720/530 мм (сеч. №№ 80, 81), Ø720/245 мм (сеч. №№ 32, 33), Ø720/219 мм (сеч. №№ 104, 105) и секторного отвода № 1 Ø 720мм (сеч. № 233) выполняются при пониженных запасах прочности.

Результатами контроля и расчетами на прочность основных элементов обратного трубопровода установлено, что при рабочем давлении не более 1,6 МПа (16 кгс/см²) нормативные условия прочности для врезок Ø720/530 мм (сеч. №№ 66, 67, 128, 129) и секторных отводов №№ 2, 3, 4 Ø 720мм (сеч. №№ 85, 33, 223) выполняются при пониженных запасах прочности.

Для остальных элементов трубопровода подачи и обратного трубопровода условия прочности выполняются при расчетном давлении не более 1,6 МПа (16 кгс/см²).

2. Гидравлическое испытание пробным давлением 20 кгс/см², проведенное в соответствии с требованиями Правил, трубопровод выдержал, что подтверждает его работоспособность.

3. Трубопровод теплофикационной воды ст. № 2 от камеры Нижнекамская ТЭЦ-1 до камеры № ТК-44 может быть допущен к дальнейшей эксплуатации при рабочем давлении *не более 1,6 МПа (16 кгс/см²)* и температуре *не более 150°C (подающий) и 70°C (обратный)* сроком *до 30 мая 2016 г.* при условии выполнения следующих мероприятий:

В срок до 30 июня 2012 г.:

- усилить тройниковые врезки Ø720/530 мм, Ø720/245 мм и Ø720/219 мм или заменить их на тройники, обеспечивающие безопасную эксплуатацию трубопровода на рабочих параметрах;

- заменить секторные отводы Ø720мм (ТП подачи - отвод № 1, обратный ТП - отводы №№ 2, 3, 4);

- восстановить положение опор трубопровода на площадках; (опоры №№ 1п, 26, 117, 120÷127, 137, 153, 155, 203, 204, 207, 343÷347, 350, 351, 353, 357, 423, 448, 467, 469, 470, 471, 488, 489, 491, 514, 579);

- удалить с наружной поверхности секторного отвода монтажную деталь в районе неподвижной опоры № 362 трубопровода подачи.

4. Предприятию – владельцу запрещается изменять в сторону повышения параметры работы трубопровода, указанные в заключении, без согласования со специализированной организацией.

5. Вопрос о возможности эксплуатации трубопровода после установленного срока будет решаться на основании результатов повторной экспертизы промышленной безопасности и мероприятий, указанных выше.

Начальник лаборатории службы
металлов и сварки ООО ИЦ
«Энергопрогресс», эксперт

И.И.Гатауллина

Согласовано:

Начальник службы металлов и сварки
ООО ИЦ «Энергопрогресс»

Ф.В.Набиуллин

Казань 2010

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование участков теплотрасс Нижнекамского эксплуатационного района НЧТК было проведено 6 апреля 2010 г. Работа выполнена по договору и включает в себя тепловизионное и акустическое диагностирование участков, общей протяженностью 8,1 км.

Список обследованных участков:

Участок №1

Тепловод №1

От ТК-6а по ул. Строителей до ТК-13;

Участок №2

Тепловод №1

От ТК-120 по ул. Строителей до ТК-127 по ул. Вокзальная;

Участок №3

Тепловод №3

ТК-93 по ул. Спортивная (насосная №7) до Павильона №4;

Участок №4

Тепловод №3

Павильон №4 по ул. Химиков до ТК-105;

Участок №5

Тепловод №3

ТК-105 по ул. Химиков до ТК-87 по ул. Б. Урманче;

Участок №6

Тепловод №3

Павильон №5 по ул. Сююмбике до ТК-70;

Участок №7

Тепловод №3

Павильон №5 по ул. Мира до ТК-72.

Общая длина обследованных участков составляет $\approx 8,1$ км.

Обследованные участки Нижнекамского эксплуатационного района Набережно-Челнинской теплосетевой компании находятся в удовлетворительном состоянии, однако, следует обратить внимание на участки тепловодов с повышенными тепловыми потерями, указанными в разделе 2.

РЕКОМЕНДАЦИИ:

1. Необходимо выявить причины повышенных потерь тепла на участке представленного в разделе 2 (утечка теплоносителя, или отсутствие изоляции, или затопление, сдвиг или излом плит) и организовать работы по их устранению.

