

Додаток 1
до Порядку розроблення, погодження,
затвердження та виконання
інвестиційних програм суб'єктів
господарювання у сфері теплопостачання

СХВАЛЕНО

Постанова Національної комісії,
що здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та комунальних послуг

від _____ N _____

М. П.

ЗАТВЕРДЖЕНО

Голова правління
ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

_____ В.М. Геращенко
(підпис)
«___» _____ 2018 року

ПОГОДЖЕНО

Рішення _____

(найменування органу місцевого самоврядування)

від _____ N _____

М. П.

ІНВЕСТИЦІЙНА ПРОГРАМА
ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

на 2018 рік

у сфері теплопостачання

ІНФОРМАЦІЙНА КАРТКА
ліцензіата до інвестиційної програми
на 2018 рік

ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

1. Загальна інформація про ліцензіата

Найменування ліцензіата	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»
Рік заснування	1968
Форма власності	Приватна
Місце знаходження	м. Чернігів, вул. Ремісничка, 55-б
Код за ЄДРПОУ	03357671
Прізвище, ім'я, по батькові посадової особи ліцензіата, посада	Геращенко Віктор Михайлович Голова правління
Тел., факс, e-mail	0462-77-43-24, email: office.otke@ukr.net
Ліцензія на виробництво теплової енергії (крім діяльності з виробництва теплової енергії на електроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлювальних джерел енергії) (№, дата видачі, термін дії)	№ 597469 серія АВ від 22.06.2012, строк дії з 23.06.12
Ліцензія на транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) мережами (№, дата видачі, термін дії)	№ 597470 серія АВ від 22.06.2012, строк дії з 23.06.12
Ліцензія на постачання теплової енергії (№, дата видачі, термін дії)	№ 597471 серія АВ від 22.06.2012, строк дії з 23.06.12
Ліцензія на виробництво теплової енергії на теплоелектроцентралях, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлювальних джерел енергії (№, дата видачі, термін дії)	№ 617877 серія АВ від 24.05.2012, строк дії з 17.05.12
Статутний капітал ліцензіата, тис. грн	757,50
Балансова вартість активів, тис. грн	377 108,00
Амортизаційні відрахування за останній звітний період, тис. грн	25 295,00
Заборгованість зі сплати податків, зборів (обов'язкових платежів), тис.грн.	3 346,00

2. Загальна інформація про інвестиційну програму

Цілі інвестиційної програми	Підвищення ефективності і надійності функціонування теплових мереж. Забезпечення якісного надання послуг з ЦО та ГВП споживачам міста
Строк реалізації інвестиційної програми	2018 рік
На якому етапі реалізації заходів, зазначених в інвестиційній програмі, знаходиться ліцензіат (для довгострокових програм)	Розроблена кошторисна документація

3. Відомості про інвестиції за інвестиційною програмою

Загальний обсяг інвестицій, тис. грн:	30 298,67
власні кошти	30 298,67
позичкові кошти	0,00
залучені кошти	0,00
бюджетні кошти	0,00
Напрямки використання інвестицій (у % від загального обсягу інвестицій):	
заходи зі зниження питомих витрат, а також втрат ресурсів	100 %
заходи щодо забезпечення технологічного та/або комерційного обліку ресурсів (з урахуванням вимог Закону України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання»)	0,00 %
інші заходи	0,00 %

Голова Правління АТ «ОТКЕ»

В.М. Геращенко

М.П.

ПОГОДЖЕНО

Рішення _____

від "____" _____ 2018 року
№ _____

ЗАТВЕРДЖЕНО
Голова Правління АТ "ОТКЕ"

В.М. Герашенко

"____" _____ 2018 року

МП

ФІНАНСОВИЙ ПЛАН
використання коштів для виконання інвестиційної програми на 2018 рік
ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "ОБ'ЄДНАНОМУНЕНЕРГО"

№ з/п	Найменування заходів (пооб'єктно)	Кількісний показник (одиниця виміру)	Фінансовий план використання коштів на виконання інвестиційної програми за джерелами фінансування, тис. грн (без ПДВ)										За способом виконання, тис. грн (без ПДВ)		Графік здійснення заходів та використання коштів на плановий та прогнозний періоди, тис. грн (без ПДВ)				№ аркуша об'єднувальних матеріалів	Економія паливно- енергетичних ресурсів (тонни умовного палива/ плановий період)	Економічний ефект (тис. грн)***
			з урахуванням:					інші залучені кошти, з них:					господарський матеріальних ресурсів)		підрядний		плановий період				
			загальна сума	амортизаційні виробничі інвестиції з прибутку	позичкові кошти	залишкові кошти	не підлягають поверненню	підлягають поверненню	бюджетні кошти (не підлягають поверненню)	матеріальних ресурсів)	підрядний	1-й рік	2-й рік	п*-й рік							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
1			Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплогоспостачання, з урахуванням:																		
1.1			Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:																		
1.1.1	Заміна ділянок магістральної теплової мережі від ТК1 до ТК19 в мікрорайоні "Масани"	2478 м.п.	30298,67	x	x	x	0,00	x	x	x	30298,67	0,00	30298,67	0,00	0,00	0,00	91	86,54	4007,45		
Усього за підпунктом 1.1			30298,67	x	x		0,00				30298,67	0,00	30298,67	0,00	0,00	0,00	91	86,54	4007,45		
1.2	Заходи щодо забезпечення технологічного та/або комерційного обліку ресурсів (з урахуванням вимог Закону України "Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання"), з них:																				
Усього за підпунктом 1.2			0,00	x	x		0,00				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		
1.3	Інші заходи, з них:																				
Усього за підпунктом 1.3			0,00	x	x		0,00				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		
Усього за пунктом 1			30298,67	x	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30298,67	0,00	30298,67	0,00	0,00	0,00		86,54	4007,45		
2	Інші заходи																				
2.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:																				
Усього за підпунктом 2.1			0,00	x	x		0,00				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		
2.2	Заходи щодо забезпечення технологічного та/або комерційного обліку ресурсів (з урахуванням вимог Закону України "Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання"), з них:																				
Усього за підпунктом 2.2			0,00	x	x		0,00				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		
2.3	Інші заходи, з них:																				
Усього за підпунктом 2.3			0,00	x	x		0,00				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Усього за пунктом 2			0,00	x	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00
Усього за інвестиційною програмою			30298,67	25782,92	4515,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30298,67	0,00	30298,67	0,00	0,00	91		86,54	4007,45

Примітки:

п* - кількість років інвестиційної програми.

** Суми витрат по заходах та економічний ефект від їх упровадження при розрахунку строку окупності враховувати без ПДВ.

*** Складові розрахунку економічного ефекту від упровадження заходів враховувати без ПДВ.

х - ліцензіатом не заповнюється.

Начальник відділу технічного розвитку

Лозицький Г.Г.

(підпис, ім'я, по батькові)

Усього за пунктом 2		0,00	х	х	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усього за інвестиційною програмою		30298,67	25782,92	4515,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86,54	0,00	4007,45

п* - кількість років інвестиційної програми.

** Суми витрат по заходах та економічний ефект від їх упровадження при розрахунку строку окупності враховувати без ПДВ.

*** Складові розрахунку економічного ефекту від упровадження заходів ураховувати без ПДВ.

х - ліцензіатом не заповнюється.

Примітки:

Начальник відділу технічного розвитку

Лозицький Г. Г.
(прізвище, і.м.я. по батькові)

(підпис)



ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

14000, м. Чернігів, вул. Ремісничка, 55б
Тел. (0462) 77-43-24, 4-42-44, Факс (0462) 77-43-24,
email: office.otke@ukr.net, info@teplo.cn.ua
код підприємства 03357671

№ _____ від «__» _____ 2018 р.

Г

Г

*Додаток
до інвестиційної програми
АТ «ОТКЕ» на 2018 рік*

**Пояснювальна записка
до інвестиційної програми ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»
на 2018 рік**

1. ІНФОРМАЦІЯ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» (далі – Товариство) створено згідно з наказом Регіонального відділення Фонду Державного майна України по Чернігівській області від 18.07.95 №368 шляхом перетворення державного комунального підприємства теплових мереж «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» у відкрите акціонерне товариство відповідно до Декрету КМУ від 20.05.93 №57/93 “Про приватизацію цілісних майнових комплексів державних підприємств та їх структурних підрозділів, зданих в оренду”.

Товариство зареєстровано як суб’єкт підприємницької діяльності 25.07.95р. Розпорядженням виконкому Чернігівської ради народних депутатів (Рішення №220-р), номер запису у Єдиному державному реєстрі – 1 064 120 0000 001350 .

Товариство є правонаступником майна, майнових прав та обов’язків ВІДКРИТОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» та Державного комунального підприємства теплових мереж «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО».

Основним видом діяльності є виробництво теплової енергії згідно ліцензії серії АВ № 597469, транспортування її магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами згідно ліцензії серії АВ № 597470 та постачання теплової енергії згідно ліцензії серії АВ № 597471, виданих Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг 22 червня 2012 р.

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» (далі – АТ «ОТКЕ») орендує і має у своїй власності 94 котельні (38 з них розташовані у м. Чернігові та 56 у районах області) загальною потужністю 594,85

Гкал/год, 48 центральних теплових пунктів, 7 індивідуальних теплових пункти та 225,782 км (в двох трубному обчисленні) теплових мереж з яких 60,417 км знаходиться в ветхому, а 0,302 км в аварійному стані, 45,777 км мереж експлуатуються понад 20 років. Вид палива – природний газ та пеллети. Резервне паливо не передбачене проектами котелень, окрім котелень, що працюють на пеллетах, там резервний вид палива – природний газ.

2. ТЕХНІЧНИЙ СТАН ОБ'ЄКТІВ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Теплопостачання - одна з підгалузей житлово-комунального господарства є найбільш енергоємною та затратною. В умовах стрімкого росту цін, в першу чергу на природний газ та електроенергію, проблема кардинального реформування теплоенергетики, особливо технічного переозброєння, стає питання державного стратегічного значення.

Мета діяльності ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» полягає у покращенні якості надання послуг з централізованого теплопостачання мешканцям міста та районів області, економії енергоресурсів та недопущення їх перевитрат. Досягнення цього можливе шляхом підвищення якості експлуатації та технічного обслуговування основних засобів, впровадження нових технологій по виробництву та транспортуванню теплової енергії, а також поліпшення роботи в таких сферах як фінансовий менеджмент, формування тарифів, бухгалтерський облік, нарахування плати за послуги та збір платежів від споживачів.

Щоденне ощадливе споживання енергетичних ресурсів лише за рахунок втілення енергозберігаючих технологій дає змогу підприємству заощаджувати десятки тисяч гривень, зберігаючи при цьому високу якість послуг, що надаються населенню та іншим споживачам теплової енергії.

Впровадження запланованих заходів на об'єктах підприємства дозволять досягти економії паливно-енергетичних ресурсів та заощадження їх споживання в житлових будинках, бюджетних установах та організаціях.

В більшості котельних, де встановлені котли НІСТУ-5, встановлена газова автоматика АГК-2у, яка давно застаріла і не випускається як на підприємствах України так і в країнах СНД. Тому існує гостра необхідність в реконструкції даних котелень, де встановлені такі котли.

За період з 2007 року на підприємстві за власні кошти було виконано ряд робіт по енергозбереженню, а саме:

- Реконструйовані 16 котелень з котлами НІСТУ-5. На даних об'єктах старі котли замінені на нові виробництва Riello (Італія), та виконаний весь комплекс робіт по заміні іншого обладнання на сучасне;

- На 7 котельнях середнього тиску встановлені 15 утилізаторів тепла димових газів, що дозволило підняти ККД котлів на 4-6%;

- Крім того на котельнях середнього тиску на всі групи вентилятор-димосос встановлене частотне регулювання, що призводить до економії 8-10% електроенергії на котельнях;

- Виконані налагоджувальні роботи на котлах та теплових мережах.

3. ОПИС ЗАХОДІВ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРОГРАМИ

Основними цілями інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2018 рік є економія природного газу та електричної енергії, підвищення якості та надійності надання послуг кінцевим споживачам за рахунок заміни зношених ділянок магістральних теплових мереж.

Інвестиційна програма фінансуватиметься з власних коштів, а саме за рахунок амортизаційних відрахувань та виробничих інвестицій з прибутку.

3.1. Заходи інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2018 рік.

3.1.1. Заміна ділянок магістральної теплової мережі від ТК1 до ТК19 в мікрорайоні «Масани»

Магістральна тепла мережа від котельні Інструментальна, 146 використовуються для транспортування теплоносія від джерела тепла до ЦТП 1-го та 2-го мікрорайонів «Масани», які в свою чергу забезпечують теплом та ГВП школу, дитячий садок, 2 ЦРЛ та 34 житлові будинки. Також в планах АТ «ОТКЕ» є влаштування перемички між котельними Інструментальна, 146 та Нафтовиків, 12, відповідно дана магістральна тепла мережа буде задіяна в транспортуванні теплоносія до останньої котельні. Окрім того необхідно прийняти до уваги інтенсивну забудову 3-го мікрорайону «Масани» та враховувати ймовірність підключення новозбудованих житлових будинків до мереж АТ «ОТКЕ».

Тобто, у разі пошкодження будь-якої ділянки даної тепломагістралі в зимовий період без опалення може залишитися цілих 2-3 мікрорайони.

Дана тепломагістраль збудована за проектом Київського відділення «Гипрогражданпромстрой» та здана в експлуатацію в 1990 році, *(копія монтажною схемою тепломережі додається)*.

Термін експлуатації 27 років. Згідно п.5.1.7 “Інструкції з експертного обстеження (технічного діагностування)” граничний строк експлуатації трубопроводів мережної води складає – 200 тис. годин (24 роки).

Також слід зазначити, що постійно має місце підтоплення ділянок тепломережі від ТК1 до ТК2 через високий рівень ґрунтових вод, як наслідок: пришвидшення корозії металу (зменшення товщини стінки трубопроводу), погіршення стану теплоізоляції та збільшення тепловтрат *(копія аркуша технічного звіту гідрогеологічних вишукувань, виконаного Чернігівським «Гипрогражданпромстрой» додається)*. Аналогічна ситуація з підтопленнями склалася і на інших ділянках магістральної теплової мережі. Особливо проблемними є усунення поривів (аварій) на ділянках тепломережі, що перетинають залізничне або дорожнє полотно, так як в даних місцях трубопроводи проходять в футлярах і оперативне виконання ремонтних робіт є просто неможливим.

Подальша експлуатація даних ділянок трубопроводу без заміни може привести до значного збільшення аварійних ситуацій, а також, крім припинення

теплозабезпечення споживачів, до фінансових втрат під час виконання аварійних робіт:

- ✓ зниження прибутку при недовідпуску теплової енергії;
- ✓ аварійних ремонтів трубопроводу;
- ✓ відключення ділянки та злив теплоносія;
- ✓ благоустрій місця проведення ремонтних робіт після закінчення ремонту.

Під час заміни ділянки тепломережі передбачається виконати роботи по заміні подаючого та зворотного трубопроводів діаметром 529 мм від теплової камери ТК 1 до ТК19 загальною протяжністю 1239 м в двотрубному обчисленні (*Фрагмент оптимізованої схеми перспективного розвитку системи теплопостачання м. Чернігова додається*). Для монтажу передбачено використання сталевих попередньо теплоізованих труб діаметром 530/710 мм. Прокладання трубопроводу буде виконуватись безканальним способом з використанням існуючих футлярів діаметром 1200 мм та 900 мм в місцях перетину тепломережі залізничного та дорожнього полотна.

3.2. Обґрунтування впровадження заходів інвестиційної програми

Вибір заходів, що були включені до ІП, ґрунтувався в першу чергу відповідно до заходів, які включені до Стратегічної Програми розвитку цілісного майнового комплексу – об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепlopункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки та відповідно до рекомендацій Протоколу засідання Технічної ради АТ «ОТКЕ» №15 від 25.12.17 року підставою для якої були висновок дефектоскопічної лабораторії АТ «ОТКЕ» та рекомендації «Технічного звіту про проведення діагностичного обстеження магістральних трубопроводів теплових мереж ПАТ «Облтеплокомуненерго» виконаного корпорацією «Сервіскомуненерго», у розрізі черговості вибору ділянок магістральних теплових мереж, що підлягають заміні (*Копія рішення про схвалення Стратегічної Програми розвитку цілісного майнового комплексу – об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепlopункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки, копія зведеного плану заходів з модернізації та реконструкції обладнання комунального майна територіальної громади м. Чернігова, яке орендується ПАТ «Облтеплокомуненерго» на період з 2014 року до 2022 року, Протоколу засідання та викопіювання з Технічного звіту додається*).

Фахівцями дефектоскопічної лабораторії АТ «ОТКЕ» було виконано шурфування на 6-ти ділянках даної магістральної теплової мережі. За результатами візуально-оптичного контролю та ультразвукового вимірювання товщини стінок трубопроводу було встановлено, що обстежувані ділянки мають чисельні дефекти (корозія), пошкодження теплової ізоляції, мінімально допустимі товщини стінок трубопроводу, а також за результатами розрахунку на міцність конструктивних елементів трубопроводу встановлено, що напруження в основних елементах трубопроводу перевищує допустимий рівень.

Серед основних переваг, якими фахівці АТ «ОТКЕ» керувались при виборі попередньоізованих трубопроводів, можна виділити наступні:

- ✓ найнижча із сучасних теплоізоляційних матеріалів теплопровідність, що дозволяє досягти тепло - та енергозберігаючих характеристик;
- ✓ наявність системи оперативно-дистанційного контролю, дозволяє встановити виниклі дефекти, і, як наслідок, можливість запобігати аварії, типові для теплових мереж інших конструкцій;
- ✓ термін експлуатації ППУ становить понад 30 років з повним збереженням властивостей;
- ✓ стійкість впливу вологи;
- ✓ абсолютна стійкість до корозії;
- ✓ висока прохідність;
- ✓ мала вага;
- ✓ висока ударна міцність;
- ✓ незначна жорсткість поверхні;
- ✓ ізоляція з пінополіуретану монолітна, безшовна, не утворює «містків холоду»;
- ✓ простота експлуатації;
- ✓ пінополіуретан нетоксичний і безпечний для людини.

Попередньоізольовані трубопроводи - це жорсткоз'єднана конструкція «труба в трубі», яка поміщена під вологостійку оболонку. Конструктивно попередньоізольовані трубопроводи складається зі сталевий труби, ізоляційного шару з твердого ППУ, зовнішньої захисної оболонки (поліетиленова труба, або сталева оцинкована труба), мережі проводів та системою оперативно-дистанційного контролю (ОДК).

Такий тип трубопроводів використовується при прокладанні теплових мереж, де температура носія не перевищує 140 °С.

Вибір матеріалу теплоізоляції проводився з економічного оптимуму сумарних експлуатаційних витрат і капіталовкладень в теплові мережі, супутні конструкції та споруди, з урахуванням обов'язкових вимог, таких як:

- ✓ рівномірна щільність заповнення конструкції трубопроводу теплоізоляційним матеріалом;
- ✓ герметичність оболонки;
- ✓ наявність ОДК;
- ✓ показники температуростійкості повинні знаходитися в заданих межах протягом розрахункового терміну служби;
- ✓ швидкість зовнішньої корозії труб не повинна перевищувати 0,03 мм/рік;
- ✓ стійкість до стирання захисного покриття - на понад 2 мм/25 років.

Виконання заходів із заміни ділянок магістральної теплової мережі дозволить зменшити кількість їх пошкоджень (аварій), що в свою чергу призведе до зменшення експлуатаційних витрат на обслуговування даних ділянок. Відповідно зменшаться втрати теплової енергії з витоками та через ізоляцію, що в свою чергу дозволить зменшити об'єми споживання природного газу та електричної енергії, необхідної на її виробництво та транспортування.

Техніко-економічне обґрунтування заходу із заміни ділянок магістральної теплової мережі від ТК1 до ТК19 в мікрорайоні «Масани» додається.

Оскільки виконання заходів інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2018 рік передбачається господарським способом, до фінансового плану включено лише вартість «Будівельних матеріалів, виробів і конструкцій» (розділ IV) (за винятком витрат на енергоносії машин) та «Устаткування» (розділ V) за стовбцем 8/9 «Відпускна ціна» розробленого кошторису.

Фінансування інвестиційної програми відбуватиметься за рахунок амортизаційних відрахувань та виробничих інвестицій з прибутку.

Розмір фінансування інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2018 рік складатиме – 30 298,67 тис. грн. (без ПДВ), з них:

амортизаційні відрахування – 25 782,92 тис. грн. (без ПДВ);

виробничі інвестиції з прибутку – 4 515,75 тис. грн (без ПДВ).

Загальна економія від впровадження заходів інвестиційної програми ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» на 2018 рік складе – 73,59 тис.м³ природного газу, економічний ефект від впровадження заходів складе – 4 007,45 тис. грн. Термін окупності програми – 91 місяць.

Зростання капіталізації основних фондів в результаті реалізації інвестиційної програми призведе до збільшення амортизаційних відрахувань та витрат на ремонти у складі собівартості теплової енергії. Таким чином собівартість виробництва, транспортування та постачання теплової енергії збільшиться на 0,27% та складе 1347,85 грн./Гкал (без ПДВ).

Голова правління АТ «ОТКЕ»

В.М. Геращенко

М.П.

