

БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Обеспечение промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта углеводородов и продуктов их переработки является одной из приоритетных задач для предприятий, эксплуатирующих трубопроводы.

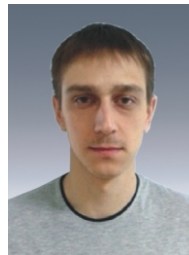
В настоящее время решение этой задачи особенно актуально в связи с несанкционированными подключениями (врезками) к трубопроводам с целью хищения продуктов перекачки, приобретающими все более широкие масштабы.

Врезки нарушают герметичность трубопроводов, сокращают срок их эксплуатации, наносят значительный экономический ущерб, приводят к утечкам нефти и нефтепродуктов, создают предпосылки для возникновения чрезвычайных экологических ситуаций. Убытки от несанкционированных подключений складываются из стоимости похищенного продукта и затрат на восстановление поврежденных участков трубопроводов, ликвидацию разливов [1].

Использование на магистральных нефтепроводах эффективных систем обнаружения утечек исключает рассматриваемые убытки.

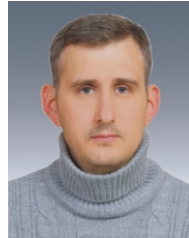
В странах, эксплуатирующих трубопроводы, наличие систем обнаружения утечек (СОУ) регулируется на законодательном уровне [1, 2].

Стандарт API 1130 «Computational Pipeline Monitoring for Liquids» (США) содержит рекомендации по разработке, внедрению, тестированию и эксплуатации СОУ, использующих алгоритмический подход. Документ предназначен для того, чтобы помочь организации, эксплуатирующей трубопровод, выбрать поставщика СОУ, провести настройку и тестирование системы. В документе приводится общая классификация, подразделяющая СОУ на системы на базе процессов, происходящих в трубопроводе и СОУ на базе процессов, происходящих вне трубопровода. Системы первого вида используют контрольно-измерительное оборудование (датчики давления, расходомеры, датчики температуры и т.д.) для мониторинга параметров транспортируемой среды в трубопроводе. Анализ значения этих параметров позволяет сделать вывод о возможном наличии утечки. СОУ на базе процессов, происходящих вне трубопровода, используют специализированные датчики,



А.Ю. Герасимчук

инженер отдела линейных и станционных сооружений ВЧ связи ООО «НТЦ Энергосвязь», г. Киев



В.В. Тихенко

ведущий инженер отдела телемеханики ООО «НТЦ Энергосвязь», г. Киев



М.С. Киреев

начальник отдела Государственного предприятия «Киевский научно-исследовательский институт гидроприборов», канд. воен. наук, старший научный сотрудник

обнаруживающие специфичные изменения параметров, сопровождающие вытекание продукта из трубопровода.

Технические правила для трубопроводных систем TRFL (Германия) «Technische Regel für Rohrfernleitungen». В TRFL обобщены требования к трубопроводам, подлежащим государственному контролю и регулированию. Данные правила касаются трубопроводов с огнеопасными и ядовитыми жидкостями и большинства газопроводов. В документе предъявляются следующие требования к функциям СОУ:

- наличие двух независимых методов непрерывного обнаружения утечек при стационарном режиме работы, один из которых должен обеспечивать обнаружение утечек при переходных процессах, т.е. при запуске трубопровода;
- наличие метода обнаружения утечек при остановленном трубопроводе;
- наличие метода обнаружения медленно развивающихся утечек;
- наличие метода быстрой локализации утечек.

В настоящее время на трубопроводах эксплуатируется ряд систем, работа которых построена на различных физических принципах [3].

Параметрические системы основаны на измерении давления и расхода продукта перекачки. Они получили наибольшее распространение в существующих трубопроводах. К таким системам относятся:

- «Leak Detection System» (компания Process Automation Systems, Чехия);
- «LeakSpy» (фирма «Энергоавтоматика», РФ);
- «Leak Detection System» (компания S.E.I.C., Италия);
- «Pipeline Leak Detection System» (компания Tokyo Keiso – KROHNE Pte. Ltd., Сингапур);
- «ATMOS (TM) Pipe» (компания Atmos International Limited, Великобритания);
- «Leak detection and location system» (компания Simulation Software Limited, Великобритания).

