

Варианты системы обнаружения утечек
межпромыслового нефтепровода УПСВ
«Северный Савинобор» - врезка в
нефтепровод «Пашня - Тэбук»

Характеристики проектируемого нефтепровода

Протяженность – 43,364 км;

Диаметр – 219х8,0 мм (согласно п. 2.6 СП 34-116-97 трубопровод относится к III классу);

Диапазон давлений для разных режимов работы 19-22,6 кгс/см²;

Перепад высот – 77 м;

Расход – 18-41 м³/час;

Характеристика продукта – нефть (с 5% воды)

Краткая информация по системам обнаружения утечек (СОУ) рассмотренных производителей

ООО «УРАЛСТРОЙПРОЕКТ» рассмотрены решения по системе обнаружения утечек (СОУ) трех производителей: ЗАО «ЭлеСи» (г.Томск), ЗАО «Аргоси» (г.Москва), ООО НПФ «ТОРИ» (г.Новосибирск).

В системе СОУ ЗАО «ЭлеСи», основанную на методе давление–расход предусматривается установка датчиков давления и датчиков расхода в начале нефтепровода после камеры пуска и в конце нефтепровода перед камерой приема. Дополнительно в начале, в конце и в середине нефтепровода устанавливаются датчики давления. Схема и решения приведены в технической концепции ЗАО «ЭлеСи».

В системе СОУ ЗАО «Аргоси», основанную на методе давление–расход предусматривается установка датчиков давления и датчиков расхода в начале нефтепровода после камеры пуска и в конце нефтепровода перед камерой приема. Решения приведены в технической концепции ЗАО «Аргоси».

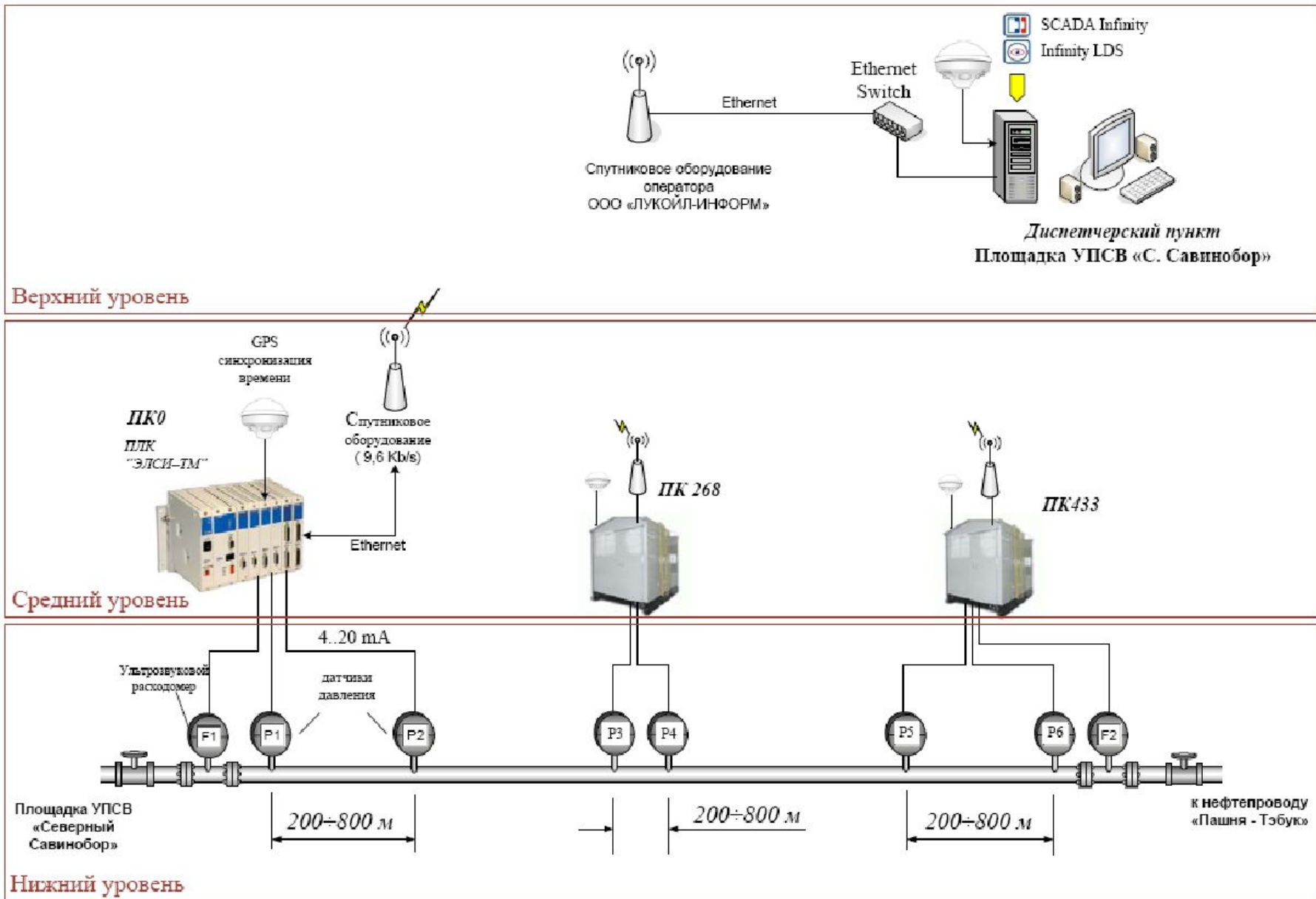
В системе СОУ ООО НПФ «ТОРИ» предусматривается инфразвуковая система комплексного мониторинга трубопровода. Решения приведены в технической концепции ООО НПФ «ТОРИ».

