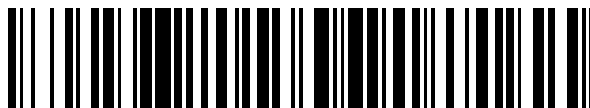


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 558 791**

21 Número de solicitud: 201530596

51 Int. Cl.:

G01M 3/28

(2006.01)

12

SOLICITUD DE PATENTE

A1

22 Fecha de presentación:

30.04.2015

43 Fecha de publicación de la solicitud:

08.02.2016

71 Solicitantes:

**COMPAÑÍA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS
CLH, S.A. (100.0%)
C/ Titán, 13
28045 Madrid ES**

72 Inventor/es:

**DE ANTONIO SANZ, Alejandro;
LLINÁS MARTÍN, Manuel y
DE LA FUENTE CONDE, José Antonio**

74 Agente/Representante:

JIMÉNEZ DÍAZ, Rafael Celestino

54 Título: **Sistema y método para el control y detección de fugas en oleoductos**

57 Resumen:

Sistema y método para el control y detección de fugas en oleoductos.

La presente invención se refiere a un sistema y a un método para la monitorización del estado de conducción de oleoductos y tuberías, y para la detección de posibles fugas en los mismos. El sistema de la invención comprende una pluralidad de registradores de datos distribuidos en diferentes puntos a lo largo de un tramo de dicho oleoducto; donde dichos registradores de datos se encuentran conectados a sensores de presión en el interior de dicho tramo de oleoducto, estando los registradores de datos sincronizados vía GPS. Asimismo, el sistema comprende un subsistema central conectado a los registradores de datos, configurado para la adquisición y el análisis de los datos registrados por los registradores de datos. Ventajosamente, el sistema comprende un subsistema de alarma para alertar de la presencia de fugas en el tramo de oleoducto basado en el análisis de ondas de presión y balance de producto.

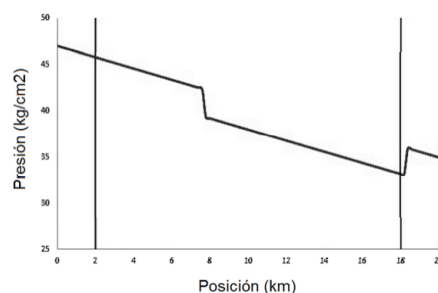


FIG. 2

DESCRIPCIÓN

Sistema y método para el control y detección de fugas en oleoductos

5 CAMPO DE LA INVENCION

La presente invención se enmarca en el ámbito de la logística de hidrocarburos y productos petrolíferos de diferente índole. Más concretamente, la invención se refiere a un sistema y a un método para la monitorización del estado de conducción de oleoductos y tuberías, y para la detección de posibles fugas de producto en los mismos.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

En la actualidad, los sistemas nacionales para el almacenamiento y transporte de productos petrolíferos se basan, fundamentalmente, en redes de gran extensión integradas por oleoductos que recorren miles de kilómetros, conectando diferentes puntos de almacenamiento y abastecimiento. España, por ejemplo, cuenta con una red de más de 4.000 kilómetros de oleoductos, 38 nodos integrados por instalaciones de almacenamiento con una capacidad de 7,8 millones de metros cúbicos, que están a disposición de los operadores petrolíferos que actúan en el país, a través de un gran número de puntos de distribución. Estas dimensiones dan una idea de la complejidad que supone controlar la circulación de los productos petrolíferos a lo largo de las redes de transporte, lo cual requiere una adecuada y precisa monitorización para evitar pérdidas de eficiencia, pérdidas materiales y posibles daños medioambientales, por ejemplo en caso de fuga de productos al entorno.

Existen, en el mercado, diversas tecnologías para mejorar el control del flujo en redes de oleoductos, que aportan soluciones y métodos diversos para definir umbrales de detección y localización de los posibles puntos de fuga en una red. Específicamente, en los últimos años se han propuesto diferentes soluciones para realizar el seguimiento de paquetes de combustibles y para la gestión de fugas, que comprenden tanto los métodos tradicionales (por ejemplo, caminar físicamente sobre las líneas de la red), como procedimientos de mayor evolución tecnológica (por ejemplo, mediante vigilancia por satélite).

