



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: **2007125504/22**, **05.07.2007**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
05.07.2007

(45) Опубликовано: **27.11.2007**

Адрес для переписки:

**603000, г.Нижний Новгород, ул. Костина, 4,
оф.400, Филиал ООО "Юридическая фирма
Городисский и Партнеры", пат.пов.Л.В.
Ковальчук, рег.№ 1011**

(72) Автор(ы):

**Будзинский Николай Викторович (RU),
Вальчук Александр Александрович (RU),
Крюков Владимир Александрович (RU),
Никитин Александр Анатольевич (RU),
Серый Виктор Валерьевич (RU),
Храмов Владимир Валерьевич (RU),
Агафонов Сергей Владимирович (RU),
Корняков Владимир Петрович (RU)**

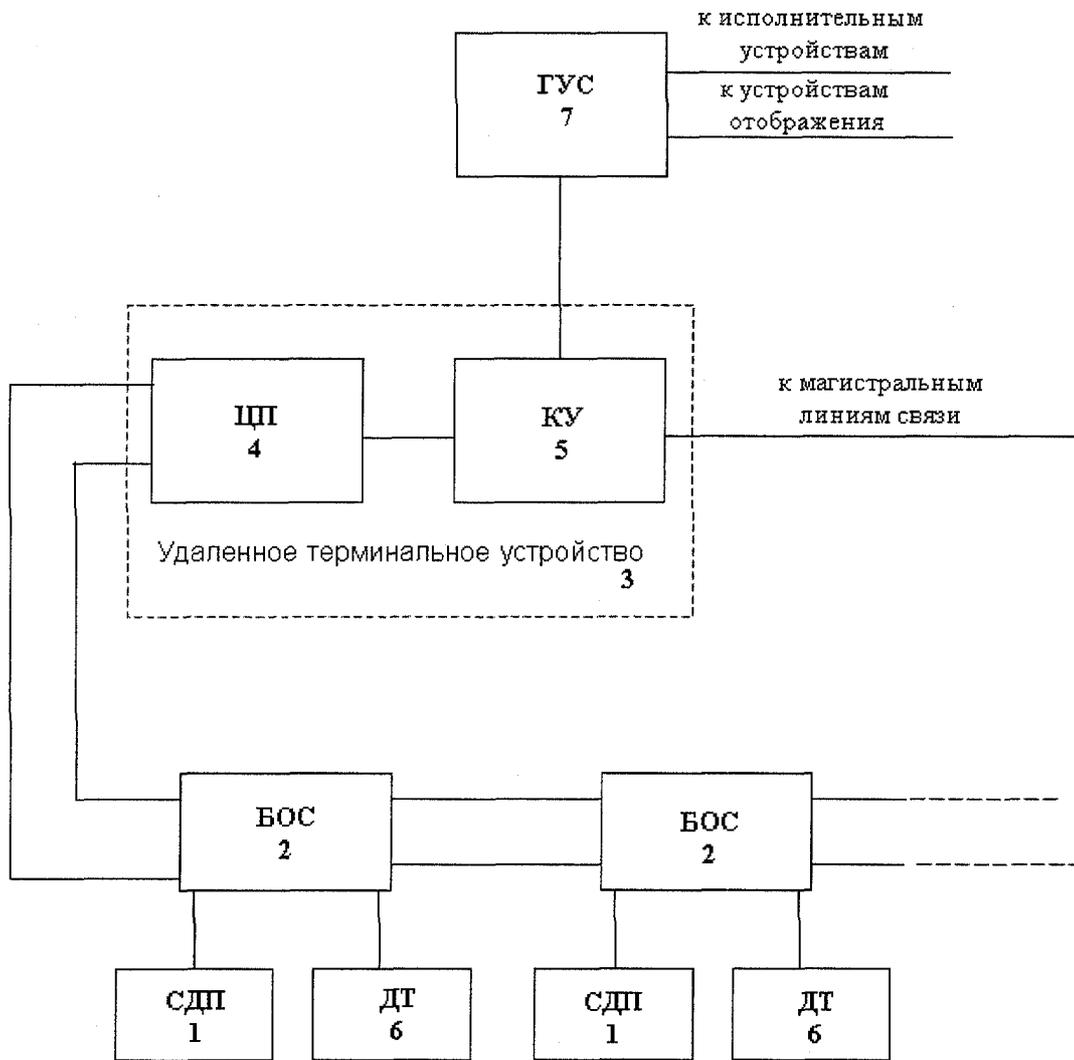
(73) Патентообладатель(и):

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОЕКТ-РЕСУРС" (RU)**

(54) СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Формула полезной модели

Система мониторинга состояния трубопровода, содержащая n сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, n блоков обработки сигналов, а также удаленное терминальное устройство, содержащее, по меньшей мере, центральный процессор, выполненный с возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки сигнальной информации и мультипротокольный коммутационный узел, отличающаяся тем, что она содержит n датчиков температуры трубопровода, каждый из которых через один из n блоков обработки сигналов и удаленное терминальное устройство связан с генератором управляющих сигналов.



RU 68692 U1

RU 68692 U1

Полезная модель относится к средствам охраны трубопроводных систем и предназначена для обнаружения факта и локализации места несанкционированных действий и иных факторов, способных привести к повреждению трубопровода или возникающих в результате естественного старения.