Техническая концепция ЗАО «ЭлеСи».

Принцип работы

В основу работы системы положен принцип регистрации и выделения волновых возмущений давления/расхода на линейной части защищаемого трубопровода. При образовании утечки на защищаемом трубопроводе возникают аномальные особенности сигналов давления и расхода в контролируемых пунктах, не связанные с технологией транспортировки нефти. Для выделения регистрируемых на датчиках аномальных возмущений давления и расхода, возникающих при утечке, в алгоритмах СОУ используются комбинация модифицированного метода волн изменения давления и интерференционный метод разделения природы возмущений давления. В рамках математической модели и алгоритмов обработки сигнала давления на среднем и верхнем уровнях СОУ реализованы методы компенсации шума, производимого работающим насосом, учет местоположения события, распознаваемого как утечка, относительно отметок трубопровода. Основными данными, используемыми СОУ, являются значения давления на линейной части трубопровода.

Структурная схема СОУ ЗАО «ЭлеСи»



Характеристики системы обнаружения утечек ЗАО «ЭлеСи»

Проектные характеристики СОУ для данного объекта

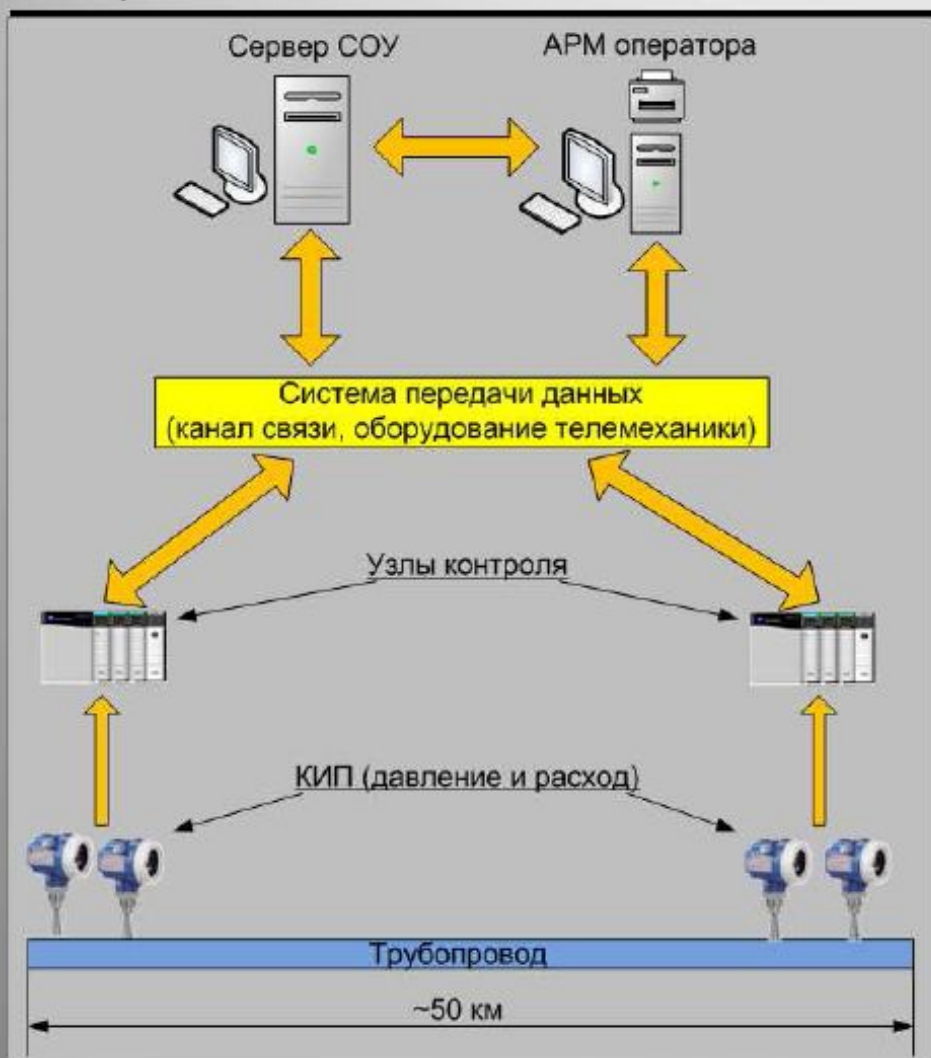
- Расход минимально обнаруживаемой утечки – 2 м³/ч
- Точность обнаружения ± 500 м.
- Время обнаружения не более 5 мин.

Точные характеристики определяются после сбора подробной информации об объекте и на этапе адаптации системы.

Техническая концепция ЗАО «Аргоси».

Описание

Система обнаружения утечек (СОУ) LeakNet является программно-аппаратным комплексом, предназначенным для решения задачи определения течей в нефте- и газопроводах.