Додаток 11 до Правил організації звітності, що подається суб'єктами господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (пункт)

ЗВІТНІСТЬ

Узагальнена технічна характеристика об'єктів теплопостачання (технічний паспорт)

за 2017 рік

Подають	Термін подання
Суб'єкти господарювання, що мають ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії, та/або транспортування її магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами, та/або постачання теплової енергії	01 березня року, наступного за звітним
Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, та її територіальному органу у відповідному регіоні	
Респондент: Найменування суб'єкта г Публічне Акціонерне Товариство "Облтеплокомуненерго" Код ЄДРІ 03357671 Місцезна: м. Чернігів, вул. Реміснич (Комсомольська), 55Б (поштовий індекс, область / Автономна Республіка Крим, район, населений пункт, вулиця / провулок, площа тощо, № будинку / корпусу, № квартири / офіса)	

Форма № 10-НКРЕКП-технічний паспорт тепло (річна)

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
31.05.2017 № 717

№ з/п	Найменування та характеристика обладнання об'єктів теплопостачання	Одиниця виміру	Код рядка	Показник		
				загальний	у тому числі	
					відпрацювали нормативний термін експлуатації/прилади обліку, що потребують перевірки	аварійні (не придатні до експлуатації)/прилади обліку, що підлягають заміні
А	Б	В	Г	1	2	3
I. Виробництво теплової енергії						
1	Джерела теплової енергії	х	х	х	х	х
1.1	Загальна кількість котелень, у тому числі:	шт.	005	95		
1.1.1	потужністю до 3 Гкал/год	шт.	010	56		
1.1.2	потужністю від 3 до 20 Гкал/год	шт.	015	29		
1.1.3	потужністю від 20 до 100 Гкал/год	шт.	020	9		
1.1.4	потужністю 100 Гкал/год і більше	шт.	025	0		
1.1.5	ДОВІДКОВО: додатково до пункту 1.1 кількість дахових котелень	шт.	030	1		
1.2	Загальна установлена потужність котелень, у тому числі:	Гкал/год	035	596,762	х	х
1.2.1	потужністю до 3 Гкал/год	Гкал/год	040	79,182	х	х
1.2.2	потужністю від 3 до 20 Гкал/год	Гкал/год	045	197,990	х	х
1.2.3	потужністю від 20 до 100 Гкал/год	Гкал/год	050	319,230	х	х
1.2.4	потужністю 100 Гкал/год і більше	Гкал/год	055	0,000	х	х
1.2.5	ДОВІДКОВО: додатково до пункту 1.2 установлена потужність дахових котелень	Гкал/год	060	0,360	х	х
1.3	Середнє навантаження котелень:	х	х	х	х	х
1.3.1	у неопалювальний період	Гкал/год	065	43,069	х	х
1.3.2	в опалювальний період	Гкал/год	070	311,965	х	х
1.4	Прислана потужність споживачів, у тому числі:	Гкал/год	075	370,795	х	х
1.4.1	населення	Гкал/год	080	294,765	х	х
1.4.2	бюджетні установи	Гкал/год	085	66,878	х	х
1.4.3	релігійні організації	Гкал/год	090	0,183	х	х
1.4.4	інші споживачі	Гкал/год	095	8,969	х	х
1.5	Фактичний річний обсяг корисного відпуску теплової енергії, у тому числі:	Гкал	100	472 383	х	х
1.5.1	для потреб населення	Гкал	105	360 219	х	х
1.5.2	для потреб бюджетних установ	Гкал	110	102 904	х	х
1.5.3	для потреб релігійних організацій	Гкал	115	88	х	х
1.5.4	для потреб інших споживачів	Гкал	120	9 089	х	х
1.5.5	для господарських потреб ліцензованої діяльності	Гкал	125	84	х	х
2	Витрати умовного палива на 1 Гкал теплової енергії, відпущеної з котелень	кг у. п./Гкал	130	165,230	х	х
3	Витрати електроенергії на виробництво 1 Гкал теплової енергії, відпущеної з котелень	кВт·год/Гкал	135	26,150	х	х
4	Витрати води на технологічні потреби виробництва 1 Гкал теплової енергії, відпущеної з котелень (без підживлення теплових мереж)	куб. м/Гкал	140	0,008	х	х
5	Котли	х	х	х	х	х
5.1	Загальна кількість котлів:	шт.	145	407		
5.1.1	за видом теплоносія, з них:	шт.	150	407	0	0
5.1.1.1	водогрійних з ККД менше 86 %	шт.	155	6		
5.1.1.2	водогрійних з ККД більше 86 %	шт.	160	393		
5.1.1.3	парових з ККД менше 89 %	шт.	165	4		
5.1.1.4	парових з ККД більше 89 %	шт.	170	4		
5.1.2	за видом палива (енергії), з них:	шт.	175	407	0	0
5.1.2.1	на газоподібному (традиційному) паливі	шт.	180	401		
5.1.2.2	на твердому (традиційному) паливі	шт.	185	6		
5.1.2.3	на рідкому (традиційному) паливі	шт.	190			
5.1.2.4	на електричній енергії	шт.	195			
5.1.2.5	на інших видах палива (довідково)	шт.	200			
5.2	Річний обсяг споживання палива для виробництва теплової енергії котельним обладнанням, з них котлами:	кг у. п.	205	91 112 498	х	х
5.2.1	на газоподібному (традиційному) паливі	кг у. п.	210	91 112 498	х	х
5.2.2	на твердому (традиційному) паливі	кг у. п.	215		х	х
5.2.3	на рідкому (традиційному) паливі	кг у. п.	220		х	х
5.2.4	на електричній енергії	кг у. п.	225		х	х
5.2.5	на інших видах палива (довідково)	кг у. п.	230	114 651	х	х
5.3	Річний обсяг відпуску теплової енергії за типом котлів, з них:	Гкал	235	551 427	х	х
5.3.1	на газоподібному (традиційному) паливі	Гкал	240	551 427	х	х
5.3.2	на твердому (традиційному) паливі	Гкал	245		х	х
5.3.3	на рідкому (традиційному) паливі	Гкал	250		х	х

5.3.4	на електричній енергії	Гкал	255		x	x
5.3.5	на інших видах палива (довідково)	Гкал	260	590	x	x
6	Загальна кількість димових труб	шт.	265	127		
7	Допоміжне обладнання	x	x	x	x	x
7.1	Загальна кількість установок пом'якшення води	шт.	270	92		
7.2	Загальна кількість деаераторних установок	шт.	275	14		
7.3	Загальна кількість насосів водопідготовчого обладнання	шт.	280	37		

2

Продовження додатка 11

А	Б	В	Г	1	2	3
7.4	Загальна кількість насосів, з них:	шт.	285	872		
7.4.1	мережевих	шт.	290	336		
7.4.2	підживлювальних	шт.	295	152		
7.4.3	живильних	шт.	300	5		
7.4.4	рециркуляційних	шт.	305	98		
7.4.5	насосів гарячого водопостачання (ГВП)	шт.	310	109		
7.4.6	циркуляційних насосів ГВП	шт.	315	47		
7.4.7	інших	шт.	320	125		
7.5	Загальна кількість тягодуттєвих установок, з них:	шт.	325	114		
7.5.1	димососів	шт.	330	54		
7.5.2	дуттєвих вентиляторів (установлених окремо)	шт.	335	60		
7.6	Загальна кількість теплообмінників	шт.	340	142		
7.7	Загальна установлена потужність електроспоживаючого обладнання	кВт	345	13 900	x	x
7.7.1	у т. ч. загальна установлена потужність насосів	кВт	350	10 588	x	x
7.7.2	у т. ч. загальна установлена потужність насосів водопідготовчого обладнання	кВт	355	84		
7.7.3	у т. ч. загальна установлена потужність димососів	кВт	360	1 859	x	x
7.7.4	у т. ч. загальна установлена потужність вентиляторів	кВт	365	1 368	x	x
8	Електропостачання та електротехнічні пристрої	x	x	x	x	x
8.1.	Загальна кількість приладів обліку електричної енергії, з них:	шт.	370	158		
8.1.1.	точок обліку електричної енергії, об'єднаних у локальне устаткування збору і обробки даних (автоматична система комерційного обліку електроенергії)	шт.	375	25		
8.2	Загальна кількість трансформаторних підстанцій 10 (6)/0,4 кВ, з них:	шт.	380	2		
8.2.1	потужністю до 630 кВА	шт.	385	2		
8.2.2	потужністю понад 630 кВА	шт.	390	0		
8.3	Загальна протяжність ліній електропередачі, з них:	км	395	6		
8.3.1	напругою до 6 кВ	км	400	3		
8.3.2	напругою 6 кВ та вище	км	405	3		
9	Загальна кількість приладів обліку природного газу, з них:	шт.	410	94		
9.1	з коректорами	шт.	415	94		
10	Загальна кількість автоматизованих котелень, з них:	шт.	420	95		
10.1	з повною автоматизацією (без постійного обслуговуючого персоналу)	шт.	425	16		
10.2	з частковою автоматизацією	шт.	430	79		
11	Облік на джерелах теплової енергії	x	x	x	x	x
11.1	Загальна кількість встановлених приладів обліку на джерелах теплової енергії, у тому числі:	шт.	435	188	x	x
11.1.1	теплової енергії	шт.	440	94	x	x
11.1.2	холодної води	шт.	445	94	x	x
11.2	Загальна кількість приладів обліку, що необхідно встановити до 100 % оснащеності джерел теплової енергії, у тому числі:	шт.	450	0	x	x
11.2.1	теплової енергії	шт.	455	0	x	x
11.2.2	холодної води	шт.	460	0	x	x
12	Загальна кількість спеціальних та спеціалізованих транспортних засобів, у тому числі:	шт.	465	5		
12.1	спеціалізованого призначення	шт.	470	1		
12.2	вантажних автомобілів	шт.	475	3		
12.3	легкових автомобілів	шт.	480	1		

II. Транспортування та постачання теплової енергії

13	Протяжність магістральних теплових мереж за видами прокладання, у тому числі:	км	485	20	12	
13.1	підземна канална	км	490	17		
13.2	підземна безканална	км	495	1		
13.3	на відкритому повітрі	км	500	3		
14	Протяжність місцевих (розподільчих) теплових мереж за видами прокладання, у тому числі:	км	505	139	102	
14.1	підземна канална	км	510	131		
14.2	підземна безканална	км	515	2		
14.3	на відкритому повітрі	км	520	6		
15	Протяжність мереж ГВП за видами прокладання, у тому числі:	км	525	67	50	
15.1	підземна канална	км	530	64		
15.2	підземна безканална	км	535	1		
15.3	на відкритому повітрі	км	540	2		
16	Загальна кількість центральних теплових пунктів (ЦТП)	шт.	545	48		
17	Загальна кількість індивідуальних теплових пунктів (ІТП)	шт.	550	7		
18	Обладнання ЦТП та ІТП	x	x	x	x	x
18.1	Загальна кількість водопідігрівальних установок	шт.	555	0		
18.2	Загальна кількість баків-акумуляторів гарячої води	шт.	560	0		
18.3	Загальна кількість теплообмінників, у тому числі:	шт.	565	118		
18.3.1	для систем опалення	шт.	570	7		
18.3.2	для систем ГВП	шт.	575	111		
18.4	Загальна кількість насосів, у тому числі:	шт.	580	303		
18.4.1	підживлювальних насосів	шт.	585	15		
18.4.2	насосів ГВП	шт.	590	108		
18.4.3	циркуляційних насосів ГВП	шт.	595	15		
18.5	Загальна установлена потужність насосів	кВт	600	2 199		
19	Електропостачання та системи управління	x	x	x	x	x
19.1	Загальна кількість приладів обліку електричної енергії	шт.	605	140		
19.1.1	Загальна кількість систем автоматизації та контролю, у тому числі:	шт.	610	307		
19.1.1.1	систем автоматичного погодного регулювання подачі теплоносія	шт.	615	12		
20	Прилади обліку теплової енергії та ГВП	x	x	x	x	x
20.1	Загальна кількість приєднаних об'єктів до систем теплопостачання, у тому числі:	шт.	620		x	x
20.1.1	до систем опалення, з них:	шт.	625	2 430	x	x
20.1.1.1	житлові будинки (багатоквартирні)	шт.	630	1 009	x	x
20.1.1.2	бюджетні установи	шт.	635	736	x	x
20.1.1.3	релігійні організації	шт.	640	2	x	x
20.1.1.4	інші споживачі	шт.	645	683	x	x
20.1.2	до систем ГВП, з них:	шт.	650	994	x	x
20.1.2.1	житлові будинки (багатоквартирні)	шт.	655	633	x	x
20.1.2.2	бюджетні установи	шт.	660	150	x	x
20.1.2.3	релігійні організації	шт.	665	0	x	x
20.1.2.4	інші споживачі	шт.	670	211	x	x
20.2	Загальна кількість об'єктів, забезпечених будинковими приладами обліку теплової енергії, у тому числі:	шт.	675	2 031	x	x

20.2.1	житлові будинки (багатоквартирні)	шт.	680	636	x	x
20.2.2	бюджетні установи	шт.	685	715	x	x
20.2.3	релігійні організації	шт.	690	2	x	x
20.2.4	інші споживачі	шт.	695	678	x	x
20.3	Загальна кількість об'єктів, забезпечених будинковими приладами обліку ГВП, у тому числі:	шт.	700	334	x	x
20.3.1	житлові будинки (багатоквартирні)	шт.	705	21	x	x
20.3.2	бюджетні установи	шт.	710	133	x	x
20.3.3	релігійні організації	шт.	715	0	x	x
20.3.4	інші споживачі	шт.	720	180	x	x
20.4	Загальна кількість встановлених будинкових приладів обліку теплової енергії, у тому числі на:	шт.	725	1 098		
20.4.1	житлових будинках (багатоквартирних)	шт.	730	636		
20.4.2	бюджетних установах	шт.	735	380		
20.4.3	релігійних організаціях	шт.	740	2		
20.4.4	інших споживачах	шт.	745	80		

3

Продовження додатка 11

А	Б	В	Г	1	2	3
20.5	Загальна кількість приладів обліку теплової енергії, що необхідно встановити до 100 % оснашеності, у тому числі на:	шт.	750	306	x	x
20.5.1	житлових будинках (багатоквартирних)	шт.	755	283	x	x
20.5.2	бюджетних установах	шт.	760	16	x	x
20.5.3	релігійних організаціях	шт.	765	0	x	x
20.5.4	інших споживачах	шт.	770	7	x	x
20.6	Загальна кількість встановлених будинкових приладів обліку ГВП, у тому числі на:	шт.	775	189		
20.6.1	житлових будинках (багатоквартирних)	шт.	780	15		
20.6.2	бюджетних установах	шт.	785	98		
20.6.3	релігійних організаціях	шт.	790	0		
20.6.4	інших споживачах	шт.	795	76		
20.7	Загальна кількість приладів обліку ГВП, що необхідно встановити до 100% оснашеності, у тому числі на:	шт.	800	492	x	x
20.7.1	житлових будинках (багатоквартирних)	шт.	805	475	x	x
20.7.2	бюджетних установах	шт.	810	17	x	x
20.7.3	релігійних організаціях	шт.	815	0	x	x
20.7.4	інших споживачах	шт.	820	0	x	x
20.8	Корисний відпуск теплової енергії власним споживачам, у тому числі:	Гкал	825	488 046	x	x
20.8.1	для потреб населення	Гкал	830	374 592	x	x
20.8.2	для потреб бюджетних установ	Гкал	835	104 150	x	x
20.8.3	для потреб релігійних організацій	Гкал	840	88	x	x
20.8.4	для потреб інших споживачів	Гкал	845	9 216	x	x
20.9	Корисний відпуск теплової енергії власним споживачам за приладами обліку, у тому числі:	Гкал	850	347 519	x	x
20.9.1	для потреб населення	Гкал	855	245 501	x	x
20.9.2	для потреб бюджетних установ	Гкал	860	95 468	x	x
20.9.3	для потреб релігійних організацій	Гкал	865	88	x	x
20.9.4	для потреб інших споживачів	Гкал	870	6 463	x	x
21	Загальна кількість спеціальних та спеціалізованих транспортних засобів, у тому числі:	шт.	875	11		
21.1	спецтехніка	шт.	880	7		
21.2	вантажні автомобілі	шт.	885	3		
21.3	легкові автомобілі	шт.	890	1		
22	Опалювальна площа споживачів групи населення, у тому числі:	тис. кв. м	895	3 014	x	x
22.1	з приладами обліку	тис. кв. м	900	2 427	x	x
22.2	без приладів обліку	тис. кв. м	905	587	x	x
23	Забезпечення гарячою водою споживачів групи населення (за нормою)	тис. осіб	910	10 224	x	x
24	Присудане теплове навантаження за категоріями споживачів:	Гкал/год	915	373,874	x	x
24.1	населення	Гкал/год	920	294,765	x	x
24.2	бюджетні установи	Гкал/год	925	69,957	x	x
24.3	релігійні організації	Гкал/год	930	0,183	x	x
24.4	інші споживачі	Гкал/год	935	8,969	x	x
25	Присудане максимальне теплове навантаження системи опалення за категоріями споживачів:	Гкал/год	940	271,881	x	x
25.1	населення	Гкал/год	945	201,567	x	x
25.2	бюджетні установи	Гкал/год	950	61,554	x	x
25.3	релігійні організації	Гкал/год	955	0,183	x	x
25.4	інші споживачі	Гкал/год	960	8,577	x	x
26	Присудане теплове навантаження системи ГВП за категоріями споживачів:	Гкал/год	965	101,011	x	x
26.1	населення	Гкал/год	970	93,197	x	x
26.2	бюджетні установи	Гкал/год	975	7,421	x	x
26.3	релігійні організації	Гкал/год	980	0,000	x	x
26.4	інші споживачі	Гкал/год	985	0,393	x	x
27	Присудане навантаження системи вентиляції	Гкал/год	990	0,000	x	x
28	Присудане навантаження пари	Гкал/год	995	0,981	x	x
29	Фактичні річні втрати теплової енергії (до обсягу теплової енергії, поданої в мережу)	тис. Гкал	1000	84 273	x	x
		%	1005	14,72	x	x
30	Витрати електроенергії на транспортування 1 Гкал теплової енергії, відпущеної з мереж	кВт·год/Гкал	1010	6,900	x	x
31	Витрати води на підживлення теплових мереж на 1 Гкал теплової енергії, відпущеної з мереж	куб. м/Гкал	1015	0,080	x	x
32	Втрати теплової енергії на одиницю довжини трубопроводів теплових мереж	Гкал/пог. м	1020	0,187	x	x

х - ліцензіатом не заповнюються

(підпис керівника (власника))

(підпис головного бухгалтера)

(підпис виконавця)

телефон: 0462-77-57-96 факс: 0462-77-43-24

Геращенко В.М.

(ініціали, прізвище)

Старков О.М.

(ініціали, прізвище)

Олійник В.В.

(ініціали, прізвище)

електронна пошта: patotke_chernigiv@ukr.net

Розрахунок фактичного обсягу фінансування інвестиційної програми на 2018 рік ПАТ "ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО", м. Чернігів

Без ПДВ																			
№ з/п	Наменування показників	одиниця виміру	1 квартал	січень	лютий	березень	2 квартал	квітень	травень	червень	3 квартал	липень	серпень	вересень	4 квартал	жовтень	листопад	грудень	рік
1	Обсяг реалізації теплової енергії всього, у т.ч. на потреби:	тис.Гкал	287,904	108,915	94,576	84,413	39,503	27,436	6,131	5,937	15,286	3,218	6,131	5,937	219,157	43,218	77,188	98,751	561,851
1.1.	населення (+іншим теплопостачальним підприємствам)	тис.Гкал	215,278	81,256	70,614	63,409	31,879	21,311	5,371	5,198	13,341	2,772	5,371	5,198	165,043	33,095	58,085	73,863	425,541
1.2.	бюджетних установ (+іншим теплопостачальним підприємствам)	тис.Гкал	64,876	24,682	21,392	18,802	6,965	5,547	0,72	0,699	1,842	0,425	0,719	0,699	48,477	9,132	17,113	22,231	122,160
1.3.	інших споживачів (+іншим теплопостачальним підприємствами+інша діяльність)	тис.Гкал	7,542	2,898	2,500	2,143	0,643	0,561	0,042	0,040	0,103	0,021	0,042	0,040	5,483	0,962	1,935	2,586	13,771
1.4.	релігійні організації	тис.Гкал	0,208	0,079	0,069	0,060	0,016	0,016	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,154	0,028	0,055	0,071	0,379
2	Джерела фінансування інвестиційної програми всього, у т.ч.:	тис. грн	15525,69	5873,43	5100,15	4552,11	2130,28	1479,51	330,63	320,15	824,33	173,55	330,63	320,15	11818,38	2330,59	4162,48	5325,31	30298,67
2.1.	Амортизаційні відрахування всього, у т.ч.:	тис. грн	13211,72	4998,05	4340,02	3873,65	1812,78	1259,00	281,35	272,44	701,47	147,68	281,35	272,44	10056,95	1983,23	3542,10	4531,62	25782,92
2.1.1.	бюджетні установи	грн/Гкал тис. грн	45,89 2977,124	45,89 1132,643	45,89 981,685	45,89 862,797	45,89 319,618	45,89 254,562	45,89 32,977	45,89 32,078	45,89 84,545	45,89 19,490	45,89 32,977	45,89 32,078	45,89 2224,560	45,89 419,083	45,89 785,323	45,89 1020,154	45,89 5605,847
2.1.2.	інші споживачі	тис. грн	346,077	133,009	114,739	98,329	29,514	25,765	1,905	1,844	4,733	0,983	1,905	1,844	251,603	44,166	88,788	118,649	631,926
2.1.3.	населення	тис. грн	9878,965	3728,755	3240,440	2909,771	1462,906	977,925	246,466	238,515	612,189	127,208	246,466	238,515	7573,715	1518,694	2665,483	3389,538	19527,775
2.1.4.	релігійні організації	тис. грн	9,553	3,642	3,152	2,758	0,745	0,745	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,074	1,290	2,507	3,276	17,372
3	Виробничі інвестиції з прибутку на обсяг реалізації власним споживачам ліцензіата всього, у т.ч. для потреб:	тис. грн	2313,97	875,38	760,13	678,45	317,50	220,51	49,28	47,72	122,86	25,87	49,28	47,72	1761,43	347,35	620,38	793,69	4515,75
3.1.	населення ***	грн/Гкал тис. грн	8,04 1730,25	8,04 653,07	8,04 567,55	8,04 509,63	8,04 256,22	8,04 171,28	8,04 43,17	8,04 41,77	8,04 107,22	8,04 22,28	8,04 43,17	8,04 41,77	8,04 1326,50	8,04 265,99	8,04 466,85	8,04 593,66	8,04 3420,19
3.2.	бюджетні установи***	грн/Гкал тис. грн	8,04 521,43	8,04 198,38	8,04 171,94	8,04 151,11	8,04 55,98	8,04 44,59	8,04 5,78	8,04 5,62	8,04 14,81	8,04 3,41	8,04 5,78	8,04 5,62	8,04 389,62	8,04 73,40	8,04 137,55	8,04 178,68	8,04 981,84
3.3.	інші споживачі ***	тис. грн	60,61	23,30	20,10	17,22	5,17	4,51	0,33	0,32	0,83	0,17	0,33	0,32	44,07	7,74	15,55	20,78	110,68
3.4.	релігійні організації	тис. грн	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04	8,04
		тис. грн	1,67	0,64	0,55	0,48	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,24	0,23	0,44	0,57	3,04
	Амортизація по податковому обліку (8-НКУ)	тис. грн																	

Голова правління АТ "ОТКЕ"

В.М. Герашенко
(прізвище, ім'я, по батькові)

Головний бухгалтер

О.М. Старков
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

(підпис)

Розрахунок економічного ефекту від заміни теплових мереж

Заміна ділянок магістральної теплової мережі від ТК1 до ТК19 в мікрорайоні "Масани"

1. C_p - Вартість робіт складає:

30298,67 тис. грн

2. Виконання робіт викликане фізичним зносом трубопроводів, неможливістю забезпечення надійного тепlopостачання

Вхідні дані:

Згідно з Додатком 1

Існуюча тепломережа:

Тип ізоляції - мінеральна вата (якщо ізоляція відсутня - вказати)

Магістральний трубопровід протяжністю

1239

м у 2-тр. обчисленні

Згідно з Додатком 2

Тепломережа після реконструкції:

Тип ізоляції - пінополіуретан

Магістральний трубопровід протяжністю

1239

м у 2-тр. обчисленні

Доп	Тривалість роботи трубопроводу в опалювальний період	187	діб
Дл	Тривалість роботи трубопроводу в літній період	163	діб
t пов оп	Середня температура повітря в опалювальний період	-0,9	°C.
t пов л	Середня температура повітря в літній період	6,52	°C.
t гр оп	Середня температура ґрунту в опалювальний період	5	°C.
t гр л	Середня температура ґрунту в літній період	15	°C.
t хв оп	Середня температура підживлюючої води в опалювальний період	5	°C.
t хв л	Середня температура підживлюючої води в літній період	15	°C.
a	Нормативні втрати теплоносія з витіками від об'єму мереж за годину.	0,25	%
t под оп	Середня температура теплоносія в подавальному трубопроводі в опалювальний період	70,66	°C.
t зв оп	Середня температура теплоносія у зворотньому трубопроводі в опалювальний період	54,53	°C.
t под л	Середня температура теплоносія в подавальному трубопроводі в літній період	70	°C.
t зв л	Середня температура теплоносія у зворотньому трубопроводі в літній період	42	°C.
t гв	Середня температура гарячої води	55	°C.
Зал. варт.	Залишкова вартість теплової мережі, що буде демонтована	0,00	тис.грн
В куб.води	Середня вартість 1 м ³ теплоносія, грн/м ³	42,48	грн./м3

1. Розрахунок економії теплової енергії

Економія паливно-енергетичних ресурсів визначається за рахунок зменшення витрат теплової енергії крізь ізоляцію трубопроводів, за рахунок заміни дефектних ділянок, зменшення необхідного об'єму вироблення теплової енергії, зменшення витрат електричної енергії на транспортування теплоносія та гарячої води, зниження витрат на ліквідацію пошкоджень у теплових мережах.

1.1. Нормативні втрати теплової енергії в тепломережі, що існує

$$Q_{втр} = Q_{із} + Q_{вит} \quad \boxed{3144,5} \text{ Гкал}$$

$Q_{із}$ – втрати теплової енергії крізь ізоляцію, Гкал

$Q_{вит}$ - втрати теплової енергії з витіками теплоносія, Гкал

Втрати теплової енергії $Q_{із}$ і $Q_{вит}$ розраховують по наведених нижче формулах згідно МУ 34-70-080-84 з урахуванням типу ізоляції трубопроводів існуючої мережі.