Известен способ определения места и размеров течи в трубопроводе и устройство для его реализации [Патент РФ №2221230, МПК G01M 3/24, з. 21.09.2001., оп. 10.01.2004.]. Способ заключается в том, что осуществляют прием акустических сигналов от шума течи двумя датчиками, расположенными вдоль трубопровода, преобразуют акустические сигналы в электрические сигналы, а после усиления, фильтрации, накопления и определения взаимного спектра электрических сигналов определяют наличия признаков акустических сигналов течи по уровню энергии взаимного спектра. Формируют сигнал тревоги и определяют места течи по разности времен прибытия акустических сигналов к двум датчикам. Оценивают диаметр повреждения по данным о частоте максимума модуля взаимного спектра, о скорости истечения струи, определяемой исходя из информации о давлениях и плотностях сред в трубопроводе и в окружающей среде, а также о скорости движения продукта в трубопроводе. Для трубопроводов большой протяженности в предлагаемый способ введен прием сигналов от акустических датчиков, расположенных параллельно трубопроводу на дистанциях d друг от друга, которые определяются по предлагаемым согласно изобретению математическим зависимостям. При этом накопление результатов и взаимноспектральный анализ сигналов осуществляют между каждой парой соседних датчиков непрерывно или эпизодически по заданной программе, а при выявлении сигнала тревоги, до уточнения места течи, определяют аварийный участок трубопровода между парой соседних датчиков, сигнализировавших о наличии течи. Устройство для определения параметров течи в трубопроводе содержит n измерительных каналов, каждый из которых состоит из последовательно соединенных блока акустических преобразователей, блока усиления, выход которого соединен с первым входом блока фильтрации, блока аналого-цифрового преобразования, а также содержит блок управления. В устройство дополнительно введены последовательно соединенные n -канальный блок уплотнения информации, мультиплексный канал передачи информации и блок разуплотнения информации, при этом n входов n -канального блока уплотнения информации соединены с соответствующими выходами

n блоков аналого-цифрового преобразования, также введен $n-1$ канальный блок накопления и анализа взаимных спектров, имеющий n входов и $n-1$ выходов, при этом каждый из n физических каналов выхода блока разуплотнения информации соединен с соответствующим входом $n-1$ канального блока накопления и анализа взаимных спектров, также введены $n-1$ канальный блок обнаружения течи, $n-1$ канальный блок определения места течи, $n-1$ канальный блок определения размеров течи, $n-1$ канальный блок определения полосы фильтрации, входы которых параллельно соединены с соответствующими выходами $n-1$ канального блока накопления и анализа взаимных спектров, а выход $n-1$ канального блока определения полосы фильтрации соединен со вторыми входами блоков фильтрации, также введен блок формирования сигнала тревоги, вход которого соединен с выходом $n-1$ канального блока обнаружения течи, с выходом $n-1$ канального блока определения места течи и с выходом $n-1$ канального блока определения размеров течи, также введен индикатор места и размера течи, вход которого подсоединен к выходу блока формирования сигнала тревоги. Блок управления своими управляющими выходами и

информационными входами присоединен к n-канальному блоку уплотнения информации, блоку разуплотнения информации, n-1 каналному блоку накопления и анализа взаимных спектров, n-1 каналному блоку обнаружения течи, n-1 каналному блоку определения места течи, n-1 каналному блоку определения размеров течи, n-1 каналному блоку определения полосы фильтрации, блоку формирования сигнала тревоги и индикатору места и размера течи.

Известно устройство мониторинга технического состояния трубопровода [Свидетельство на полезную модель №33223, МПК G01M 3/24, з. 31.03.2003., оп. 10.10.2003.], содержащее n каналов обнаружения утечки, каждый из которых содержит акустический датчик, соединенный со входом устройства предварительной обработки акустической информации, выполненного в виде последовательно соединенных блока усиления, блока фильтрации, блока аналого-цифрового преобразователя и блока согласования, также содержащий мультиплексный канал передачи информации, выход которого соединен с демультиплексором, последовательно соединенным с блоком обработки акустической информации, при этом акустические датчики установлены на трубопроводе на расстоянии d друг от друга, отличающееся тем, что в него введены n каналов обнаружения вибраций, каждый из которых состоит из датчика вибрации, соединенного со входом канала предварительной обработки вибрационной информации и n каналов акустической эмиссии, каждый из которых состоит из датчика акустической эмиссии, соединенного со входом канала предварительной

обработки акусто-эмиссионной информации, имеющих структуру канала предварительной обработки акустической информации, при этом каждый i-ый акустический датчик, i-ый датчик вибрации и i-ый датчик акустической эмиссии, установленные в непосредственной близости друг от друга, со своими каналами предварительной обработки информации объединены конструктивно и образуют i-ый измерительный пост, выходы всех n измерительных постов соединены с соответствующими входами мультиплексного канала передачи информации, также введены блок обработки вибрационной информации, блок обработки акусто-эмиссионной информации и блок наблюдения за судоходством, входы которых соединены с соответствующими выходами демультиплексора, при этом вход демультиплексора соединен с выходом мультиплексного канала передачи информации, также введена система отображения, регулировки, документирования и управления, входы которой соединены с выходами блока обработки акустической информации, блока обработки вибрационной информации, блока обработки акусто-эмиссионной информации и блока наблюдения за судоходством.