Акустические системы регистрируют в акустическом диапазоне частот волны, сформированные утечками. К этим системам относятся:

- СНКГН-1, СНКГН-2 (НИИ интроскопии при Томском политехническом университете, РФ);
- «LeakWave» (фирма «Энергоавтоматика», РФ);
- «Капкан» (ООО «Проект-ресурс», РФ);
- «WaveAlert Acoustic Leak Detection System» (компания Acoustic Systems Incorporated, США);
- «Leak and Impact / Shock Detection System L.D.S.» (Франция);
- «Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов» (ИСМТ);
- Система обнаружения и контроля утечек, (ЗАО «Электронные технологии и метрологические системы»).

Виброакустические системы – созданные на основе волоконно-оптического кабеля и волоконно-оптических вибрационных датчиков. Виброакустическая система мониторинга, запущенная в декабре 2009 г. на одном из самых криминогенных по числу врезок нефтепроводе Жанажол–Кенкияк (Актюбинская область), за 3,5 месяца эксплуатации не зарегистрировала ни одной утечки через криминальные врезки [3].

Анализ экономических показателей позволяет условно разделить перечисленные системы на две стоимостные группы (распределенные и протяженные системы), которые отличаются способом монтажа оборудования на трубопроводе:

- в распределенных системах регистрирующие модули устанавливаются на трубопроводе, как правило, на значительном расстоянии друг от друга и используют доступные каналы связи – радиоканал, спутниковый, телемеханический, оптоволоконный. К этой группе относятся акустические и параметрические системы;
- в протяженных системах устанавливаемое оборудование требует прокладки вдоль трубопровода дополнительного канала связи, к которым относятся виброакустические системы.

Для распределенных систем стоимость оборудования, монтажа и текущего обслуживания в расчете на 1 км примерно в 10 раз ниже по сравнению с протяженными системами.

Анализ технических характеристик указанных систем, проведенный в работе [3], показывает, что они обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1 % производительности трубопровода. При этом утечки с низкой интенсивностью (менее 1 %) такие системы не регистрируют. Так, например, при производительности 2000 м³/ч система с чувствительностью 1 % способна обнаружить утечку с интенсивностью 333,3 л/мин и более. Актуальность регистрации утечек с низкой интенсивностью чрезвычайно высока, поскольку такие утечки в ряде случаев приводят к масштабным катастрофам. В качестве примера можно привести утечку из Транс-Аляскинского нефтепровода 2 марта 2006 г., которая привела к одному из крупнейших разливов нефти в США. Установленная на нефтепроводе, эксплуатируемом компанией BP, система обнаружения утечек с чувствительностью 1 % не позволила зарегистрировать утечку. За пять суток разлива нефти экологии был нанесен катастрофический ущерб. Утечки с низкой интенсивностью характерны и для несанкционированных врезок.

Так, например, при производительности трубопровода 2000 м³/ч достаточно 30 мин чтобы, не превышая предела чувствительности системы обнаружения утечек в 1 %, заполнить автоцистерну вместимостью 10 м³. К сожалению, в большинстве случаев факт обнаружения утечки при несанкционированном отборе не позволяет предотвратить хищение. Действительно, в тече-

ние нескольких минут отбора служба охраны трубопровода не успевает предпринять защитных мер. В то же время существует возможность раннего обнаружения несанкционированного доступа, поскольку работы, связанные с врезками, сопровождаются механическими воздействиями на трубопровод, которые могут быть зарегистрированы.

Таким образом, для безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта, защиты от несанкционированных врезок необходима надежная система непрерывного дистанционного контроля (мониторинга) технического состояния трубопроводов, которая должна обеспечить: обнаружение утечек с чувствительностью к их интенсивности менее 1 % производительности трубопровода; охрану трубопровода (регистрацию механических воздействий); высокое быстродействие (1–2 мин) и высокую чувствительность, т.е. способность обнаруживать слабые утечки и механические повреждения в минимально короткое время, а также предельно малое число ложных срабатываний и относительно низкую стоимость оборудования, его монтажа и обслуживания.

В [3] приведен анализ системы «Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов» (ИСМТ), которая, по мнению автора, удовлетворяет указанным выше требованиям (характеристики системы приведены в табл. 1).

Система «ИСМТ» включает [4]:

- модули первичного сбора и обработки данных типа МПП и МОПС, монтируемые на трубопроводе;
- систему транспорта данных;
- программное обеспечение, устанавливаемое на компьютере диспетчера участка трубопровода (компьютере управления);
- систему самодиагностики и дистанционного контроля.