2. Необходимо проводить периодический акустический и тепловизионный контроль тепловодов для обнаружения дефектов на ранней стадии их возникновения.

ООО ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»
СЛУЖБА ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ

«УТВЕРЖДАЮ»

Зам. главного инженера по
теплотехнической части

ООО ИЦ «Энергопрогресс»

О. В. Ячин

" " 2011 г.

ОТЧЕТ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ПОДЗЕМНЫХ ТЕПЛОПРОВОДОВ
НИЖНЕКАМСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РАЙОНА
НАБЕРЕЖНО-ЧЕЛНИНСКОЙ ТЕПЛОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Начальник STD



Ю. В. Матвеев

Казань 2011

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование участков теплотрасс Нижнекамского эксплуатационного района НЧТК было проведено 20 апреля 2010 г. Работа выполнена по договору и включает в себя тепловизионное и акустическое диагностирование участков, общей протяженностью $\approx 8,0$ км.

Список обследованных участков:

Участок №1

Тепловод №1

От ТК-133 по ул. Корабельная до ТК-120 по ул. Вокзальная, $L=800.0$ м;

Участок №2

Тепловод №1

От ТК-6а по пр. Строителей до ТК-7 по ул. Корабельная, $L=1411.0$ м;

Участок №3

Тепловод №1

От ТК-7 по ул. Корабельная до ТК-4а, $L=841.0$ м;

Участок №4

Тепловод №1

От ТК-7 по пр. Химиков до ТК-6а по пр. Строителей, $L=2114.0$ м;

Участок №5

Тепловод №2

От ТК-44 по пр. Вахитова до ТК-39, $L=906.0$ м;

Участок №6

Тепловод №2

От ТК-65 по ул. Мурадяна до ТК-104, $L=954.0$ м;

Участок №7

Тепловод №2

От ТК-31 по ул. Гагарина до ТК-38 по пр. Вахитова, $L=1003.0$ м.

Общая длина обследованных участков составляет $8029,0$ м.

Обследованные участки Нижнекамского эксплуатационного района Набережно-Челнинской теплосетевой компании находятся в удовлетворительном состоянии, однако, следует обратить внимание на участки тепловодов с повышенными тепловыми потерями, указанными в разделе 2.

РЕКОМЕНДАЦИИ:

1. Необходимо выявить причины повышенных потерь тепла на участках представленных в разделе 2 (утечка теплоносителя, или отсутствие изоляции, или затопление, сдвиг или излом плит) и организовать работы по их устранению.

2. Необходимо проводить периодический акустический и тепловизионный контроль тепловодов для обнаружения дефектов на ранней стадии их возникновения.

Общество с ограниченной ответственностью

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР

«ЭНЕРГОПРОГРЕСС»

Служба металлов и сварки

Заключение
экспертизы промышленной безопасности
на техническое устройство — трубопровод
теплофикационной воды № 4 ОАО «НЧ ТК»
Нижнекамский эксплуатационный район

рег. № 43-ТУ-62288-2011

Директор
ООО ИЦ «Энергопрогресс»

М.А. Законов
09 _____ 2011 г.

Арх. № 251/255-11

Казань — 2011

Краткое описание конструктивных особенностей трубопровода

Общий вид трубопровода представлен на схеме № 004.0092.000.

Подающий и обратный трубопровод изготовлен из труб $\varnothing 720 \times 8$ мм, $\varnothing 530 \times 8$ мм. Для обеспечения поворотов трассы применяются отводы. Тепловые расширения металла трубопровода компенсируются за счет поворотов трассы и П-образных компенсаторов. Для обеспечения устойчивого расположения трубопровода в пространстве применены подвижные и неподвижные опоры. Для отключения трубопровода применены литые задвижки.

Ремонты и обследования

Сведения о ремонте и обследованиях трубопровода отсутствуют.

3. Результаты проведенной экспертизы

При проведении экспертизы промышленной безопасности были выполнены следующие работы:

1. Анализ эксплуатационно-технической документации и условий эксплуатации. Согласно представленным материалам конструкция, материалы и изготовление трубопровода отвечают требованиям действующей НТД; техническое обслуживание и надзор за трубопроводом – удовлетворительные; персонал, связанный с эксплуатацией трубопровода, аттестован; сведения об авариях – отсутствуют; состояние объекта экспертизы (общее) – исправное.

2. Визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов трубопровода. В результате контроля зафиксированы следующие дефекты:

- на участках в районе опор №№ 310, 311 зафиксированы дефекты в виде смещений линии трубопровода (сползание скользящих опор с оснований), что не соответствует требованиям НТД;
- на участках трубопровода в районе опор №№ 62-136, 295-305, 322-350, 811-832 отсутствует тепловая, антикоррозионная и гидроизоляция, что не соответствует требованиям НТД;
- на участке в районе опор № 793, 814 грунт лежит вплотную к трубопроводу, что не соответствует требованиям НТД;
- на участке в районе опоры № 823 по верхней образующей обнаружены одиночные язвенные язвы максимальной глубиной до 1,5 мм и максимальной протяженностью 9,0 мм (вследствие прокапа с сопутствующего трубопровода). Максимальная глубина и протяженность зафиксированных язв не превышает допустимые значения.

Других дефектов не обнаружено (см. акт визуального и измерительного контроля Приложения № 2).

3. Измерение твердости металла трубопровода. Твердость металла соответствует требованиям действующей НТД (см. протокол измерения твердости Приложения № 2).

4. Магнитопорошковая дефектоскопия угловых сварных соединений трубопровода. Дефектов не зафиксировано (см. заключение по магнитопорошковой дефектоскопии Приложения № 2).

5. Радиографический контроль стыковых сварных соединений. Недопустимых дефектов не зафиксировано (см. протоколы по радиографическому контролю Приложения № 2).
6. Ультразвуковая толщинометрия прямых участков, отводов, тройников (врезок) трубопровода. Минимальные фактические значения толщины элементов не менее расчетных значений (см. протокол ультразвуковой толщинометрии Приложения № 2).
7. Расчет на прочность элементов трубопровода. Условие прочности выполняются при рабочем давлении не более 1,2 МПа, а для врезки трубопровода подачи Ø 720/ Ø530 мм (сеч. № 194) - при пониженном запасе прочности $n=1,46$ (остаточный ресурс – 1,5 года);
8. Расчет остаточного ресурса элементов трубопровода. Минимальный остаточный ресурс элементов трубопровода, для которых условие прочности выполняется при рабочем давлении не более 1,2 МПа при пониженном запасе прочности составляет 1,5 года, для остальных рассчитанных элементов трубопровода остаточный ресурс превысил 5 лет (см. расчет остаточного ресурса Приложения № 3).
9. Гидравлическое испытание на прочность и плотность пробным давлением 16,0 кгс/см² трубопровод выдержал (см. акт гидравлического испытания Приложения № 2).

4. Выводы и рекомендации

1. Результатами контроля и расчетами на прочность основных элементов трубопровода подачи установлено, что при рабочем давлении не более 1,2 МПа (12 кгс/см²) нормативные условия прочности для врезок Ø720/530 мм (сеч. 194), выполняются при пониженных значениях запаса прочности.

Для остальных элементов трубопровода подачи и обратного трубопровода условия прочности при расчетном давлении не более 1,2 МПа (12 кгс/см²) выполняются.

2. Гидравлическое испытание пробным давлением 16 кгс/см², проведенное в соответствии с требованиями Правил, трубопровод выдержал, что подтверждает его работоспособность.

Трубопровод теплофикационной воды ст. № 4 от камеры Нижнекамская ТЭЦ-1 до БСИ может быть допущен к дальнейшей эксплуатации при рабочем давлении *не более 1,2 МПа (12 кгс/см²)* и температуре *не более 150°C (подающий) и 70°C (обратный)* сроком *до 30 июня 2016 г.* при условии выполнения следующих мероприятий:

В срок до 30 августа 2012 г.:

- усилить тройниковые врезки Ø720/Ø530 мм (сеч. №194) или заменить их на тройники, обеспечивающие нормативные условия прочности на рабочих параметрах;
- восстановить положение опор трубопровода на площадках (опоры №№ 310,311) и привести в соответствие СНИП 41-02-2003;
- обеспечить положение трубопровода относительно уровня грунта (в районе опор № 793, 814) в соответствии с требованиями СНИП 41-02-2003;
- на участках трубопровода в районе опор №№ 62-136; 295-305, 322-350, 811-832 восстановить тепловую, антикоррозионную и гидроизоляцию, в соответствии с требованиями НТД.

3. Предприятию – владельцу запрещается изменять в сторону повышения параметры работы трубопровода, указанные в заключении, без согласования со специализированной организацией.