Una de las soluciones más utilizadas en la actualidad es el producto comercial “Smart Ball”, que se basa en una esfera de espuma de nado libre, que incorpora un instrumento capaz de detectar y localizar fugas muy pequeñas en las tuberías de la red. Dicho dispositivo consta de un núcleo de aluminio instrumentado en un depósito
 5 de uretano, y realiza la localización de fugas mediante la detección de pulsos acústicos emitidos por la esfera, los cuales son captados por receptores colocados en la propia tubería.

Otra tecnología conocida para la detección de fugas en las tuberías es el sistema de
 10 monitorización en tiempo real denominado generalmente como “sistema de monitorización computacional de oleoductos” (CPM). El CPM toma información relacionada con diversos parámetros del interior del oleoducto, para estimar el comportamiento hidráulico del producto transportado. Una vez que se ha completado la estimación, se comparan los resultados con otras referencias de campo, para
 15 detectar la presencia de una anomalía o situación inesperada, lo que puede estar relacionado con una fuga. A continuación se recogen algunas de las herramientas disponibles en el mercado basadas en sistemas CPM:

SimSuite es un paquete de modelización y simulación de tuberías, especializado en
 20 conducciones de gas y líquidos. Fue desarrollado por la empresa Telvent, y se aplica con éxito en algunas zonas de Estados Unidos. Este sistema incorpora herramientas para modelizar y simular el paso de combustible por la red de oleoducto, incluyendo las estaciones de bombeo, compresores, estaciones de entrega y válvulas. A su vez, permite realizar análisis del transporte de hidrocarburo a través de la red y, con él, se
 25 pueden construir también sistemas de detección de fugas.

Si bien el uso de este sistema ha sido adoptado ampliamente en algunos países, éste resulta ineficaz para otros (como es el caso de España), debido a diferentes peculiaridades de las redes de oleoductos. De este modo, en redes de cierta
 30 complejidad esta herramienta resulta excesivamente compleja de administrar y mantener, tanto para la detección de fugas, como para el seguimiento en los tramos de oleoducto.

Por otra parte, la suite de gestión de líquidos de la empresa Telvent denominada como
 35 “Liquid Management Suite” (LMS), comprende una serie de aplicaciones para el seguimiento de paquetes y detección de fugas. Este sistema monitoriza los caudales y

presiones seleccionadas en la red y busca, mediante telemetría, potenciales cambios anómalos que puedan indicar la presencia de una fuga en la línea.

Otras herramientas conocidas para la detección de pequeñas fugas se basan, principalmente, en técnicas de balance de caudal y en la inspección de las gráficas de presiones de los oleoductos, disponibles a través de equipos SCADA ("Supervisory Control And Data Acquisition") localizados en un centro remoto de control de operaciones (CCO) de la red de distribución. Los valores que utiliza el CCO para esta inspección se obtienen mediante controladores lógicos programables (PLCs) que controlan las válvulas de línea y las estaciones de la red, cuyos datos se actualizan con una periodicidad que va, típicamente, desde los 2 s a los 5 s.

Como alternativa a los sistemas conocidos, la presente invención propone un novedoso sistema y método de control y detección de fugas en oleoductos, que permite resolver las limitaciones presentes en los dispositivos del estado de la técnica.

DESCRIPCIÓN BREVE DE LA INVENCION

Según la información descrita en el apartado anterior, un objeto de la presente invención es, pues, obtener soluciones que permitan el análisis, en tiempo real, de las ondas de presión en los oleoductos, y del balance de producto de los diferentes bombes del mismo, que aporte una detección más rápida y localizada de las posibles fugas que los sistemas del estado de la técnica.

Dicho objeto se consigue mediante un sistema para el control y detección de fugas en oleoductos que comprende:

- Una pluralidad de registradores de datos distribuidos en diferentes puntos a lo largo de un tramo de dicho oleoducto; donde dichos registradores de datos se encuentran conectados a sensores de presión en el interior de dicho tramo de oleoducto, estando los registradores de datos sincronizados vía GPS. Los registradores de datos están conectados vía satélite, preferentemente, a una aplicación central de procesamiento programable, que controla las válvulas de línea y/o estaciones localizadas en el tramo de oleoducto.