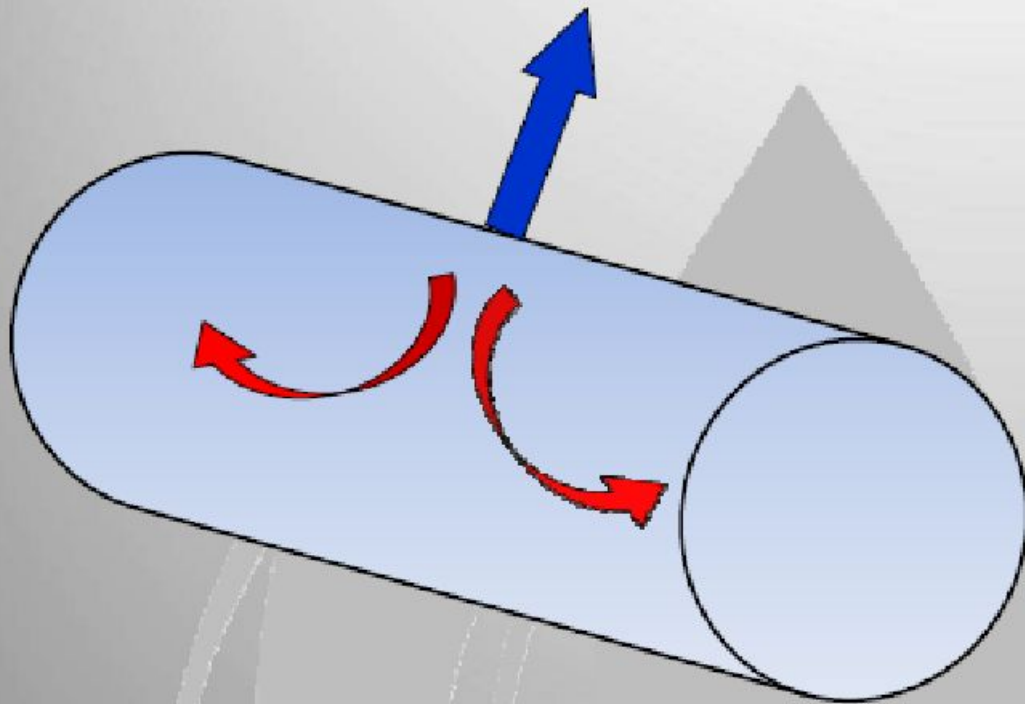


ПО LeakNet устанавливается на выделенном сервере, работающем в локальной диспетчерской сети.

В состав аппаратного комплекса входит:

- Сервер СОУ
- Система передачи данных между узлами контроля и сервером СОУ
- Контроллеры узлов контроля параметров трубопровода
- Контрольно-измерительные приборы

Процессы, происходящие в трубопроводе при утечке



- Утечка (**синяя стрелка**) вызывает потерю массы.
- Потеря массы вызывает падение давления.
- Падение давления вызывает перемещающуюся «волну низкого давления» (**красная стрелка**), которая движется в обоих направлениях по трубопроводу со скоростью звука в жидкости.
- Датчики давления на концах участка фиксируют изменение давления.

- При падении давления ускоряется поток жидкости на входе в трубопровод.
- Поток на выходе из трубопровода наоборот уменьшается.
- Расходомеры на концах участка фиксируют изменение расхода.

Такое поведение потока наблюдается независимо от того, какой продукт находится в трубопроводе: жидкость, газ или мультифазная смесь.

Методы определения утечек

COY LeakNet основывается на двух взаимодополняющих методов обнаружения утечек, которые базируются на показаниях датчиков давления и расходомеров

Pressure Point Analysis (PPA) – статистический метод определения утечек, при котором сигналы, соответствующие утечке, в режиме реального времени отделяются от обычных гидравлических шумов в трубопроводе.

MassPack – методика баланса динамических измерений, основанная на вычислении разницы между входным и выходным объемом жидкости (газа).

Использование методов *PPA* и *MassPack* совместно, обеспечивает высочайшую из доступных на сегодняшний день производительность и точность обнаружения утечек

Программное обеспечение LeakNet

- Защита от несанкционированного доступа
- Настраивается при рабочих условиях трубопровода, учитывая характеристики среды и действующие гидравлические параметры
- Гарантия от ложных сигналов тревоги
- Не требует затрат на постоянное обновление
- Длительное непрерывное функционирование

Master Display
EFA TECHNOLOGIES, INC.

11:44:5
09-05-1994

PPA LEAK DETECTION SYSTEM				MASSPACK LEAK DETECTION SYSTEM		
Grp No.	Group Name	Max Leak Prob	Group Status	Segment Name	Net Flow	Segment Status
00	NULL GROUP	00	GOOD			
01	ONE	00	GOOD	ONE	0.0	NORMAL
02	TWO	00	GOOD	TWO	0.0	NORMAL
03	THREE	00	GOOD	THREE	0.0	NORMAL
04	FOUR	00	GOOD	FOUR	0.0	NORMAL
05	FIVE	00	GOOD	FIVE	0.0	NOT USED
06	SIX	00	GOOD	SIX	0.0	NOT USED
07	SEVEN	00	GOOD	SEVEN	0.0	NOT USED
08	EIGHT	00	GOOD	EIGHT	0.0	NOT USED
09	NINE	00	GOOD	NINE	0.0	NOT USED
10	TEN	00	GOOD			

Maximum Leak Probability is 67% at Point 22 Group 02

Стартовое окно программы LeakNet

• **APM оператора** – разработка сотрудников группы компаний Аргоси на базе SCADA системы RSVIEW32 фирмы Rockwell Automation.