Архитектура построения системы «ИСМТ» позволяет практически неограниченно наращивать число подключаемых участков, обеспечивая контроль разветвленной сети трубопроводов с помощью одного компьютера управления. На компьютере при этом появляется соответствующая географическая карта сети трубопроводов с индикацией состояний контролируемых функций на каждом из её участков. Такой интерфейс позволяет максимально разгрузить диспетчера. При появлении информации о повреждении

трубопровода от одного из контролируемых участков система «ИСМТ» оповещает диспетчера световым и, при необходимости, звуковым сигналом.

Таблица 1

Технические характеристики основных функций Инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов (для жидких продуктов транспортировки)

Показатели и технические характеристики	Значение показателей, характеристики
Функция «Обнаружение утечек»	
Порог чувствительности при производительности трубопровода 830 м ³ /ч, диаметр отверстия истечения – 3 мм	0,04 % * (6 л/мин)
Точность регистрации, % длины защищаемого участка	± 0,2 %
Время регистрации	1–2 мин
Функция «Охрана трубопровода»	
Время обнаружения механических воздействий	1–2 мин
Точность обнаружения механических воздействий, % длины защищаемого участка	± 0,2 %
Виды регистрируемых воздействий:	
– сверление отверстия	+
– очистка трубы от грунта и изоляции	+
– проход человека	+
– проезд автотранспорта	+
Скорость передачи кадров видеосъемки окрестностей КП с установленным оборудованием ИСМТ	1 кадр/2 мин
Функция «Сопровождение (пассивная локация) внутритрубных устройств»	
Периодичность локации	5 мин
Функция «Регистрация дефектов трубопровода»	
Виды дефектов	Геометрические дефекты стенки трубопровода
Сервисная функция «Охрана и диагностика собственных модулей»	
Число непрерывно измеряемых параметров (выполняется прогноз изменения ряда параметров)	22

Контроллер, модель МОПС-001 обеспечивает [5] настройку и конфигурирование: местное или дистанционное; интерфейсы подключения к каналу связи: все известные, электропитание – от 120 В до 270 В, от 45 Гц до 55 Гц; грозозащиту, защиту от импульсных перенапряжений электропитания, функцию «микроклимат».

Потребляемая мощность: номинальная 40 Вт, максимальная (пиковая) 100 Вт, встроенное резервное электропитание.



Рис. 1. Элементы системы «ИСМТ»:
 а – контроллер, модель МОПС-001;
 б – инфразвуковая гидроантенна, модель МПП-001

Взрывозащищённое исполнение 1ExibIIA по ГОСТ Р51330.10199 (МЭК6007911199).

К одному контроллеру подключаются до четырех трубопроводов, датчиков давления и задвижек.

Габариты: 600 600 220 мм. Масса 30 кг. Исполнение IP 20 по ГОСТ 14254 (рис. 1, а).

Инфразвуковая гидроантенна, модель МПП-001 не требует настройки и конфигурирования, обеспечивает [6]: взрывозащищённое исполнение 1ExibIIAT3, $-55^{\circ}\text{C} < t_a < 55^{\circ}\text{C}$ по ГОСТ Р51330.10199 (МЭК6007911199), монтаж в колодце или герметичном кожухе на кран шаровой $P_u = 80$ атм, $D_u = 20$ мм, подключение к контроллеру кабелем КИПвЭВБВ 4 2 0,78 с максимальной длиной до 1000 м.

Габариты: диаметр 105 мм, высота 62 мм. Масса 1,5 кг. Исполнение IP 67 по ГОСТ 14254 (рис. 1, б).

Система транспорта данных обеспечивает передачу данных от модулей первичного сбора и обработку данных до сервера и компьютеров управления. Система транспорта настраивается на передачу данных по доступному каналу [5], а именно: оптоволоконному каналу связи, радиоканалу (GPRS), телефонной линии, УКВ-радиоканалу и спутниковому каналу.

Программное обеспечение (ПО) ИСМТ состоит из трёх уровней [4]. Первый уровень обеспечивает работу модулей МПП, установленных на трубопроводе, и транспорта данных в модули МОПС, второй – обработку данных и передачу результатов обработки от модулей

МОПС до компьютера управления. Третий уровень ПО отвечает за отображение полученной информации на компьютере управления.