Известно устройство для осуществления способа определения местоположения течи как источника акустического излучения [Патент US 4858462 A, 22.08.1989.], содержащее два разнесенных акустических датчика (преобразователя), два блока усиления и фильтрации, два аналого-цифровых преобразователя, процессор плавающего порога и разностного сигнала, компьютер, выполняющий функции блока управления со средствами отображения.

В качестве прототипа выбрана система обнаружения повреждений трубопровода [Патент на полезную модель №46579, МПК G01M 3/24, з. 11.03.2005., оп. 10.07.2005.], содержащая n акустических преобразователей, каждый из которых связан с одним из n усилителей, фильтров, аналого-цифровых преобразователей и адаптивных пороговых обнаружителей сигнала, а также блок управления, отличающаяся тем, что она содержит n предварительных усилителей и диагностических излучателей, каждый из

которых конструктивно объединен с одним акустическим преобразователем с образованием n сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, а также n блоков автоматической регулировки усиления, микропроцессоров, приемников и передатчиков, аналоговых коммутаторов, магистральных приемопередающих блоков в составе магистральных приемников и магистральных передатчиков, каждый из которых конструктивно объединен с одним усилителем, полосовым фильтром, аналого-цифровым преобразователем и адаптивным пороговым обнаружителем сигнала с образованием n

блоков обработки сигналов, а также центральный процессор, выполненный с возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки сигнальной информации посредством амплитудной и корреляционной обработки сигналов с двух соседних сигнальных датчиков повреждений, и мультипротокольный коммутационный узел, конструктивно объединенные с блоком управления в удаленное терминальное устройство.

В мировой нефтедобыче по мере истощения месторождений с годами неуклонно растет доля так называемых тяжелых и высоkozастывающих нефтей, для которых характерны высокое содержание асфальто-смолистых фракций и парафинов, легкая застываемость и резкое повышение вязкости при незначительных понижениях температуры. В процессе трубопроводного транспорта указанных выше нефтей при определенном сочетании термобарических условий в окружающей среде и темпа перекачки, в действующем нефтепроводе постепенно наступает так называемый «критический термогидродинамический режим», который выражается в неуправляемом снижении пропускной способности нефтепровода. Это обуславливается интенсивным охлаждением потока, сопровождающимся резким ростом гидравлического сопротивления трубопровода, что, в конечном счете, может привести к полной остановке перекачки, т.е. к «застыванию» нефтепровода. В таких случаях, в результате фазовых превращений, провоцируемых понижением температуры потока, в действующем трубопроводе интенсивно образуются пристенные отложения, состоящие из застывших углеводородов. Толщина этих отложений к моменту самопроизвольной остановки перекачки достигает размеров, сопоставимых с радиусом трубопровода.

Возобновление работы «застывшего» нефтепровода связано с продолжительными, трудоемкими и экологически небезопасными технологическими операциями, суть которых заключается в промывке полости трубопровода специальными химическими реагентами до тех пор, пока застывшая масса нефти под действием насосов не придет в движение.

При транспорте нефтей по морским промысловым и надземным трубопроводам термогидродинамический режим в потоке резко отличается от соответствующего режима в подземных нефтепроводах. Причинами, вызывающими это отличие, являются:

- высокий темп охлаждения нефтепроводов в водной или воздушной среде (интенсивность теплоотдачи с поверхности морских и надземных нефтепроводов в окружающую среду на 1.5-2 порядка выше, чем с поверхности подземных трубопроводов);

- характерный для промысловых трубопроводов часто меняющийся режим эксплуатации (уменьшение или увеличение производительности, остановки перекачки, даже

продолжительные технологические простои, обуславливаемые целым рядом причин, например, изменением уровня спроса на транспортируемую нефть на конечном пункте трубопровода).

5 Вопросы эксплуатации морских и надземных нефтепроводов требуют новых технических и технологических решений, направленных, в первую очередь, на предотвращение застывания нефти в трубопроводе при его остановке. Данные вопросы особенно актуальны для нефтепроводов малого и среднего диаметра, в которых даже при наличии тепловой изоляции нефть будет охлаждаться до
10 критических температур в течение 1-1,5 суток.

Характерной особенностью работы надземных нефтепроводов, строительство которых планируется в северных районах страны, становится применение подогрева нефти независимо от ее типа.

15 Проблемы предотвращения застывания нефти решаются путем оборудования трубопроводов путевыми подогревателями, теплоизоляционными покрытиями или введением в турбулентный поток нефти полимерных добавок, приводящих к увеличению пропускной способности (Q) или, при фиксированной скорости течения, к уменьшению перепада давления.

20 Однако, для регулировки температуры нефти на станциях подогрева нефти, регулировки режима работы подпорных насосов, дозирования полимерных добавок и определения режимов работы систем путевого подогрева, необходим контроль обеспечения заданного распределения температуры по длине нефтепровода, то есть, необходимы постоянно обновляющиеся данные о температуре трубопровода на всем
25 его протяжении.

