

Методы обнаружения утечек в магистральных нефтепроводах



Выполнили:
студенты группы
ТП-14-04
Кудрявцев Виталий
Кондрашкин Артем
Братчик Анна
Чупракова Наталья
Жуков Олег

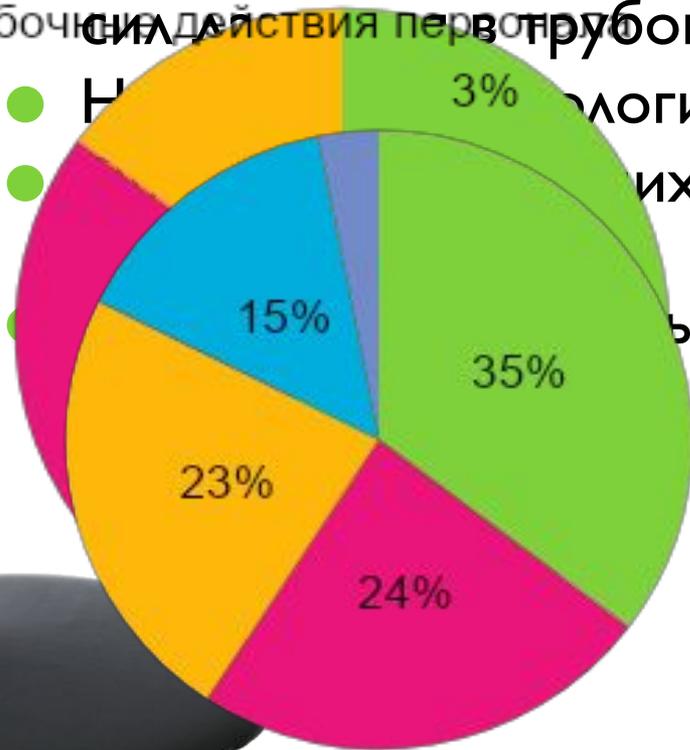


- *Одной из наиболее важных проблем эксплуатации магистрального трубопровода является обеспечение целостности линейной части путем систематического контроля герметичности трубы и своевременного устранения и выявления дефектов. Эта проблема в последнее время приобрела особую актуальность в связи с возросшими требованиями к охране окружающей среды.*

Причины возникновения утечек:

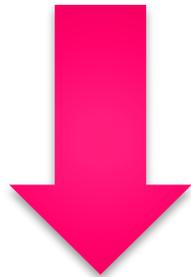
Причины возникновения утечек:

- Коррозионное разрушение металла;
 - Повреждения металла труб при заводском изготовлении или строительстве;
 - Под действием внешних и внутренних сил действия в трубопроводе;
 - Неправильные технологические режимы;
 - Перегрузки трубопровода при высоких давлениях в трубопроводе и др.
- Гидроудары, перепады давления и вибрации
 - Внешние воздействия
 - Коррозионные процессы
 - Брак при строительстве
 - Природные явления
 - Наружная коррозия
 - Брак при изготовлении
 - Ошибочные действия персонала

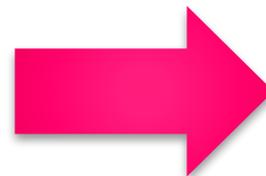


При добыче и транспортировке ежегодно из-за утечек теряется:

**От 10 до 20 млн. тонн
нефти. (3/4 из
транспортных сетей)**



**От 3% до 7% от общего
количества
добываемой нефти**

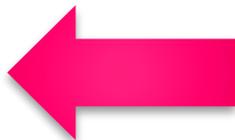


**От 14,2 млрд.
до 17,2 млрд.
долл.**



Несанкционированные врезки

800 млн.
долл.



Ежегодно в России
похищают свыше
5 млн тонн нефти



Утечки делятся на:

НО!

Малые утечки зафиксировать значительно сложнее, так как их появление не приводит к видимым изменениям режима перекачки.

Вместе с тем в определенном смысле небольшая, но длительно функционирующая утечка может быть опаснее крупной аварии, так как суммарное количество вытекшей нефти от момента разгерметизации трубы до обнаружения малой утечки может оказаться существенно больше.

динамический процесс

л. м /ч

кий процесс перекачки не

л/ч



- По физическим явлениям в трубопроводе (по характеру поведения жидкости) (по положению восточной стороны) (по направлению течения) (по определению утечки)
- Методы определения утечки в трубопроводе
 - **Активные методы** (путем пропускания диагностирующих устройств)
 - **Пассивные методы** (по данным слежения за ведением технологического процесса перекачки)

Стационарные

Транспортируемые по
трубопроводу с
перекачиваемым
продуктом

Патрульные

Основные методы

- Метод «волны давления»;
- Метод баланса вещества;
- Анализ профиля давления;
- Акустический корреляционный метод;
- Волоконно-оптические методы;
- Контроль давления в изолированных секциях;
- Метод дифференциальных давлений;
- Радиоактивный метод;
- Лазерный
- Акусто-эмиссионный метод;
- Электромагнитный метод контроля;
- Визуальный метод;
- Ультразвуковая диагностика;





УЛЬТРАЗВУКОВОЙ МЕТОД



•Ультразвуковые внутритрубные дефектоскопы

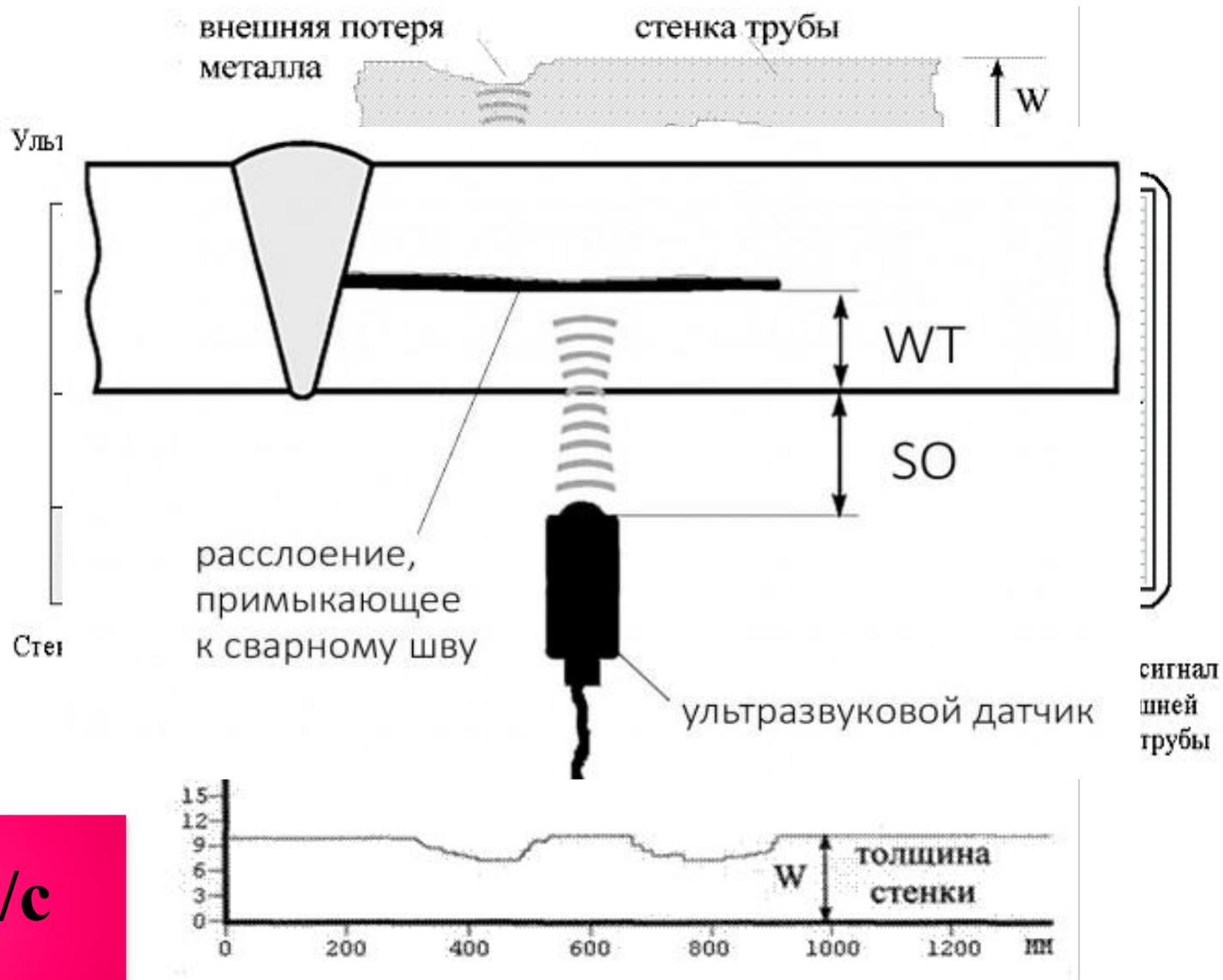
- Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного измерения толщины стенки трубы (WM)**
- Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного обнаружения трещин на ранней стадии (CD)**

Внутритрубная диагностика с помощью ультразвукового дефектоскопа.