4. Вопрос о возможности эксплуатации трубопровода после установленного срока будет решаться на основании результатов повторной экспертизы промышленной безопасности и мероприятий, указанных выше.

Начальник лаборатории службы
металлов и сварки ООО ИЦ
«Энергопрогресс», эксперт



И.И.Гатауллина

Согласовано:

Начальник службы металлов и сварки
ООО ИЦ «Энергопрогресс»



Ф.В.Набиуллин



ООО Инженерный Центр "ЭНЕРГОПРОГРЕСС"

Служба Экспертизы Строительных Конструкций

УТВЕРЖДАЮ

Зам. директора по производству

ООО ИЦ «Энергопрогресс»

А.С.Вакатов

« _____ » _____ 2012г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

по определению опасности действия блуждающих токов на подземные
металлические сооружения ОАО «НЧТК» НкЭР г. Нижнекамск.

Начальник СЭСК

Юдин Л.Ю.

8. Заключение

По результатам измерений установлено, что на участках **ТК-6; ТК-60; ТК-61; ТК-1; ТК-15.** возможно опасное действие блуждающих токов на подземные сооружения при наличии воды или грунта в канале, которые достигают изоляционной конструкции или поверхности трубопровода, опасное влияние блуждающего постоянного тока и переменного тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом заноса в канале. Однако при проведении измерений и визуального осмотра трубопроводов контакта с грунтом, грунтовыми и другими водами не зафиксировано.

Учитывая вышеизложенное, считаем, что опасное действие блуждающих токов возможно в период паводка или при аварии на данных трубопроводах.

На участках, где возможно опасное действие блуждающих токов на подземные сооружения (согласно РД.153-34.0-20.518-2003) рекомендуется выполнить мероприятия по защите теплопровода от коррозии указанные в Приложении 1.

Согласно 99/33-12 (СЭСК) от 20.01.12 г. заключенный между ООО ИЦ «Энергопрогресс» и ОАО «НЧТК», повторное проведение измерений должно быть проведено не позднее августа 2012г.

Инженер СЭСК

Харитонов А.Н.

Инженер 2-й категории СЭСК



Яныгин П. Н.



ООО Инженерный Центр "ЭНЕРГОПРОГРЕСС"

Служба Экспертизы Строительных Конструкций

«УТВЕРЖДАЮ»
Зам. директора
ООО ИЦ «Энергопрогресс»



ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

по определению опасности действия блуждающих токов на подземные
металлические сооружения ОАО «НЧТК» НкЭР г. Нижнекамск.

Начальник СЭСК

Юдин Л.Ю.

Казань 2011 г.

8. Заключение

По результатам измерений установлено, что на участках **ТК-60, ТК-61, ТК-1, ТК-15** возможно опасное действие блуждающих токов на подземные сооружения при наличии ~~или~~ или грунта в канале, которые достигают изоляционной конструкции или поверхности трубопровода, опасное влияние блуждающего постоянного тока и переменного тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом заноса в канале. Однако при проведении измерений и визуального осмотра трубопроводов контакта с грунтом, грунтовыми и другими водами не зафиксировано.

Учитывая вышеизложенное, считаем, что опасное действие блуждающих токов возможно в период паводка или при аварии на данных трубопроводах.

На участках, где возможно опасное действие блуждающих токов на подземные сооружения (согласно РД.153-34.0-20.518-2003) рекомендуется выполнить мероприятия по защите теплопровода от коррозии указанные в Приложении 1.

Согласно договору № 99/33-11 (НЧ) от 17.02.2011 г. заключенный между ООО ИЦ «Энергопрогресс» и ОАО «НЧТК», повторное проведение измерений должно быть проведено не позднее августа 2011г.

Техник-технолог СЭСК

Инженер - технолог СЭСК



Баданов А.В.



Харитонов А.Н.

«УТВЕРЖДАЮ»
Зам. директора
ООО ИЦ «Энергопрогресс»



А.С. Вакатов

2010 г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

по определению опасности действия блуждающих токов на подземные
металлические сооружения ОАО «НЧТК» НкЭР г. Нижнекамск.

Начальник СЭС

Юдин Л.Ю.

Казань 2010 г.