Система самодиагностики и дистанционного контроля [5]. Аппаратно-программные средства самодиагностики ИСМТ разработаны для обеспечения надежной и бесперебойной работы оборудования, программного обеспечения, сокращения затрат на его обслуживание. Они позволяют:

- Выполнять непрерывную автоматическую самодиагностику. Анализируя динамику изменения контролируемых параметров, предоставлять прогноз возникновения возможных неисправностей в ближайшем будущем. Ряд наиболее важных параметров сохраняется в энергонезависимой памяти. Интерфейс оператора системы оперативно отображает данные самодиагностики с подробной инструкцией по устранению неисправностей.
- Получать результаты диагностики по запросу.
- Разработчику в рамках гарантийного обслуживания и технической поддержки выполнять диагностику дистанционно с использованием доступных каналов связи без выезда на объект.

Для модуля МПП выполняется непрерывная автокалибровка и проверка независимых параметров, что позволяет локализовать неисправность внутри модуля по отдельным его блокам.

Для модуля МОПС контролируются:

- температура внутри шкафа;
- состояние вентилятора охлаждения шкафа;
- напряжение на выходе блока питания 5 В;
- состояние нагревателя шкафа;
- температура процессора;
- частота вращения вентилятора процессора;
- напряжения платы процессора +5 В, +12 В;
- состояние накопителя данных с прогнозом времени работоспособности;
- состояние аккумуляторной батареи и системы охраны;
- уровень жидкости в колодцах с установленными модулями МПП.

Задача «Диагностика оборудования» имеет инструкцию по устранению неисправностей со свойствами интеллекта: после получения данных диагностики от модулей, установленных

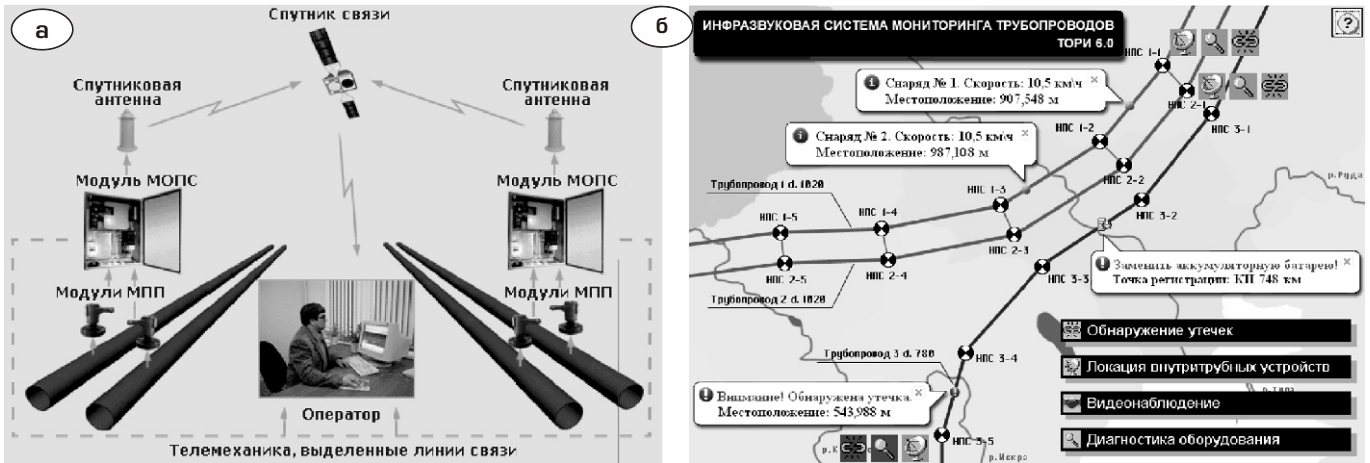


Рис. 2. Структурная схема построения системы «ИСМТ»:

а – для участка с четырьмя трубопроводами; б – отображение полученной информации на компьютере управления

на линейной части трубопровода, анализируется причина обнаруженной или прогнозируемой неисправности и предлагаются варианты её устранения.

Встроенные средства самодиагностики и дистанционного контроля позволяют свести к минимуму затраты на текущее обслуживание, повышают надёжность работы, что особенно актуально в связи со значительной удаленностью оборудования от насосных (компрессорных) станций, большой протяженностью тру-

бопроводов, увеличением в последние годы для трубопроводов объёма аппаратно-программных средств диагностики и управления технологическими процессами.