Шаблон розрахунку $Q_{із}$ й $Q_{вит}$ для магістральної теплової мережі дивись в Додатку 1

Результати розрахунків підсумовуються в Додатку 3.

$$Q_{із} = (24 \cdot D_{оп} \cdot \sum (\beta \cdot q_{ноп} \cdot L) + 24 \cdot D_{л} \cdot \sum (\beta \cdot q_{нл} \cdot L)) \cdot 10^{-6} \quad \boxed{2625,6} \text{ Гкал}$$

де

β - коефіцієнт місцевих теплових втрат, $\beta=1,2$ для підземної прокладки, $\beta=1,25$ для надземної прокладки

$q_{нот}$ і $q_{нл}$ - питомі втрати тепла в опалювальний та літній періоди відповідно, ккал/м*год

L - довжина ділянки теплової мережі, що характеризується однаковим діаметром трубопроводів і типом прокладки, м

$$Q_{вит} = a \cdot c \cdot V \cdot \rho \cdot \left(24 \cdot D_{оп} \cdot \left(\frac{t_{под оп} + t_{зв оп}}{2} - t_{хв оп} \right) + 24 \cdot D_{л} \cdot \left(\frac{t_{под л} + t_{зв л}}{2} - t_{хв л} \right) \right) \cdot 10^{-6} \quad \boxed{518,8} \text{ Гкал}$$

де

a - нормативне значення витоку з теплової мережі, приймається 0,0025 м³/(год*м³) для всіх типів ізоляції

c - питома теплоємність води, $c=1$ ккал/(кг*градус цельсія)

ρ - щільність води, кг/м³

V - об'єм вказаної частини теплової мережі, м³

1.2. Нормативні втрати теплової енергії в тепломережі після реконструкції

Нормативні втрати теплової енергії в тепломережі після реконструкції $Q_{втр ППУ}$ розраховуються аналогічно пункту 2.1. з урахуванням можливих змін діаметрів трубопроводів після реконструкції, типу ізоляції, довжини ділянки.

$$Q_{втр ППУ} = Q_{із ППУ} + Q_{вит} \quad \boxed{2619,3} \text{ Гкал}$$

$Q_{із ППУ}$ – втрати теплової енергії крізь пінополіуретанову ізоляцію, Гкал

$Q_{вит}$ - втрати теплової енергії з витіками теплоносія, Гкал

Шаблон розрахунку $Q_{із ППУ}$ та $Q_{вит}$ для магістральної теплової мережі дивись в Додатку 2

Втрати теплової енергії крізь пінополіуретанову ізоляцію:

$$Q_{із ППУ} = Q_{із} \cdot K_2 \quad \boxed{2100,5} \text{ Гкал}$$

$Q_{із}$ - втрати теплової енергії крізь мінеральноватну ізоляцію, Гкал

K_2 – коефіцієнт, який враховує зміну норми щільності теплового потоку при використанні теплоізоляційного шару із пінополіуретану (СНІП 2.04.14-88 Додаток 8, табл. 3).

Втрати теплової енергії з витокami теплоносія:

$$Q_{\text{вит}} = a \cdot c \cdot V \cdot \rho \cdot \left(24 \cdot D_{\text{оп}} \cdot \left(\frac{t_{\text{под оп}} + t_{\text{зв оп}}}{2} - t_{\text{хв оп}} \right) + 24 \cdot D_{\text{л}} \cdot \left(\frac{t_{\text{под л}} + t_{\text{зв л}}}{2} - t_{\text{хв л}} \right) \right) \cdot 10^{-6}$$

518,8

 Гкал

1.3. Очікувана річна економія теплової енергії

Економія теплової енергії від проведеної реконструкції розраховується по формулі:

$$Q_{\text{ек}} = Q_{\text{втр}} - Q_{\text{втр ППУ}}$$

525,1

 Гкал

3. Розрахунок економії витрат коштів на ліквідацію дефектів.

3.1. Розрахунок втрат теплоносія під час виникнення та ліквідації дефектів на теплових мережах.

3.1.1. Розрахунок втрат теплоносія під час виникнення дефектів на теплових мережах.

Втрати під час виникнення дефектів на теплових мережах складаються з двох складових – втрати теплової енергії, та втрати води як речовини. Середні втрати теплової енергії під час виникнення **одного** дефекту розраховуються за формулами:

Для опалювального сезону

подаючий трубопровід

$$Q_{\text{дефект.оп.под.}} = c \cdot V_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{под оп}} - t_{\text{хв оп}}) \cdot 10^{-6}$$

10

 Гкал

зворотний трубопровід

$$Q_{\text{дефект.оп.зв.}} = c \cdot V_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{зв оп}} - t_{\text{хв оп}}) \cdot 10^{-6}$$

7

 Гкал

Для літнього сезону

подаючий трубопровід

$$Q_{\text{дефект.л.под.}} = c \cdot V_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{под л}} - t_{\text{хв л}}) \cdot 10^{-6}$$

8

 Гкал

зворотний трубопровід

$$Q_{\text{дефект.л.зв.}} = c \cdot V_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{зв л}} - t_{\text{хв л}}) \cdot 10^{-6}$$

4

 Гкал

$V_{\text{дефект, м}^3}$ – середній об'єм теплоносія, який втрачається в наслідок виникнення одного дефекту на даній ділянці.

$$V_{\text{дефект}} = V_{\text{дефект за годину}} \cdot n$$

145,4

 м³

n, год – середній час існування дефекту до його усунення;

72

 год

$V_{\text{дефект за годину}}$, м³/год – середня годинна втрата теплоносія крізь отвір дефекту
(Теплотехнический справочник под ред. С.Г. Герасимова. М. 1957. ф-ла (5-108)).

$$V_{\text{дефект за годину}} = 3600 \cdot \mu \cdot S \cdot \sqrt{2gH}$$

2,019

 м³/год

де μ – коефіцієнт витрати, для приблизних розрахунків витікання малов'язкої рідини з круглих отворів можна приймати;

$$\mu = 0,6 - 0,62$$

S – середня площа отвору дефекту, м²;

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

0,00002826

 м²

d – середній діаметр отвору дефекту, м;

0,006

 м

g = 9,8 м/с² - прискорення вільного падіння;

H – тиск в трубопроводі, м. в. ст.

54

 м. в. ст.

Сумарні річні витрати теплової енергії внаслідок виникнення дефектів:

$$\sum Q_{\text{дефект}} = (Q_{\text{дефект.оп.под.}} \cdot m_{\text{оп под}} + Q_{\text{дефект.оп.зв.}} \cdot m_{\text{оп зв}} + Q_{\text{дефект.л.под.}} \cdot m_{\text{л под}} + Q_{\text{дефект.л.зв.}} \cdot m_{\text{л зв}}) / 3$$

0,000

 Гкал

де $m_{\text{оп под}}$, $m_{\text{оп зв}}$ та $m_{\text{л под}}$, $m_{\text{л зв}}$ – кількість ліквідованих дефектів на даній ділянці за останні 3 роки відповідно в опалювальний та літній сезони, в подаючих та зворотних трубопроводах.

	Кількість	$Q_{\text{дефект}}, \text{Гкал}$
$m_{\text{оп под}}$	0	9,54
$m_{\text{оп зв}}$	0	7,20
$m_{\text{л под}}$	0	8,00
$m_{\text{л зв}}$	0	3,92
ГВП оп	0	7,27
ГВП л	0	5,81

всього 0

Вартість втраченого теплоносія в наслідок виникнення дефектів:

$$B_{\text{води_дефект}} = (B_{\text{куб.води.}} \cdot V_{\text{дефект}} (m_{\text{оп под}} + m_{\text{оп зв}} + m_{\text{л под}} + m_{\text{л зв}}) \cdot 10^{-3}) / 3$$

0,00

 тис.грн

$m = m_{\text{оп под}} + m_{\text{оп зв}} + m_{\text{л под}} + m_{\text{л зв}}$ – кількість ліквідованих дефектів на даній ділянці за останні 3 роки.

$$B_{\text{куб.води.}} - \text{середня вартість } 1 \text{ м}^3 \text{ теплоносія:}$$

42,48

 грн/м³

3.1.2. Розрахунок втрат теплоносія під час ліквідації дефектів на теплових мережах.

Ліквідація дефектів на теплових мережах передбачає злив теплоносія на ділянці трубопроводу між засувками.

Втрати під час ліквідації дефектів на теплових мережах складаються з двох складових – втрати теплової енергії, та втрати води

як речовини. Середні втрати теплової енергії при ліквідації **одного** дефекту розраховуються за формулами:

Для опалювального сезону

подаючий трубопровід

$$Q_{\text{злив.оп.под.}} = c \cdot V_{\text{злив}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{под.оп.}} - t_{\text{хв.оп.}}) \cdot 10^{-6} \quad \boxed{34,271} \text{ Гкал}$$

зворотний трубопровід

$$Q_{\text{злив.оп.зв.}} = c \cdot V_{\text{злив}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{зв.оп.}} - t_{\text{хв.оп.}}) \cdot 10^{-6} \quad \boxed{25,852} \text{ Гкал}$$

Для літнього сезону

подаючий трубопровід

$$Q_{\text{злив.л.под.}} = c \cdot V_{\text{злив}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{под.л.}} - t_{\text{хв.л.}}) \cdot 10^{-6} \quad \boxed{28,707} \text{ Гкал}$$

зворотний трубопровід

$$Q_{\text{злив.л.зв.}} = c \cdot V_{\text{злив}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{зв.л.}} - t_{\text{хв.л.}}) \cdot 10^{-6} \quad \boxed{14,093} \text{ Гкал}$$

де $V_{\text{злив}}$, м³ – об'єм трубопроводів, з яких необхідно злити теплоносії при ліквідації аварії.

Дивись Додаток 8

$$V_{\text{злив}} = \boxed{521,95} \text{ м}^3$$

Сумарні річні витрати теплової енергії в наслідок зливу теплоносія під час ліквідації аварій:

$$\sum Q_{\text{злив}} = (Q_{\text{злив.оп.под.}} \cdot m_{\text{оп.под.}} + Q_{\text{злив.оп.зв.}} \cdot m_{\text{оп.зв.}} + Q_{\text{злив.л.под.}} \cdot m_{\text{л.под.}} + Q_{\text{злив.л.зв.}} \cdot m_{\text{л.зв.}}) / 3 \quad \boxed{0,000} \text{ Гкал}$$

Вартість втраченого теплоносія при ліквідації аварій розраховується по формулі:

$$B_{\text{води.злив}} = (B_{\text{куб.води.}} \cdot V_{\text{злив}} \cdot (m_{\text{оп.под.}} + m_{\text{оп.зв.}} + m_{\text{л.под.}} + m_{\text{л.зв.}}) \cdot 10^{-3}) / 3 \quad \boxed{0,00} \text{ тис.грн.}$$

4. Очікувана річна економія експлуатаційних витрат на обслуговування теплових мереж та обладнання теплорозподільчих станцій

II Варіант. Залишкова вартість існуючої теплової мережі дорівнює нулю, тобто термін експлуатації вичерпано.

Застосовується у разі, якщо трубопровід даної ділянки повністю вичерпав свій амортизаційний ресурс та має нульову залишкову вартість згідно податкового обліку підприємства, при наявності заключення лабораторії металів і зварювання про невідповідність товщини стінок даного трубопроводу мінімальним гранично-припустимим нормам експлуатації.

Економія експлуатаційних витрат розраховується для кожного діаметру трубопроводів існуючої тепломережі по наведений нижче формулі з урахуванням вартості 1 п.м. труби в мінеральноватній ізоляції для відповідного діаметру. Отримані значення сумуються.

$$E_{\text{е.в.}} = \sum_{d_i} \frac{B_{\text{мін.ват.}} \cdot L_i}{24} \cdot 10^{-3} \quad \boxed{279,70} \text{ тис. грн.}$$

Діаметр, мм	Вмін.ват., грн/м	L, п.м.	Е е.в., тис. грн.
57	128	0	0,00
76	185	0	0,00
89	213	0	0,00
108	267	0	0,00
133	327	0	0,00
159	471	0	0,00
219	673	0	0,00
273	988	0	0,00
325	1223	0	0,00
426	1848	0	0,00
529	2709	2478	279,704
630	3225	0	0,00
720	3689	0	0,00
820	5194	0	0,00
920	5831	0	0,00
1020	7700	0	0,00

Вмін.ват. - вартість 1 п.м. труби в мінеральноватній ізоляції даного діаметру, грн

L - протяжність теплових мереж, що замінюються у 1 тр. обчисленні, п.м.

24 - термін експлуатації, згідно НД "Трубопроводи пари та гарячої води промислових підприємств. Інструкція з експертного обстеження (технічного діагностування)", м.Харків, 2006р., розділ 5, п.5.1.7.

Якщо результат розрахунків по формулі (28) дорівнює нулю, то

очікувана річна економія експлуатаційних витрат приймається згідно Варіанту I

Таким чином:

$$E_{\text{е.в.}} = \boxed{279,70} \text{ тис. грн.}$$

5. Вартість металобрухту.

В разі демонтажу зношеного трубопроводу, можливо розрахувати прибуток від його реалізації як металобрухту.

$$E_{\text{металобр.}} = M_{\text{тр}} \cdot B_{\text{металобр.}} \cdot 10^{-3} \quad \boxed{0,00} \text{ тис. грн.}$$

Діаметр, мм	кг/м.п.	L, п.м.	кг
57	4,62		0
76	7,1		0

89	8,38		0
108	10,26		0
133	12,75		0
159	18,99		0
219	26,39		0
273	39,51		0
325	47,2		0
426	72,33		0
529	102,98	0	0
630	122,71		0
720	140,5		0
820	199,8		0
920	224,4		0
1020	298,3		0

Итого: 0

де
 $M_{тр}$ - маса металу демонтованої мережі, кг

$B_{металобр}$ - середня вартість металолому, грн/кг

6. Загальна очікувана річна економія

6.1 Сумарна річна економія теплової енергії становитиме:

$$\sum Q_{т.е.} = Q_{вк} + \sum Q_{дефект} + \sum Q_{злив}$$

$$525,1 + 0,000 + 0,000 = \boxed{525,13} \text{ Гкал}$$

Собівартість 1 Гкал по АТ "ОТКЕ" станом на становить грн./Гкал

$$\sum E_{т.е.} = \frac{\sum Q_{т.е.} \times C_{1\text{Гкал}}}{1000}$$

$$1328,96 \times 525 / 1000 = \boxed{697,87} \text{ тис. грн}$$

Сумарна річна економія палива становить $\sum Q_{т.е.} \times 0,1586$
де 0,1586 т у.т./Гкал - середньорічна питома витрата палива на 2017 рік

$$525,1 \times 0,16479 = \boxed{86,54} \text{ т у.п.}$$

6.2 Економія за рахунок зниження експлуатаційних витрат, зменшення витрат на ліквідацію аварій, економії електроенергії, та інш.

$$E_{екс.витр.} = B_{води_дефект} + B_{води_злив} + E_{е.в.}$$

$$0,000 + 0,000 + 279,704 = \boxed{279,70} \text{ тис. грн}$$

6.3 Економічні вигоди від зростання капіталізації основних фондів (збільшення амортизаційних відрахувань)

$$E_{кап.} = \frac{C_P \times 10\%}{100\%}$$

$$30298,67 \times 0,1 = \boxed{3 029,87} \text{ тис.грн/рік}$$

6.4 Економічний ефект за перший рік з урахуванням вартості зворотніх матеріалів

$$E_{1й_рік} = \sum E_{т.е.} + E_{екс.витр.} + E_{кап.} + E_{металобр}$$

$$697,874 + 279,704 + 3029,867 + 0,000 = \boxed{4 007,45} \text{ тис. грн}$$

6.5 Економічний ефект за другий та наступні роки

$$E_{наст.роки} = \sum E_{т.е.} + E_{екс.витр.} + E_{кап.}$$

$$697,874 + 279,704 + 3029,867 = \boxed{4 007,45} \text{ тис. грн}$$

6.6 Термін окупності виконаних робіт

$$T_{окуп.} = \left(1 + \frac{C_P - E_{1й_рік}}{E_{наст.роки}}\right) \times 12$$

$$(1 + (30 298,67 - 4 007,45) / 4007,446) \times 12 = \boxed{91} \text{ місяців}$$

Начальник відділу технічного розвитку

Г.Г. Лозицький

Додаток 1 Заміна ділянок магістральної теплової мережі від ТК1 до ТК19 в мікрорайоні "Масани"

Розподільні трубопроводи існуючої теплової мережі

Наружный диаметр	Коэффициент в местных тепловых потерь	L	Материальная характеристика участка	Внутренний диаметр трубопровода	Объем	Удельные потери тепла в отопительный период	Q от	Q летн	Потери тепла в летний период	Потери тепла за год	Коэффициент от применения ПЕНОПОЛИУРЕТАНОВОЙ теплоизоляции	Потери тепла за год для трубопроводов в теплоизоляции	Экономия за счет применения ППУ	Часовая нормативная утечка	Часовые потери тепла с учетом в отопительный период	Потери тепла с учетом за отопительный период (187 суток)	Часовые потери тепла с учетом летний период	Потери тепла с учетом за летний период (163 суток)	Потери тепла с УТЕЧКАМИ за год
D	q	м	M = L*D	Д внутр	Объем	q от	Q от	q летн	Q летн	Q год	K2	Q ППУ год	Гкал	м3/ч	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал
мм		м	м2	метры	м3	ккал/(м*ч)	Гкал	ккал/(м*ч)	Гкал	Гкал		Гкал	Гкал	м3/ч	Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч	Гкал	Гкал
32	1,2	0	0	0,0	0	48	0	39	0	0	0,5	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
57	1,2		0	0,1	0	60	0	48	0	0	0,5	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
76	1,2		0	0,1	0	68	0	55	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
89	1,2		0	0,1	0	73	0	59	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
108	1,2		0	0,100	0	81	0	65	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
133	1,2		0	0,125	0	90	0	74	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
159	1,2		0	0,150	0	99	0	82	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
219	1,2		0	0,207	0	120	0	97	0	0	0,7	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
273	1,2		0	0,259	0	139	0	115	0	0	0,7	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
325	1,2		0	0,309	0	157	0	132	0	0	0,7	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
377	1,2		0	0,360	0	172	0	147	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
426	1,2		0	0,407	0	189	0	159	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
478	1,2		0	0,466	0	208	0	175	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
529	1,2	1239	1311	0,518	522	227	1514,7	191	1110,925	2626	0,8	2101	525	1,30	0,072	324	0,050	195	519
630	1,2		0	0,616	0	259	0	217	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
720	1,2		0	0,706	0	286	0	241	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
820	1,2		0	0,805	0	319	0	270	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
920	1,2		0	0,903	0	349	0	296	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
1020	1,2		0	1,000	0	384	0	326	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
1220	1,2		0	1,200	0	451	0	380	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
1420	1,2		0	1,400	0	515	0	427	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
529 СУММА		1239	1310,86		522		1515		1111	2625,6		2100,5	525,1	1	0	324	0	195	519
Общие потери (изоляция + утечки):										3144,5		2619,3	525,1						

труба без изоляции

Удельные потери через 1 м трубопровода БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ за 1 час в ЗИМНИЙ ПЕРИОД	Удельные потери через 1 м трубопровода БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ за 1 час в ЛЕТНИЙ ПЕРИОД	Потери тепла через ПОВЕРХНОСТЬ ТРУБЫ БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ за ЗИМНИЙ период, Гкал	Потери тепла через ПОВЕРХНОСТЬ ТРУБЫ БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ за ЛЕТНИЙ период, Гкал	Потери тепла через ПОВЕРХНОСТЬ ТРУБЫ БЕЗ ИЗОЛЯЦИИ за ГОД, Гкал
ккал/(м*ч)	ккал/(м*ч)	Гкал	Гкал	Гкал
71	46	0	0	0
101	65	0	0	0
130	84	0	0	0
149	96	0	0	0
176	114	0	0	0
212	137	0	0	0
248	160	0	0	0
328	213	0	0	0
399	259	0	0	0
466	303	0	0	0
532	346	0	0	0
593	386	0	0	0
658	428	0	0	0
720	469	8009	4551	12560
843	550	0	0	0
950	621	0	0	0
1069	699	0	0	0
1186	776	0	0	0
1302	852	0	0	0
1532	1004	0	0	0
1760	1154	0	0	0
				12559,7
экономия				10459,2

Начальник відділу технічного розвитку

Г.Г. Лозицький

0

Розподільчі трубопроводи після проведення реконструкції:

Наружный диаметр	Коэффициент b, местных тепловых потерь	Потребженность трубопроводов в 2-х тр. исч.	Внутренний диаметр трубопровода	Объем	Удельные потери тепла в отопительный период	Потери тепла в отопительный период	Удельные потери тепла в летний период	Q летн	Потери тепла в летний период	Потери тепла за год	Коэффициент от применения трубопроводов в теплоизоляции	Потери тепла за год для пенополиуретановой теплоизоляции	Экономия за счет применения ППУ	Часовая нормативная утечка	Часовые потери тепла с учетом в отопительный период	Потери тепла с учетом за отопительный период (187 суток)	Часовые потери тепла с учетом летний период	Потери тепла с учетом за летний период (163 суток)	Потери тепла с УТЕЧКАМИ за год
D	b	L	D внутр	Объем м3	ккал/(м*ч)	Гкал	ккал/(м*ч)	Гкал	Q летн	Q год	K2	Q ППУ год		м3/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал	Гкал
мм		м	метры	м3	ккал/(м*ч)	Гкал	ккал/(м*ч)	Гкал	Гкал	Гкал		Гкал	Гкал	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал	Гкал
32	1,2		0,0	0	48	0	39	0	0	0	0,5	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
57	1,2		0,1	0	60	0	48	0	0	0	0,5	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
76	1,2		0,1	0	68	0	55	0	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
89	1,2		0,1	0	73	0	59	0	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
108	1,2		0,100	0	81	0	65	0	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
133	1,2		0,125	0	90	0	74	0	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
159	1,2		0,150	0	99	0	82	0	0	0	0,6	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
219	1,2		0,207	0	120	0	97	0	0	0	0,7	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
273	1,2		0,259	0	139	0	115	0	0	0	0,7	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
325	1,2		0,309	0	157	0	132	0	0	0	0,7	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
377	1,2		0,360	0	172	0	147	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
426	1,2		0,407	0	189	0	159	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
478	1,2		0,466	0	208	0	175	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
529	1,2	1239	0,518	522	227	1514,72	191	1110,925	2626	525,1	0,8	2101	525,1	1,30	0,072	324	0,050	195	519
630	1,2		0,616	0	259	0	217	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
720	1,2		0,706	0	286	0	241	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
820	1,2		0,805	0	319	0	270	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
920	1,2		0,903	0	349	0	296	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
1020	1,2		1,000	0	384	0	326	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
1220	1,2		1,200	0	451	0	380	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
1420	1,2		1,400	0	515	0	427	0	0	0	0,8	0	0	0	0,000	0	0,000	0	0
529 СУММА		1239		522	1515			1111	2625,6	525,1		2100,5	525,1	1	0	324	0	195	519
Общие потери (изоляция + утечки):										3144,5		2619,3	525,1						

**Нормативні втрати теплової енергії в тепломережі,
ІСНУЮЧОЇ**

	Мінеральна вата	Для випадку, якщо труба без ізоляції
Магістральні трубопроводи (Додаток 1)		
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	2625,6	12559,7
Втрати теплової енергії з витоками теплоносія:	518,8	518,8
Сума	3144,5	13078,6

**Нормативні втрати теплової енергії в тепломережі,
ПІСЛЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ**

	Пінополіуретан
Магістральні трубопроводи (Додаток 2)	
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	2100,5
Втрати теплової енергії з витоками теплоносія:	518,8
Сума	2619,3

Начальник відділу технічного розвитку

Г.Г. Лозицький

Додаток 4 Розрахунок об'єму теплових мереж, з яких необхідно злити теплоносії
у випадку ліквідації аварії
(Занести протяжність трубопроводів в 1-трубному обчисленні)

Наружный диаметр	Протяженность трубопроводов в 1-х тр. исч.	Внутренний диаметр трубопровода	Объем
<i>D</i>	<i>L</i>	D внутр	<i>Объем</i>
мм	м	метры	<i>м3</i>
38		0,0	0
57		0,1	0
76		0,1	0
89		0,1	0
108		0,100	0
133		0,125	0
159		0,150	0
219		0,207	0
273		0,259	0
325		0,309	0
377		0,360	0
426		0,407	0
478		0,466	0
529	2478	0,518	522
630		0,616	0
720		0,706	0
820		0,805	0
920		0,903	0
1020		1,000	0
1220		1,200	0
1420		1,400	0
СУММА	2478		521,95

Начальник відділу технічного розвитку

Г.Г. Лозицький



УКРАЇНА
ЧЕРНІГІВСЬКА МІСЬКА РАДА
ВИКОНАВЧИЙ КОМІТЕТ
РІШЕННЯ

від 21 листопада 2014 р.
м. Чернігів

№ 305

Про затвердження проекту
«Оптимізована схема перспективного
розвитку системи теплопостачання
м. Чернігова на період до 2020 року»

Відповідно до підпункту 1 пункту «а» статті 30 Закону України
«Про місцеве самоврядування в Україні» виконавчий комітет міської ради
вирішив:

1. Затвердити проект «Оптимізована схема перспективного
розвитку системи теплопостачання м. Чернігова на період до 2020 року»,
який згідно з актом № 2 здачі-приймання проектної документації
отримано від товариства з обмеженою відповідальністю
«ЧернігівГазСпецСервіс» управлінням житлово-комунального
господарства Чернігівської міської ради.