- ✓ Наглядный мониторинг СОУ
- ✓ Построение графиков изменения параметров системы
- ✓ Слежение за состоянием связи между контроллерами СОУ
- ✓ Имитация аварийных режимов
- ✓ Настройка КИП
- ✓ Ввод различных уровней доступа
- ✓ Передача данных в другие сети
- ✓ Отключение узлов сети для проведения профилактических работ и др.

СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК

УТЕЧКА!

ОБРЫВ СВЯЗИ!

СВЯЗЬ ВЕРНУТЬ

ТОЧКА 1 УУН

ТОЧКА 2

ВЫХОД

Имя	Имя пользователя	Дата аварии	Время аварии	Контроль Вкл/Выкл
АДМ	АДМ	04.03.2008	10:00:10	Вкл

• **Locator** – модуль определения местоположения утечки. В основе расчетов – разница во времени прохождения волны давления от места утечки до точек контроля.

Аппаратный комплекс LeakNet



Измерительные приборы на нефтепроводе.
Установлены в обогреваемом термошкафу

- Для реализации СОУ необходима установка датчиков давления и расходомеров через каждые 50 км трубопровода
- Показания приборов должны превышать $2/3$ верхнего предела измерений
- Повторяемость важнее, чем точность, поэтому нет необходимости в точной калибровке
- Не требуются датчики температуры
- Возможно подключение СОУ к существующим измерительным приборам, установленным на трубопроводе заказчика.

Аппаратный комплекс LeakNet

- Построение по технологии клиент-сервер. Отдельные модули системы связаны между собой посредством внутрисетевых коммуникаций.
- Возможность подключения дополнительных операторских мест.



1. Требуется установка датчиков давления через каждые 50 км.
 2. Установка расходомеров требуется в начале, в конце нефтепровода и на врезках (если они есть).
 3. Датчики температуры и вязкости не нужны.
 4. Все вычисления происходят в центральном сервере СОУ, т.е. выход из строя одной из точек сбора данных (контроллера) не выведет всю систему в неработоспособное состояние.
 5. Если работает хотя бы один датчик, LeakNet сохраняет свою работоспособность.
 6. Основное требование – датчики давления и расходомеры должны работать в 2/3 диапазона измерения.
 7. Наиболее важна не погрешность прибора, а его повторяемость (если расходомеры занижают, то одинаково по всему трубопроводу).
 8. Одновременная работа методов РРА (анализ точек давления) и MassPack (баланс масс) +статистический метод обработки данных StaticPPA- показывает непревзойденную точность и чувствительность системы при отсутствии ложных срабатываний.
 9. Нет жесткой привязки системы СОУ к конкретному оборудованию, приборам Кип и А.
 10. Обнаружение утечки от 0,08% от расхода в трубопроводе.
 11. Обнаружение утечки через отверстие от 2-3 мм.
 12. Обнаружение местоположения утечки ± 200 м.
 13. Время обнаружения утечки для участка нефтепровода 43 км – от 36 сек. до 3 мин. в зависимости от характера, интенсивности и места утечки.
- Обнаружить утечку за более короткое время не возможно, т.к. есть физика. При утечке возникает волна пониженного давления, которая распространяется в обе стороны от утечки, в начало и в конец трубы, волна давления движется со скоростью звука в среде (нефть), примерно 1000 м /сек, если утечка в середине трубы – время распространения волны – 21 сек, +15 сек на обработку, передачу и анализ сигнала.