Принцип действия прибора основан на измерении времени прохождения ультразвукового сигнала, отражённого от внутренней или внешней поверхности стенки трубы.



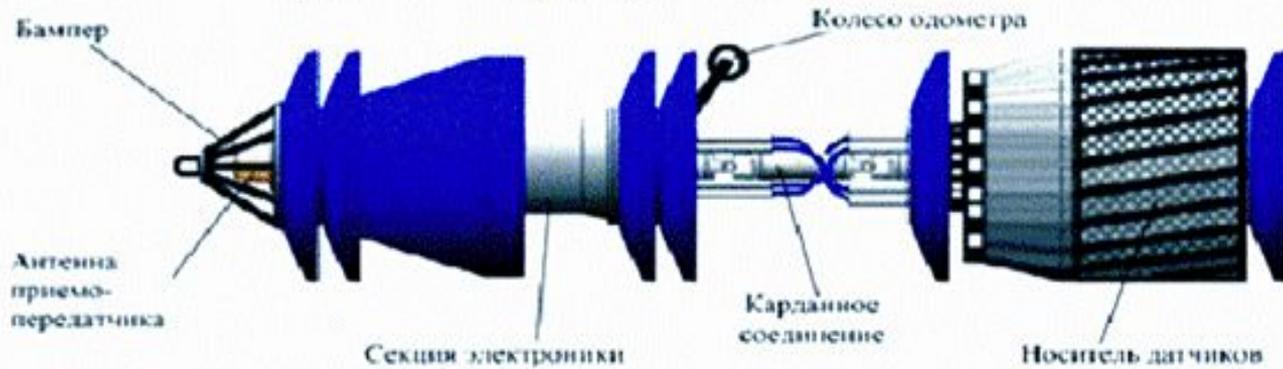
Принцип работы ультразвуковых



5850 м/с

Ультразвуковой дефектоскоп

Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой WM 40/48"



Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой WM 28/32"



Дефектоскоп внутритрубный ультразвуковой WM 14/20"



Достоинства:

- Эффективен для проведения периодического контроля за малыми утечками нефти и нефтепродуктов;
- Позволяет достаточно точно определять место и размер дефекта .
- Достаточно высокая точность определения мест малых утечек;
- Не влияет на режим работы перекачки;
- Безопасен в эксплуатации.

Недостатки:

- Неприменим при наличии значительных утечек;
- Возможна ложная информация при наличии значительных утечек при скорости перекачки нефтепродукта более 2 м/с
- Высокая стоимость, так как требуется установка вдоль трубопровода дорогостоящего дополнительного оборудования
- Неприменим для трубопровода с участками труб разных диаметров.

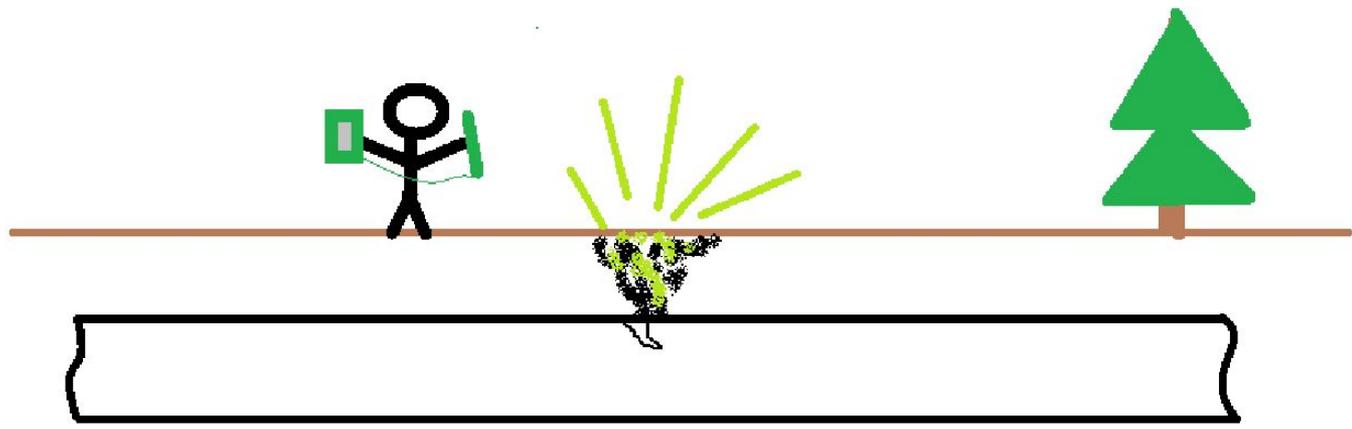


РАДИОАКТИВНЫЙ МЕТОД

- **Радиоактивный метод** основан на регистрации радиоактивного излучения вещества (растворённого в жидкости изотопа), который проникает в грунт через сквозные повреждения стенки нефтепровода.







Достоинства метода

- Позволяет обнаруживать места незначительных утечек
(менее 3% от $Q_{ном}$) нефти и нефтепродуктов;
- Применим для любых трубопроводов, содержащих нефть, нефтепродукты, воду и газ;
- Эффективен для обнаружения мест незначительных утечек зондовым радиометром.

Недостатки метода

- Точность обнаружения незначительных утечек зависит от глубины залегания трубопровода, и чем глубже труба, тем ниже чувствительность наземных радиометров (при глубине залегания трубы свыше 1,5 м наземный способ обнаружения мест утечек не рекомендуется);
- Метод небезопасен для обслуживающего персонала и окружающей среды;
- Технология заполнения трубопровода радиоактивным изотопом и обнаружение мест утечек наземными радиометрами достаточно трудоемка.



ЛАЗЕРНЫЙ ГАЗОАНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Лазерный газоаналитический метод



Преимущества:

- высокая чувствительность (0,5 м) аппаратуры;
- бесконтактность метода;

Недостатки:

- сложность управления и контроль за работой аппаратуры;
- метод неприменим в зимнее время, а также при обнаружении мест утечек низколетучих жидкостей (например, мазутов);
- большая трудоемкость при обследовании трассы с использованием автомобиля.



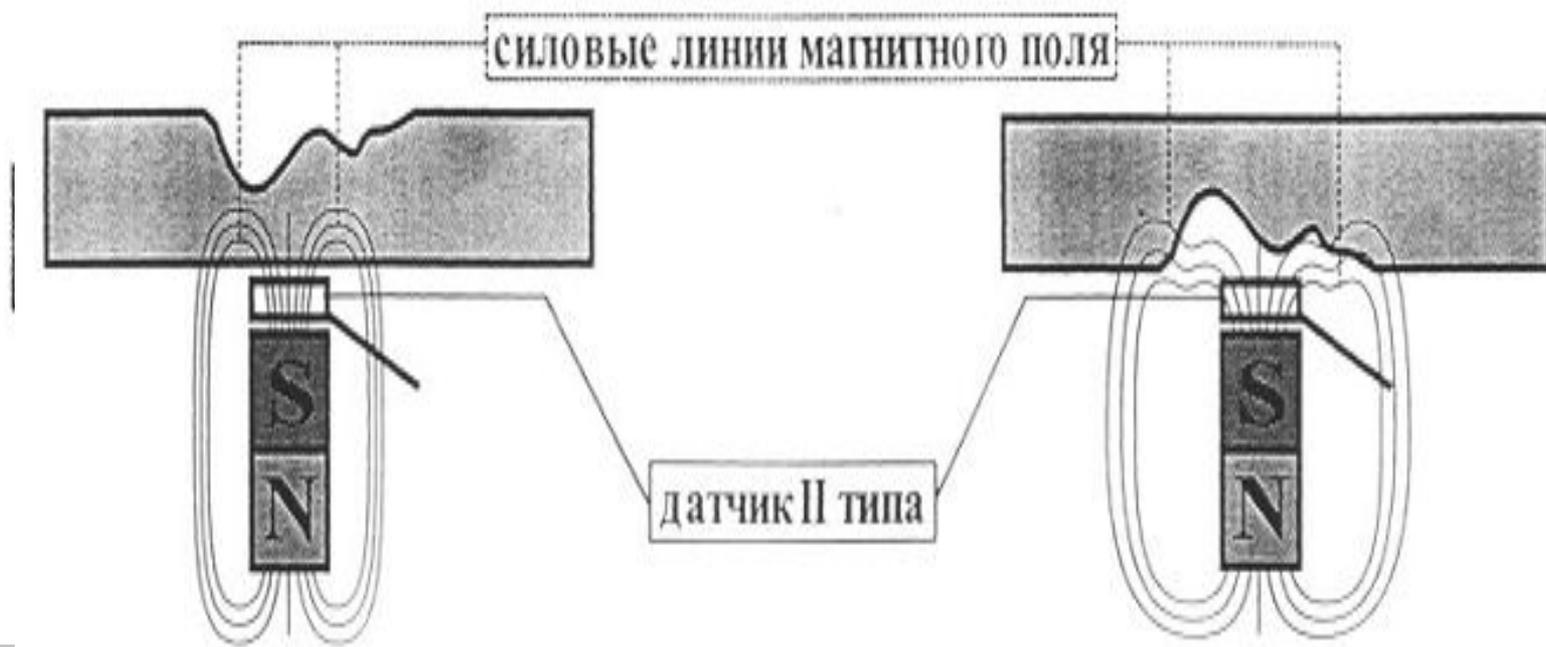
МАГНИТНЫЙ МЕТОД

- Магнитный метод основан на изучении магнитных полей рассеяния вокруг стенки трубопровода из ферромагнитных материалов после намагничивания. В местах расположения дефектов наблюдается перераспределение магнитных потоков и формирование магнитных полей рассеяния.