- Un subsistema central conectado a un equipo SCADA, conectado a los registradores de datos, que comprende medios de hardware y software para la adquisición y el análisis de los datos registrados por dichos registradores, así como

para el cálculo de los caudales, volúmenes y densidades asociados al producto circulante por dicho tramo de oleoducto.

5 Ventajosamente, el sistema de la invención comprende un subsistema de alarma para alertar de la presencia de fugas en el tramo de oleoducto, equipado con medios de activación ante umbrales de presión o caudal prefijados en una o más secciones de dicho tramo.

10 Se consigue con ello una solución sencilla, fiable y precisa para identificar fugas y escapes dentro de grandes entramados de oleoductos, y más concretamente para segmentos de red basados en un punto de carga y varios puntos de salida. Con la invención se consigue, además, reducir las falsas alarmas mediante el modelado de señales.

15 Otro objeto de la presente invención se refiere a un método para el control y detección de fugas en oleoductos que comprende el uso de un sistema según cualquiera de las realizaciones aquí descritas, llevándose a cabo al menos los siguientes pasos:

- Se analizan y se registran los datos de presión y temperatura en el tramo del oleoducto, calculando los volúmenes y caudales de producto en sus secciones
20 dinámicas, para diferentes intervalos de tiempo.

- Se analizan y se registran los datos de presión, temperatura y densidad en el tramo del oleoducto, calculando los volúmenes de producto en sus secciones estáticas, para diferentes intervalos de tiempo.

- Se calculan, a partir de los datos obtenidos, los volúmenes del producto
25 circulante por una o más secciones del tramo de oleoducto, y los caudales netos de entrada y salida de dicho producto en las secciones, para los intervalos de tiempo analizados.

- Se comparan los datos de caudal calculados en los diferentes intervalos de tiempo, calculándose el balance de producto en el oleoducto y posibles caudales de
30 fuga a partir de umbrales de fuga predefinidos.

Se consigue con ello realizar con mayor capacidad y eficacia la monitorización del muestreo de todos los combustibles que circulan por el oleoducto, y responder con mayor rapidez y precisión ante las posibles averías dentro de la red de oleoductos.
35 Además, la integración del sistema con un equipo SCADA permite a los técnicos una mejor gestión de la información de los datos, el estado y las alarmas de la red.

- Preferentemente, para el cálculo de volúmenes del producto circulante, se aplican correcciones a la densidad de dicho producto en función de los valores que toma dicha densidad a lo largo de una pluralidad de puntos del tramo de oleoducto, como consecuencia de su temperatura. Asimismo, y más preferentemente, se genera un
- 5 mapeado de los datos para todo el tramo analizado, aplicando correcciones adicionales como consecuencia del camino que trazan las secciones de dicho tramo, de que exista alguna sección cerrada en el tramo, o de que existan secciones estáticas.
- 10 En una realización preferente de la invención, el método de control comprende el cálculo de interfases de densidad y/o temperatura en las secciones del tramo de oleoducto, entendiéndose dichas interfases como cambios bruscos en la temperatura y/o densidad del producto que entra en el tramo de oleoducto desde una cabecera.
- 15 Preferentemente, una vez calculadas las interfases, se analiza su desplazamiento a lo largo de uno o más segmentos de tramo de oleoducto, actualizando su posición y calculando el volumen de producto que ha avanzado por dichos segmentos. Dicho análisis puede comprender, asimismo, el cálculo de caudales virtuales en el tramo de oleoducto.
- 20 Más preferentemente, el cálculo de las interfases comprende también el cálculo de la variación de temperatura en las secciones del tramo de oleoducto, para representar el enfriamiento del producto con el paso del tiempo.
- 25 Ventajosamente, para el trazado en el tiempo de los datos analizados, el método de la invención comprende un paso inicial de conexión con el equipo SCADA y la actualización de uno o más de los siguientes parámetros: caudales de reinyección, presiones de las secciones, temperaturas, estado de válvulas, bombas o caminos. De igual manera, dicha actualización se puede aplicar también en un paso final de
- 30 actualización de datos del equipo SCADA, a partir de los datos de balance de producto calculados.
- Finalmente, el método de la invención comprende también una etapa en la que se genera una señal de alarma a partir de los datos de balance, en caso de que dicho
- 35 balance comprenda un caudal de fuga superior al que determina el umbral de detección dinámico.