Структурная схема построения системы «ИСМТ» приведена на рис. 2.

Структура программного обеспечения, применяемого в подобных системах, в частности в системе обнаружения утечек Межрегионального ОАО «Нефтеавтоматика», приведена на рис. 3 [7].

МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»

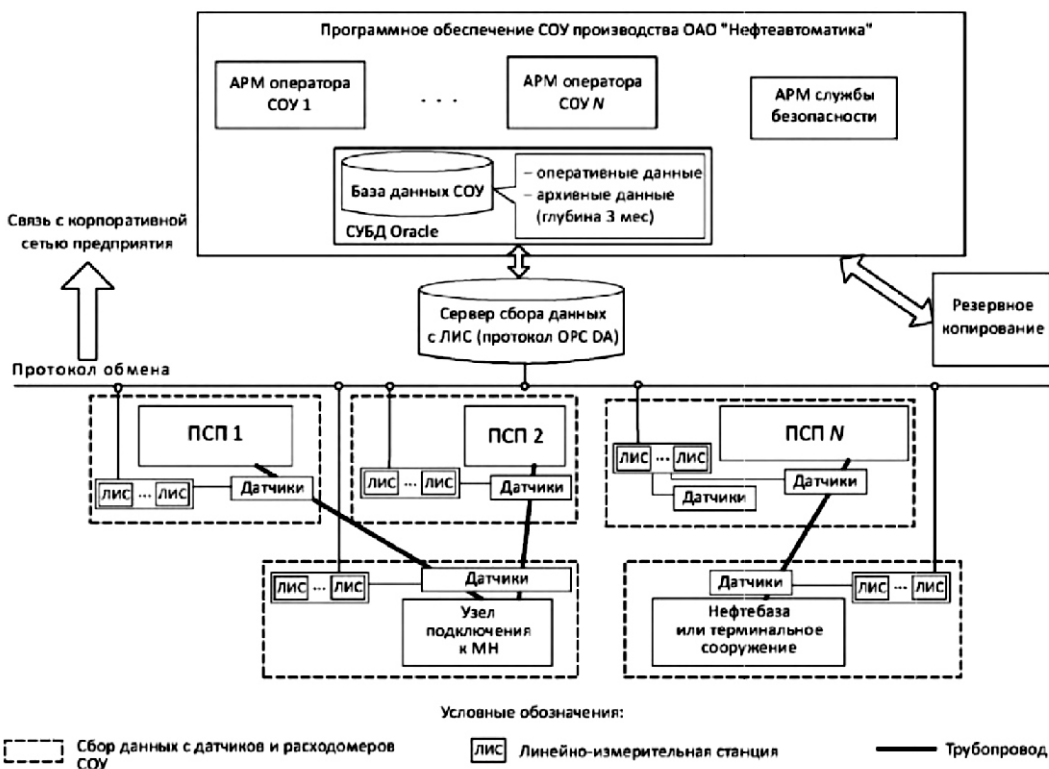


Рис. 3. Структурная схема ПТК «АРМ оператора СОУ»