Фрагмент стенки трубы
с внешней потерей металла

Фрагмент стенки трубы
с внутренней потерей металла



Достоинства метода

- Высокая чувствительность;
- Универсальность;
- Относительно низкая трудоемкость контроля;
- Простота

Недостатки метода

- Периодичность работы;
- Высокая цена устройства(15млн. руб.);
- При скорости перекачки продукта более 2 м/с возможно ложное срабатывание об утечке;
- Пороговая чувствительность уменьшается по отношению к величине утечки при истечении перекачиваемого продукта в среду «воздух» и при высокой вязкости продукта.

Оптоволоконный метод

- В системах мониторинга на основе когерентного рефлектометра, оптическое волокно используется как распределённый датчик вибрации.
- Рефлектометр периодически посылает в волокно короткие оптические импульсы и анализирует отражённый назад сигнал (рефлектограмму).
- При механической или акустической активности вблизи от кабеля, вибрация передаётся волокну, что вызывает изменения в рефлектограмме.
- По этим изменениям можно с высокой точностью определить место воздействия.

● При установке системы в центре охраняемого участка, можно подключить два отрезка волокна в разные стороны. Дальность работы системы можно увеличить с помощью дополнительных оптических усилителей, в том числе и с удаленной накачкой. Однако при этом требуется использовать дополнительные волокна в кабеле, табл. 1.

Типовая дальность работы системы мониторинга

| Количество используемых волокон в кабеле | Дальность работы, км | Протяжённость участка, контролируемого из одного пункта, км |
|---|----------------------|---|
| 1 | 40 | 80 |
| 2 (1 рабочее волокно + 1 волокно для накачки) | 50 | 100 |
| 3 (1 рабочее волокно + 2 волокна для накачки) | 75 | 150 |

- Для трубопроводов большой протяжённости создаётся система рефлектометров, управляемых из единого центра. Канал управления можно организовать по отдельному волокну, либо по рабочему волокну с использованием спектрального уплотнения, рис. 1.

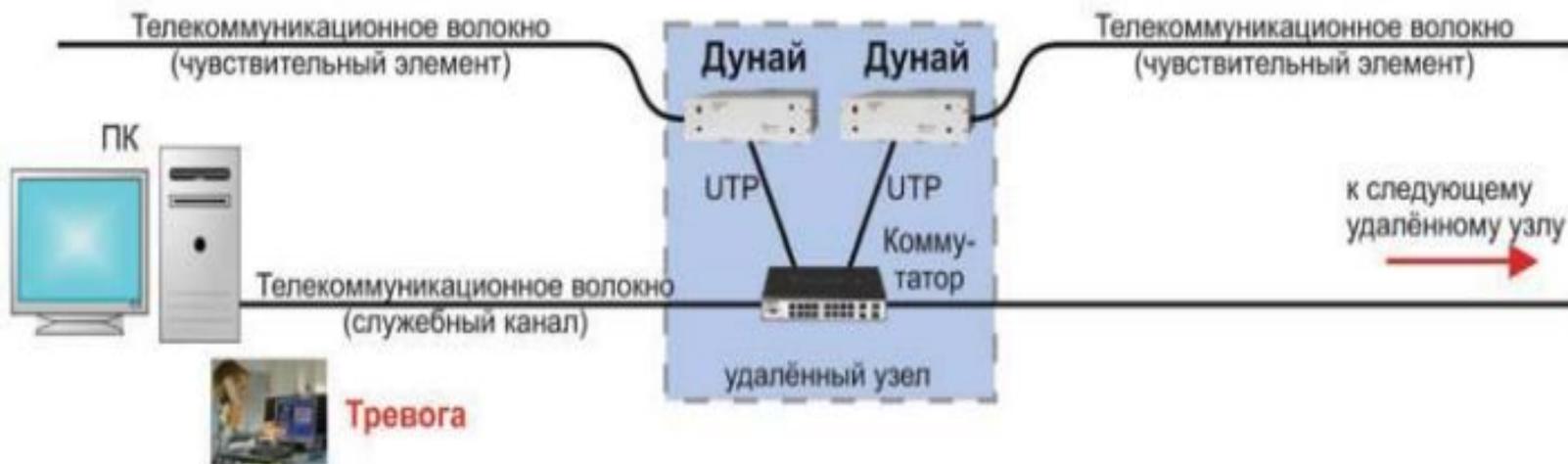


Рис. 1. Схема подключения волокон в пункте охраны

Физические принципы работы

- В когерентном рефлектометре используется специализированный узкополосный источник излучения. За счёт этого, отражённые сигналы складываются когерентно: амплитуды сигналов, отражённых от разных неоднородностей и дефектов волокна, суммируются с учётом фазовых задержек. Малейшие смещения неоднородностей волокна друг относительно друга (порядка 100 нм) вызывают изменения в когерентной рефлектограмме для данного участка волокна, рис. 2.

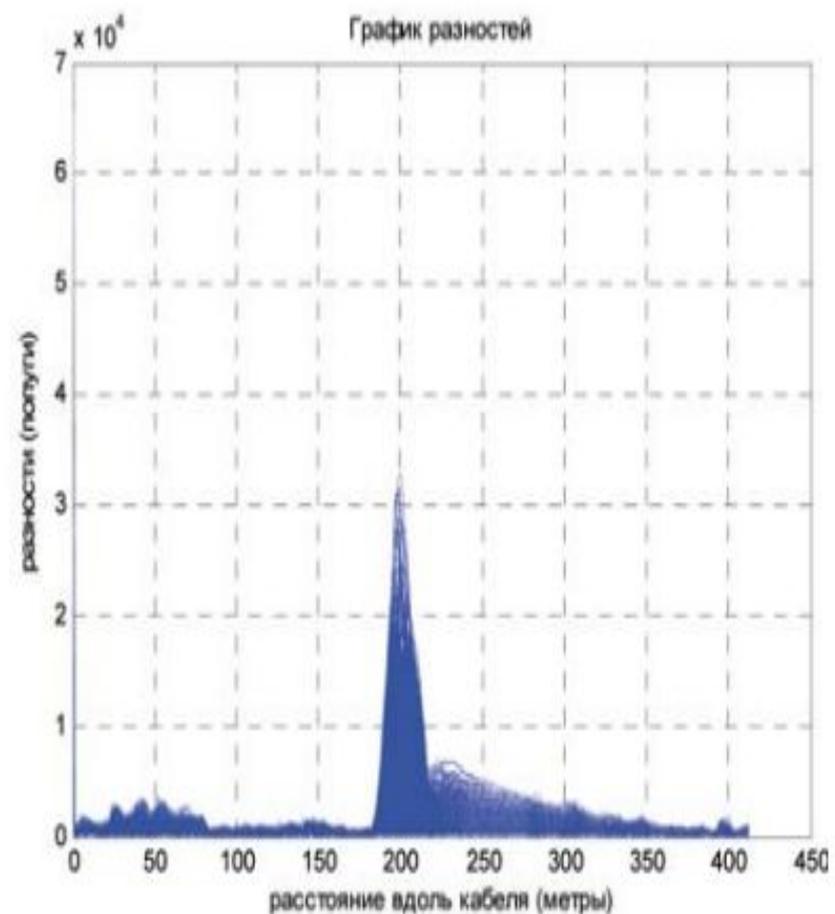
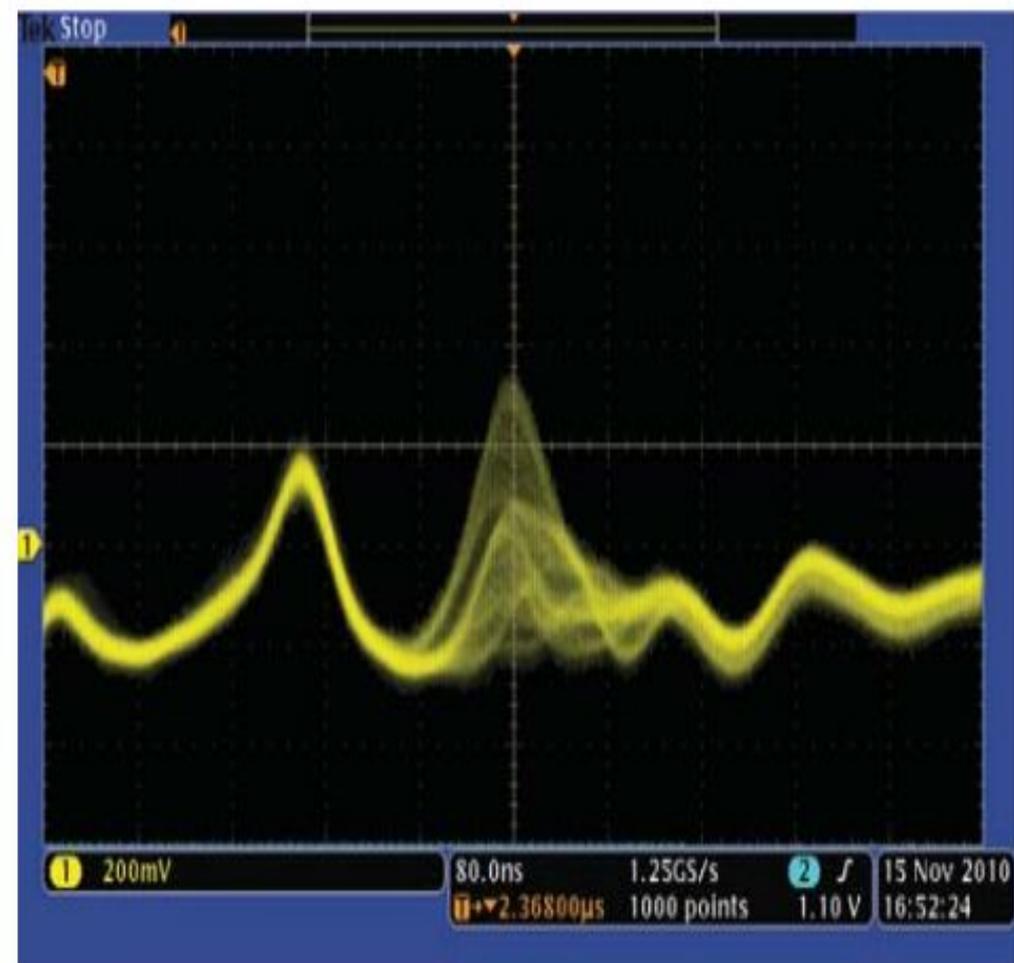