Изменение температуры подогретой нефти по длине нефтепровода описывается уравнением Шухова: $t = t_n + (t_n - t_0)e^{(-A(k/Q)L)}$, где t - температура нефти на расстоянии от станции подогрева, t_n - начальная температура нефти, t_0 - температура
30 окружающей среды, k - коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду, Q - объемный расход нефти, A - константа. [Г.Г.Васильев, Г.Е.Коробков, А.А.Коршак, М.В.Лурье, В.М.Писаревский, А.Д.Прохоров, А.Е.Сощенко, А.М.Шаммазов Трубопроводный транспорт нефти. 2002 г. Учеб. для вузов: В 2 т. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», Т.1. - 407 с: ил., или Сборник Н.Т. Транспортировка нефти и
35 газа в условиях Севера, Год: 1976, УДК: 622.69, Страниц: 187, Инвентарный: 4841, Стр.4].

Как следует из уравнения, температура нефти на произвольном расстоянии (L_0) от станции подогрева тем выше, чем меньше коэффициент теплопередачи и больше
40 объемный расход.

Учитывая тот факт, что в ряде регионов применяются смешанные типы прокладки трубопроводов, а также имеются различные переходы (воздушные, водные), возникает разница в температурах окружающих сред, то расчет по вышеуказанной формуле существенно затрудняется.

45 Поэтому актуальным является постоянный мониторинг изменения температуры трубопровода на всем его протяжении, что позволяет получать данные независимо от режима работы трубопровода, вязкостных и термодинамических свойств транспортируемого продукта, сезонных и климатических изменений температуры
50 окружающей среды.

Задачей полезной модели являлось расширение функциональных возможностей системы.

Указанная задача решается системой (совокупностью устройств) содержащей n

сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, n блоков обработки сигналов, а также удаленное терминальное устройство, содержащее, по меньшей мере, центральный процессор, выполненный с возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки сигнальной информации и мультипротокольный коммутационный узел, при этом система содержит n датчиков температуры трубопровода, каждый из которых через один из n блоков обработки сигналов и удаленное терминальное устройство связан с генератором управляющих сигналов.

Заявленная полезная модель поясняется чертежом.

На фиг. представлена блок-схема системы мониторинга состояния трубопровода.

Система мониторинга состояния трубопровода содержит сигнальные датчики повреждений (СДП) 1 (устанавливаются непосредственно на трубопровод на расстоянии 300-500 м друг от друга), блоки обработки сигналов (БОС) 2 и удаленное терминальное устройство 3. Каждый сигнальный датчик повреждений 1 может содержать (по аналогии с прототипом) акустический преобразователь (как правило пьезоэлектрический), предварительный усилитель, диагностический излучатель. Каждый блок обработки сигналов 2 может содержать блок автоматической регулировки усиления, микропроцессор, приемник и передатчик, аналоговый коммутатор, магистральный приемо-передающий блок в составе магистрального приемника и магистрального передатчика, усилитель, полосовой фильтр, аналого-цифровой преобразователь и адаптивный пороговый обнаружитель сигнала. Удаленное терминальное устройство 3 содержит центральный процессор 4 и мультипротокольный

коммутационный узел 5. К блоку обработки сигналов 2, например, с помощью кабеля подключается сигнальный датчик повреждений 1, датчик температуры 6 и кабельная линия связи (КЛС) через которую передают информацию и принимают команды управления от удаленного терминального устройства 3. С удаленным терминальным устройством 3 связан также генератор управляющих сигналов 7.

Система обнаружения повреждений трубопровода работает следующим образом.

Акустические сигналы с двух смежных датчиков 1, расположенных на трубопроводе наиболее близко от места механического воздействия, преобразуются в электрические сигналы, которые проходят стадии усиления, фильтрации, накопления медленно меняющихся фоновых составляющих сигнала в блоке обработки сигналов 2. Превышение сигнала над фоном выше заданного порога приводит к формированию разрешения передачи сигнала на удаленное терминальное устройство 3, где по результатам корреляционной обработки сигналов с двух смежных датчиков 1 формируется сигнал тревоги и определяется место воздействия по разности амплитуд и времен прибытия акустических сигналов к соответствующим датчикам. Передача сигнала на удаленное терминальное устройство 3 осуществляется вместе с идентификационными номерами сигнальных датчиков повреждений 1 и соответствующих им блоков обработки сигналов 2, представленных в двоичном коде в стандарте DTMF. Центральный процессор 4 объединяет в себе функции управления, диагностики элементов устройства и амплитудной и корреляционной обработки сигнальной информации, для определения места повреждения путем вычисления удаления от датчика 1 $S=D/2+C*T$, где С - скорость распространения звука в стенке трубопровода, Т - время запаздывания сигналов от датчиков 1. Центральный процессор 4 передает сигнал оповещения и указания местоположения в координатах всемирной системы позиционирования (GPS) посредством поддержания непрерывного

информационного взаимодействия со структурами верхнего уровня через мультипротокольный коммутационный узел 5, предназначенный для согласования протоколов передачи данных. Система может иметь режим самодиагностики производимой с помощью диагностических излучателей в составе сигнальных датчиков повреждений 1.

Данные с датчика температуры 6, в реальном времени также передаются на блок обработки сигналов (БОС) 2, который вычисляет разницу между показаниями датчика за предыдущий и текущий момент времени и передает эту разницу через центральный процессор (ЦП) 4 удаленного терминального устройства 3 на генератор управляющих сигналов 7, который формирует сигналы управления устройствами подогрева трубопровода.