Техническая концепция ЗАО «ТОРИ». Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов

Функции и характеристики:

- **Обнаружение утечек ***. Зарегистрированная чувствительность для трубопроводов с жидкими продуктами (не предельная): 6 л/мин или 0,04 % от текущей производительности при минимальном диаметре регистрируемого отверстия 2 мм. Регистрируются утечки через протяжённые отводы с малым диаметром, а также *утечки с предельно низкой интенсивностью, не вызывающие падение давления в трубопроводе* по данным системы телемеханики. Точность: от ± 18 м до ± 50 м. Время обнаружения утечек с высокой интенсивностью: до 1 мин, с низкой - до 4 мин. Низкая вероятность ложных срабатываний обеспечивается на всех режимах работы трубопровода.
- **Локация внутритрубных устройств**. Режим непрерывный. Точность: ± 50 м при остановке, ± 100 м при движении.
- **Измерение давления, управление задвижками**. Верхние пределы измерений: от 2,5 до 100 МПа. Дискретность 20 мс и более. Погрешность $\pm 0,15$.
- **Регистрация дефектов дистанционная** внутренней поверхности трубопровода (без дефектоскопа). Точность: ± 10 см. Тип дефектов: вмятины, расслоения металла, другие дефекты, посторонние предметы, твёрдые отложения. Контроль арматуры, сварных швов.
- **Видеонаблюдение**. Видеокамеры с инфракрасной подсветкой для дневного и ночного наблюдения.
- **Охрана и диагностика** собственного и смежного оборудования, контроль температуры, электропитания, состояния арматуры, канала связи и т.д.

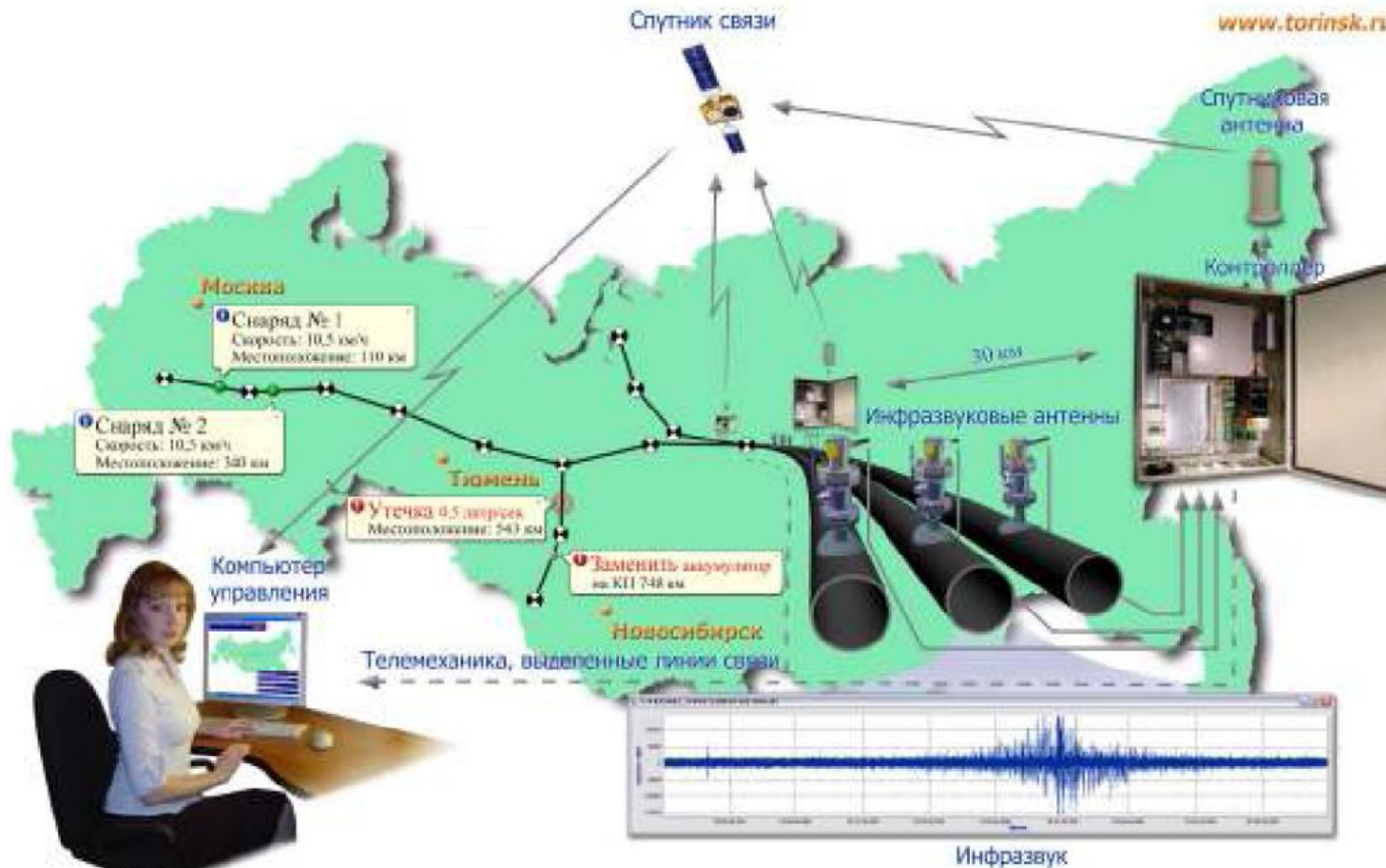
* Приведены типичные данные для нефтепровода с диаметрами 700мм, расстоянием между датчиками 30 км, чувствительность и точность в первом приближении имеют линейную зависимость от расстояния между датчиками.