Рис. 2. Несколько рефлектограмм на осциллографе (слева), график разности рефлектограмм (справа)

Результаты испытаний

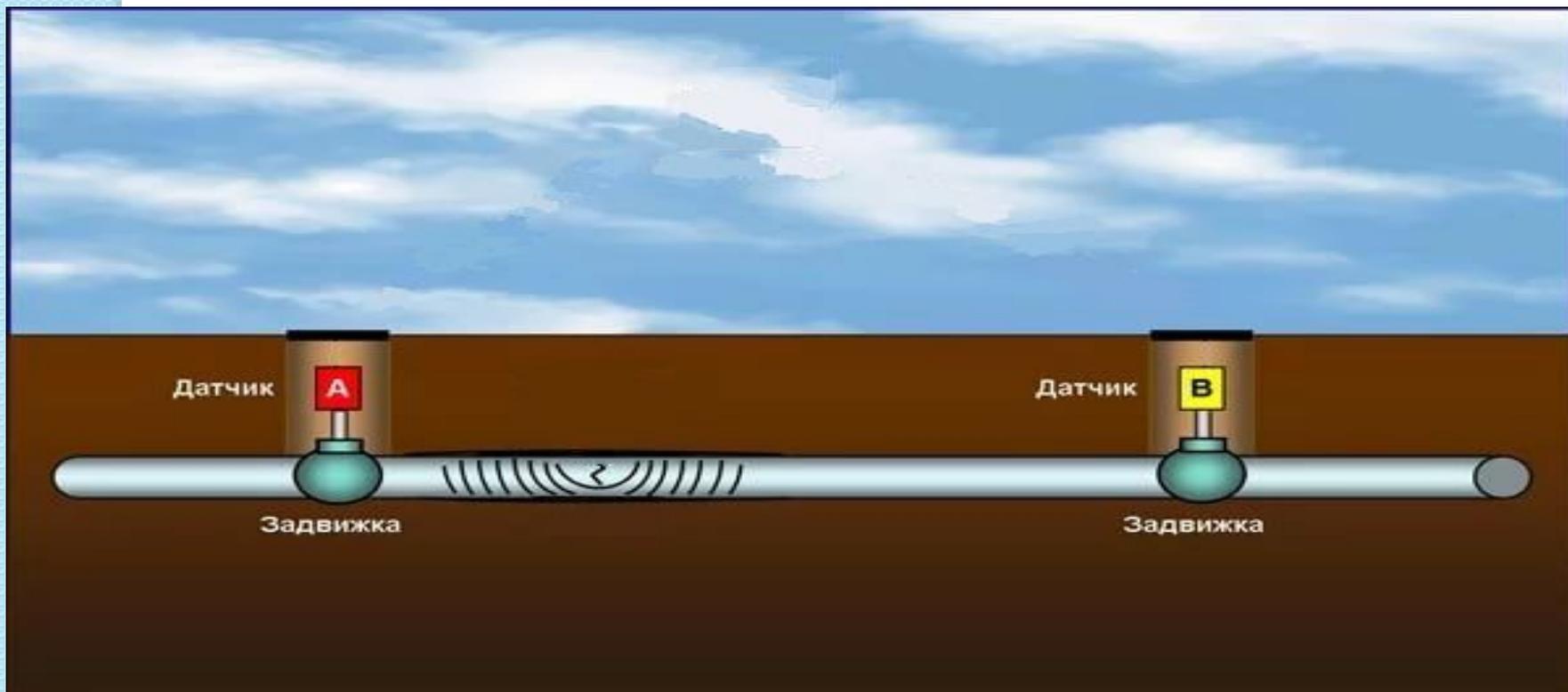
- При использовании кабеля, проложенного в грунте, система позволяет уверенно обнаружить различные источники воздействия на расстоянии до 100 м от кабеля и более.
- Чувствительность зависит от ряда факторов: глубина прокладки кабеля, тип кабеля, тип грунта и его состояние (сухой, влажный, мёрзлый), типа события, расстояние до рефлектометра.
- Оптимальная глубина прокладки кабеля составляет 30 - 40 см, поскольку при этом до кабеля доходят поверхностные акустические волны.

Сферы применения системы:

- Охрана нефте и газопроводов, предотвращение несанкционированных врезок, обнаружение утечек;
- Мониторинг движения очистного поршня или дефектоскопа при выполнении внутритрубной диагностики;
- Отслеживание регламентных работ в охраняемой зоне, фиксация места и времени работ, контроль работы подрядчиков;
- Мониторинг земляных работ возле волоконно оптических линий связи, предотвращение обрывов линий связи;
- Охрана периметра важных технологических объектов, контроль проникновения на охраняемую территорию.

Метод волны давления

- Метод «волна давления» основан на анализе переходных процессов в трубопроводах при возникновении утечки. В момент возникновения утечки жидкости в трубопроводе возникают волны разряжения, распространяющиеся к концам трубопровода со скоростью звука. Высокочувствительные датчики давления, установленные на концах трубопровода, фиксируют время прихода волны давления



Реализация метода волны давления

Реализация метода разделена на две части:

- контроль давлений трубопровода в реальном времени
- анализ зафиксированных волн давления на наличие утечки

Далее обрабатываются результаты поступающей информации с учетом: последовательности поступления сигналов, расстояния между датчиками, давления и т.д.



$$L_0 = \frac{L}{2} - \frac{c(t_1 - t_2)}{2}$$

Где

- L_0 – расстояние от начала трубопровода до места утечки;

- L – длина трубопровода;

- c – скорость звука;

- t_1, t_2 – время прихода волны давления на первый и второй датчик давления.



Система обнаружения утечек

WaveControl

Система обнаружения утечек. Система обнаружения утечек WaveControl работает по принципу обнаружения и моментального фиксирования волны давления при утечке.

Благодаря использованию в системе высокоскоростных датчиков точность локализации места повреждения или утечки не превышает 50 метров.

Скорость обнаружения повреждений от 30 до 60 секунд..