Центральный процессор (ЦП) 4 вычисляет разницу между показаниями соседних датчиков и формирует текущее распределение температуры по длине трубопровода и через генератор управляющих сигналов передает информацию на устройство отображения. В случае снижения температуры трубопровода ниже допустимого уровня генератор управляющих сигналов автоматически формирует сигнал тревоги.

В качестве датчиков температуры 6 может быть использован известный тип сенсорных систем, которые позволяют осуществлять дистанционный он-лайн контроль параметров (температура, давление, деформация и т.д.) распределенных объектов - шахтные контейнеры, газопроводы, нефтепроводы, нефтяные скважины. [Мультисенсорные системы дистанционного контроля пространственного распределения температуры / напряжения протяженных объектов. Статья на Интернет-портале Ассоциации "СибАкадемИнновация". http://www.sibai.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=373&Itemid=486].

Детектирующий элемент системы (волоконный сенсор) представляет собой отрезок волокна со специальными свойствами (узкополосный селективный отражатель). Спектр отраженного от волоконного сенсора лазерного излучения имеет вид узкого пика, положение которого зависит от температуры/деформации/давления объекта, к которому прикреплен сенсор. Регистрируя спектральное положение пика можно определить параметры объекта. Световые сигналы, отраженные от всех сенсоров (каждый со своей длиной волны), поступают по оптическому волокну на удаленный регистрирующий блок, который после компьютерной обработки позволяет определить температуру/деформацию/давление каждого датчика с высокой точностью в режиме реального времени.

В целом система мониторинга состояния трубопровода обеспечивает обнаружение факта и локализации места несанкционированных действий и иных факторов, способных привести к повреждению трубопровода или возникающих в результате естественного старения, механических воздействий на трубопровод, а также непрерывного мониторинга состояния стенок трубопровода и его температуры.

(57) Реферат

Полезная модель относится к средствам охраны трубопроводных систем и предназначена для обнаружения факта и локализации места несанкционированных действий и иных факторов, способных привести к повреждению трубопровода или возникающих в результате естественного старения. Сущность полезной модели: система мониторинга состояния трубопровода содержит n сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, n блоков обработки сигналов, а также удаленное терминальное

устройство, содержащее, по меньшей мере, центральный процессор, выполненный с
возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки
сигнальной информации и мультипротокольный коммутационный узел, а также n
5 датчиков температуры трубопровода, каждый из которых через один из n блоков
обработки сигналов и удаленное терминальное устройство связан с генератором
управляющих сигналов. 1 н.п.ф., 1 илл.

10

15

20

25

30

35

40

45

50

Реферат.

К заявке на полезную модель «Система мониторинга состояния трубопровода».

Полезная модель относится к средствам охраны трубопроводных систем и предназначена для обнаружения факта и локализации места несанкционированных действий и иных факторов, способных привести к повреждению трубопровода или возникающих в результате естественного старения.

Сущность полезной модели: система мониторинга состояния трубопровода содержит n сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, n блоков обработки сигналов, а также удаленное терминальное устройство, содержащее, по меньшей мере, центральный процессор, выполненный с возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки сигнальной информации и мультипротокольный коммутационный узел, а также n датчиков температуры трубопровода, каждый из которых через один из n блоков обработки сигналов и удаленное терминальное устройство связан с генератором управляющих сигналов.

1 н.п.ф., 1 илл.

2007125504



G01M 3/24

Система мониторинга состояния трубопровода.

Полезная модель относится к средствам охраны трубопроводных систем и предназначена для обнаружения факта и локализации места несанкционированных действий и иных факторов, способных привести к повреждению трубопровода или возникающих в результате естественного старения.

Известен способ определения места и размеров течи в трубопроводе и устройство для его реализации [Патент РФ № 2221230, МПК G01M 3/24, з. 21.09.2001., оп. 10.01.2004.]. Способ заключается в том, что осуществляют прием акустических сигналов от шума течи двумя датчиками, расположенными вдоль трубопровода, преобразуют акустические сигналы в электрические сигналы, а после усиления, фильтрации, накопления и определения взаимного спектра электрических сигналов определяют наличия признаков акустических сигналов течи по уровню энергии взаимного спектра. Формируют сигнал тревоги и определяют места течи по разности времен прибытия акустических сигналов к двум датчикам. Оценивают диаметр повреждения по данным о частоте максимума модуля взаимного спектра, о скорости истечения струи, определяемой исходя из информации о давлениях и плотностях сред в трубопроводе и в окружающей среде, а также о скорости движения продукта в трубопроводе. Для трубопроводов большой протяженности в предлагаемый способ введен прием сигналов от акустических датчиков, расположенных параллельно трубопроводу на дистанциях d друг от друга, которые определяются по предлагаемым согласно изобретению математическим зависимостям. При этом накопление результатов и взаимноспектральный анализ сигналов осуществляют между каждой парой соседних датчиков непрерывно или эпизодически по заданной программе, а при выявлении сигнала тревоги, до уточнения места течи, определяют аварийный участок трубопровода между парой соседних датчиков, сигнализировавших о наличии течи. Устройство для определения параметров течи в трубопроводе содержит n измерительных каналов, каждый из которых состоит из последовательно соединенных блока акустических преобразователей, блока усиления, выход которого соединен с первым входом блока фильтрации, блока аналого-цифрового преобразования, а также содержит блок управления. В устройство дополнительно введены последовательно соединенные n -канальный блок уплотнения информации, мультиплексный канал передачи информации и блок разуплотнения информации, при этом n входов n -канального блока уплотнения информации соединены с соответствующими выходами