Эксплуатация и испытания

ОАО «Газпром» (конденсатопроводы, нефтепровод); ОАО «АК «Транснефть» (нефтепроводы); ОАО «АК «Транснефтепродукт» (нефтепродуктопровод); ОАО «Сургутнефтегаз» (нефтепровод); ОАО «НК Роснефть» (напорный нефтепровод).

Из отзывов ОАО «Газпром»: «значительный экономический эффект внедрения», «эффективная регистрация утечек, не вызывающих падение давления в трубопроводе», «высокая эффективность регистрации несанкционированных врезок, включая отводы с малым диаметром и большой протяжённостью».

ОАО «АК «Транснефть»: по результатам испытаний на МН «Дружба» ИСМТ превысила характеристики штатной системы **в 100 раз** по чувствительности к утечкам и по точности определения координат.



Состав и дополнительные характеристики

- Состав: инфразвуковые гидро-антенны (датчики), контроллеры, программное обеспечение, канал связи, сервер обработки данных, компьютеры управления и контроля.

Дополнительные характеристики:

- Применяется для трубопроводов с жидкими и газообразными продуктами, с различными диаметрами и давлением.
- Расстояние между инфразвуковыми гидро-антеннами: до 50 км.

Сервер и программное обеспечение:

- Контроль отдельных участков и разветвлённых сетей трубопроводов.
- Результаты отображаются на географических и технологических картах трубопроводов.
- Количество контроллеров и компьютеров управления (контроля), подключаемых к одному серверу, определяется производительностью сервера и канала связи.

Контроллер:

- Внешнее электропитание: напряжение от 120 В до 270 В, частота от 45 Гц до 55 Гц.
- Грозозащита, защита от импульсных перенапряжений электропитания.
- Потребляемая мощность: номинальная 150 Вт, максимальная (пиковая) 200 Вт.
- Резервное электропитание: время автономной работы до 24 часов.
- Взрывозащищённое исполнение [Exib]IIA по ГОСТ Р51330.10-99 (МЭК60079-11-99).
- Функция «микроклимат» (нагрев и охлаждение) поддерживает рабочую температуру внутри контроллера.
- Число трубопроводов, подключаемых к одному контроллеру: до 4 шт.
- Число датчиков давления, подключаемых к одному контроллеру: до 8 шт.
- Число задвижек, подключаемых к одному контроллеру: до 8 шт.
- Габариты: 800x600x220 мм. Масса 35 кг. Исполнение IP 55 по ГОСТ 14254.