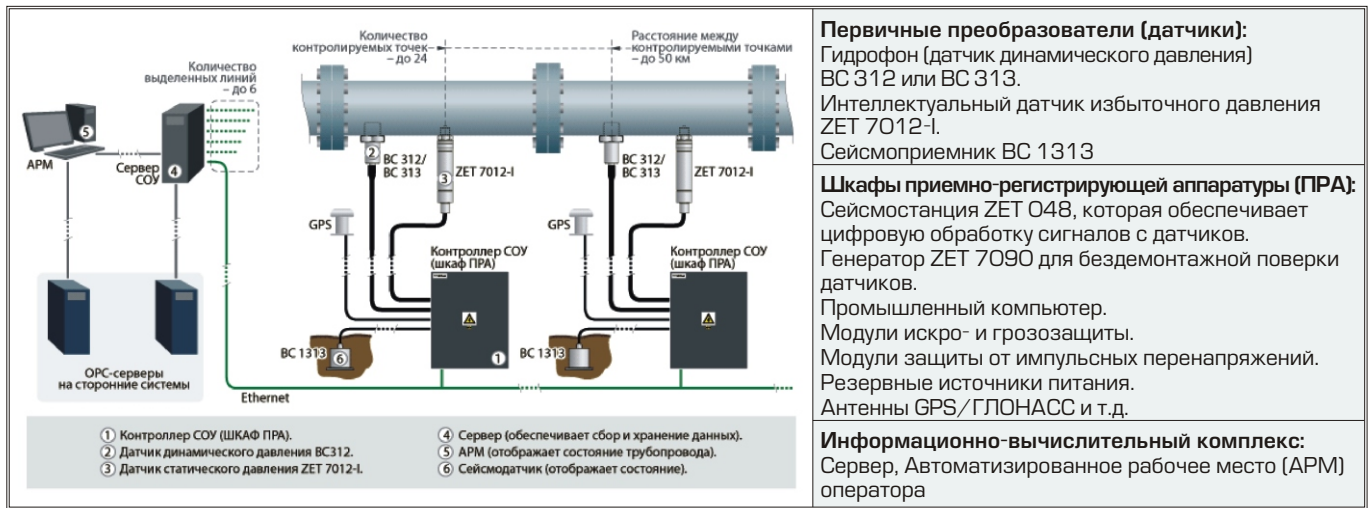



Рис. 4. Структурная схема и состав системы обнаружения и контроля утечек

Таблица 2

Первичные преобразователи (датчики)




Параметр	Ед. изм.	Значение	
		погружной	врезной
Номинальная чувствительность	мкВ/Па	250	250
Глубина погружения	м	700	700
Диапазон рабочих частот	Гц	20–20000	20–20000
Собственная резонансная частота	Гц	> 50 000	> 50 000
Собственные шумы*, СКЗ	Па	0,02	0,02
Предельное статическое давление	МПа	4	7
Предельное динамическое давление	кПа	5 · 10 ⁴	5 · 10 ⁴
Выходное сопротивление	Ом	< 500	< 500
Температурный диапазон	°С	-20...+60	-20...+60
Питание		ICP	ICP
Напряжение питания	В	+(18...30)	+(18...30)
Ток питания	мА	3...12	3...12
Уровень постоянного напряжения на выходе	В	10...12	10...12
Материал корпуса		нержавеющая сталь	нержавеющая сталь
Размеры (длина диаметр корпуса)	мм	128 23	56 23 (с резьбой M20 1,5); 64 23 (с резьбой M27 2)
Масса (без кабеля)	г	< 170	< 170
Длина кабеля**	м	2	2
Диаметр пьезоэлемента	мм	15	15

Врезной гидрофон BC 312 с резьбой M27 2

Погружной гидрофон BC 312

Врезной гидрофон BC 312 с резьбой M20 1,5

	Характеристика	Ед. изм	Значение
	Измеряемый параметр		
Чувствительность		В/(м · с ⁻²)	0,5
Частотный диапазон		Гц	0,3 – 400
Нелинейность амплитудной характеристики, не более		%	±10
Основная относительная погрешность, не более		%	±10 (<1,0 Гц) ± 4 (1–100 Гц) ±10 (>300 Гц)
Максимальное значение измеряемого ускорения		м/с ²	20
Собственная частота механического резонанса, не менее		Гц	900
Уровень постоянной составляющей выходного напряжения, не более		мВ	±200
Сопротивление со стороны калибровочного входа, не менее		Ом	600
Электрическое сопротивление изоляции, не менее		МОм	20
Значение напряжения питания (двуполярного) согласующего усилителя		В	±(10–14)
Условия эксплуатации:			
– диапазон рабочих температур;		°С	–40...70
– относительная влажность воздуха (при 25 °С);		%	20...90
– атмосферное давление		кПа	84...106,7
Габаритные размеры (без кабеля), не более		мм	80 76
Масса (без кабеля), не более		кг	1,2
Средний срок службы, не менее		лет	10
Степень защиты от попадания пыли и влаги			IP54

Сейсмоприемники пьезоэлектрические BC 1313 предназначены для преобразования параметров вибраций в пропорциональный электрический сигнал.

Измерения проводятся одновременно по трем взаимноперпендикулярным осям X, Y и Z.

Сейсмоприемники BC 1313 являются сейсмическими акселерометрами, измеряемый параметр – виброускорение.