n блоков аналого-цифрового преобразования, также введен $n-1$ каналный блок накопления и анализа взаимных спектров, имеющий n входов и $n-1$ выходов, при этом каждый из n физических каналов выхода блока разуплотнения информации соединен с соответствующим входом $n-1$ каналного блока накопления и анализа взаимных спектров, также введены $n-1$ каналный блок обнаружения течи, $n-1$ каналный блок определения места течи, $n-1$ каналный блок определения размеров течи, $n-1$ каналный блок определения полосы фильтрации, входы которых параллельно соединены с соответствующими выходами $n-1$ каналного блока накопления и анализа взаимных спектров, а выход $n-1$ каналного блока определения полосы фильтрации соединен со вторыми входами блоков фильтрации, также введен блок формирования сигнала тревоги, вход которого соединен с выходом $n-1$ каналного блока обнаружения течи, с выходом $n-1$ каналного блока определения места течи и с выходом $n-1$ каналного блока определения размеров течи, также введен индикатор места и размера течи, вход которого подсоединен к выходу блока формирования сигнала тревоги. Блок управления своими управляющими выходами и информационными входами присоединен к n -канальному блоку уплотнения информации, блоку разуплотнения информации, $n-1$ каналному блоку накопления и анализа взаимных спектров, $n-1$ каналному блоку обнаружения течи, $n-1$ каналному блоку определения места течи, $n-1$ каналному блоку определения размеров течи, $n-1$ каналному блоку определения полосы фильтрации, блоку формирования сигнала тревоги и индикатору места и размера течи.

Известно устройство мониторинга технического состояния трубопровода [Свидетельство на полезную модель № 33223, МПК G01M 3/24, з. 31.03.2003., оп. 10.10.2003.], содержащее n каналов обнаружения утечки, каждый из которых содержит акустический датчик, соединенный со входом устройства предварительной обработки акустической информации, выполненного в виде последовательно соединенных блока усиления, блока фильтрации, блока аналого-цифрового преобразователя и блока согласования, также содержащий мультиплексный канал передачи информации, выход которого соединен с демультиплексором, последовательно соединенным с блоком обработки акустической информации, при этом акустические датчики установлены на трубопроводе на расстоянии d друг от друга, отличающееся тем, что в него введены n каналов обнаружения вибраций, каждый из которых состоит из датчика вибрации, соединенного со входом канала предварительной обработки вибрационной информации и n каналов акустической эмиссии, каждый из которых состоит из датчика акустической эмиссии, соединенного со входом канала предварительной

обработки акусто-эмиссионной информации, имеющих структуру канала предварительной обработки акустической информации, при этом каждый i -ый акустический датчик, i -ый датчик вибрации и i -ый датчик акустической эмиссии, установленные в непосредственной близости друг от друга, со своими каналами предварительной обработки информации объединены конструктивно и образуют i -ый измерительный пост, выходы всех n измерительных постов соединены с соответствующими входами мультиплексорного канала передачи информации, также введены блок обработки вибрационной информации, блок обработки акусто-эмиссионной информации и блок наблюдения за судоходством, входы которых соединены с соответствующими выходами демультиплексора, при этом вход демультиплексора соединен с выходом мультиплексорного канала передачи информации, также введена система отображения, регулировки, документирования и управления, входы которой соединены с выходами блока обработки акустической информации, блока обработки вибрационной информации, блока обработки акусто-эмиссионной информации и блока наблюдения за судоходством.

Известно устройство для осуществления способа определения местоположения течи как источника акустического излучения [Патент US 4858462 А, 22.08.1989.], содержащее два разнесенных акустических датчика (преобразователя), два блока усиления и фильтрации, два аналого-цифровых преобразователя, процессор плавающего порога и разностного сигнала, компьютер, выполняющий функции блока управления со средствами отображения.

В качестве прототипа выбрана система обнаружения повреждений трубопровода [Патент на полезную модель № 46579, МПК G01M 3/24, з. 11.03.2005., оп. 10.07.2005.], содержащая n акустических преобразователей, каждый из которых связан с одним из n усилителей, фильтров, аналого-цифровых преобразователей и адаптивных пороговых обнаружителей сигнала, а также блок управления, отличающаяся тем, что она содержит n предварительных усилителей и диагностических излучателей, каждый из которых конструктивно объединен с одним акустическим преобразователем с образованием n сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, а также n блоков автоматической регулировки усиления, микропроцессоров, приемников и передатчиков, аналоговых коммутаторов, магистральных приемопередающих блоков в составе магистральных приемников и магистральных передатчиков, каждый из которых конструктивно объединен с одним усилителем, полосовым фильтром, аналого-цифровым преобразователем и адаптивным пороговым обнаружителем сигнала с образованием n

блоков обработки сигналов, а также центральный процессор, выполненный с возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки сигнальной информации посредством амплитудной и корреляционной обработки сигналов с двух соседних сигнальных датчиков повреждений, и мультипротокольный коммутационный узел, конструктивно объединенные с блоком управления в удаленное терминальное устройство.