Инфразвуковая гидро-антенна:

- Электропитание от контроллера, кабель КИПвЭВБВ 4x2x0,78 или аналог с максимальной длиной до 1500 м.
- Взрывозащищённое исполнение с видом «искробезопасная электрическая цепь», маркировка 1ExibIIAT3, – 30°C t_a 40°C по ГОСТ Р51330.10-99 (МЭК60079-11-99).
- Присоединение к трубопроводу: кран шаровой Ру=80 атм, Ду=25 мм. Монтаж в колодце или герметичном кожухе.
- Температура эксплуатации: от –30°C до +40°C (исполнение У2 по ГОСТ 15150).
- Температура окружающей среды: от –50°C до +60°C
- Габариты: диаметр 125 мм, высота 74 мм. Масса 2,0 кг. Исполнение IP 67 по ГОСТ 14254.

Состав и дополнительные характеристики

Канал связи:

- Один из каналов: волоконно-оптическая линия связи, кабельная линия связи, спутниковый канал, телефонная линия, радио-канал. Интерфейсы: Ethernet, RS232, RS485.

Дополнительные устройства:

- Спутниковая антенна: электропитание от контроллера, высота 340 мм, диаметр 159 мм, температура эксплуатации от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$ при относительной влажности 95 %. Масса 5 кг. Зона устойчивой связи: от 70° с.ш. до 70° ю.ш.
- GSM-модем, устройство охраны гидро-антенны, датчик грунтовых вод, другие устройства.

Сертификация: сертификат соответствия ГОССТАНДАРТА России, разрешение Ростехнадзора, первый образец эксплуатируется с 2001 г., разработка удостоена Золотой медали на международной выставке «Омскгазнефтехим».

Экономическая эффективность: обеспечивается характеристиками и низкой стоимостью, срок окупаемости составляет около 1 года.

Коммерческие предложения:

- Внедрение ИСМТ на трубопроводе (все этапы, начиная с разработки рабочего проекта).
- Диагностика трубопровода с целью обнаружения утечек со сверхнизкой интенсивностью, несанкционированных врезок, дефектов.

Обеспечиваем техническую поддержку на весь период эксплуатации, гарантийное и послегарантийное обслуживание.

Вывод и обоснование

Согласно п.6.5 СП 34-116-97 обязательная установка СОУ требуется для труб I и II классов. Проектируемый нефтепровод относится к III классу, поэтому согласно данному СП нефтепровод может не оборудоваться системой СОУ.

При этом с точки зрения соотношения цены и качества считаем целесообразным применение системы СОУ ЗАО «ЭлеСи» или ЗАО «Аргоси».

Ниже в таблице приведены качественные характеристики систем СОУ данных фирм.

Вывод и обоснование

Качественные характеристики систем СОУ

Основные показатели	ЗАО «ЭлеСи»	ЗАО «Аргоси»	ООО НПФ «Тори»
1.Обнаружение утечек с чувствительностью	2 м ³ /час	1 м ³ /час	0,36 м ³ /час
2.Время обнаружения	Не более 5 мин	От 36 сек до 3 мин	до 1 мин- высокая интенсивность, до 4 мин-низкая интенсивность
3.Точность обнаружения мест утечек	±500 м	±200 м	От ±18 м до ±50 м
4. Установка датчиков давления и расхода	через 30 км	через 50 км	через 50 км
5.Стоимость	11 000 000 руб, в том числе НДС	11 370 155 руб, в том числе НДС 2 046 628 руб	24 155 244,28 руб в том числе НДС 18% - 3 684 698,28

Спасибо за внимание!