8. Заключение

По результатам измерений установлено, что на участках ТК-9, ТК-60, ТК-61, ТК-3, ТК-18, ТК-15, ТК-102 возможно опасное действие блуждающих токов на подземные сооружения при наличии воды или грунта в канале, которые достигают изоляционной конструкции или поверхности трубопровода, опасное влияние блуждающего постоянного тока и переменного тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом заноса в канале. Однако при проведении измерений и визуального осмотра трубопроводов контакта с грунтом, грунтовыми и другими водами не зафиксировано.

Учитывая вышеизложенное, считаем, что опасное действие блуждающих токов возможно в период паводка или при аварии на данных трубопроводах.

На участках, где возможно опасное действие блуждающих токов на подземные сооружения (согласно РД.153-34.0-20.518-2003) рекомендуется выполнить мероприятия по защите теплопровода от коррозии указанные в Приложении 1.

Согласно договору № 99/33-10 (НЧ) от 01.12.2009 г. заключенный между ООО ИЦ «Энергопрогресс» и ОАО «НЧТК», повторное проведение измерений должно быть проведено не позднее августа 2010г.

Ведущий инженер СЭСК

Инженер СЭСК



Калачев О.В.

Харитонов А.Н.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ

по утверждению нормативов технологических потерь при передаче
тепловой энергии ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 2012 год
(приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 325)

ЗАО «Роскоммунэнерго, по результатам экспертизы расчетов и других
(наименование экспертной организации)
обосновывающих материалов, рекомендует утвердить нормативы технологи-
ческих потерь и затрат при передаче тепловой энергии на 2012 год:

Организация (организационно- правовая форма; наименование; местонахождение)	Нормативы		
	потери и затраты теплоносителей, вода – м ³ , пар – т	потери тепловой энергии, Гкал	расход электро- энергии, тыс. кВтч
ОАО «Набережночел- нинская теплосетевая компания», 423810, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Промкомзона-2, а/я 36	Теплоноситель - вода		
	3 771 450	1 066 412	70 053,656
	в том числе:		
	тепловые сети в г. Набережные Челны		
	2 644 159	836 071	38 825,827
	тепловые сети в г. Нижнекамске		
	1 127 290	230 341	31 227,829
	Теплоноситель – пар		
	26	11 472	–
	в том числе:		
	паропровод БСИ в г. Набережные Челны		
	26	11 472	–

Руководитель экспертной
организации



М. п.

В. В. Михайлов

(подпись)

Приложение 7. Таблица 7.2.

Нормативы технологических потерь тепловой энергии, Гкал, при ее передаче по тепловым сетям в г. Набережные Челны и г. Нижнекамске на 2012 год

месяц	г. Набережные Челны	г. Нижнекамск	Всего по ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»
Январь	98 153,74	30 857,33	129 011,07
Февраль	92 157,83	28 549,18	120 707,01
Март	84 084,91	26 472,63	110 557,54
Апрель	61 739,52	19 807,59	81 547,11
Май	55 921,40	12 310,57	68 231,97
Июнь	50 934,21	6 914,08	57 848,29
Июль	55 967,95	10 697,69	66 665,64
Август	55 277,14	8 879,61	64 156,75
Сентябрь	57 014,63	13 781,76	70 796,39
Октябрь	57 616,73	19 257,00	76 873,73
Ноябрь	73 723,22	23 719,15	97 442,37
Декабрь	93 479,40	29 094,64	122 574,04
Год 2012	836 070,67	230 341,23	1 066 411,90

Приложение 7. Таблица 7.3.

Нормативы технологических потерь теплоносителя, м³, при передаче тепловой энергии по тепловым сетям в г. Набережные Челны и г. Нижнекамске на 2012 год

месяц	г. Набережные Челны	г. Нижнекамск	Всего по ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»
Январь	209 519,69	100 556,67	310 076,36
Февраль	196 002,28	94 069,15	290 071,43
Март	209 519,69	100 556,67	310 076,36
Апрель	202 760,96	97 312,90	300 073,86
Май	227 460,92	94 410,01	321 870,93
Июнь	220 734,16	79 473,40	300 207,56
Июль	254 373,40	88 109,31	342 482,71
Август	254 373,40	77 202,04	331 575,44
Сентябрь	247 614,64	97 173,62	344 788,26
Октябрь	209 519,69	100 556,67	310 076,36
Ноябрь	202 760,96	97 312,90	300 073,86
Декабрь	209 519,69	100 556,67	310 076,36
Год 2012	2 644 159,48	1 127 290,03	3 771 449,50