В мировой нефтедобыче по мере истощения месторождений с годами неуклонно растет доля так называемых тяжелых и высокозастывающих нефтей, для которых характерны высокое содержание асфальто-смолистых фракций и парафинов, легкая застываемость и резкое повышение вязкости при незначительных понижениях температуры. В процессе трубопроводного транспорта указанных выше нефтей при определенном сочетании термобарических условий в окружающей среде и темпа перекачки, в действующем нефтепроводе постепенно наступает так называемый «критический термогидродинамический режим», который выражается в неуправляемом снижении пропускной способности нефтепровода. Это обуславливается интенсивным охлаждением потока, сопровождающимся резким ростом гидравлического сопротивления трубопровода, что, в конечном счете, может привести к полной остановке перекачки, т.е. к «застыванию» нефтепровода. В таких случаях, в результате фазовых превращений, провоцируемых понижением температуры потока, в действующем трубопроводе интенсивно образуются пристенные отложения, состоящие из застывших углеводородов. Толщина этих отложений к моменту самопроизвольной остановки перекачки достигает размеров, сопоставимых с радиусом трубопровода.

Возобновление работы «застывшего» нефтепровода связано с продолжительными, трудоемкими и экологически небезопасными технологическими операциями, суть которых заключается в промывке полости трубопровода специальными химическими реагентами до тех пор, пока застывшая масса нефти под действием насосов не придет в движение.

При транспорте нефтей по морским промысловым и наземным трубопроводам термогидродинамический режим в потоке резко отличается от соответствующего режима в подземных нефтепроводах. Причинами, вызывающими это отличие, являются:

- высокий темп охлаждения нефтепроводов в водной или воздушной среде (интенсивность теплоотдачи с поверхности морских и наземных нефтепроводов в окружающую среду на 1.5-2 порядка выше, чем с поверхности подземных трубопроводов);
- характерный для промысловых трубопроводов часто меняющийся режим эксплуатации (уменьшение или увеличение производительности, остановки перекачки, даже

продолжительные технологические простои, обуславливаемые целым рядом причин, например, изменением уровня спроса на транспортируемую нефть на конечном пункте трубопровода).

Вопросы эксплуатации морских и надземных нефтепроводов требуют новых технических и технологических решений, направленных, в первую очередь, на предотвращение застывания нефти в трубопроводе при его остановке. Данные вопросы особенно актуальны для нефтепроводов малого и среднего диаметра, в которых даже при наличии тепловой изоляции нефть будет охлаждаться до критических температур в течение 1-1,5 суток.

Характерной особенностью работы надземных нефтепроводов, строительство которых планируется в северных районах страны, становится применение подогрева нефти независимо от ее типа.

Проблемы предотвращения застывания нефти решаются путем оборудования трубопроводов путевыми подогревателями, теплоизоляционными покрытиями или введением в турбулентный поток нефти полимерных добавок, приводящих к увеличению пропускной способности (Q) или, при фиксированной скорости течения, к уменьшению перепада давления.

Однако, для регулировки температуры нефти на станциях подогрева нефти, регулировки режима работы подпорных насосов, дозирования полимерных добавок и определения режимов работы систем путевого подогрева, необходим контроль обеспечения заданного распределения температуры по длине нефтепровода, то есть, необходимы постоянно обновляющиеся данные о температуре трубопровода на всем его протяжении.

Изменение температуры подогретой нефти по длине нефтепровода описывается уравнением Шухова: $t = t_H + (t_H - t_0)e^{-(A(k/Q)L)}$, где t - температура нефти на расстоянии от станции подогрева, t_H - начальная температура нефти, t_0 - температура окружающей среды, k - коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду, Q - объемный расход нефти, A - константа. [Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак, М.В. Лурье, В.М. Писаревский, А.Д. Прохоров, А.Е. Сощенко, А.М. Шаммазов Трубопроводный транспорт нефти. 2002г. Учеб. для вузов: В 2 т. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», Т. 1. — 407 с: ил., или Сборник Н.Т. Транспортировка нефти и газа в условиях Севера, Год: 1976, УДК: 622.69, Страниц: 187, Инвентарный: 4841, Стр.4].

Как следует из уравнения, температура нефти на произвольном расстоянии (L_0) от станции подогрева тем выше, чем меньше коэффициент теплопередачи и больше объемный расход.

Учитывая тот факт, что в ряде регионов применяются смешанные типы прокладки трубопроводов, а также имеются различные переходы (воздушные, водные), возникает разница в температурах окружающих сред, то расчет по вышеуказанной формуле существенно затрудняется.

Поэтому актуальным является постоянный мониторинг изменения температуры трубопровода на всем его протяжении, что позволяет получать данные независимо от режима работы трубопровода, вязкостных и термодинамических свойств транспортируемого продукта, сезонных и климатических изменений температуры окружающей среды.

Задачей полезной модели являлось расширение функциональных возможностей системы.

Указанная задача решается системой (совокупностью устройств) содержащей n сигнальных датчиков повреждений, выполненных с возможностью установки непосредственно на трубопровод, n блоков обработки сигналов, а также удаленное терминальное устройство, содержащее, по меньшей мере, центральный процессор, выполненный с возможностью осуществления функции управления, диагностики и обработки сигнальной информации и мультипротокольный коммутационный узел, при этом система содержит n датчиков температуры трубопровода, каждый из которых через один из n блоков обработки сигналов и удаленное терминальное устройство связан с генератором управляющих сигналов.