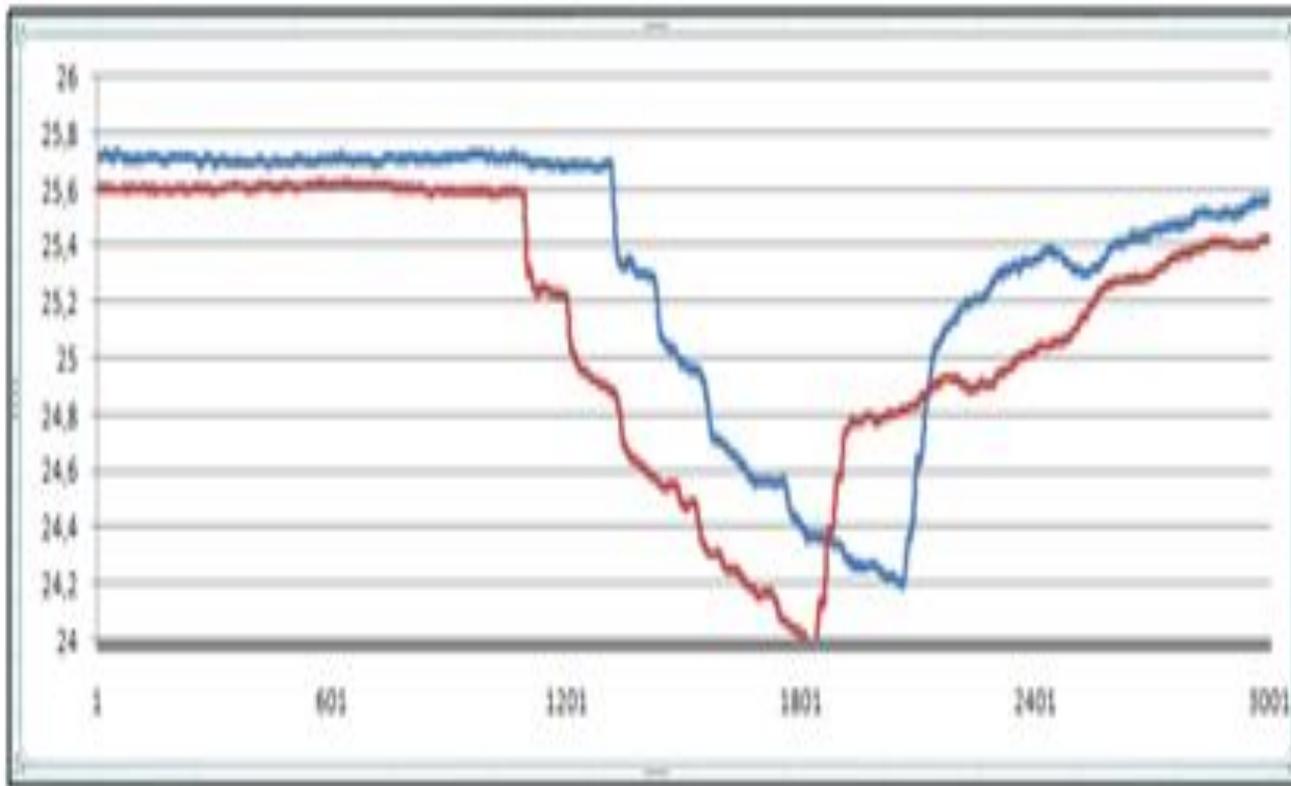
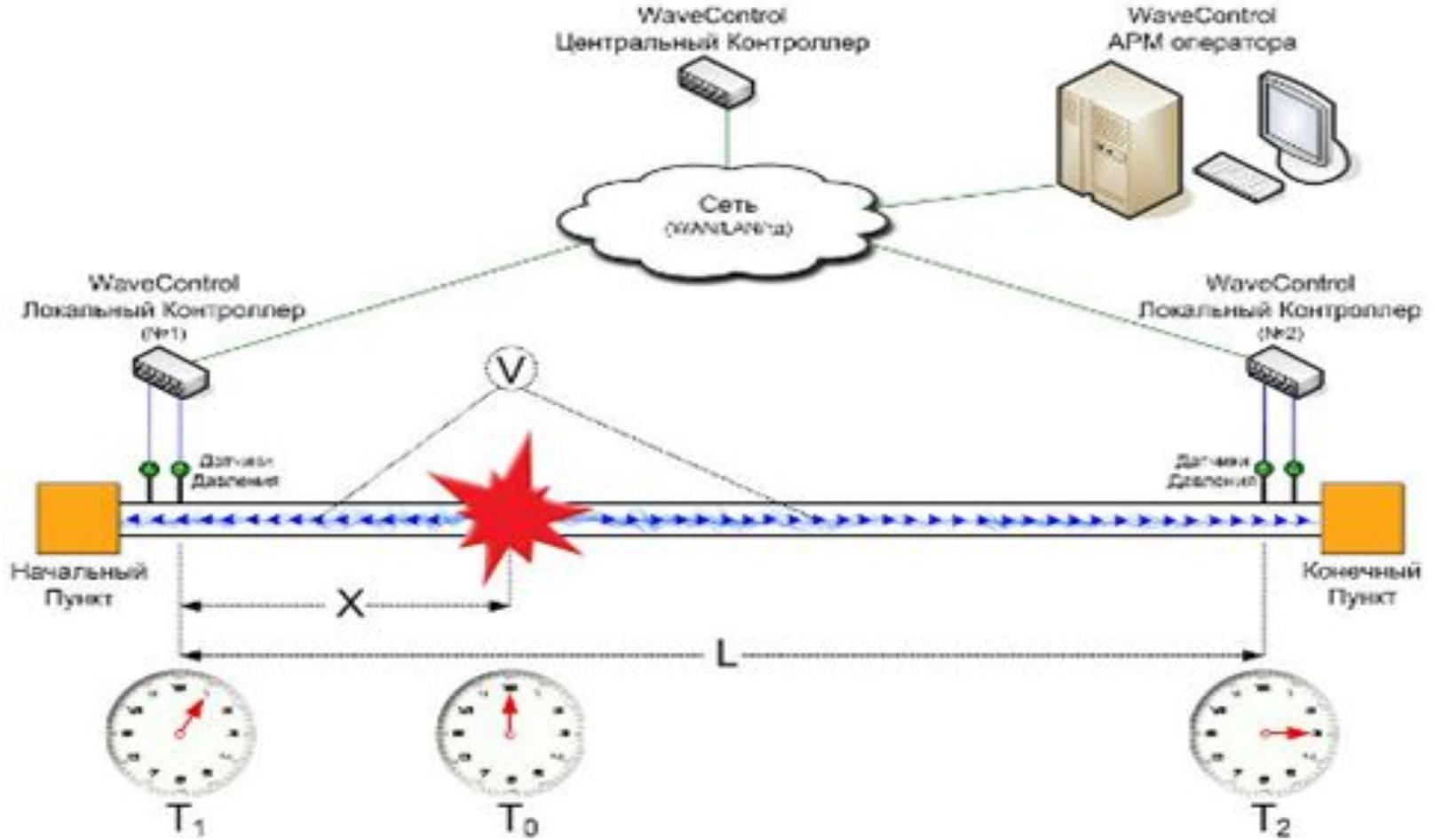
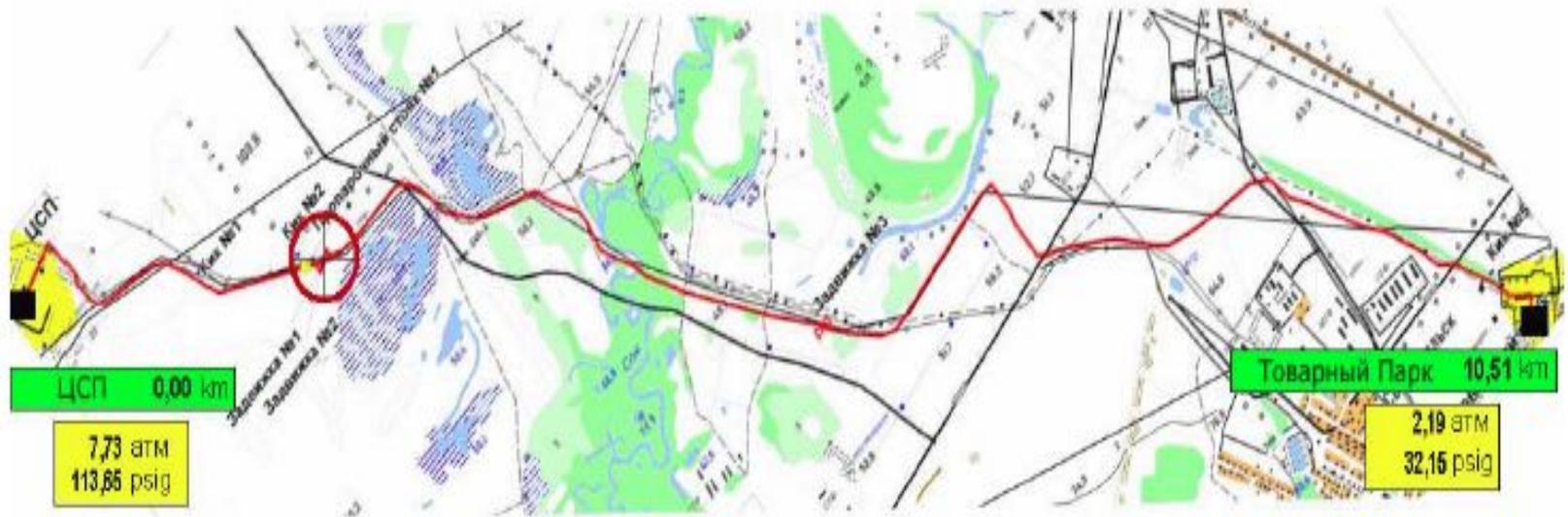