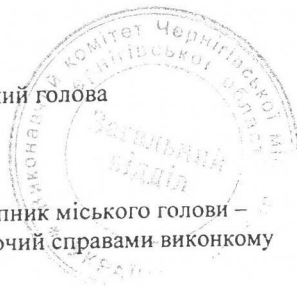
2. Контроль за виконанням цього рішення покласти на заступника
міського голови Сеньковича М. О.

Міський голова

О. В. Соколов

Заступник міського голови –
керуючий справами виконкому

С. Г. Віхров



ТОВ “ЧернігівГазСпецСервіс”

Державна ліцензія АВ № 117632

ЗАМОВЛЕННЯ: № 10-12-35

ЗАМОВНИК: Управління житлово-комунального господарства
Чернігівської міської ради

РОБОЧИЙ ПРОЕКТ

**Оптимізована схема перспективного розвитку системи
теплопостачання м. Чернігова на період до 2020 року.**

Том 1.

**Пояснювальна записка.
Вихідні дані. Додатки.**

Директор
ТОВ “ЧернігівГазСпецСервіс”

Головний інженер проекту

Керівник підрозділу



В.О. Козлов

А.І. Малащенко

В.В. Бондаренко

Чернігів 2010

СКЛАД ПРОЕКТУ.

Том 1. Пояснювальна записка. Вихідні дані. Додатки.

Додаток 1. Гідравлічний розрахунок мереж оптимізованої схеми перспективного розвитку системи теплопостачання м. Чернігова на період до 2020 року. Теплові мережі ВАТ «Облтеплокомуненерго».

Додаток 2. Гідравлічний розрахунок мереж оптимізованої схеми перспективного розвитку системи теплопостачання м. Чернігова на період до 2020 року. Теплові мережі КЕП «Чн ТЕЦ» ТОВ фірми «ТехНова».

Том 2. Графічна частина “Оптимізована схема перспективного розвитку системи теплопостачання м. Чернігова на період до 2020 року”.

Том 3. Вплив викидів забруднюючих речовин від джерел теплопостачання на атмосферне повітря м. Чернігова.

Оптимізована схема перспективного розвитку системи теплопостачання м. Чернігова на період до 2020 року розроблена відповідно до норм, правил, інструкцій та державних стандартів.

Головний інженер проекту

Керівник підрозділу



А.І. Малащенко

В.В. Бондаренко

10-12-35 ПЗ

Лист

5

29

Кол	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Погодження проекту

Замовник проекту:

Управління житлово-комунального господарства міської ради

Начальник управління



В.Г.Криванко

Виконавець проекту:

ТОВ "ЧернігівГазСпецСервіс"

Директор



О. Козлов

ВАТ "Облтеплокомуненерго"

головний інженер



О.І. Гавриленко

16.05.2011.

Григорий В.Г.

КЕП "Чн ТЕП" ТОВ фірми "ТехНард"

головний інженер



О.І. Катяра

ФОТОКОПІЯ

**Протокол засідання
Технічної ради № 15
ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»**

м. Чернігів

«25» грудня 2017 року

На засіданні присутні:

1. Перший заступник голови правління Тетеря О. І.
2. Заступник голови правління з експлуатації Риженко В.Д.
3. Начальник ВТВ Олійник В. В.
4. Начальник ВТР Лозицький Г. Г.
5. Інженер-теплоенергетик ВТР Гречаник Л.Ю.
6. Начальник Деснянського експлуатаційного району Федоченко О. В.
7. Начальник Новозаводського експлуатаційного району Смелов О. С.
8. Головний фахівець з електронного устаткування Горох В.Л.

На засіданні технічної ради розглядається наступне питання:

В вересні 2017 року дефектоскопічною лабораторією АТ «ОТКЕ» було проведено експертне обстеження теплової мережі від котельні по вул. Інструментальна 146 до мікрорайону «Масани» (від УТ1- УТ20, Ду530 мм). Для проведення обстеження були виконані шурфи та розкриті ділянки тепломережі в 6-ти місцях. За результатами експертизи були виявлені дефекти тепломережі (висновок експертизи №бтр/17 від 20.09.2017 року).

По результатам висновків експертизи та згідно «Технічного звіту про проведення діагностичного обстеження магістральних трубопроводів теплових мереж АТ «ОТКЕ»» (інтервал №1 та інтервал №2), виконаного корпорацією «Сервіскомуненерго», м. Дніпро у 2008 році, також додатково враховуючи високий рівень ґрунтових вод в місці прокладання тепломережі, технічна рада рекомендує виконати заміну даної ділянки тепломережі довжиною 1239 м.п. (у двохтрубному вимірі) **в першу чергу.**

Перший заступник голови правління

Заступник голови правління з експлуатації

Начальник ВТВ

Начальник ВТР

Інженер-теплоенергетик ВТР

Начальник Деснянського
експлуатаційного району

Начальник Новозаводського
експлуатаційного району

Головний фахівець з електронного устаткування

Тетеря О. І.

Риженко В.Д.

Олійник В. В.

Лозицький Г. Г.

Гречаник Л.Ю.

Федоченко О. В.

Смелов О. С.

Горох В.Л.

«УТВЕРЖДАЮ»

**Председатель правления
ОАО
«Облтеплокоммунэнерго»
г. Чернигов**

Барбаров Ю.А.

« _ » 2008г.

«УТВЕРЖДАЮ»

**Генеральный директор
корпорации
«Сервискоммунэнерго»**

Пантюшкин В.А.

« _ » 2008г.



Технический отчет

**о проведении диагностического обследования
магистральных трубопроводов тепловых сетей
ОАО «Облтеплокоммунэнерго»
г. Чернигов, 2 этап
Книга 1
(стр. 1 - 172)**

Договор подряда №53, от 04.02.2008 года

Днепропетровск 2008

1. Введение.

1.1. Описание метода акустической диагностики и корреляционного метода обнаружения утечек.

Надежность и экономичность теплоснабжения городов и промышленных объектов во многом зависит от технического состояния трубопроводов, и, в частности, коррозионного состояния труб.

В большинстве случаев на трубопроводах теплоснабжения истинная толщина стенки трубы определяется путем замеров при проведении шурфовок. Вскрытие теплотрассы осуществляется в местах, где ранее произошли аварии (течи), или действия наибольших напряжений согласно расчета. Однако в этом случае анализируются только отдельные, локальные места на трубопроводе, что не дает достоверной информации об уровне коррозионных повреждений и степени их опасности по всей длине участка.

Получить более полную информацию о толщине стенки трубы на всей длине участка можно с использованием внутритрубных снарядов оснащенных ультразвуковыми или магнитоэлектрическими толщиномерами. Проведение этих работ требует вывода участка из эксплуатации со сливом теплоносителя и процесс получения конечной информации является длительным и дорогостоящим. Возможности широкомасштабного использования этого метода ограничены.

С другой стороны, даже при наличии достоверной информации об изменениях толщины стенки трубы по всей длине участка, последующий расчет на прочность осуществляется по проектным параметрам технического состояния конструктивных элементов трубопровода, таких как скользящие и мертвые опоры, сальниковые компенсаторы и т.п. В процессе эксплуатации они так же подвержены коррозии и расчетные параметры, например коэффициент трения, отличаются от принятых в расчете. Это приводит к неточностям в определении фактической степени опасности интервалов коррозионных повреждений на трубах.

Корпорацией «Сервискоммунэнерго» освоен новый метод диагностики, позволяющий определить местоположение коррозионных дефектов на участке трубопровода теплоснабжения и оценить уровень их опасности с позиции образования течи.

Метод комплексной диагностики трубопроводов тепловых сетей, носит законченный характер и имеет приборное, программное и методическое обеспечение.

Метод предназначен для диагностики коррозионного состояния трубопроводов тепловых сетей подземной канальной и безканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящихся в эксплуатационном режиме при давлении теплоносителя более 0,3 МПа и обязательном наличии тока воды. Длина единичного диагностируемого участка от 40 до 200 м, то есть в большинстве случаев работы осуществляются без вскрытия теплотрасс. Точность определения местоположения дефекта $\pm 2,5\%$ от базы постановки датчиков.

Диагностика трубопроводов осуществляется с целью получения данных о:

- местах, уровне и степени опасности, с позиций образования течи, коррозионных повреждений металла труб - дефектов типа утонение стенки трубы от внутренней и/или наружной коррозии более чем на 30% от номинала;
- обнаружения места истечения теплоносителя (течи);
- факторах, обуславливающих интенсификацию коррозионных процессов на участке (блуждающие токи, заиливание и подтопление каналов и др.).

Система диагностики включает комплекс методов инструментального и визуального контроля, основным из которых является способ обнаружения дефектов акустическим методом.

Работа заключается в размещении в точках доступа (тепловая камера, смотровой колодец, подвал дома и т.п.) на трубе, по концам диагностируемого участка, виброакустических датчиков, сигналы от которых записываются на магнитный носитель. На

основании обработки записей акустических сигналов, распространяющихся по теплоносителю, определяется местоположение течи, коррозионных дефектов и производится оценка степени опасности коррозионного повреждения. Визуальный контроль и инструментальные замеры толщины стенки трубопровода, измерение температуры теплоносителя и электропотенциала в точках доступа (места постановки датчиков), предназначены для дополнения и уточнения информации, полученной акустическим методом, а также для выявления причин интенсификации коррозии и эффективности работы системы.

1.2. Физическая модель эмиссии акустических сигналов коррозионными дефектами.

Объектом анализа является металлическая (стальная) труба, имеющая в конкретном месте на наружной поверхности утонение стенки за счет коррозии. Внутри труба заполнена водой под давлением более 0,25 МПа. Имеется ток воды со скоростью около 1 м/сек.

Задача о параметрах колебаний элемента в виде мембраны, обусловленного утонением стенки трубы (см. рис. № 1.2.1.) рассмотрено в ряде фундаментальных работ по теории колебаний (например, Е. Скучик, кн. «Основы акустики»).

Рисунок № 1.2.1.

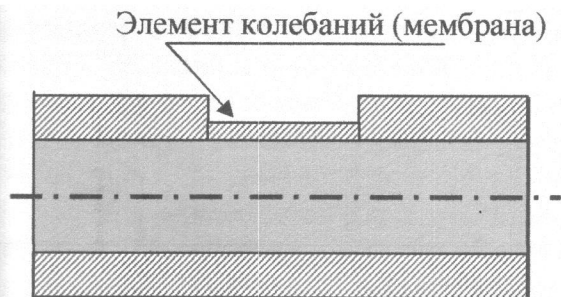
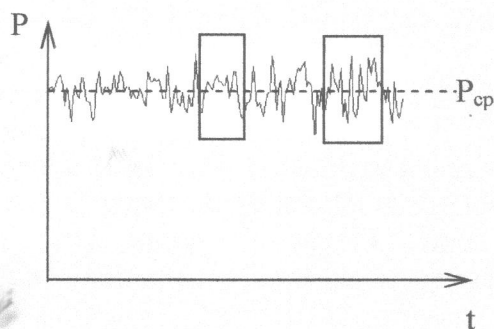


Рисунок № 1.2.2.



Элемент колебаний (мембрана) имеет параметр собственную частоту колебаний f_0 , значение которого зависит от геометрических размеров: площади и отношения толщины мембраны к целостному материалу. Проведенная оценка показала, что мембраны размером от 2м до 10 см имеют собственную частоту колебаний от 700 до 3000 Гц.

Силовым фактором, вызывающим колебания мембраны, являются пульсации давления в воде (см. рис. № 1.2.2.) за счет работы насосов подпитки, явления кавитации при токе воды и др. Эти пульсации представляют собой отдельные импульсы, имеющие собственную частоту колебаний $f_{им}$.

Когда частота импульса давления в воде совпадает или близка к собственной частоте колебаний мембраны $f_0 \simeq f_{им}$, возникает явление резонанса. Происходит излучение (эмиссия) волн колебаний в воздух, металл трубы и воду. В используемом методе рассматриваются только колебания, распространяющиеся по воде. Проведенная оценка показала, что мембраны размером от 2-3м до 10-20 см излучают волны частотой 700 до 3000 Гц, что определяет рабочий диапазон аппаратуры и анализа.

По параметрам частоты данные колебания относятся к звуковому диапазону. Поэтому метод называется акустическим.

Амплитуда колебаний и энергия сигналов эмиссии зависит от амплитуды силового импульса и характера распределения деформации по элементу мембрана. Наибольший вклад в энергию колебаний эмиссии вносит уровень деформации в месте изменения толщины стенки трубы. Для наглядности рассмотрим это на примере динамика (см. рис. № 1.2.3.).

Для усиления громкости динамика, а точнее увеличения энергии сигналов эмиссии, рядом с местом заделки мембраны делается гофрирование. В этом месте достигается значительное увеличение деформации (перемещений), по сравнению с остальным материалом мембраны.

Рисунок № 1.2.3.

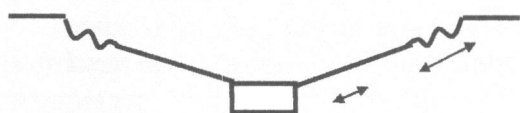
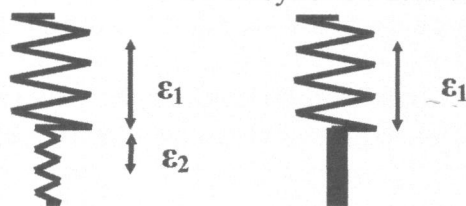


Рисунок № 1.2.4.



а)

б)

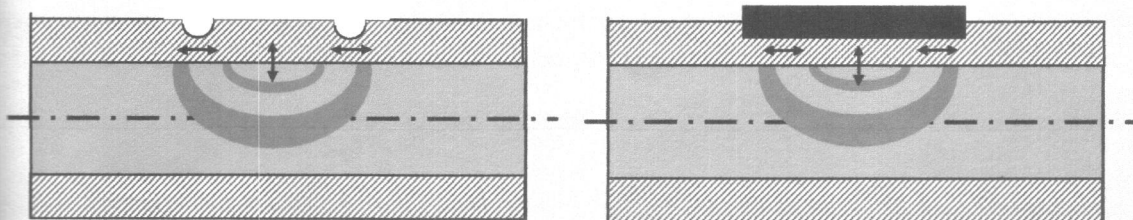
Для расчетов сложных колебательных систем используется подход представления системы элементарными элементами в виде пружин. Свойство пружины удлиняться при действии нагрузки оценивается коэффициентом жесткости (обратный коэффициент – податливость). Колебательную систему динамик и рассматриваемую мембрану можно представить в виде суперпозиции двух пружин: одну имеющую большую податливость, вторую – со значительно меньшей податливостью (см. рис. № 1.2.4.а). Амплитуда колебаний будет определяться суммой перемещений первой и второй пружин.

Теперь, заменим вторую пружину жестким элементом (см. рис. № 1.2.4.б). Как колебательная, система остается, только амплитуда несколько уменьшится.

Это позволяет от ранее представленной модели мембраны – площадного утонения, перейти к практически более часто встречаемому случаю: серия «проеданий» охватывающих определенную замкнутую область (см. рис. № 1.2.5). Металл в местах «проеданий» характеризуется наличием значительно больших деформаций, по сравнению с окружающим массивом.

Рисунок № 1.2.5.

Рисунок № 1.2.6.



Следует подчеркнуть, что возникновение элемента эмиссии акустических сигналов обусловлено не равномерным распределением деформаций, а скачком (градиентом) в определенной области.

Деформация в конкретной точке связана с напряжениями (в упругой области закон Гука). По этому правомерно, рассматривая процесс эмиссии акустических сигналов, говорить о местах перенапряжения металла трубы в конкретном месте.

В предыдущей фразе мы сделали переход от причины (коррозионный дефект) к следствию – эмиссия сигналов местами перенапряжения конструкции. На практике, выделяя сигналы эмиссии и определяя местоположение их источников, мы в первую очередь определяем места перенапряжения без связи с причиной их вызвавшей (рис. № 1.2.6.).

Привязка этих мест к коррозионным дефектам осуществлена на основании анализа фактического технического состояния труб при вскрытии ранее продиагностированных трубопроводов, о чем подробнее будет представлено ниже.

Отметим еще одну особенность. При проведении работ по диагностики, в первую очередь интересуют те локальные места трубопроводов, где возможно образование течи, то есть в преддверье разрушения. В этих местах материал трубы находится не в упругом, а пластическом состоянии - значительное увеличение деформации при одной и той же нагрузке по сравнению с упругой областью.

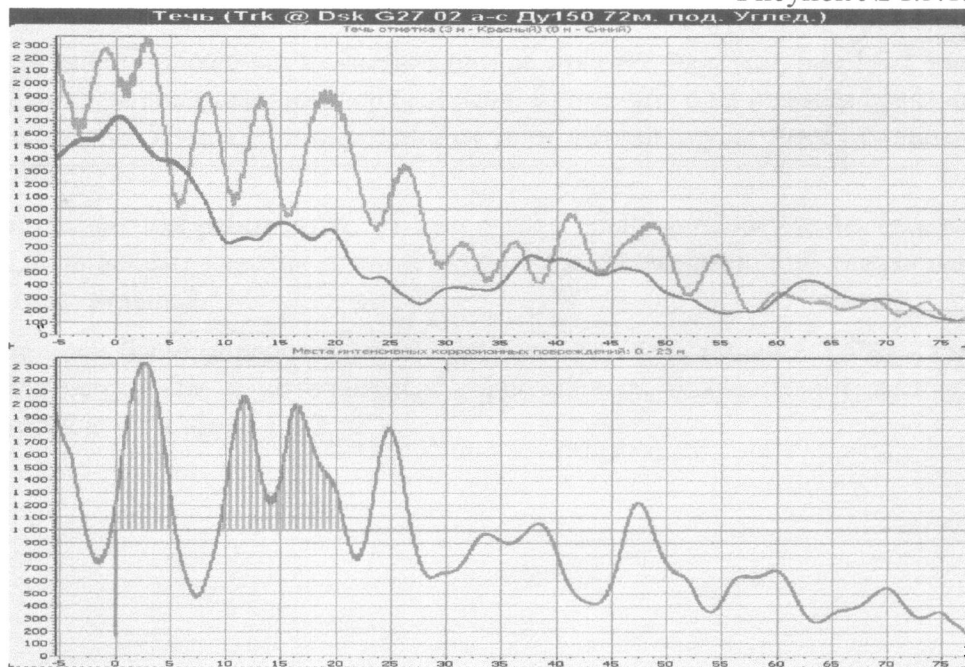
Таким образом, **метод акустической диагностики, позволяет обнаружить места перенапряжения труб, в большинстве случаев обусловленных коррозионными повреждениями.**

1.3. Практическое применение приборного комплекса при обнаружении течей.

Корреляционный метод обнаружения утечек теплоносителя в трубопроводах и определения мест их расположения основан на измерении виброакустического сигнала, генерируемого утечкой, с помощью двух датчиков, установленных непосредственно на трубопроводе. Принцип работы корреляционного течеискателя основан на определении разности времен прихода виброакустического сигнала создаваемого течью с помощью нахождения максимума корреляционной функции и последующего пересчета в координату точки утечки с уровнем шума, создаваемого истечением воды.

При анализе полученных результатов необходимо обязательно учитывать то, что если трубопровод имеет отводы, колена, тройники или внутри находятся посторонние предметы, звуковые волны, порожденные утечкой или другим источником виброакустического сигнала, отражаются от них, при этом возникают отраженные волны, соответствующие этим мнимым источникам звука. При измерениях на таких трубопроводах в функциях когерентности и кросскорреляции появляются дополнительные максимумы, которые можно ошибочно принять за истинные сигналы утечки. Эти **мнимые максимумы**, являющиеся следствием отражения сигнала, зачастую равны или превышают максимумы, действительно связанные с утечкой. В тех случаях, когда место утечки, определенное прибором, расположено в ближней зоне 3...5 м от места сопряжения контролируемого трубопровода с другим трубопроводом или в зоне установки датчиков, требуется дополнительно проверить, не является ли данная утечка «мнимой» (псевдоутечкой), которая на самом деле расположена в другом месте или вовсе не существует. Такая ситуация встречается довольно часто и может привести к существенным ошибкам по определению местоположения утечки. Пример «мнимой» утечки приведен на рисунке № 1.3.1.

Рисунок № 1.3.1.

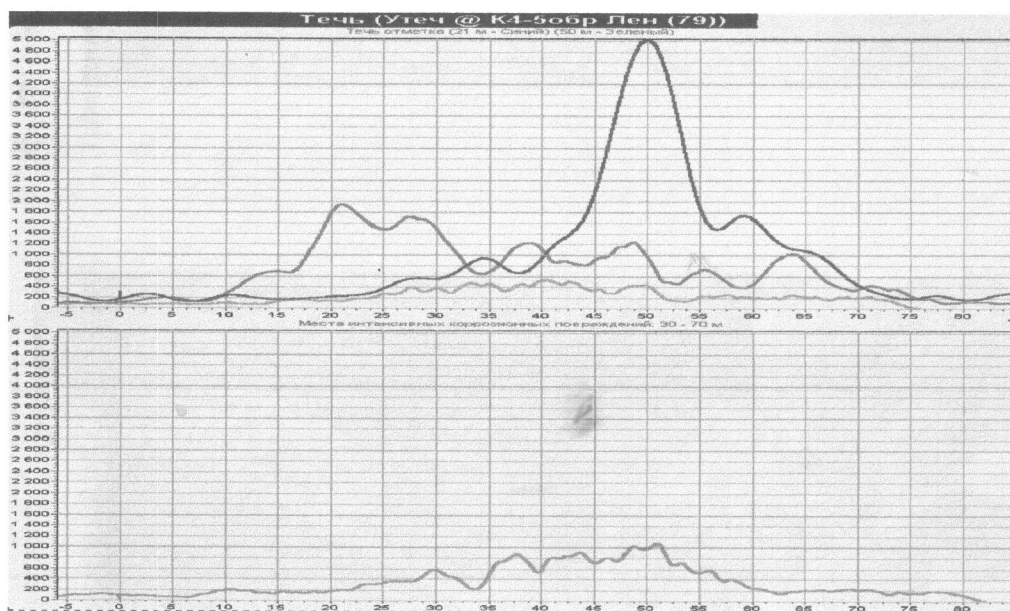


Наличие течи вызывает резонансный эффект близ расположенных мест интенсивного утонения стенки трубы. В программе используемого корреляционного течеискателя используется метод регистрации резонансного эффекта, позволяющий выделить указанные места интенсивных коррозионных повреждений. Это дает возможность оператору не только конкретизировать местоположение течи, но и дать рекомендации по проведению бурфровки интервала для проведения аварийного, или профилактического ремонта.

Пример 1.

Пример обработки сигнала по обнаружения течи дан на рисунке № 1.3.1. Результаты обнаружения течи представляются в виде двух графиков, по оси «X», которых указывается расстояния от одного из датчиков, по оси «Y» - энергия сигнала в условных единицах.

Рисунок № 1.3.2.



Наличие течи и ее местоположения указывает пик на отметке 50 м (см. рис.1.3.1.) на верхнем графике и соответствующее указание вверху экрана. Кроме этого на нижнем графике отображается интервал от 35 до 52 м, где в окрестности течи металл трубы имеет сильные коррозионные повреждения.

При проведении ремонтных работ по устранению течи, для уточнения технического состояния трубопровода, был вскрыт участок длиной около 30 м, захватывающий указанный интервал коррозионных повреждений.