Заявленная полезная модель поясняется чертежом.

На фиг. представлена блок-схема системы мониторинга состояния трубопровода.

Система мониторинга состояния трубопровода содержит сигнальные датчики повреждений (СДП) 1 (устанавливаются непосредственно на трубопровод на расстоянии 300-500м друг от друга), блоки обработки сигналов (БОС) 2 и удаленное терминальное устройство 3. Каждый сигнальный датчик повреждений 1 может содержать (по аналогии с прототипом) акустический преобразователь (как правило пьезоэлектрический), предварительный усилитель, диагностический излучатель. Каждый блок обработки сигналов 2 может содержать блок автоматической регулировки усиления, микропроцессор, приемник и передатчик, аналоговый коммутатор, магистральный приемо-передающий блок в составе магистрального приемника и магистрального передатчика, усилитель, полосовой фильтр, аналого-цифровой преобразователь и адаптивный пороговый обнаружитель сигнала. Удаленное терминальное устройство 3 содержит центральный процессор 4 и мультипротокольный

коммутационный узел 5. К блоку обработки сигналов 2, например, с помощью кабеля подключается сигнальный датчик повреждений 1, датчик температуры 6 и кабельная линия связи (КЛС) через которую передают информацию и принимают команды управления от удаленного терминального устройства 3. С удаленным терминальным устройством 3 связан также генератор управляющих сигналов 7.

Система обнаружения повреждений трубопровода работает следующим образом.

Акустические сигналы с двух смежных датчиков 1, расположенных на трубопроводе наиболее близко от места механического воздействия, преобразуются в электрические сигналы, которые проходят стадии усиления, фильтрации, накопления медленно меняющихся фоновых составляющих сигнала в блоке обработки сигналов 2. Превышение сигнала над фоном выше заданного порога приводит к формированию разрешения передачи сигнала на удаленное терминальное устройство 3, где по результатам корреляционной обработки сигналов с двух смежных датчиков 1 формируется сигнал тревоги и определяется место воздействия по разности амплитуд и времен прибытия акустических сигналов к соответствующим датчикам. Передача сигнала на удаленное терминальное устройство 3 осуществляется вместе с идентификационными номерами сигнальных датчиков повреждений 1 и соответствующих им блоков обработки сигналов 2, представленных в двоичном коде в стандарте DTMF. Центральный процессор 4 объединяет в себе функции управления, диагностики элементов устройства и амплитудной и корреляционной обработки сигнальной информации, для определения места повреждения путем вычисления удаления от датчика $S=D/2+C*T$, где C – скорость распространения звука в стенке трубопровода, T – время запаздывания сигналов от датчиков 1. Центральный процессор 4 передает сигнал оповещения и указания местоположения в координатах всемирной системы позиционирования (GPS) посредством поддержания непрерывного информационного взаимодействия со структурами верхнего уровня через мультипротокольный коммутационный узел 5, предназначенный для согласования протоколов передачи данных. Система может иметь режим самодиагностики производимой с помощью диагностических излучателей в составе сигнальных датчиков повреждений 1.

Данные с датчика температуры 6, в реальном времени также передаются на блок обработки сигналов (БОС) 2, который вычисляет разницу между показаниями датчика за предыдущий и текущий момент времени и передает эту разницу через центральный процессор (ЦП) 4 удаленного терминального устройства 3 на генератор управляющих

сигналов 7, который формирует сигналы управления устройствами подогрева трубопровода.

Центральный процессор (ЦП) 4 вычисляет разницу между показаниями соседних датчиков и формирует текущее распределение температуры по длине трубопровода и через генератор управляющих сигналов передает информацию на устройство отображения. В случае снижения температуры трубопровода ниже допустимого уровня генератор управляющих сигналов автоматически формирует сигнал тревоги.

В качестве датчиков температуры 6 может быть использован известный тип сенсорных систем, которые позволяют осуществлять дистанционный он-лайн контроль параметров (температура, давление, деформация и т.д.) распределенных объектов - шахтные контейнеры, газопроводы, нефтепроводы, нефтяные скважины. [Мультисенсорные системы дистанционного контроля пространственного распределения температуры / напряжения протяженных объектов. Статья на Интернет-портале Ассоциации "СибАкадемИнновация".

http://www.sibai.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=373&Itemid=486].

Детектирующий элемент системы (волоконный сенсор) представляет собой отрезок волокна со специальными свойствами (узкополосный селективный отражатель). Спектр отраженного от волоконного сенсора лазерного излучения имеет вид узкого пика, положение которого зависит от температуры/деформации/давления объекта, к которому прикреплен сенсор. Регистрируя спектральное положение пика можно определить параметры объекта. Световые сигналы, отраженные от всех сенсоров (каждый со своей длиной волны), поступают по оптическому волокну на удаленный регистрирующий блок, который после компьютерной обработки позволяет определить температуру/деформацию/давление каждого датчика с высокой точностью в режиме реального времени.

В целом система мониторинга состояния трубопровода обеспечивает обнаружение факта и локализации места несанкционированных действий и иных факторов, способных привести к повреждению трубопровода или возникающих в результате естественного старения, механических воздействий на трубопровод, а также непрерывного мониторинга состояния стенок трубопровода и его температуры.

Система мониторинга состояния трубопровода