A modo de resumen, se incluyen a continuación las principales ventajas de la invención frente al estado de la técnica:

- 5 - Se podrá disponer de un sistema de fugas adaptado específicamente a cada red logística de oleoductos, con una importante reducción de falsas alarmas, y que permitirá además detectar averías en los bombeos que se estén realizando, así como pequeñas fugas en tramos sin caudal, localizando el tramo más probable donde se ha producido.
- 10 - A su vez, permite realizar con mayor exactitud los cálculos de los paquetes de producto existentes en las líneas y, por tanto, aumentar la exactitud y precisión en el cómputo de “packing” de las diferentes líneas.
- 15 - La invención permite el filtrado y modelado de señales tales como la densidad y la temperatura en el interior de los oleoductos, lo que posibilitará mejorar los balances de producto en situaciones dinámicas.

DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

- 20 La Figura 1 representa un ejemplo teórico de la señal que presenta una onda de presión en diferentes puntos kilométricos de un tramo de oleoducto.

La Figura 2 muestra un ejemplo de fuga de producto, donde se muestra el efecto en la señal de onda de presión de la Figura 1.

25

La Figura 3 representa un ejemplo realista de la señal que presenta una onda de presión en diferentes puntos kilométricos de un tramo de oleoducto, donde se incluye el efecto del ruido en la medida de dicha señal.

- 30 La Figura 4 representa una señal real de registro de presiones correspondientes a un caudal estático del tramo de oleoducto, tomado en dos puntos kilométricos diferentes identificados como “Iriepal” y “VLOIR1002”, y donde se han aplicado aperturas, cierres, y ciclos rápidos de apertura y cierre de las válvulas de tramo, como medida de comprobación del sistema de la invención.

35

La Figura 5 representa una señal real de registro de presiones correspondientes a un caudal dinámico del tramo de oleoducto.

La Figura 6 es un diagrama de flujo del método de control y detección de fugas de la invención, según una realización preferente de dicho método.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

5

Se expone, a continuación, una descripción detallada de la presente invención, referida a una realización preferente de la misma, sin considerarse ésta como limitativa frente a otras realizaciones.

10

Sistema de control y detección de fugas:

15

El sistema de análisis de la invención comprende diferentes dispositivos que permiten, en combinación, la recolección de datos de presión y el análisis en tiempo real para detectar posibles fugas mediante el estudio de la onda de presión asociada a dichas fugas.

20

25

El análisis de ondas de presión es una técnica que se basa en la aparición de ondas de expansión cuando ocurre una fuga. La salida de producto a través de una fisura en el oleoducto ocasiona una disminución repentina de la presión en la tubería correspondiente, con origen en el punto en que se produce la fuga. Así, cualquier perturbación que se produzca en el oleoducto se desplaza a lo largo de éste en forma de onda de presión, tal y como se observa en la ilustración de la Figura 1 del presente documento. En el caso de que la perturbación se produjera en un punto intermedio, la representación de la fuga quedaría como se observa en la Figura 2. De esta forma, la fuga genera ondas de presión negativa en ambos sentidos de la tubería, que pueden ser medidas por transmisores de presión, registrándolas y enviando la información asociada a un subsistema de monitorización, que determina si una caída de presión dada es o no una fuga, comparándola con un umbral de suceso determinado.

30

35

No obstante, cuando se realiza el análisis real de los datos de presión, siempre existe ruido en la señal medida obteniéndose, en la práctica, señales como la mostrada en la Figura 3 del presente documento. Asimismo, otro efecto que se produce en la señal de medida es la reducción y atenuación en la amplitud de la onda de presión, a lo largo de su desplazamiento por la tubería.