	Интеллектуальный датчик ZET 7012-I Pressure-485 – это датчик для простого и быстрого измерения избыточного давления, передающий измеренные значения в цифровом виде по интерфейсу RS-485		
	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Частота выдачи данных	Гц	5, 10, 25, 50, 125	
Измеряемый параметр		избыточное давление	
Область применения		системы контроля и регулирования	
Рабочая среда		жидкости и газы неагрессивные к титановым сплавам и нержавеющей стали	
Диапазоны измеряемых давлений	МПа	0–0,16; 0–0,6; 0–6	
Интерфейс передачи данных		RS-485	
Погрешность (нелинейность, вариация и повторяемость), не более	%	±0,1	
Перегрузка	Рном	1,5	
Питание устройства	В	от 9 до 24	
Потребляемый ток при напряжении 12 В	мА	до 40	
Габаритные размеры	мм	30 190	

Интеллектуальный датчик избыточного давления **ZET 7012-I Pressure-485** состоит из первичного преобразователя и встроенного измерительного модуля. Первичный преобразователь осуществляет преобразование давления в аналоговый сигнал. Измерительный модуль оцифровывает сигнал с преобразователя и выдает значения давления в цифровом виде по интерфейсу **RS-485** используя протокол **Modbus**.

Значительный интерес также представляет Система обнаружения и контроля утечек ЗАО «Электронные технологии и метрологические системы» (ЗАО «ЭТМС»), РФ [8].

Система обнаружения и контроля утечек предназначена для мониторинга состояния трубопровода и является трехуровневой информационно-измерительной системой: **верхний** уровень – информационно-вычислительный комплекс (АРМ, основной и резервный сервера), **средний** – контроллеры СОУ (шкафы ПРА), **нижний** – первичное оборудование (измерительные датчики, датчики, соединительные линии).

Структурная схема и состав системы приведены на рис. 4 [8].

Характеристики первичных преобразователей приведены в таблице 2.

Система обнаружения и контроля утечек обеспечивает: непрерывный мониторинг герметичности технологического участка трубопровода; определение факта возникновения и координаты утечки; минимальную погрешность определения координат утечки (± 5 км); выдачу сообщения об утечке за максимально короткий промежуток времени (от 6 до 30 мин) с момента нарушения герметичности трубопровода.

Таким образом, в настоящее время на трубопроводах эксплуатируются следующие системы.

Параметрические – основанные на измерении давления и расхода продукта перекачки. Они обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1 % производительности трубопровода. При этом утечки с низкой интенсивностью (менее 1 %) такие системы не регистрируют.

Акустические – регистрирующие в акустическом диапазоне частот волны, сформированные утечками. Они обеспечивают обнаружение утечек с чувствительностью к их интенсивности менее 1 % производительности трубопровода.

Опыт эксплуатации и исследования указанных систем позволяет определить основные требования к перспективным системам обнаружения утечки. Это:

- обнаружение утечек с чувствительностью к их интенсивности менее одного процента производительности трубопровода;
- охрана трубопровода (регистрация механических воздействий);
- высокое быстродействие (1–2 мин) и высокая чувствительность, т.е. способность обнаруживать слабые утечки и механические повреждения в минимально короткое время;
- предельно малое число ложных срабатываний;
- относительно низкая стоимость оборудования, его монтажа и обслуживания.

[1] API RP 1130 (2007): Computational Pipeline Monitoring for Liquids. 1st Edition (September 2007). American Petroleum Institute.

[2] TRFL: Technische Regel für Rohrfernleitungen. Vom 8. März 2010.

[3] В.В. Супрунчик // «Безопасность трубопроводного транспорта углеводородов» // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М.2007. – № 6. – С. 51–54.

[4] Мишкин Г.Б. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей // Молодой ученый. – 2011. – № 2. Т. 1. – С. 41–47.

[5] «Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов». Презентационный материал. – Новосибирск, ООО НПФ «ТОРИ», РФ.

[6] Безопасность эксплуатации трубопроводов в 2010 г. – Новосибирск, ООО НПФ «ТОРИ», РФ.

[7] Программный комплекс «АРМ оператора системы обнаружения утечек в трубопроводах» / В.Г. Бронников, И.Д. Кизина, Д.В. Гайнуллин, О.Ф. Бакирова // Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе. – 2009. – № 4. – С. 55–57.

[8] Система обнаружения и контроля утечек. Презентационный материал. – М.: ЗАО «Электронные технологии и метрологические системы», 2011.

Надійшла 29.05.2014 р. 