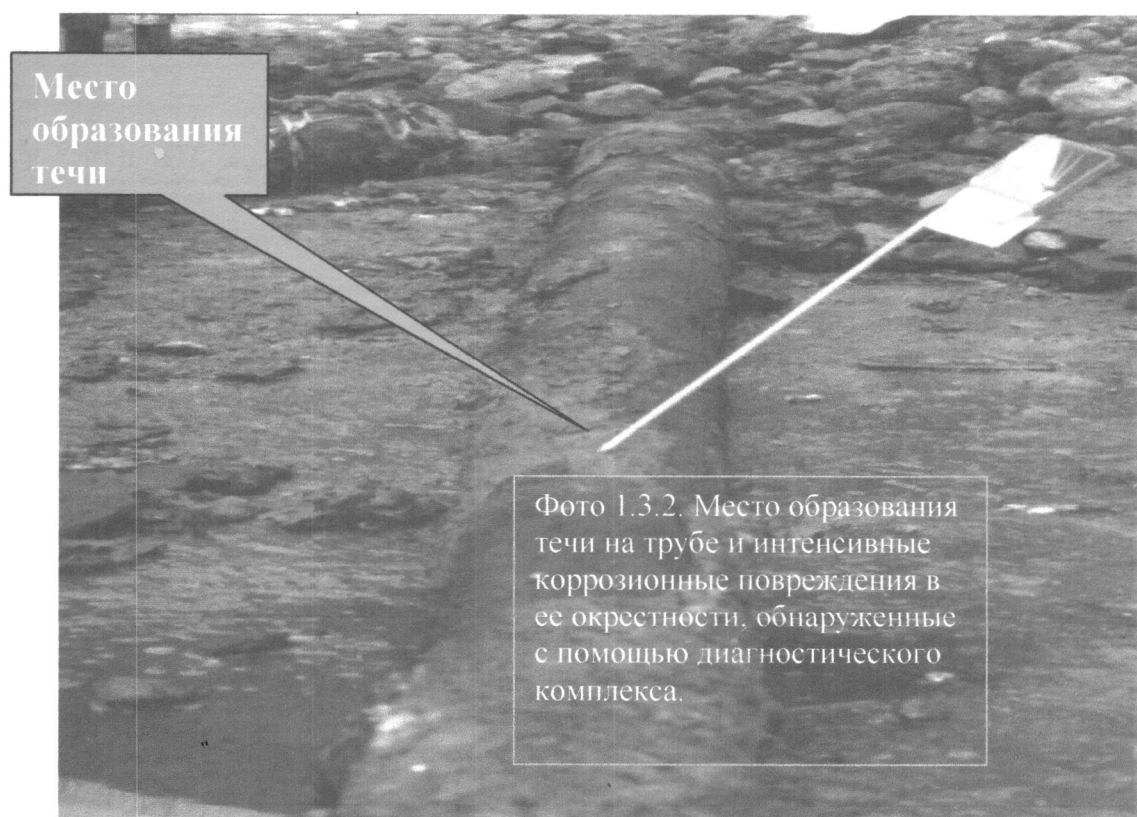
Местоположение течи было определено с точностью 0,5 м (отклонение 0,6%) – см. фото 1.3.1. Получено подтверждение и интенсивных коррозионных повреждений металла трубы на указанном интервале – см. фото 1.3.2.

Фото 1.3.1.



Свищ.

Фото 1.3.2.



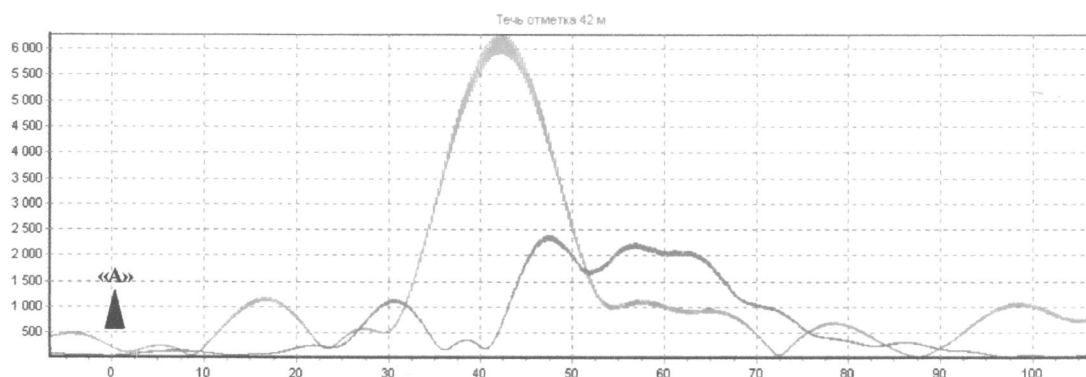
Место
образования
течи

Фото 1.3.2. Место образования
течи на трубе и интенсивные
коррозионные повреждения в
ее окрестности, обнаруженные
с помощью диагностического
комплекса.

Пример 2.

При поиске утечки на участке трубопровода длиной 100 м она была обнаружена на расстоянии 42 м от датчика «А» (рис. № 1.3.2.).

Рисунок № 1.3.3.



Но как видно из рис. № 1.3.3., пик места максимальных коррозионных повреждений находится на отметке 48 м.

Рисунок № 1.3.4.

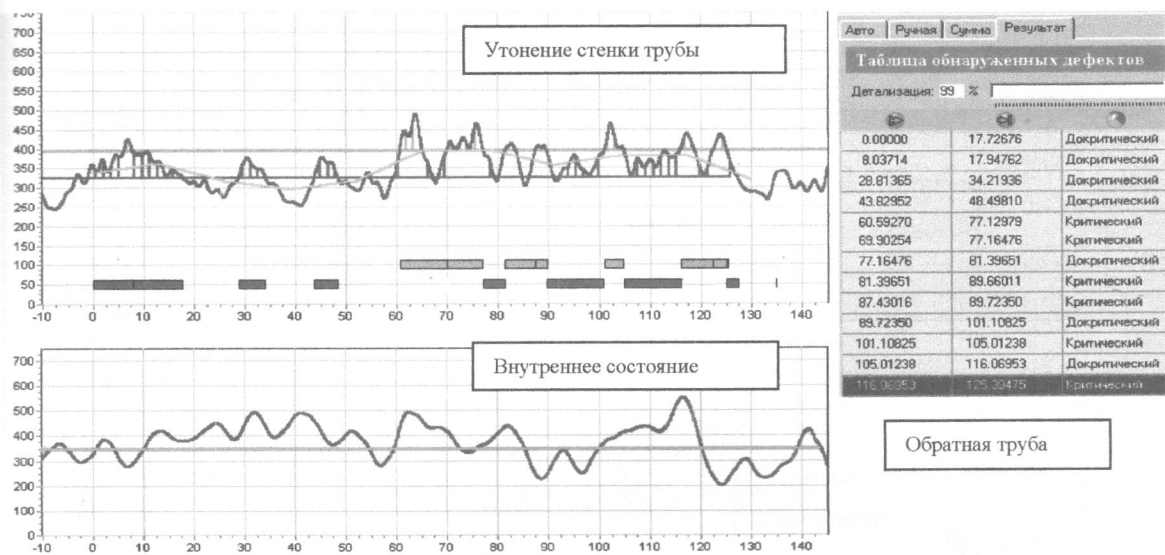


После вскрытия участка теплосети в интервале от 40 м до 50 м, была обнаружена утечка на расстоянии 42 м от датчика «А». На расстоянии 48 м утечки не было. Но после устранения утечки (на свищ поставлена накладка) и подачи в трубопровод теплоносителя с рабочим давлением образовался свищ на расстоянии 48 м. Пришлось ставить еще одну накладку.

1.4. Практическое применение приборного комплекса при проведении инженерной диагностики коррозионного состояния трубопроводов.

Акустические записи, произведенные на диагностируемом участке, обрабатываются на персональном компьютере с использованием специально разработанного пакета прикладных программ. На заключительном этапе обработки, информация о дефектах трубопровода представляется на двух графиках- коррелограммах, пример которых дан на рис. № 1.4.1.

Рисунок № 1.4.1.



О наличии дефекта оператор судит по местоположению пиков, превышающих пороговые уровни – зеленая и красная линии. На основании вышеизложенного, амплитуда указанных пиков позволяет оценить степень повреждения.

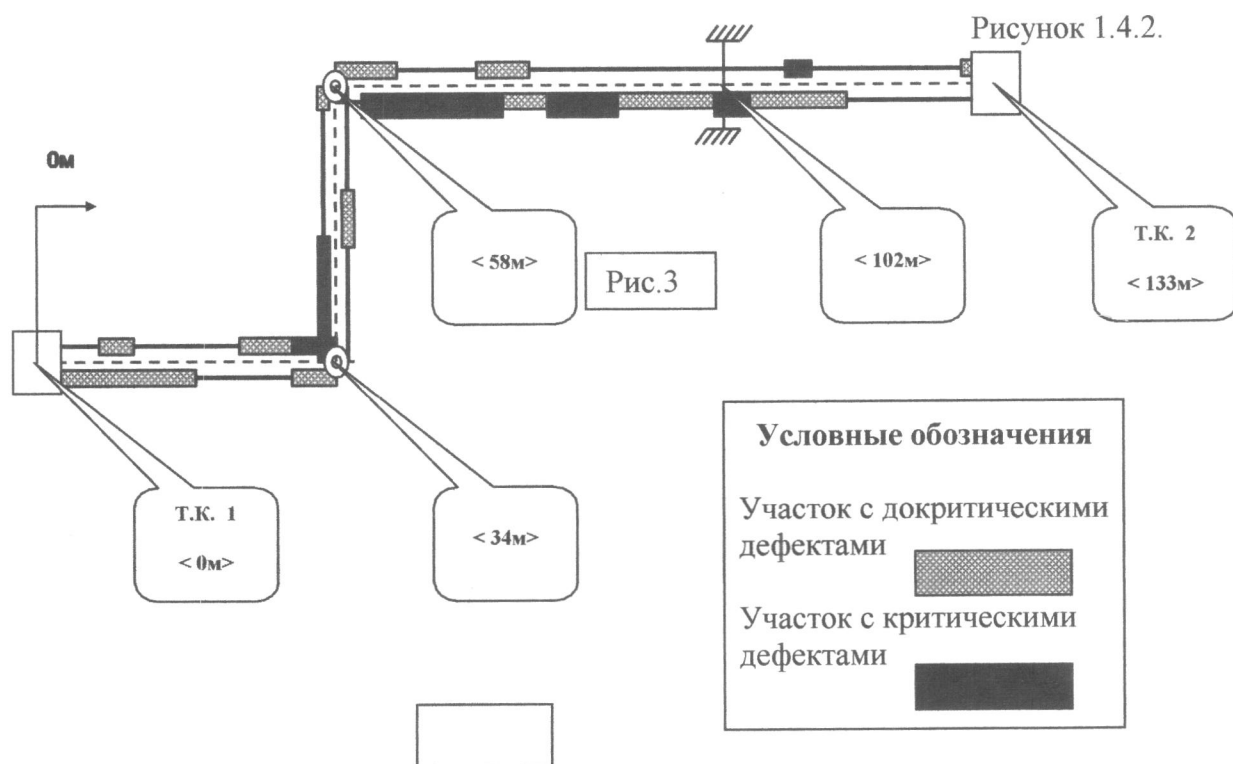
На верхнем графике представляются результаты обнаружения дефектов по рассмотренной модели утонения стенки трубы. Наиболее «гнилые» интервалы отмечены красным цветом.

На нижнем графике отображены результаты обнаружения внутренних отложений на стенках трубы, которые в частности связаны с внутренней язвенной коррозией, наличие строительного мусора или нарушение соосности трубопровода. Из представленных на рис.1.4.1. данных видно, что на рассматриваемом участке обратная труба подвержена внутренней коррозии с наибольшим проявлением на интервалах 35-40; 60-70 и 115-120 м.

Для интерпретации уровня повреждения используется следующая градация:

- критический дефект;
- докритический дефект;
- удовлетворительное состояние трубы.

Результаты определения местоположения дефектов и степени их опасности вносятся на схему участка (рис. 1.4.2.).

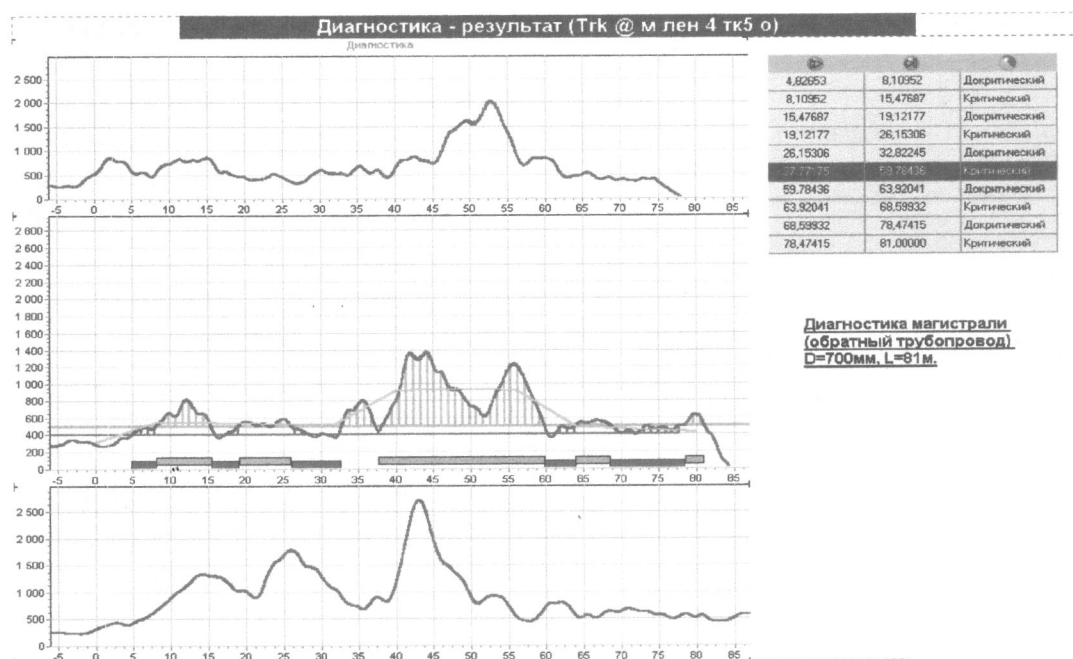


Уровень сигнала эмиссии от коррозионного дефекта зависит от толщины стенки трубы и действующих в этом месте напряжений.

Пример №2.

В течение отопительного периода и при проведении опрессовки на участке не было аварийных ситуаций, однако, при проведении диагностики было получено, что более 50% участка данной магистрали находится в критическом состоянии (отмечено красным на рис. № 1.4.3.)

Рисунок № 1.4.3.



Основываясь на данных проведения визуального осмотра трубопроводов в камерах, эксплуатации - 33 года, и сопоставив с результатами приборного исследования, было

принято решение о проведении капитального ремонта данного участка. Фактическое состояние металла труб на отметках 42 м (критически дефекты см. рис 1.4.3) дано на фото 3.2, наружная язвенная коррозия, глубина отдельных язв до 5 мм

1.5. Возможные разночтения при оценке результатов акустической диагностики.

Осуществляя вскрытие теплотрассы для проведения перекладки труб или контрольные шурфовки, организации эксплуатации трубопроводов тепловых сетей осуществляют сравнение данных диагностики с фактическим коррозионным состоянием труб. В большинстве случаев заключение о техническом состоянии трубопровода сделанное на основании акустической диагностики совпадает с «видимым» состоянием труб. Однако существует ряд разночтений в анализе данных диагностики и оценкой фактического состояния.

В данном разделе рассмотрены и даны пояснения по ряду участков, по которым результаты диагностики требовали пояснения.

Первый случай.

По результатам диагностике в конкретном месте зафиксирован дефект критического свойства. По факту коррозионных повреждений в этом месте нет или они незначительны.

Пример 1.

Диагностировался магистральный трубопровод Ду 450.

На рис. 14а даны результаты обработки акустических сигналов. На отметке 35 м зарегистрирован сигнал, который в соответствии с принятыми уровнями, идентифицировался как течь.

При вскрытии (шурфовка) трубопровода на данной отметке по факту течь отсутствовала. Коррозионное состояние металла трубы – удовлетворительное.

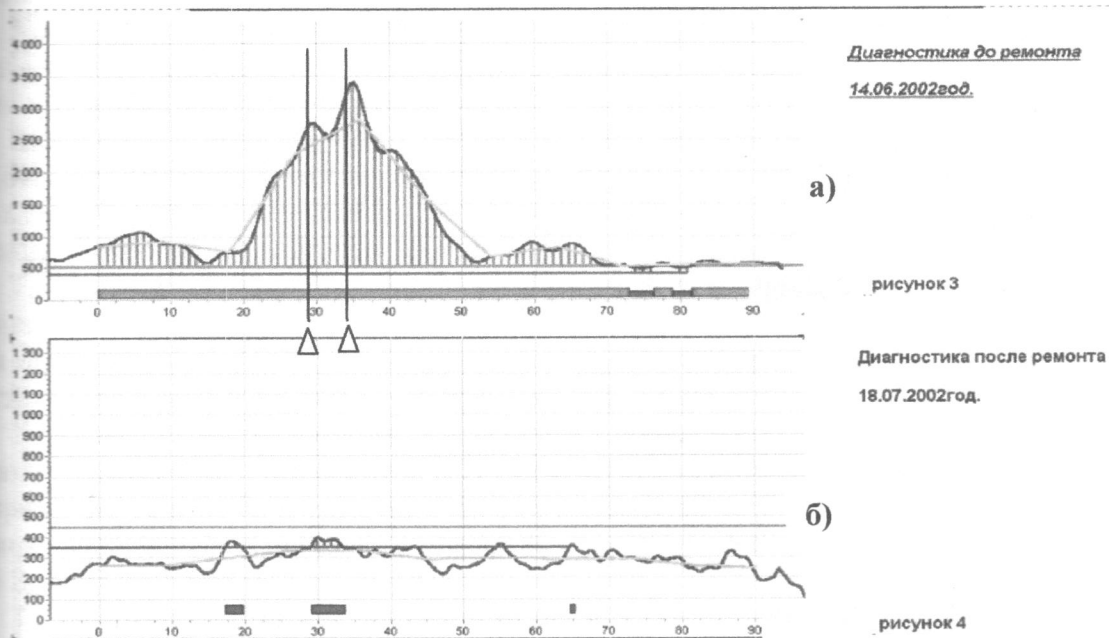
Однако было обнаружено, что на отметках 38 и 45 м скользящие опоры разрушены, трубопровод провис.

Разрушение скользящих опор и провисание трубопровода привело к значительному перенапряжению металла трубы над скользящей опорой, находящейся в удовлетворительном состоянии.

Был осуществлен ремонт скользящих опор.

Повторная диагностика этого участка (см. рис. 1.5.1.б) показала, что за счет проведенного ремонта перенапряжение было убрано, тем самым устранена высокая опасность образования течи в отопительный период.

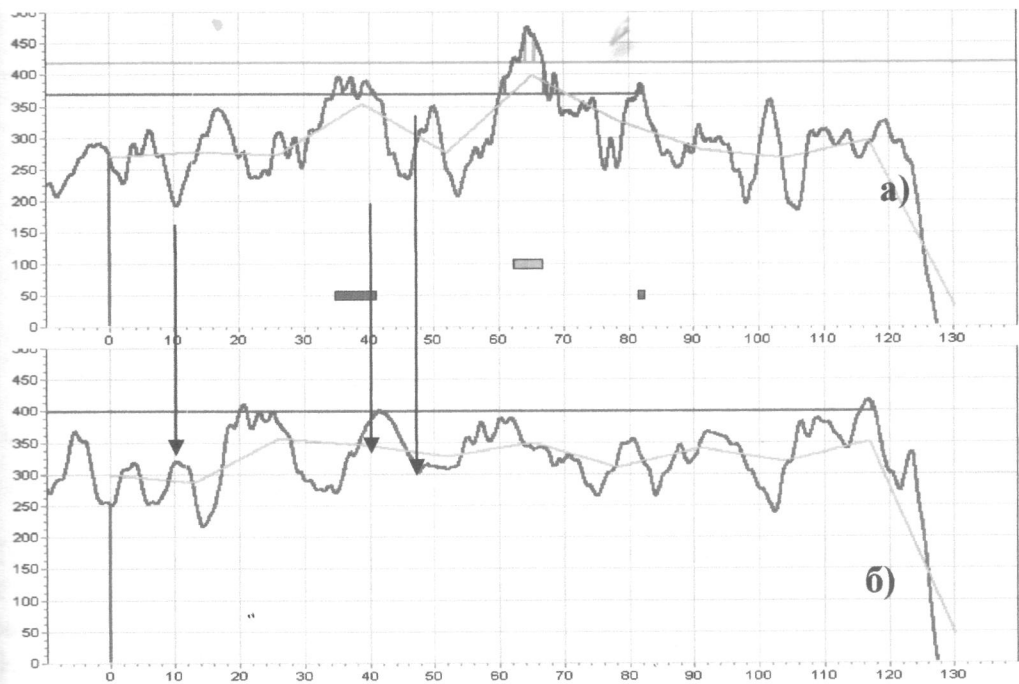
Рисунок № 1.5.1.



Пример 2.

По результатам диагностики на отметке 65 м был отмечен дефект критического свойства (см. рис. 1.5.2.а). На данной отметке была осуществлена шурфовка.

Рисунок № 1.5.2.



Обследование трубопровода показало, что толщина стенки трубы составляет 9,3-9,5 мм – коррозийный износ небольшой.

Детальное обследование конструктивных элементов показало, бетонная подушка опирающейся опоры на отметке 65м разрушена и произошел сдвиг опоры на 12 см. Это

значит, что опора не выполняет функции скольжения, и в ее окрестности возникли значительные температурные напряжения.

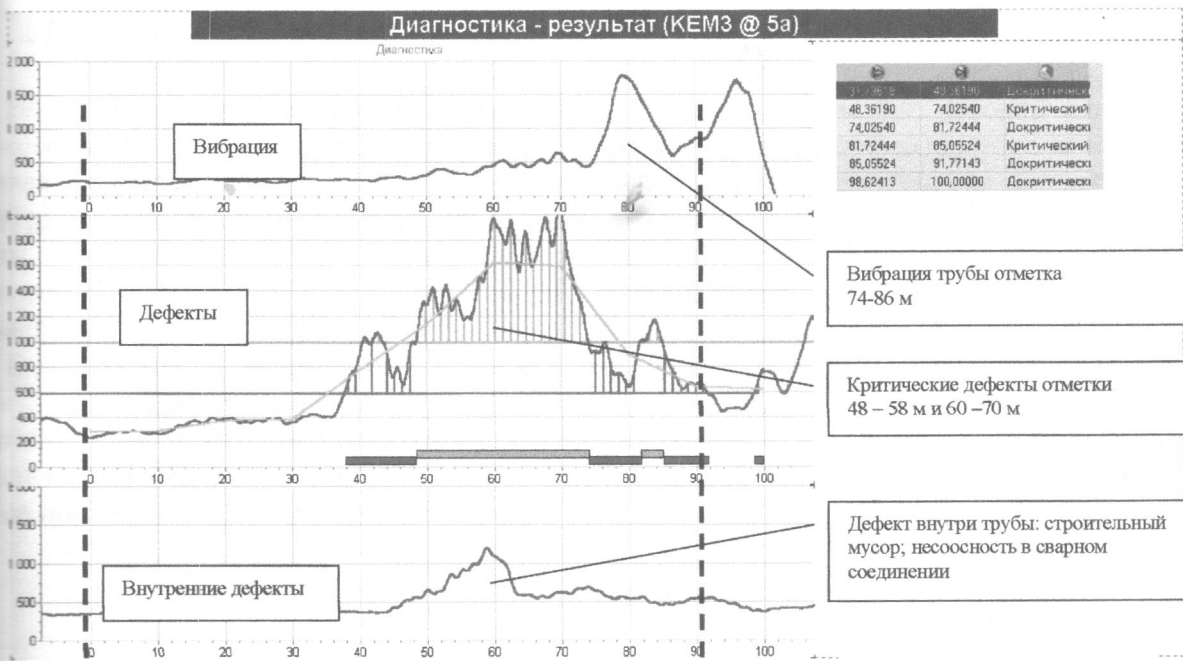
Конструктивно трубопровод имеет мертвые опоры на концах участка (L=125 м). Поэтому в течении более 16 лет эксплуатации скользящие опоры выполняли функции опор с большим осевым (по трубе) перемещением.