Схема Система WaveControl



$$X = L/2 + 1/2(T_1 - T_2)V$$

Пример обнаружения утечки



Утечка на 2.14 км
от ЦСП

11:10:32 16.11.2006

Характеристики системы

- Максимальная скорость обнаружения утечек - обнаружение утечки происходит в течение от 30 до 60 секунд;
- Максимальная точность обнаружения места утечки - погрешность составляет 30-50 метров;
- Минимальные размеры обнаруживаемых утечек - система позволяет обнаруживать утечки с диаметром отверстия 3 - 5 мм;
- Чрезвычайно низкое количество ложных срабатываний - не более одного в год. Переходные процессы и внешние воздействия на трубопровод не оказывают влияния на точность работы системы;
- Полностью автоматизированную работу системы, не требующую принятия решения оператором;
- Недостаток заключается в необходимости использования высокочувствительных датчиков.

Итоги

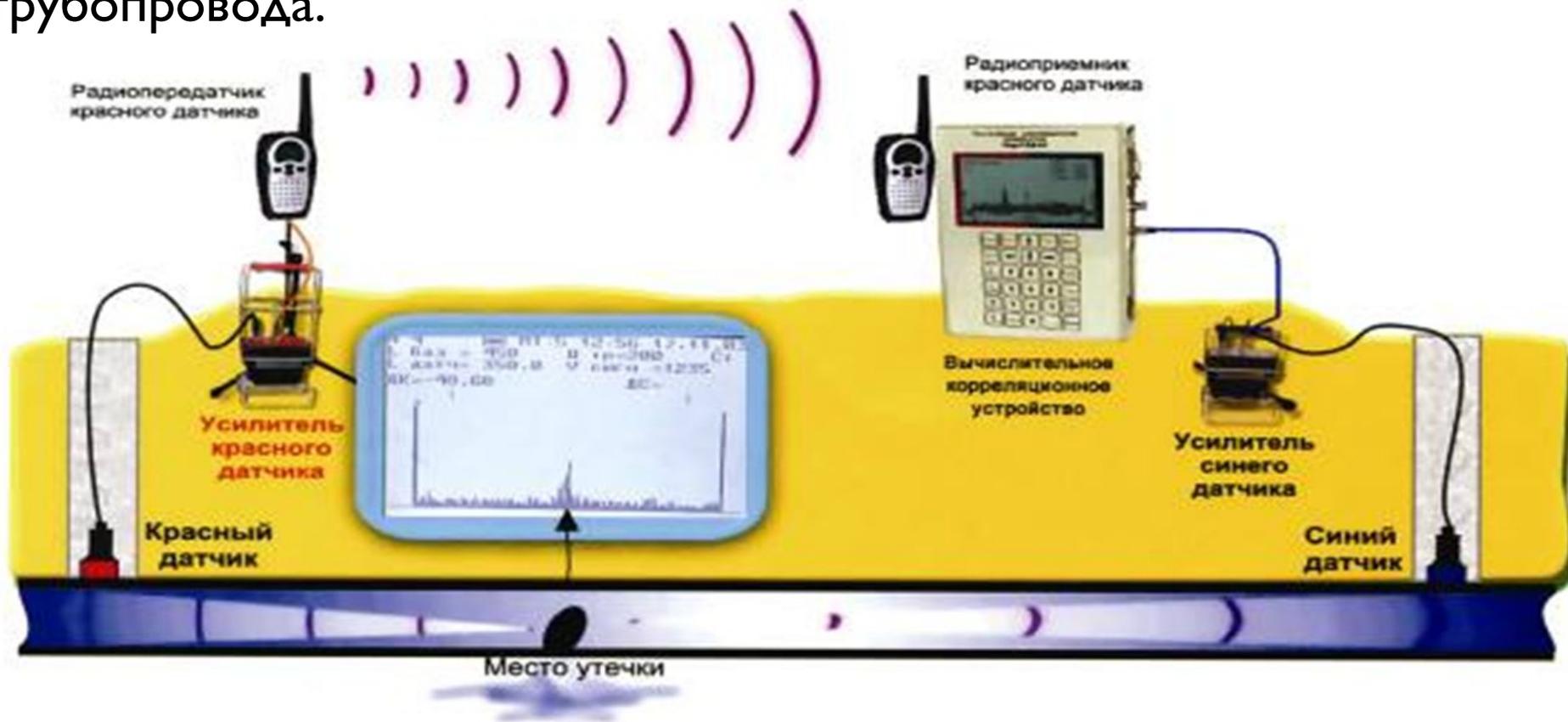
Благодаря преимуществу используемого метода анализа волн перепадов давлений, а также уникальным запатентованным алгоритмам обработки данных, система обеспечивает обнаружение утечек в режиме реального времени и тем самым обеспечивает предупреждение вероятных техногенных катастроф и образования зон экологического бедствия вследствие утечки большого количества нефтепродуктов или их самовозгорания.

В 2002 г. СОУ была установлена на продуктопроводе Сургут-Ю. Балык ООО "Сургутгазпром".

В марте 2003 года система успешно прошла МВИ ГАЗПРОМа и рекомендована для применения на всех трубопроводах жидких углеводородов ПАО ГАЗПРОМ.

Акустический корреляционный метод

Основан на измерении виброакустического сигнала, образующийся на месте утечки из-за давления жидкости, который распространяется в обе стороны трубопровода. Этот шум улавливается двумя датчиками, установленными на двух концах трубопровода.



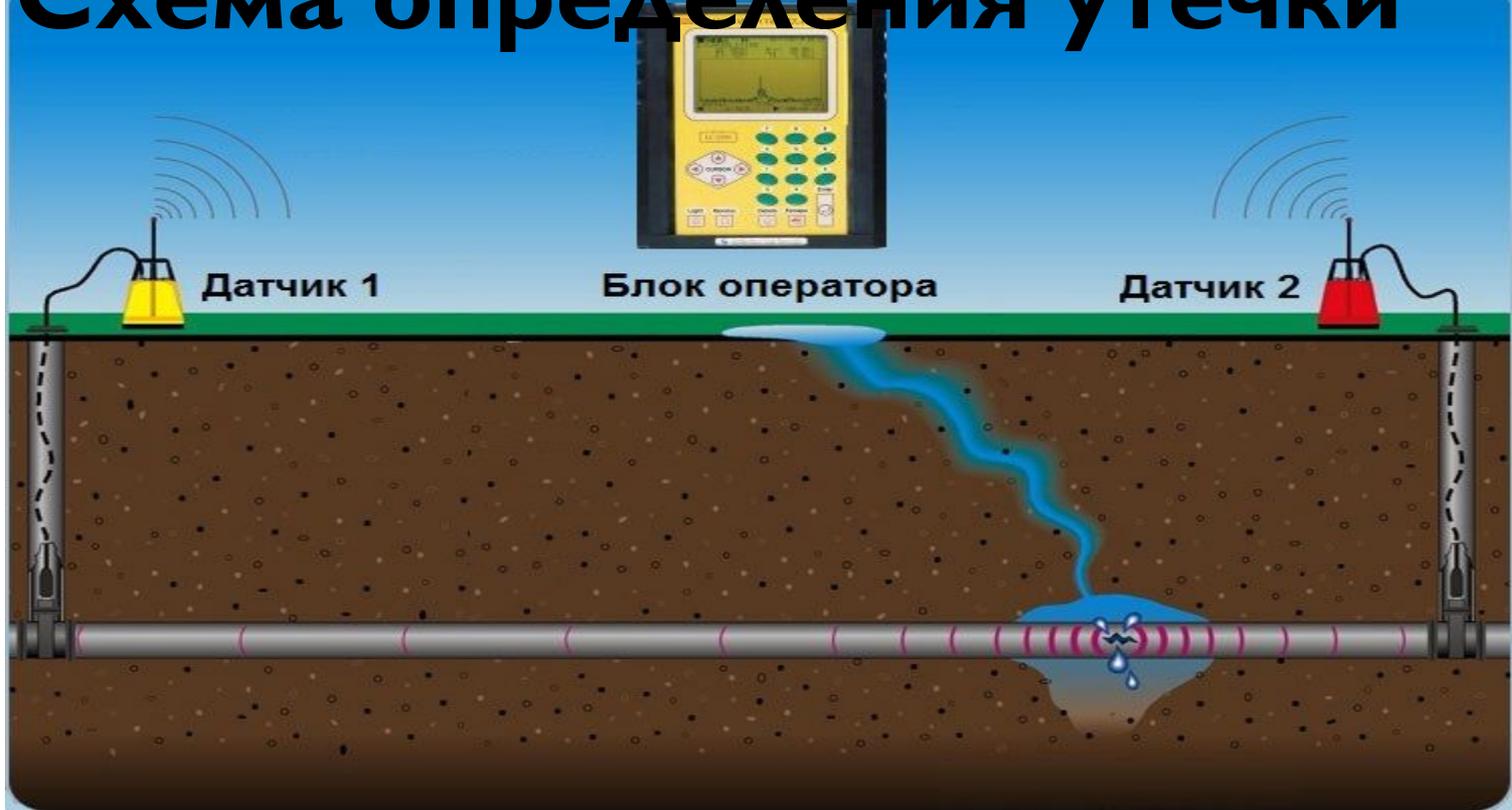
При известной скорости распространения сигнала (звука) по трубе и, зная расстояние между датчиками (колодцами, в которые они установлены), можно точно определить место расположения утечки с помощью элементарного расчета по формуле:

$$L_{1,2} = 0,5(L \pm v \cdot t)$$

где,

- L – расстояние между датчиками, м;
- v – скорость распространения звука в трубе, м/с;
- t – задержка по времени, определенная по максимуму функции кросскорреляции сигналов, измеренных двумя датчиками, с;
- $L_{1,2}$ – расстояние от утечки до одного (1) или другого (2) измерительного датчика, м.

Схема определения утечки



К преимуществам корреляторов можно отнести то, что они способны работать с высокими уровнями фонового шума и способны отличать шумы утечки от других фоновых шумов. Коррелятор быстро и очень точно находит место протечки - ошибочные раскопки практически исключены.

Точность определения места утечки с помощью данного метода зависит от:

- точности измерения временной задержки;
- точности измерения расстояния между датчиками;
- точности определения скорости распространения сигнала утечки по трубопроводу.

- Ошибка определения места утечки составляет 45-50 метров.

Корреляционный течеискатель Fast

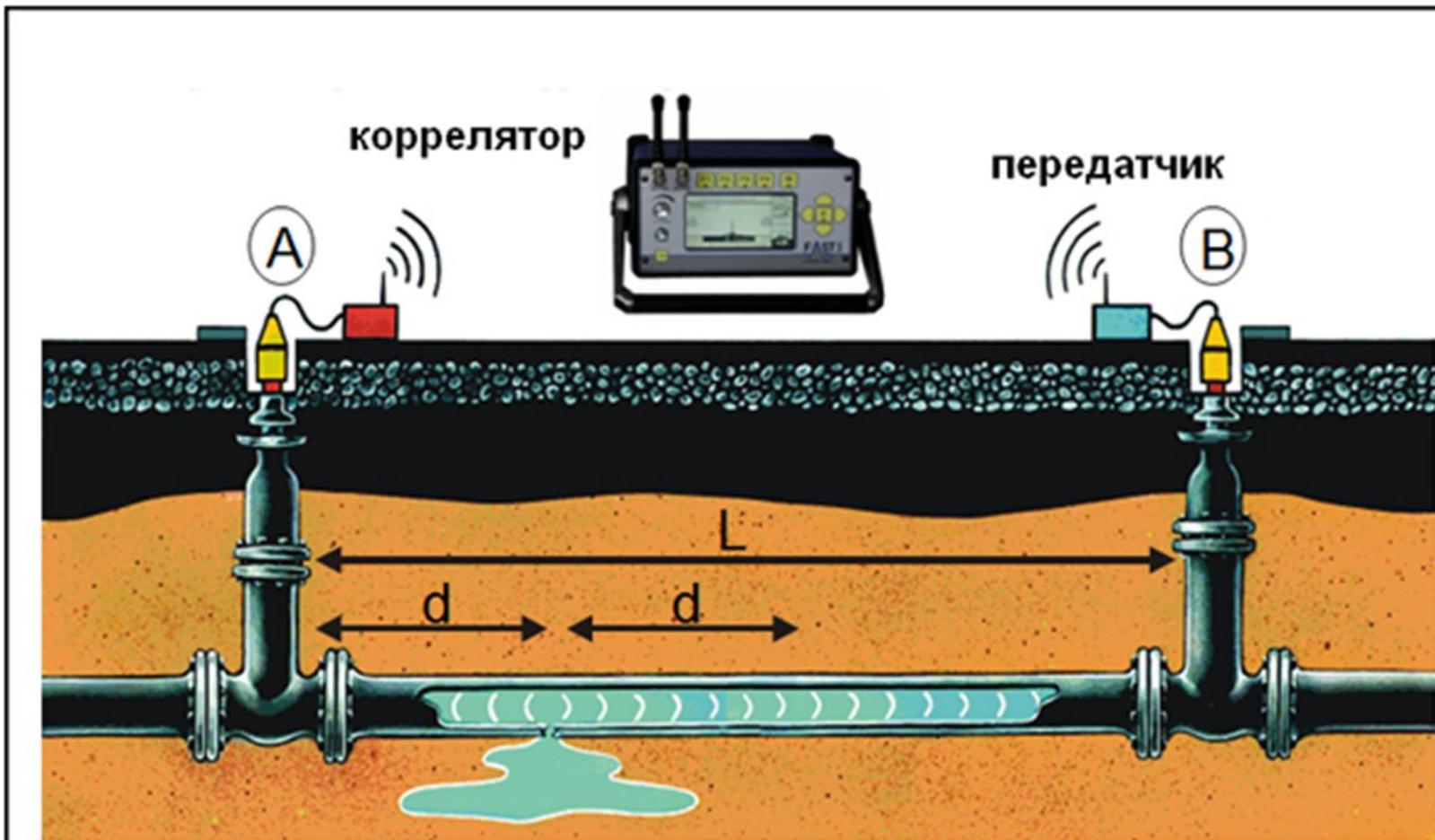
Прибор с несколькими высокочувствительными датчиками, которые размещают на разных участках трубопровода.

Происходит замер уровня шумов, данные посылаются на прибор, где происходит сравнение сигналов и вычисление места утечки. В основе работы коррелятора лежит сравнение шумов, измеряемых датчиками в двух различных точках трубопровода: шум утечки движется в обе стороны трубопровода от места утечки с одинаковой скоростью, на которую влияет множество факторов.