За несколько месяцев до диагностики на участке в мертвой опоре образовалась течь. Ремонт был осуществлен путем протаскивания катушки меньшего диаметра через трубу Ду 400 в мертвой опоре. Тем самым функции мертвой опоры были изменены на функции скольжения. Трубопровод получил степень свободы в направлении мертвой опоры, где был ремонт. Так, как скользящие опоры за предыдущие 16 лет «прикипели», на них произошло перенапряжение металла труб при температурном воздействии. Наиболее сильные нагрузки были на опоре (отметка 65 м), что и вызвало разрушение бетонной подушки. Акустическая диагностика зафиксировала остаточное перенапряжение после разрушения подушки.

Был осуществлен ремонт скользящей опоры. На рис. 1.5.2.6 представлены результаты повторной диагностики. В результате указанного ремонта критическое перенапряжение в районе скользящей опоры отметка 65 м было понижено. Наблюдается перераспределение напряжений и увеличение их на других опорах, особенно на районе отметки 22 м.

1. Пример 3. При диагностике участка теплосети длиной 90 м Ду 400 отмечался интервал от 48 до 70 м с дефектами критического свойства, который по уровню сигнала более 1000 по оси «У») следовало идентифицировать как несколько течей (см. рис.1.5.3.)

Рисунок № 1.5.3.



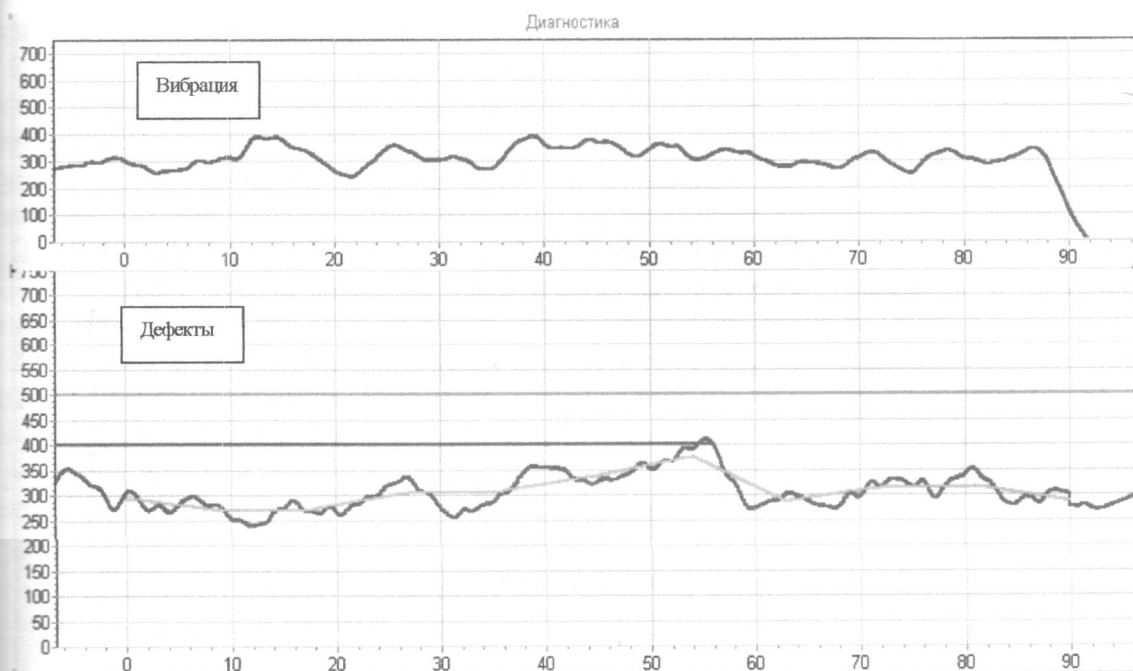
По факту реальной утечки не было. Остаточная толщина стенок трубопровода составляет 8,5 ÷ 9,5 мм. Коррозионных отложений и язвенной коррозии на внешних стенках трубопровода нет.

Из-за погодных условий (февраль месяц) было принято решение оставить трубопровод в эксплуатации до весны.

Во время весенней опрессовки на данном участке трубопровода именно в указанном интервале происходит разрыв сварного шва на отводе П – образного компенсатора(отметка 57 м). После вскрытия теплотрассы и устранения течи было обнаружено разрушение подушки под скользящей опорой перед компенсатором (отметка 64 м). Это вызвало перенапряжение трубопровода из-за его провисания и повышенную вибрацию на прямом интервале (отметка

и см. верхний график рис.1.5.3.) . После восстановления подушки была проведена повторная диагностика данного участка. Результат диагностики представлен на рис.1.5.4. из которого видно, что теперь трубопровод значительных перенапряжений не имеет и находится в удовлетворительном эксплуатационном состоянии.

Рисунок № 1.5.4.



На трубопроводах разводящих сетей малого диаметра действие весовой нагрузки менее значимо, чем у труб большого диаметра. При вскрытии таких теплотрасс в местах, отмеченных по результатам диагностики, как имеющих критические дефекты, от действия температуры наблюдался изгиб труб не только в горизонтальной, а и в вертикальной плоскости, зазор между трубой и скользящей опорой составлял несколько сантиметров и трубопровод вибрировал. Изгиб это место концентрации напряжений, которое и фиксировалось при диагностике.

В дополнение к рассмотренным примерам следует добавить случаи, когда в местах, отмеченных как критические, по факту на трубах лежали элементы обрушившихся перекрытий. Проведение ремонтных работ в этих местах не только устраняло опасное для образования течи перенапряжение, но и устраняло фактор интенсификации коррозии — локальные протечки через перекрытия каналов.

Второй случай.

При шурфовках в местах, отмеченных как имеющие удовлетворительное состояние или докритические дефекты, по факту трубы имели сильные коррозионные повреждения с толщиной стенки около 1 мм.

1. Ниже отмеченное в большинстве случаев касается только разводящих трубопроводов малого диаметра с исходной толщиной стенки менее 5 мм и длиной участка на уровне 50 м.

В описании физической модели эмиссии акустических сигналов отмечено, что энергия сигналов обуславливается градиентом напряжений. При равномерной коррозии по всей длине участка повышенные напряжения распределены в значительной мере равномерно и поэтому уровень сигналов эмиссии небольшой. В ходе обработки сигналы от дефектов

идентифицированы, но при идентификации (критика, докритика) происходит занижение уровня технической опасности дефекта по критерию образования течи.

В этом случае, опираясь на год прокладки, сведениях о ремонте, выявленных местах интенсификации коррозии, необходимо осуществить шурфовку в местах критических дефектов и провести замеры толщины стенки трубы. Результаты акустической диагностики, указывающие на равномерность распределения нагрузок по длине трубопровода, делают более правомерным использование зависимости для оценки времени работки на отказ по параметрам давления опрессовки и замерам толщины.

2. В отличие от работ по обнаружению течи, целью диагностики является определение общего технического состояния трубопровода и характера распределения дефектных отрезков по длине участка. Оценка технического состояния трубопровода для всей длины участка на основании только локальных данных в месте шурфовки является неэффективной.

Проведенное сравнение данных диагностики с количеством (сумма по длине) мест коррозионного повреждения труб по всей длине на вскрытых участках и определило показатель достоверности 80%.

3. При диагностике определяется текущее, то есть эксплуатационное, состояние по нагружениям. При изменении характера нагружения трубопровода, в частности при опрессовке, происходит изменение напряженного состояния трубы, как по длине, так и по диаметру. В связи с этим, при опрессовке, течей образуется больше в докритических местах, чем в критических.

1.6. Использование акустической диагностики при оценке работоспособности трубопроводов.

Не секрет, что запас прочности ЖКХ уже практически исчерпан. За последние годы число аварий и чрезвычайных ситуаций растет.

Высокая аварийность тепловых сетей предопределена большим количеством, так называемых, ветхих тепловых сетей. Совершенно очевидно, что одномоментная их замена нецелесообразна, но целенаправленная работа, рассчитанная на 4-5 лет, просто необходима. Без этого аварийность будет только нарастать.

В сложившейся ситуации, при значительном количестве ветхих трубопроводов и только длительном периоде выхода из ситуации, требуется осуществить ранжирование участков и так спланировать перекладку, что бы количество аварий на ветхих участках было минимальным. Для осуществления этого регламентированной информации о времени эксплуатации трубопровода, количестве аварий, остаточной толщине стенки трубы (в отдельных местах) явно недостаточно, требуется еще оценка - фактического распределения напряжений по длине участка.

Из выше представленного видно, что акустический метод диагностики и порядок представления ее результатов, позволяет получить информацию о характере распределения напряжений по длине участка трубопроводов тепловой сети, находящегося в режиме эксплуатации, и оценить работоспособность по параметру вероятности образования течи.

В силу полноты информации по длине участка и уровня достоверности, есть все основания считать акустический метод базовым при инженерной диагностике. Существующие методы визуального и инструментального контроля при шурфовках необходимо использовать для дополнения и конкретизации результатов акустической диагностики в первую очередь в части скорости протекания коррозионных процессов и, следовательно расчета остаточного рабочего ресурса. Используемый метод акустической диагностики позволяет определить местоположение дефекта и оценить уровень повреждения.

При этом под дефектом понимается элемент перенапряжения металла трубы, вызванный как утонением стенки трубы от воздействия коррозии, так и связанное с изменением характера нагружения трубопровода в целом, обусловленное в ряде случаев наличием конструктивных элементов.

Для представления результатов диагностики использованы градации:

- «критический» дефект;
- «докритический» дефект;
- удовлетворительное состояние.

Оценка уровня дефектности осуществлена на основании методики

Е.Я. Соколова, изложенной в книге «Теплофикация и тепловые сети» через **показатель аварийной опасности**.

Показатель аварийной опасности – расчетное количество течей для данного участка за год.

Ранжирование трубопроводов осуществлено по показателю аварийной - опасности:

При $\lambda > 1,2$ - интервалы наихудшего состояния – рекомендовано проведение очередной перекладки;

При $0,7 < \lambda < 1,2$ - интервалы, имеющие сокращенный рабочий ресурс – Этап углубленного анализа с выдачей заключения о перекладке во вторую очередь или допустимости профилактического ремонта;

При $\lambda < 0,7$ - интервалы с достаточным запасом рабочего ресурса.

Значения показателя аварийной опасности для указанных градаций дефектов получены на основании анализа статистических данных по образованию течей на ранее диагностированных участках.

Для обследованного интервала расчет показателя аварийной опасности осуществлен по формуле:

$$\lambda = (5L_k + 1,7L_{dk} + 0,15(2L - L_k - L_{dk})) / 2L,$$

Где: λ - показатель аварийной опасности,

L – Длина интервала, м;

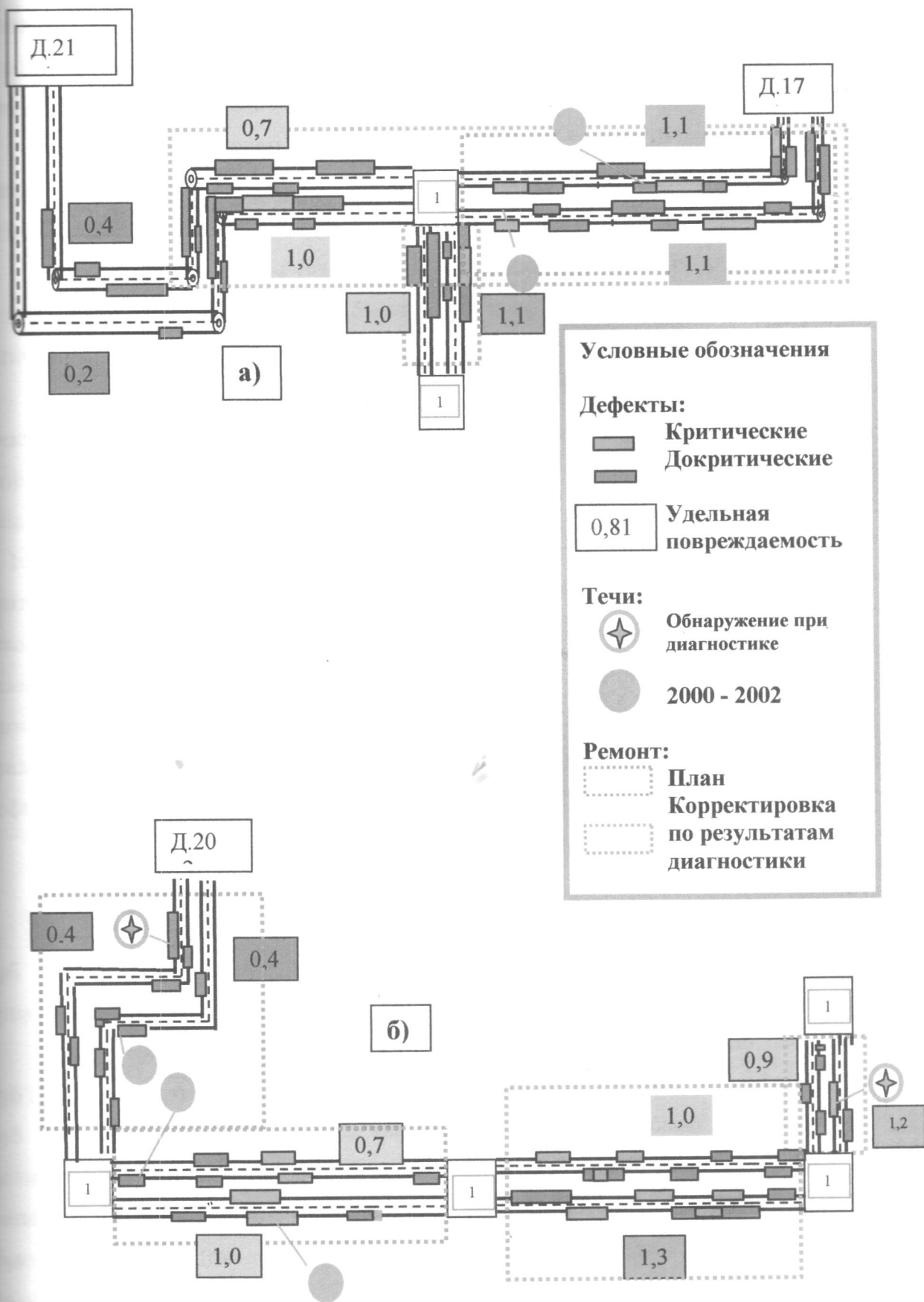
L_k и L_{dk} – сумма длин участков с критическими и докритическими дефектами соответственно, м.

С этой позиции, на основании данных диагностики все трубопроводы можно разделить на две группы:

- интервалы, находящиеся в наихудшем состоянии, для которых единственным, экономически обоснованным видом ремонта является перекладка;
- интервалы, находящиеся в удовлетворительном состоянии, но имеющие существенные локальные коррозионные повреждения.

Эффективность использования результатов диагностики в значительной мере определяется организацией этих работ, когда диагностируются не отдельные, выборочные участки, а исследуются все трубопроводы в масштабе магистрали, жилого квартала и т.п. Приложимости это на следующих примерах:

В 2002 году была осуществлена диагностика всех трубопроводов (ТС и ГВС) жилого квартала. На рис. №1.6.1. представлены два интервала и сравнение плана проведения ремонтных работ, исходного и по результатам диагностики.



На интервале, представленном на рис. № 1.6.1.а, планировалось, на основании сведений о течах, осуществить капитальный ремонт на участке от ТК 15 до дома № 17. По результатам диагностики показатель аварийноопасности для труб ТС и ГВС превышает пороговое значение ($\lambda = 1,1$). Но было обращено внимание, что:

- на примыкающем участке от ТК 15 до ТК 14 трубы ГВС имеют больший показатель аварийноопасности ($\lambda = 1,18$), а для труб ТС состояние близко к критическому;
- на примыкающем участке от ТК 15 до дома 21 на части длины участка (до второго угла поворота от ТК 15) значение коэффициента λ приближается к критическому.

Было рекомендовано, кроме намеченного предприятием, осуществить и перекладку труб и на указанных участках, причем на втором только до указанного угла поворота. На интервале, представленном на рис. № 1.6.1.б, планировалось, на основании сведений о течах, осуществить капитальный ремонт на участке от ТК 11 до ТК 10 и от ТК 10 до дома 20. На участке от ТК 10 до дома 20. за 2001-2002 год произошло две аварии. При обнаружении второй течи использовался прибор, который позволил обнаружить не только течь, но прилегающий к ней кусок трубы длиной 8 м, имеющий интенсивные коррозионные повреждения. После этого была осуществлена диагностика на участке, которая показала удовлетворительное состояние труб. Таким образом, проведенные аварийные работы по устранению течи явились и профилактическими по продлению рабочего ресурса.

Вопрос о перекладке трубопровода на данном участке был снят.

На участке от ТК 10 до ТК 11 состояние труб ГВС близко к критическому; труб ТС – имеется запас рабочего ресурса, таким образом, перекладку можно осуществить позже, например, летом 2003 года.

По результатам диагностики отмечается значительная аварийно опасность труб ГВС участка от ТК 11 до ТК 13 ($\lambda > 1,1$) и ограниченный запас рабочего ресурса труб ТС. Не смотря на отсутствие аварий на этом участке, было рекомендовано рассмотреть вопрос о скорейшей их перекладке. Как бы в подтверждение этого, в конце отопительного сезона, уже после диагностики на участке от ТК 12 – ТК 13 образовалась течь (см. рис. 1.6.1.б). Учитывая результаты, полученные при диагностике и представленные результаты, летом 2002 года была осуществлена перекладка труб на первом из рассмотренных интервалов (см. рис. 1.6.1.а).

На момент проведения диагностики показатель аварийности трубопроводов тепловой сети района составлял 2,83, то есть 3 течи в год. Замена труб летом 2002 года на интервалах по плану предприятия снизила бы уровень аварийности до 2,18.

На основании результатов диагностики было предложено уменьшить объем перекладки летом 2002 года приблизительно на 30 %, осуществив ее на рассмотренном участке 1 и еще двух интервалах, где подход по критерию течи совпал с результатами диагностики. При этом опасность образования течей в районе будет почти такая же (2,21), что и при плане ремонта. Трубы на рассмотренном участке 2 и еще на одном интервале предложено заменить во вторую очередь, тем самым, снизив показатель аварийности до 1,76.

Таким образом, очевидно, что введенный для анализа трубопроводов коэффициент аварийно опасности, отражает текущее техническое состояние трубопровода в плане «плотности» дефектов, которые могут явиться причиной образования течи. Однако для оценки остаточного рабочего ресурса этого недостаточно: необходимо оценить время, когда начнется «лавинное» образование течей. Для этого необходимо учесть скорость коррозионных процессов. Используя параметры аварийноопасности и времени наработки на отказ для серии участков, полученные по результатам акустической диагностики и для ряда участков, по контрольным шурфовкам, персонал организации эксплуатирующей тепловые сети, осуществляет ранжирование по критериям вероятности образования течей и соответственное планирование проведения капитального ремонта.

Интервал № 1.

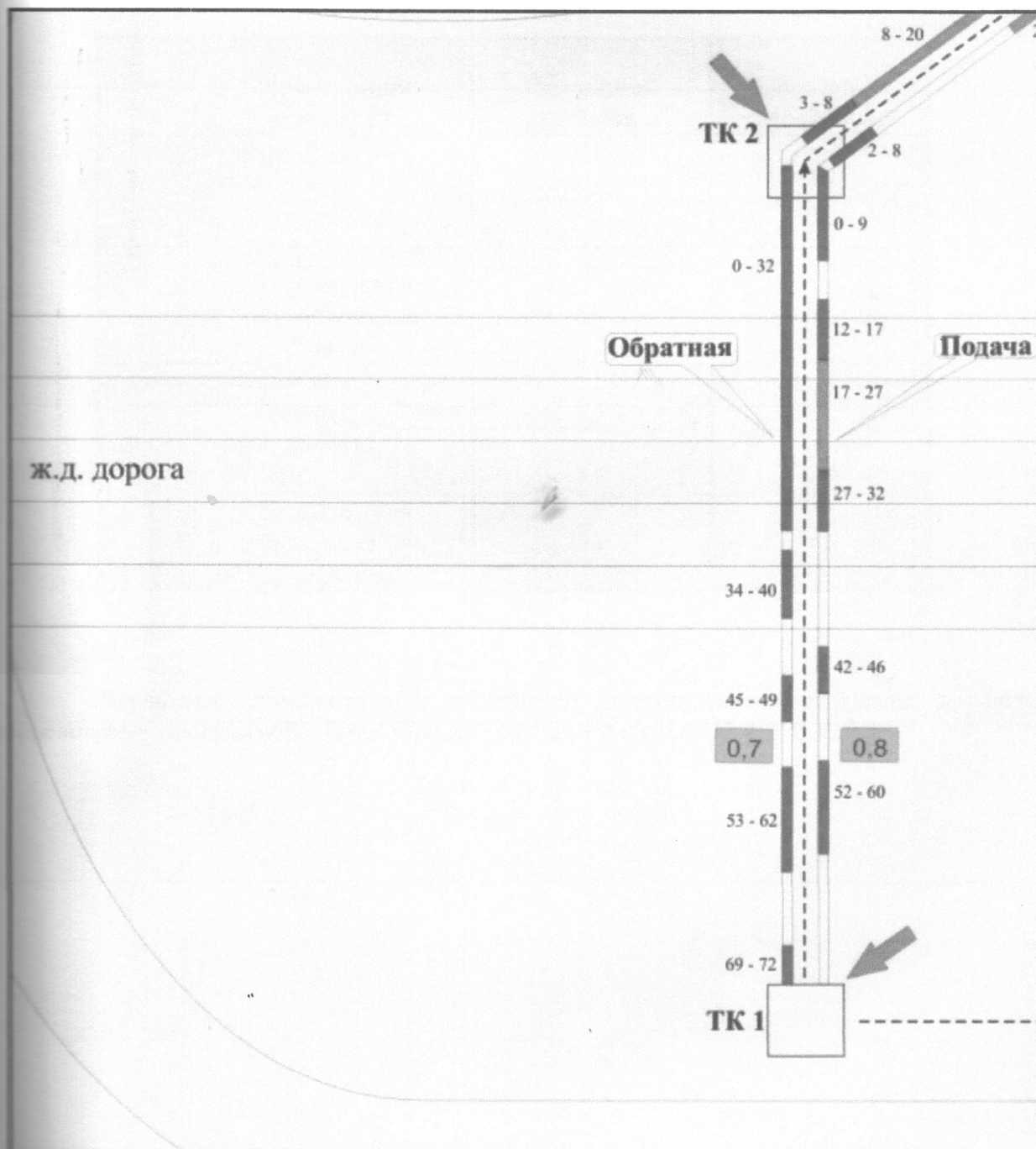
ТК-1 – ТК-2 (прокол под железной дорогой).

Схема интервала представлена на рисунке № 2.1. Интервал № 1 состоит из двух трубопроводов ТС, подающего Д 500мм и обратного Д 500мм. Длина интервала 72 метра. Прокладка канальная «не проходная».

Год прокладки неизвестен. Информация об авариях и проведенных ремонтах отсутствует.

Схема интервала № 1.

Рисунок № 2.1.



Тепловая камера ТК-1 расположена на откосе насыпи железной дороги. Состояние камеры неудовлетворительное. Отсутствуют крышка люка и смотровая лестница. Состояние теплоизоляции в камере удовлетворительное.

Тепловая камера ТК-2 расположена в торце гаражного кооператива по улице Любинская. Состояние камеры удовлетворительное. Отсутствует крышка люка. Состояние теплоизоляции в камере удовлетворительное.

Результаты измерений толщины стенки трубопровода и температуры теплоносителя в камерах приведены в таблице № 2.1.

Результаты измерения физических параметров.