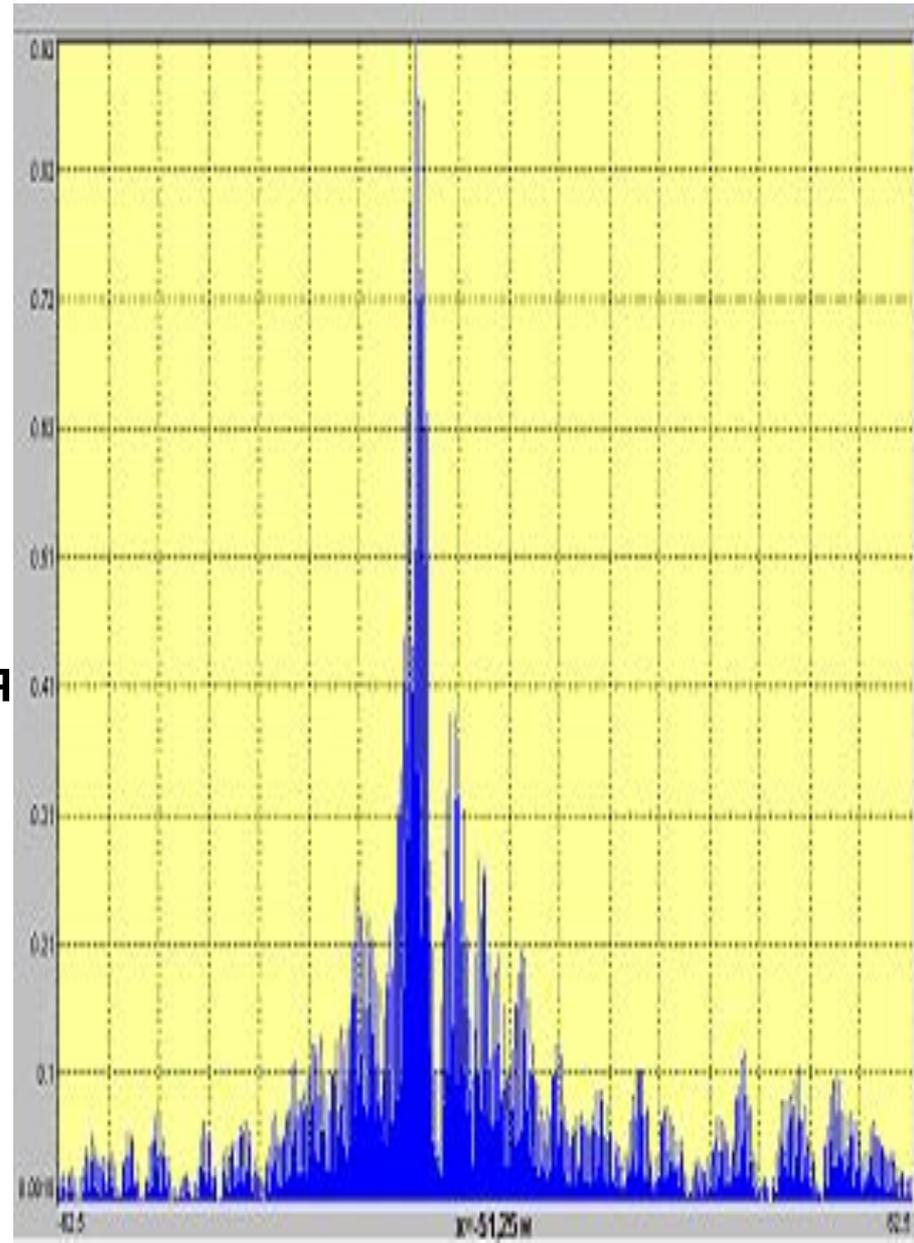


Схема применения течеискателя

East



Если на обследуемом участке трубопровода есть несколько утечек, оператор «увидит» их на когерентном сигнале. При использовании дополнительной фильтрации и более подробном анализе принимаемого сигнала можно определить их местоположение. Данное оборудование требует наличия у оператора достаточного практического опыта работы.



Прибор Local 300

Преимущества:

- Высокая точность определения утечки на стальных, чугунных, трубопроводах и на комбинированных трубопроводах из перечисленных материалов;
- Шумоподавление (подавление посторонних шумов, оказывающих влияние на качество измерения;
- Простое и точное определение течи на трубопроводах, состоящих из различных материалов, и трубопроводах с изгибами и сочленениями;
- Возможность последующей обработки полученного замера, без произведения повторных замеров



Прибор Local200 PC

Преимущества:

- Высокая точность определения течи в стальных, чугунных, асбестовых, ПВХ трубопроводах и их комбинациях,
- Шумоподавление (Comp-funktion, подавление посторонних шумов оказывающих влияние на качество измерения). Данная методология разработана фирмой F.A.S.T.,
- Простое и точное определение течи на трубопроводах, состоящих из различных материалов, и трубопроводах с изгибами и сочленениями,
- Возможность последующей обработки полученного замера, без произведения повторных замеров.



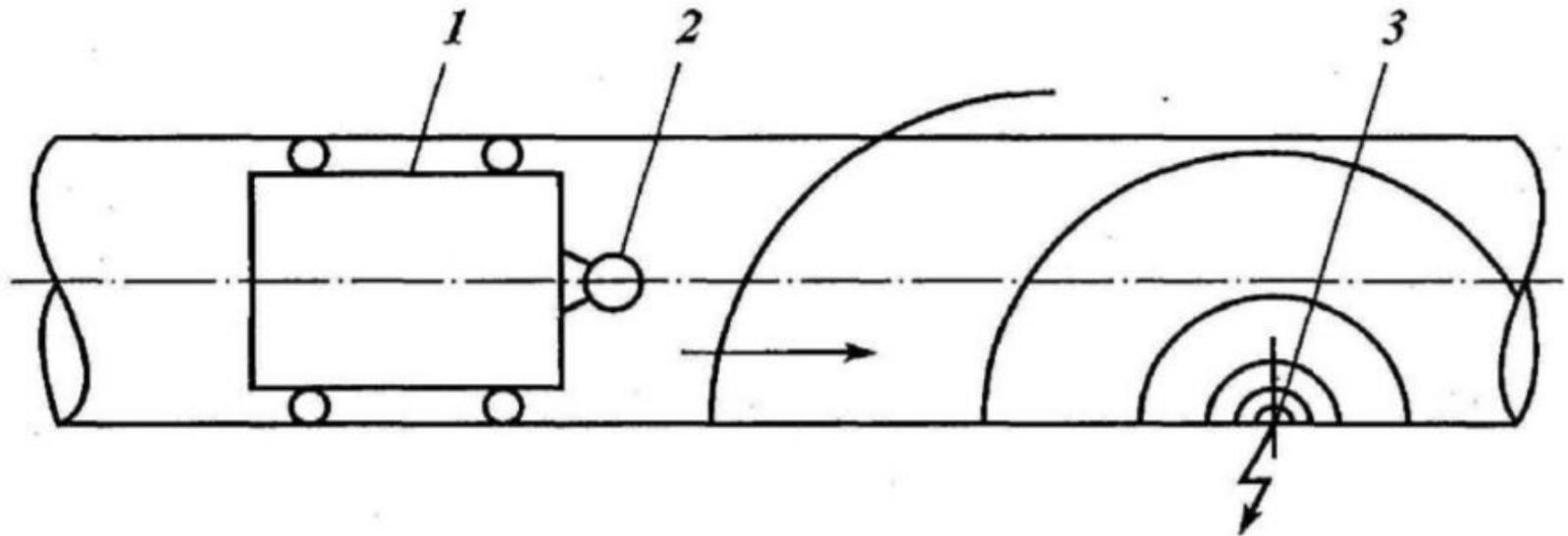
Итоги

Является одним из широко известных способов обнаружения утечек из трубопроводов. Корреляционные течеискатели – это достаточно дорогие приборы, для работы с ними необходимо создавать специально обученную группу. Этот метод используется на сложных зашумленных участках. Основное преимущество перед акустическими приборами – датчики подключаются к трубопроводу только в двух точках. В результате обработки сигналов определяется расстояние до утечки от одного из датчиков. Этот метод более эффективен в поиске утечек при канальной прокладке трубопроводов. Вероятность обнаружения утечек составляет от 50 до 90%. Основная проблема корреляционного метода в том, что он более чувствителен, чем акустический, к внутренним неоднородностям в трубах – посторонним предметам, изгибам, отводам, деформации, изменению диаметра.

Применяется на объектах компании ПАО "Транснефть"

Метод акустической эмиссии

Метод акустической эмиссии. Метод основан на регистрации высокочувствительными пьезоэлектрическими датчиками, установленными на контролируемом участке нефтепровода, сигналов акустической эмиссии от напряженного состояния стенки трубопровода, микротрещин и от утечек нефти.



Определение утечек ультразвуковым (зондовым) методом:
1 – поточный прибор; 2 – гидрофон; 3 – утечка

Метод гидравлической локации места утечек

Метод гидравлической локации места утечки нефти. Этот метод основан на анализе гидравлических характеристик участка нефтепровода. Пусть плечо AB нефтепровода между двумя нефтеперекачивающими станциями работает в стационарном режиме, не имеет самотечных участков и транспортирует однородную нефть с некоторым расходом Q_0

Метод гидравлической локализации места утечек



Расчетная схема метода «гидравлической локализации» утечки

Метод гидравлической локации места утечек

Результаты расчетов для нефтепровода с $D_y = 300$ мм и $Q_0 = 500$ м³/ч

| $\delta H_1, \text{ м}$ | $\delta H_2, \text{ м}$ | $\delta i_1 \cdot 10^5$ | $\delta i_2 \cdot 10^5$ | $q, \text{ м}^3/\text{ч}$ |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|
| 0,1 | 0,1 | 3,33 | 3,33 | 1,5 |
| 0,2 | 0,2 | 6,67 | 6,67 | 3,0 |
| 0,3 | 0,3 | 10,00 | 10,00 | 4,4 |
| 0,4 | 0,4 | 13,32 | 13,32 | 5,8 |
| 0,5 | 0,5 | 16,71 | 16,71 | 7,3 |
| 0,1 | 0,5 | 3,33 | 13,32 | 4,4 |
| 0,1 | 0,4 | 3,33 | 13,32 | 3,7 |
| 0,1 | 0,3 | 3,33 | 10,00 | 2,9 |
| 0,1 | 0,2 | 3,33 | 6,67 | 2,2 |

Результаты расчетов для нефтепровода с $D_y = 500$ мм и $Q_0 = 1000$ м³/ч

| $\delta H_1, \text{ м}$ | $\delta H_2, \text{ м}$ | $\delta i_1 \cdot 10^5$ | $\delta i_2 \cdot 10^5$ | $q, \text{ м}^3/\text{ч}$ |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|
| 0,1 | 0,1 | 3,33 | 3,33 | 10,0 |
| 0,2 | 0,2 | 6,67 | 6,67 | 20,0 |
| 0,3 | 0,3 | 10,00 | 10,00 | 30,0 |
| 0,4 | 0,4 | 13,32 | 13,32 | 40,0 |
| 0,5 | 0,5 | 16,71 | 16,71 | 50,0 |

Спасибо за внимание!