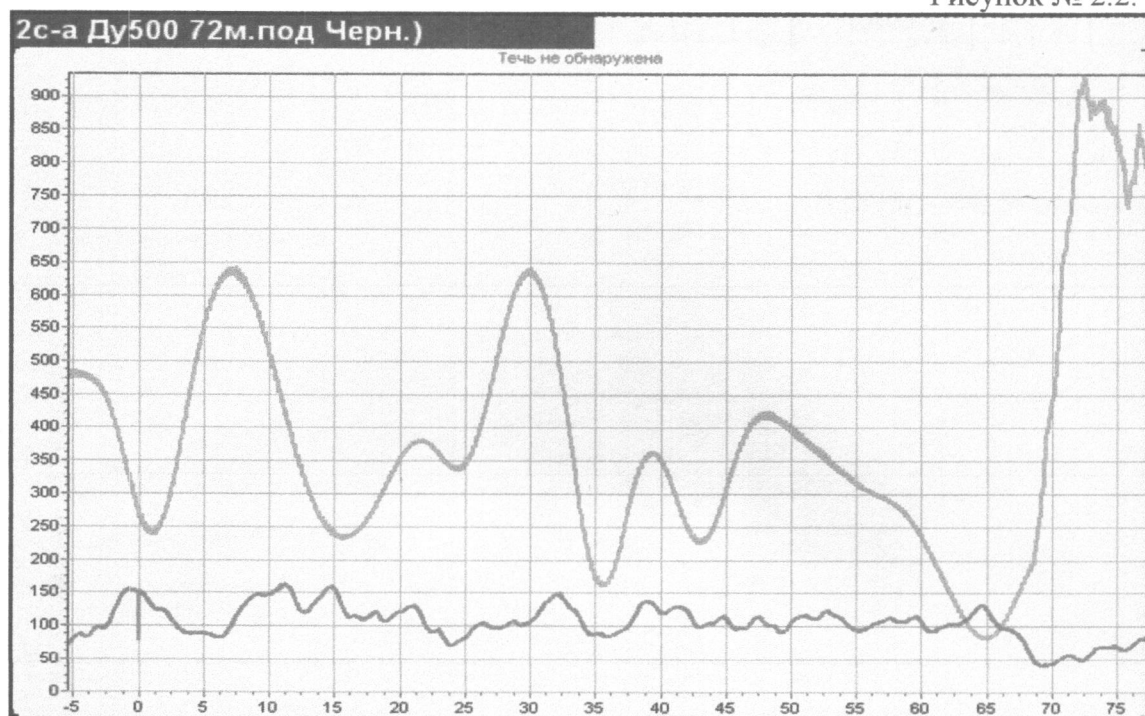
Таблица № 2.1.

№ ТК	Измеряемый параметр		Подающий трубопровод.	Обратный трубопровод.
ТК-1	Толщина стенки трубопровода, мм	min	7,6	7,8
		max	7,9	7,9
	Температура теплоносителя, град. С ⁰		58	44
ТК-2	Толщина стенки трубопровода, мм	min	7,7	7,7
		max	7,8	7,8
	Температура теплоносителя, град. С ⁰		58	44

Результаты компьютерной обработки исследуемого интервала в виде коррелограмм программой «Течь», представлены на рисунках № 2.2. и № 2.3.

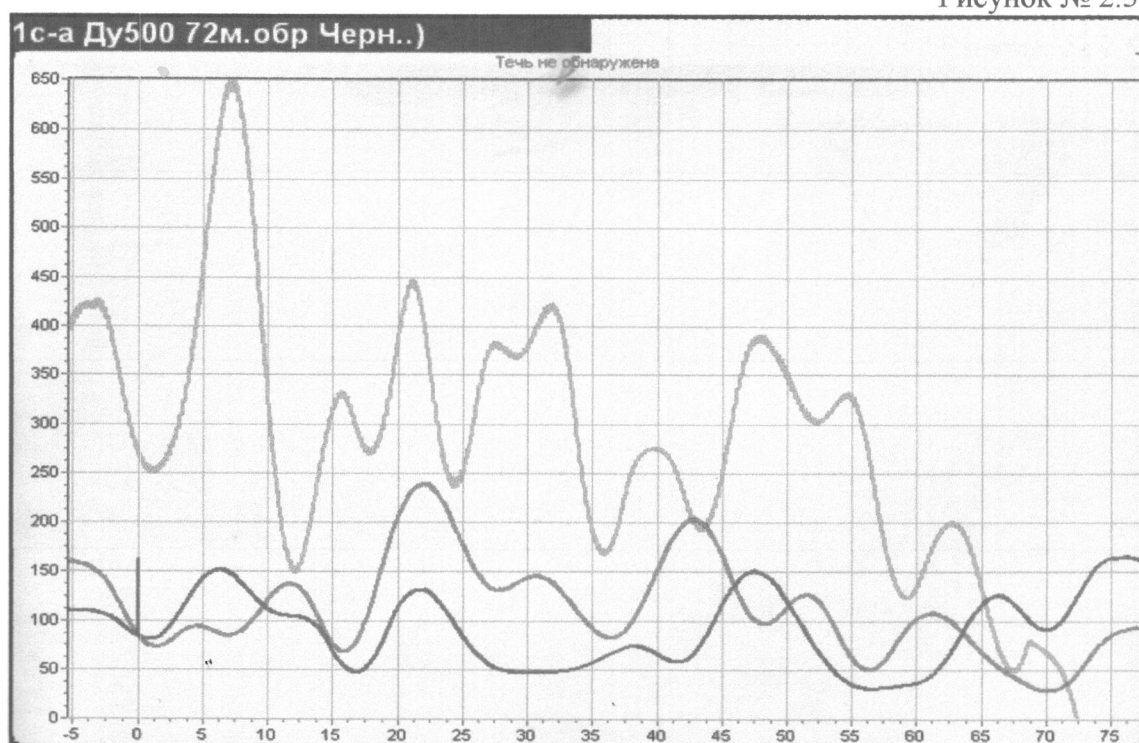
Результат поиска утечки теплоносителя ТС, подающий.

Рисунок № 2.2.



Результат поиска утечки теплоносителя ТС, обратный.

Рисунок № 2.3.

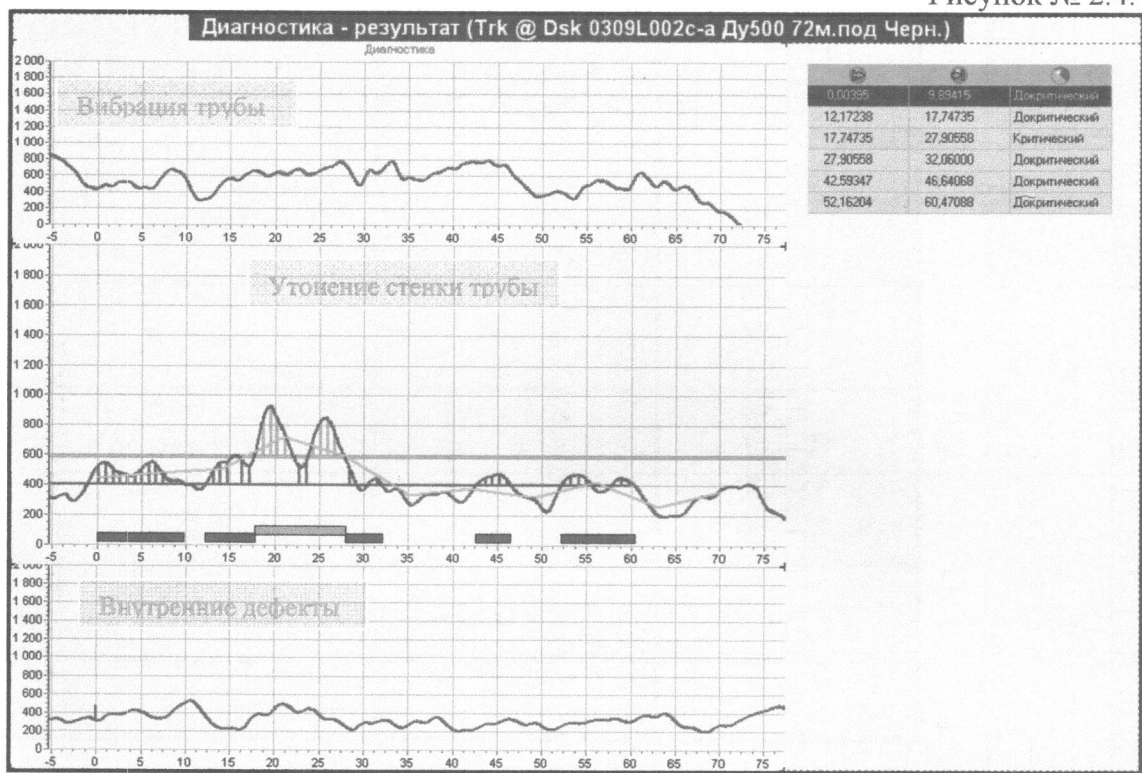


Как видно, из представленных рисунков, программа «Течь» в исследуемом интервале трубопровода утечку теплоносителя не обнаружила.

Результаты компьютерной обработки полученных результатов исследуемых интервалов программой «Диагностика», представлены на рисунках № 2.4. и № 2.5.

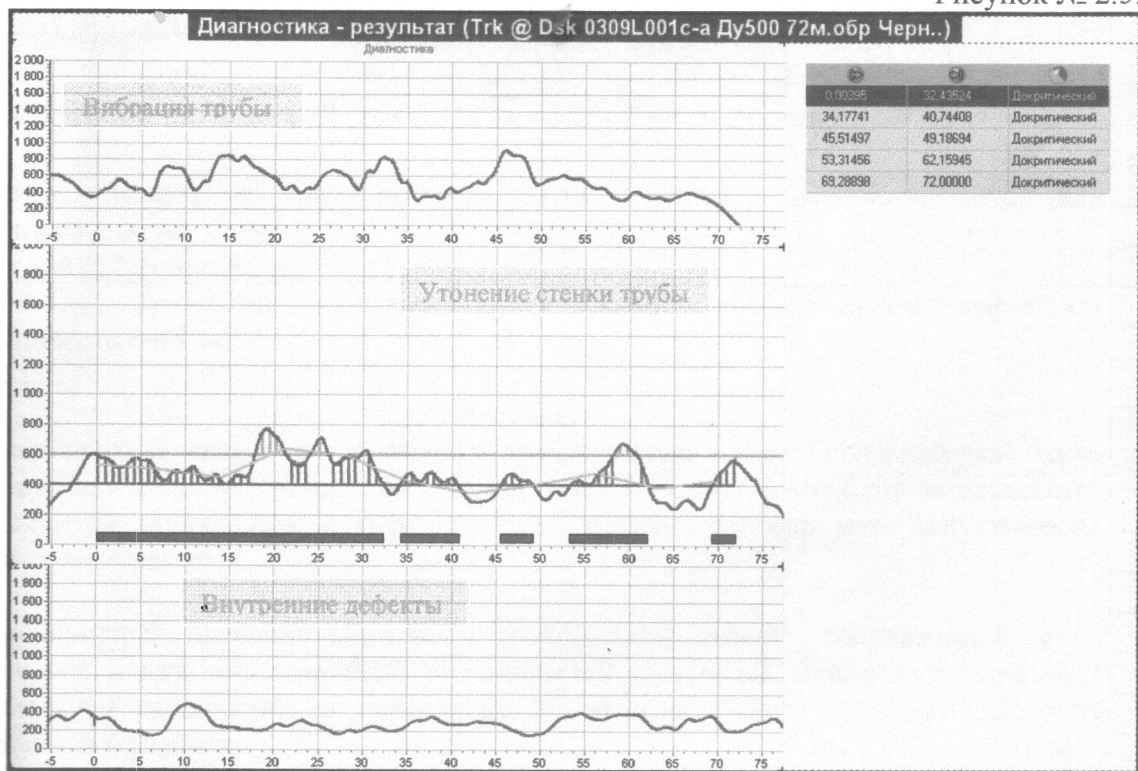
Результат диагностических измерений ТС, подающий.

Рисунок № 2.4.



Результат диагностических измерений ТС, обратный.

Рисунок № 2.5.



Результаты диагностических исследований сведены в таблицу № 2.2.

Результаты диагностических исследований.

Таблица № 2.2.

ТК-1 – ТК-2	Подающий трубопровод, м.	Обратный трубопровод, м.
Докритический дефект	0 – 32 34 – 40 45 – 49 53 – 62 69 – 72	0 – 9 12 – 17 27 – 32 42 – 46 52 – 60
Критический дефект	0	17 – 27
Показатель аварийной опасности	0,7	0,8

Характер расположения выявленных дефектов представлен на рисунке № 2.1.

Показатель аварийной опасности обследованного интервала:

$$\lambda_{\text{подающий}} = (5L_k + 1,7L_{\text{дк}} + 0,15(2L - L_k - L_{\text{дк}})) / 2L = 0,7$$

$$\lambda_{\text{обратный}} = (5L_k + 1,7L_{\text{дк}} + 0,15(2L - L_k - L_{\text{дк}})) / 2L = 0,8$$

Где: λ – показатель аварийной опасности, расчетное количество течей для данного участка в год;

L – длина интервала, м;

L_k и $L_{\text{дк}}$ – сумма длин участков с критическими и докритическими дефектами соответственно, м.

Выводы:

Обследованный интервал подающего трубопровода имеет сокращенный запас рабочего ресурса, показатель аварийной опасности $0,7 < \lambda < 1,2$. Необходим детальный анализ с выдачей заключения о перекладке во вторую очередь или допустимости профилактического ремонта.

Обследованный интервал обратного трубопровода имеет сокращенный запас рабочего ресурса, показатель аварийной опасности $0,7 < \lambda < 1,2$. Необходим детальный анализ с выдачей заключения о перекладке во вторую очередь или допустимости профилактического ремонта.

Интервал № 2.

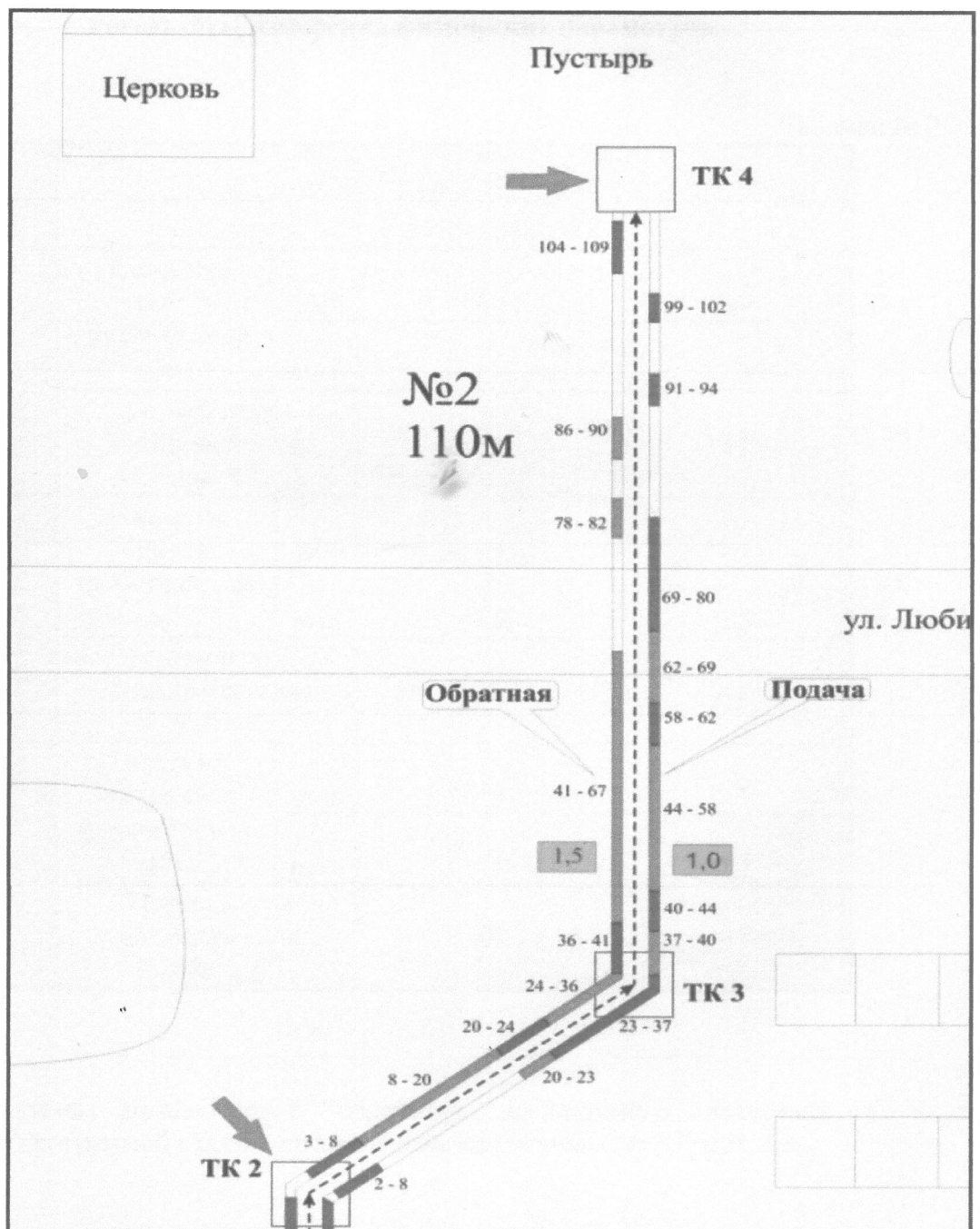
ТК-2 (гаражный кооператив, ул. Любинская) – ТК-4 (церковь, ул. Любинская).

Схема интервала представлена на рисунке № 2.6. Интервал № 2 состоит из двух трубопроводов ТС, подающего Д 500мм и обратного Д 500мм. Длина интервала 110 метров. Прокладка канальная «не проходная». Интервал имеет три точки доступа ТК-2, ТК-3 и ТК-4. При проведении работ по диагностике использовались ТК-2 и ТК-4.

Год прокладки неизвестен. Информация об авариях и проведенных ремонтах отсутствует.

Схема интервала № 2.

Рисунок № 2.6.



Тепловая камера ТК-2 расположена в торце гаражного кооператива по ул. Любинская. Состояние камеры удовлетворительное. Отсутствует крышка люка. Состояние теплоизоляции в камере удовлетворительное.

Тепловая камера ТК-3 расположена на территории гаражного кооператива по ул. Любинская. Состояние камеры удовлетворительное. Камера закрыта люком. Состояние теплоизоляции в камере удовлетворительное.

Тепловая камера ТК-4 расположена возле церкви по ул. Любинская. Состояние камеры неудовлетворительное. Отсутствуют крышка люка и смотровая лестница. Состояние теплоизоляции в камере удовлетворительное.

Результаты измерений толщины стенки трубопровода и температуры теплоносителя в камерах приведены в таблице № 2.3.

Результаты измерения физических параметров.

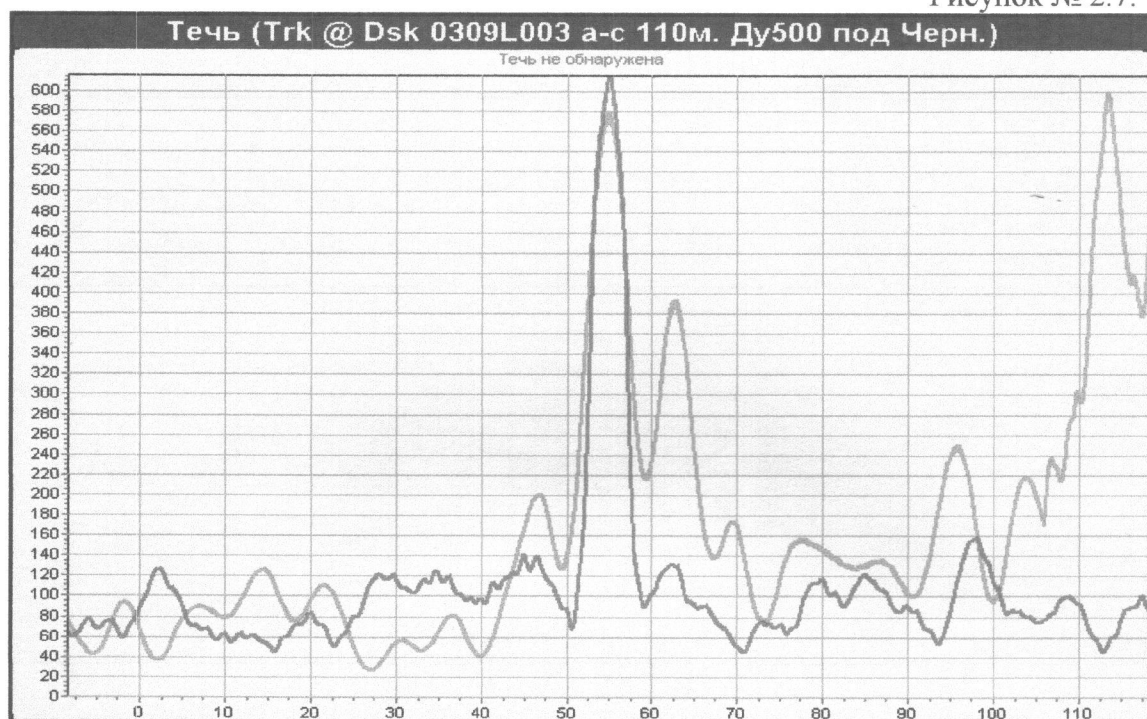
Таблица № 2.3.

№ ТК	Измеряемый параметр		Подающий трубопровод.	Обратный трубопровод.
ТК-2	Толщина стенки трубопровода, мм	min	7,5	7,0
		max	7,6	7,3
	Температура теплоносителя, град. С ⁰		58	44
ТК-3	Толщина стенки трубопровода, мм	min	7,4	7,1
		max	7,6	7,3
	Температура теплоносителя, град. С ⁰		58	44
ТК-4	Толщина стенки трубопровода, мм	min	7,5	7,1
		max	7,5	7,4
	Температура теплоносителя, град. С ⁰		58	44

Результаты компьютерной обработки исследуемого интервала в виде диаграмм программой «Течь», представлены на рисунках № 2.7. и № 2.8.

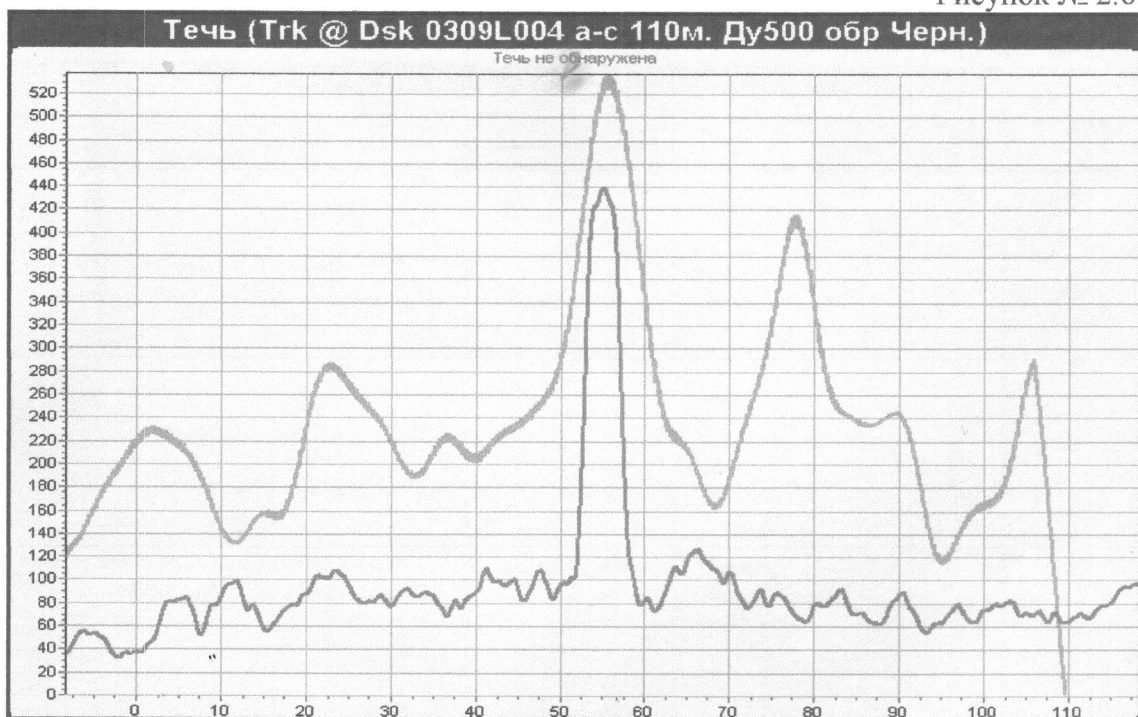
Результат поиска утечки теплоносителя ТС, подающий.

Рисунок № 2.7.



Результат поиска утечки теплоносителя ТС, обратный.

Рисунок № 2.8.

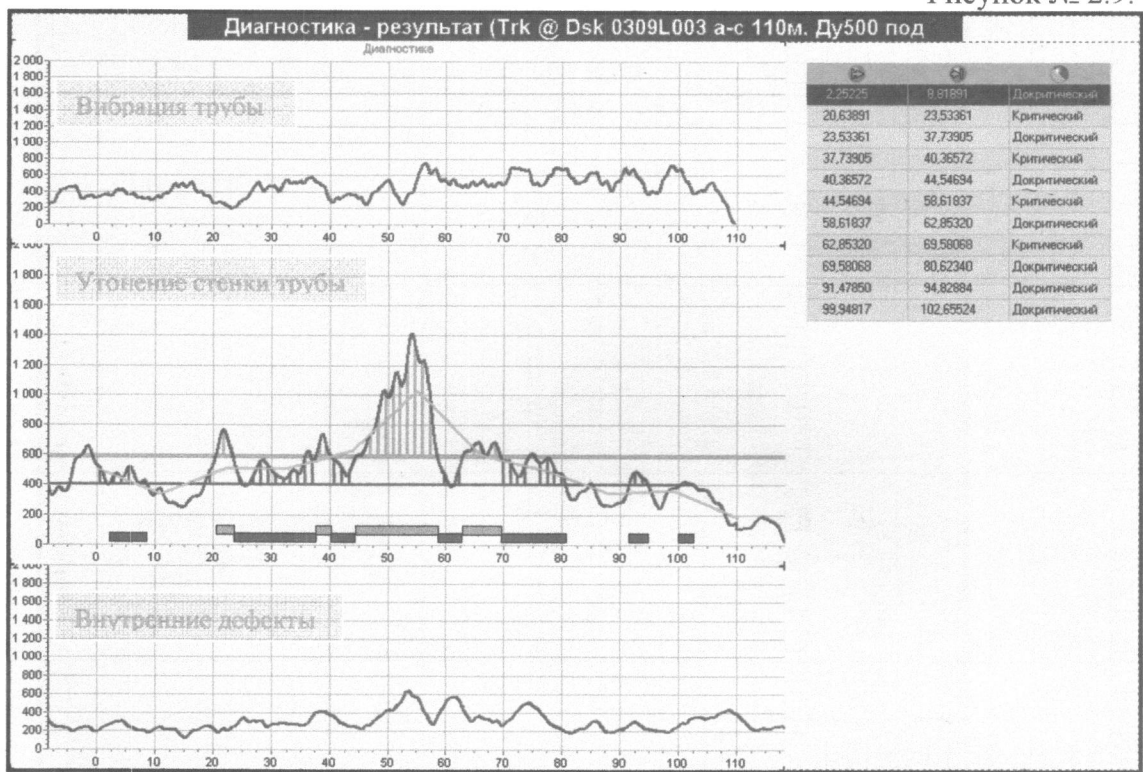


Как видно, из представленных рисунков, программа «Течь» в исследуемом интервале трубопровода утечку теплоносителя не обнаружила.

Результаты компьютерной обработки полученных результатов исследуемых интервалов программой «Диагностика», представлены на рисунках № 2.9. и № 2.10.

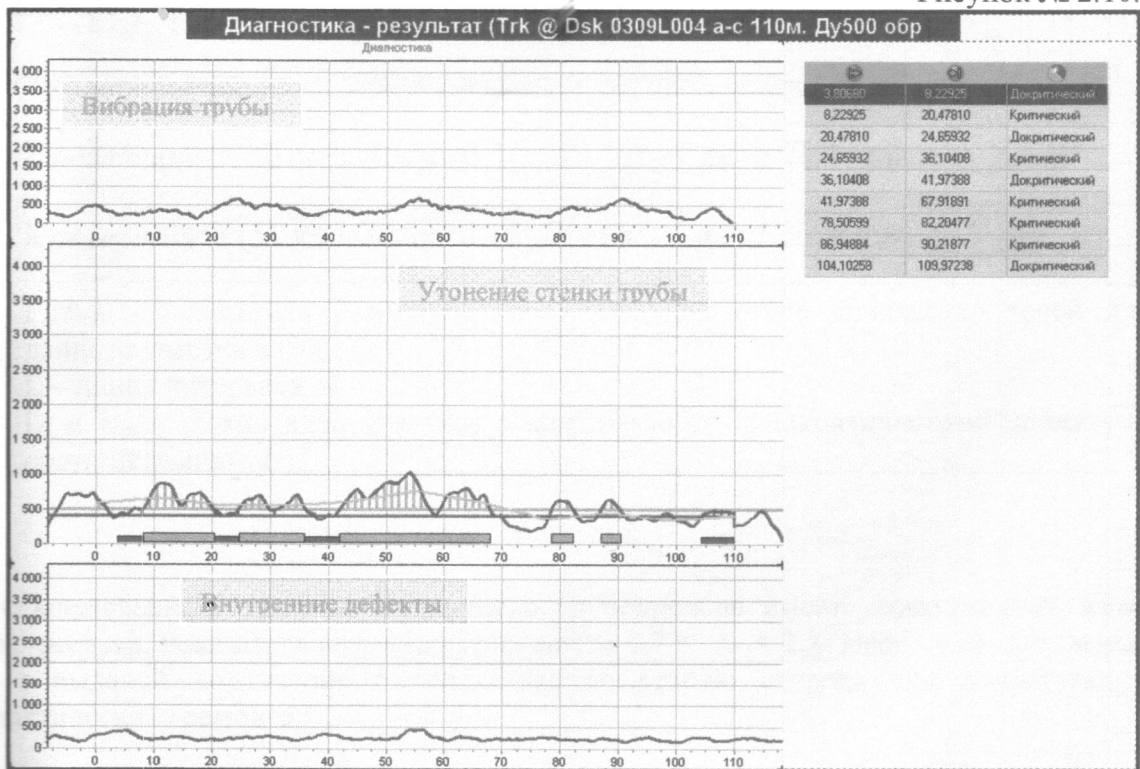
Результат диагностических измерений ТС, подающий.

Рисунок № 2.9.



Результат диагностических измерений ТС, обратный.

Рисунок № 2.10.



Результаты диагностических исследований сведены в таблицу № 2.4.

Результаты диагностических исследований.

Таблица № 2.4.

ТК-2 – ТК-4	Подающий трубопровод, м.	Обратный трубопровод, м.
Докритический дефект	2 – 8 23 – 37 40 – 44 58 – 62 69 – 80 91 – 94 99 – 102	3 – 8 20 – 24 36 – 41 104 – 109
Критический дефект	20 – 23 37 – 40 44 – 58 62 – 69	8 – 20 24 – 36 41 – 67 78 – 82 86 – 90
Показатель аварийной опасности	1,0	1,5

Характер расположения выявленных дефектов представлен на рисунке № 2.6.

Показатель аварийной опасности обследованного интервала:

$$\lambda_{\text{подающий}} = (5L_k + 1,7L_{\text{дк}} + 0,15(2L - L_k - L_{\text{дк}})) / 2L = 1,0$$

$$\lambda_{\text{обратный}} = (5L_k + 1,7L_{\text{дк}} + 0,15(2L - L_k - L_{\text{дк}})) / 2L = 1,5$$

Где: λ - показатель аварийной опасности, расчетное количество течей для данного участка в год;

L - длина интервала, м;

L_k и $L_{\text{дк}}$ - сумма длин участков с критическими и докритическими дефектами соответственно, м.

Выводы:

Обследованный интервал **подающего** трубопровода имеет сокращенный запас рабочего ресурса, показатель аварийной опасности $0,7 < \lambda < 1,2$. Необходим детальный анализ с выдачей заключения о перекладке во вторую очередь или допустимости профилактического ремонта.

Обследованный интервал **обратного** трубопровода имеет существенно **повышенный** показатель аварийной опасности, $\lambda > 1,2$. Рекомендована перекладка в **первую** очередь.



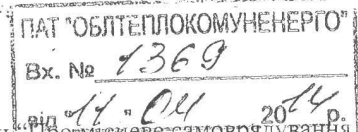
УКРАЇНА
ЧЕРНІГІВСЬКА МІСЬКА РАДА
ВИКОНАВЧИЙ КОМІТЕТ
РІШЕННЯ

7 квітня 2014 року

м. Чернігів

№ 101

Про схвалення Стратегічної Програми розвитку цілісного майнового комплексу-об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепlopункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки та Інвестиційної програми ПАТ "Облтеплокомуненерго" на 2014 рік



Відповідно до статті 29 Закону України "Про місцеве самоврядування в Україні", Порядку розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, затвердженого наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 14 грудня 2012 року № 630, постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг від 14 грудня 2012 року № 381 та зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11 січня 2013 року за № 97/22629, з метою поліпшення стану майна та підвищення економічної ефективності і надійності цілісного майнового комплексу-об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери, що покращить якість надання послуг з централізованого опалення і постачання гарячої води, розглянувши Стратегічну Програму розвитку цілісного майнового комплексу-об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепlopункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки та Інвестиційну програму ПАТ "Облтеплокомуненерго" на 2014 рік, які розроблені орендарем - публічним акціонерним товариством "Облтеплокомуненерго", та враховуючи пропозиції робочої групи з опрацювання цих програм, виконавчий комітет міської ради вирішив:

1. Схвалити Стратегічну Програму розвитку цілісного майнового комплексу-об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепlopункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки та Інвестиційну програму ПАТ "Облтеплокомуненерго" на 2014 рік, які розроблені орендарем - публічним акціонерним товариством "Облтеплокомуненерго", що додаються.

2. Фонду комунального майна міської ради (Буцко О. В.) внести Стратегічну Програму, розвитку цілісного майнового комплексу-об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепlopункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки та Інвестиційну програму ПАТ "Облтеплокомуненерго" на 2014 рік на розгляд міської ради.

3. Контроль за виконанням цього рішення покласти на заступника міського голови Кривенка В. Г.

Міський голова

О. В. Соколов

Заступник міського голови
керуючий справами виконкому

С. Г. Віхров





Україна
02091, м. Київ,
вул. Тростянецька, 49
тел: 501 – 15 – 27
mail: tiso46@ukr.net

ЗКПО 16298941,
ІПН 162989426514
Св. № 200102664
р/р 260063016857
в ПАТ Промінвестбанк
МФО 300012

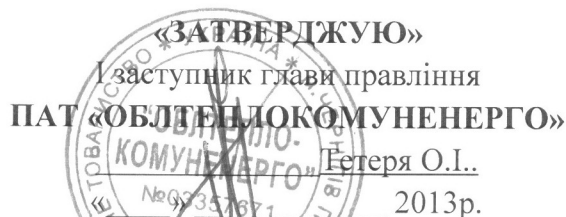
***Стратегічна Програма
розвитку цілісного майнового
комплексу м. Чернігів – об'єкта
теплопостачання житлового фонду
та соціальної сфери (котельні,
теплопункти, елеваторні вузли та
мережі) ПАТ «Облтеплокомуненерго»
на 2014-2022 роки***



**Чернігів
2013**

Україна
02091, м. Київ,
вул. Тростянецька, 49
тел: 501 – 15 – 27
mail: tiso46@ukr.net

ЗКПО 16298941,
ІПН 162989426514
Св. № 200102664
р/р 260063016857
в ПАТ Промінвестбанк
МФО 300012



Стратегічна Програма

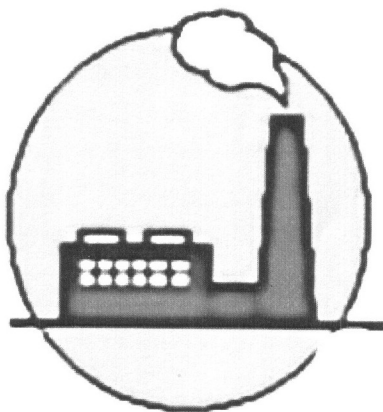
розвитку цілісного майнового комплексу

ПАТ «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» –

*об'єкта теплопостачання житлового фонду та
соціальної сфери (котельні, тепlopункти,
елеваторні вузли та теплові мережі)*

на 2014-2022 роки

ТОМ 1



Чернігів 2013

~ 2 ~

Місцезнаходження, виді робіт	Обсяг фінансування (тис.гр.)		У тому числі за роками												Економія паливно-енергетичних ресурсів										
	Аморти.	Інвест.	2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		Прогнозний паз	тис.кВт	Електроенергія тис.кВт	Економічний ефект, тис.гр.	
			А	І	А	І	А	І	А	І	А	І	А	І	А	І	А	І							
Червонопарківська 6	277,9	250,33					35,78	29,92			242,12	229,51									7,02	8,31	0,00	0,00	10,65
Червонопарківська 6а	343,62	309,53					44,24	25,74			299,38	283,79									10,02	11,86	0,00	0,00	15,20
Червонопарківська 10	292,42	263,41					37,65	21,9			254,77	241,51									7,69	9,10	0,00	0,00	11,67
Червонопарківська 12	260,05	234,25					33,68	19,48			226,37	214,77									6,20	7,34	0,00	0,00	9,41
Червонопарківська 14	351,74	316,84					45,29	26,55			306,45	290,49									9,00	10,65	0,00	0,00	13,66
Червонопарківська 4	281,15	253,25					36,2	21,06			244,95	232,19									7,13	8,44	0,00	0,00	10,82
Червонопарківська 138	324,87	324,87					46,44	27,01			314,22	297,86									10,78	12,76	0,00	0,00	16,36
Металургівська 140	234,09	210,85					30,14	17,53			203,95	193,32									5,54	6,56	0,00	0,00	8,41
Пр. Мироп.157	164,08						23,45	13,64			136,7	150,44									2,66	3,15	0,00	0,00	4,03
Пр. Мироп.157а	262,75						37,56	21,85			254,14	240,9									6,93	8,20	0,00	0,00	10,52
Пр. Мироп.157б	306,3	275,9					39,44	22,94			266,86	252,96									8,15	9,65	0,00	0,00	12,37
Пр. Мироп.159	225,97	203,55					29,09	16,93			196,88	186,62									4,75	5,62	0,00	0,00	7,21
Пр. Мироп.161	223,54	201,35					28,78	16,74			194,76	184,61									3,79	4,49	0,00	0,00	5,75
Пр. Мироп.143	206,5	186,01					26,59	15,47			179,91	170,54									3,76	4,45	0,00	0,00	5,70
Пр. Мироп.153	177,29	159,7					22,63	13,28			154,46	146,42									2,44	2,89	0,00	0,00	3,70
Пр. Мироп.151	224,35	202,09					28,89	16,8			195,46	185,29									4,03	4,77	0,00	0,00	6,11
Пр. Мироп.149а	130,23	117,3					16,77	9,75			113,46	107,55									0,30	0,36	0,00	0,00	0,45
Доцент.2	248,09	224,02					32,02	18,63			216,67	205,39									4,52	5,35	0,00	0,00	6,94
Доцент.4	314,09	292,93					40,44	23,53			273,65	259,4									8,56	10,13	0,00	0,00	13,17
Доцент.6	245,44	221,09					31,6	18,38			213,84	202,71									5,47	6,47	0,00	0,00	8,41
Доцент.8	365,52	329,26					47,06	27,38			318,46	301,88									10,86	12,85	0,00	0,00	16,70
Доцент.10	225,13	229,13					32,75	19,05			221,62	210,08									5,76	6,82	0,00	0,00	8,85
Доцент.12	447,47	403,08					57,61	33,52			389,86	369,56									14,59	17,27	0,00	0,00	22,44
Доцент.14	334,37	371,2					47,79	27,8			323,41	306,57									11,12	13,16	0,00	0,00	17,09
Доцент.18	314,41	283,21					40,48	23,55			273,93	259,66									8,57	10,14	0,00	0,00	13,17
Доцент.46	375,27	338,03					48,32	28,11			326,95	309,92									11,20	13,37	0,00	0,00	17,37
Доцент.4а	154,03	238,94					26,48	15,41			128,55	221,53									3,68	4,36	0,00	0,00	5,68
Доцент.8а	186,84	207,41					32,12	18,69			154,72	287,2									4,97	5,81	0,00	0,00	7,64
Доцент.26	360,73	41,21					40,48	23,55			194,97	380,3									8,62	10,44	0,00	0,00	13,56
Роскошаляго.20	240,51	370,16					60,17	35,01			199,49	346,5									19,49	34,65	0,00	0,00	48,4
Роскошаляго.С20а	349,35	358,36					33,1	18,4			289,81	503,35									11,07	13,10	0,00	0,00	17,02
Роскошаляго.186	297,97	193,7					60,17	35,01			289,81	503,35									11,07	13,10	0,00	0,00	17,02
Роскошаляго.22а	301,68	464,05					51,87	30,17			249,81	433,98									6,06	7,17	0,00	0,00	9,32
Роскошаляго.18	234,84	361,25					40,38	23,49			194,46	337,76									10,62	12,57	0,00	0,00	16,33
Роскошаляго.206	200,82	308,91					34,53	20,09			166,29	288,82									8,92	10,56	0,00	0,00	13,71
Роскошаляго.58	248,2	381,81					42,67	24,83			205,53	356,98									6,49	7,68	0,00	0,00	9,97
Роскошаляго.58а	236,66	364,05					40,69	23,67			195,97	340,38									9,33	11,04	0,00	0,00	14,35
Роскошаляго.60	260,35	400,5					44,76	26,04			215,59	374,46									8,75	10,36	0,00	0,00	13,45
Роскошаляго.62	489,42	752,86					84,15	48,95			405,27	703,91									23,33	27,61	0,00	0,00	35,86
Роскошаляго.66	190,48	293,01					32,75	19,05			157,73	273,96									9,02	9,92	0,00	0,00	9,02
Роскошаляго.68	279,8	430,41					48,11	27,99			231,69	402,42									11,06	13,09	0,00	0,00	17,00
І.Транш.155	234,23	360,31					40,27	23,43													8,49	10,05	0,00	0,00	13,06
пр.Парсонн.162	316,07	494,39					54,9	31,94													13,66	16,17	0,00	0,00	20,90
пр.Парсонн.164	326,29	510,38					56,67	32,97													14,28	16,90	0,00	0,00	21,85
пр.Парсонн.166	346,14	541,43					60,12	34,98													16,90	18,33	0,00	0,00	23,70
пр.Парсонн.168	332,31	519,79					57,72	33,58													14,63	17,31	0,00	0,00	22,89
пр.Парсонн.174	254,12	397,49					44,14	25,68													9,90	11,72	0,00	0,00	15,15
пр.Парсонн.176	207,21	324,11					35,99	20,94													7,03	8,32	0,00	0,00	10,76
пр.Парсонн.178	198,18	310					34,42	20,03													6,48	7,67	0,00	0,00	9,92
пр.Парсонн.180	192,47	301,06					33,43	19,45													6,13	7,25	0,00	0,00	9,39
пр.Парсонн.182	299,23	468,05					51,97	30,24													12,39	14,66	0,00	0,00	18,96
пр.Парсонн.184	298,63	467,1					51,87	30,17													12,60	14,91	0,00	0,00	19,28
Роскошаляго.37	590,33	923,38					102,53	59,65													23,73	28,08	0,00	0,00	36,32
Роскошаляго.																									

Місцезнаходження, виді робіт	Обсяг фінансування (тис.гр.)		У тому числі за роками												Економія паливно енергетичних ресурсів										
	Аморти.	Інвест.	2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		Прогнозний тис.кВт	Електроенергія тис.кВт	Економічний ефект, тис.гр.		
			А	І	А	І	А	І	А	І	А	І	А	І	А	І	А	І							
пр. Перемоги 201а	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Кришталевий 1	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Ліричного 5	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Молодого 32А	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 4А	35,5	53,34	35,5	53,34																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 16а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 17б	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 18а	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 32а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 35	35,5	53,34	35,5	53,34																	0,00	0,00	0,00		
вул.Одінцова 7	70,76	106,36	70,76	106,36																	0,00	0,00	0,00		
вул.50РСРСР 10а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Космонавтів 3а	88,39	132,86	88,39	132,86																	0,00	0,00	0,00		
вул.Космонавтів 10а	35,5	53,34	35,5	53,34																	0,00	0,00	0,00		
вул.Дюпеля 24	35,5	53,34	35,5	53,34																	0,00	0,00	0,00		
вул.Дюпеля 17А	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
Ас.Пашова, 16б	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.50РСРСР 5а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 28а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Россошанського 54б	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Г.Полуботка 53а	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Г.Траїна 173	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Пр.Перемоги 110а	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Пухова 130	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Белова 21а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Траїна 168	35,5	53,34	35,5	53,34																	0,00	0,00	0,00		
вул.Г.Полуботка 80а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
пр. Перемоги 145а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул. Ас.Пашова 15а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Федерова 1а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Володарна 25	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
вул.Молодого 13	26,68	40,09	26,68	40,09																	0,00	0,00	0,00		
вул.Непалювачів 18а	53,12	79,85	53,12	79,85																	0,00	0,00	0,00		
Гітландія Володарна 95	8556,62	8242,38	319,61	480,39					8 227,01		7 762,99										0,00	0,00	4593,76		
Белова 6 (Б-6) (модернізація)	1636,11	2253,89	155,81	284,19			1 480,30														0,00	0,00	3168,42		
Технічне переоснащення технічного устаткування, систем управління та автоматизації (встановлення чистихих перетворювачів на мережних інверсах, системи пожежного резервування та пожежних інверсах, системи пожежного резервування та пожежних інверсах, системи пожежного резервування та пожежних інверсах)																									
вул.Белова, 6, 5-й ет.	1006,98	1513,52	1 006,98	1 513,52																	132,90	157,28	164,45	20,23	406,32
вул.Белова, 6, 7-й ет.	1004,59	1509,92	1 004,59	1 509,92																	128,37	149,55	330,79	40,69	995,09
50 вул.ВІКМ, 36а	727,66	217,34	17,98	272,02		450		190,32		253,68											65,44	77,44	115,02	14,15	287,07
Савола, 8 А	727,66	217,34	17,98	272,02		450		190,32		253,68											80,75	95,56	242,98	29,89	419,09
Гонимирова, 4 А	438,65	130,4	10,79	16,21		270		114,19		153,81											59,25	70,12	83,24	10,24	224,64
Горького, 3 А	408,94	140,06	11,39	17,41		290		122,66		167,38											101,62	120,50	137,81	19,39	384,81
Керелова, 16	408,94	140,06	11,39	17,41		290		122,66		167,38											101,62	120,50	137,81	19,39	384,81
Партизанів, 12	408,94	140,06	11,39	17,41		290		122,66		167,38											101,62	120,50	137,81	19,39	384,81
Г.Полуботка, 40	408,94	140,06	11,39	17,41		290		122,66		167,38											101,62	120,50	137,81	19,39	384,81
пр.Мир, 249 Б	727,66	217,34	17,98	272,02		450		190,32		253,68											16,69	19,12	59,08	7,37	96,87
пр.Мир, 190 Б	652,97	198,03	16,38	24,62		410		173,41		236,59											81,67	96,65	192,64	23,69	427,89
Модернізація та закупівля трансформаторних жодів спеціального та спеціального призначення																									
Закупівля спеціального трансформатора для модернізації КСВ міської КСВ STEMASTER з ланцюгом та напісним обладнанням	348,43	495,69	348,43	495,69																	0,00				313,40
Закупівля вантажного автомобіля АСАМ-10 на шасі ГАЗ-33199	165,38	235,28	165,38	235,28																	0,00				
Витрати на закупівлю	245 138,69	346 644,63	24 742,40	37 147,27	27 204,33	34 001,09	25 633,72	13 801,40	27 558,23	25 972,31	27 000,01	25 593,89	27 500,00	47 763,74	49 578,81	27 999,99	53 574,46	28 500,00	59 211,66	14 488,55	17 146,33	7 963,77	979,54	51 048,35	