De este modo, existen dos puntos críticos y necesarios a la hora de llevar a cabo la detección de la onda de presión, que son la capacidad de lectura de señales de presión con gran sensibilidad, y la sincronización de dichas señales en las marcas

temporales correspondientes. Con este objetivo, el sistema de la presente invención se basa en la utilización de equipos de registro de datos (o, de ahora en adelante, registrador de datos, también conocido como “datalogger”, por su término en inglés), donde dichos equipos comprenden un dispositivo electrónico que registra datos en el tiempo, o en relación a la ubicación de dicho dispositivo (por ejemplo, mediante sincronización GPS), a través de instrumentos y sensores propios o conectados externamente. Uno de los principales beneficios del uso de registradores de datos es la capacidad para recopilar automáticamente datos las 24 horas del día. Los equipos de tipo registrador de datos son conocidos en el estado de la técnica, y se utilizan en multitud de campos de aplicación. No obstante, no es conocido el uso de los mismos al ámbito técnico de la presente invención, empleados como medio de registro de datos asociados a las ondas de presión producidas en oleoductos.

Para evaluar la capacidad de medida y análisis del sistema de la invención, se han realizado diferentes pruebas y un simulacro de fuga con registradores de señal de tipo comercial. Más concretamente, se utilizan equipos registradores comercializados por la marca Delphin, instalados en dos posiciones kilométricas de un oleoducto, y originando una fuga en una posición intermedia. Ambos equipos se sincronizan vía GPS, para compartir la marca de tiempo de registro de la forma más exacta posible.

20

La prueba del sistema se lleva a cabo, en la presente realización preferente, con diferentes caudales de fuga:

- En primer lugar se realiza con un caudal estático de 1140 l/h con, apertura-cierre rápido y lento (máximo 3 minutos, equivalente a 57 litros), obteniéndose un resultado muy similar (ver Figura 4 del presente documento).
- En segundo lugar, se realiza con un caudal dinámico, con valores desde 1000 a 4700 l/h, con un máximo de 4 minutos (100 litros) (ver Figura 5).

25

La detección de las fugas de forma gráfica resultó satisfactoria y ofrece las siguientes ventajas frente a otros sistemas conocidos:

30

- Proporciona una alta sensibilidad de las entradas del registrador: saltos de 0,0008% frente al 0,05% de los PLCs actuales, es decir 64 veces mejor. Además, permite distinguir cambios menores a 0,01 Kg/cm² (el límite pasa a la sensibilidad del transmisor de presión).
- Confiere mayor capacidad de filtrado de los datos.
- Ofrece mejor precisión de la marca de tiempo. Al realizar la medida de tiempo mediante el sistema GPS en lugar de envíos periódicos de segundos, la

35

precisión aumenta considerablemente y pasa a ser menor que 1 ms. El límite vuelve a imponerlo los ciclos de actualización del transmisor de presión (22 Hz), lo que permite también, una mejora en la localización, estableciéndose a distancias menores que 100 m.

5

Método de control y detección de fugas:

El método de la invención basado en el uso del sistema descrito en párrafos anteriores, se complementa con el análisis del balance de producto de los diferentes
10 bombes, con las siguientes funcionalidades:

- Análisis de secciones dinámicas, que incluyen los tramos y estaciones involucradas en el bombeo.
- Análisis de secciones estáticas, que incluyen los tramos sin caudal.
- Compensación de presión en los oleoductos.
- 15 - Rangos dinámicos de alarma: Teniendo en cuenta los transitorios que se producen en la red por las diferentes operaciones (arranques, paradas, cambios, etc.).

Para ello, se llevan a cabo los pasos representados en el diagrama de flujo de trabajo de la Figura 6 incluida en el presente documento. Dichos pasos se describen a
20 continuación:

- Conexión con base de datos del equipo SCADA (1):

25 En primer lugar se realiza una obtención de datos en tiempo real acerca de un tramo específico de un oleoducto de red, mediante lectura de la base de datos de un equipo SCADA. Para ello se obtienen, preferentemente, los valores instantáneos de:

- Caudales de bombeo y recepción.
- Caudales de reinyección.
- 30 - Presiones de las líneas.
- Temperaturas.
- Estado de válvulas, bombas o caminos.
- Otros valores que sean de interés para la funcionalidad deseada.

Las lecturas de valores se realizan de forma periódica con un intervalo parametrizable,
35 por ejemplo del orden de 10 segundos.

- Reconocimiento de secciones (2, 2', 2''):

Reconocimiento de secciones dinámicas (secciones con caudal) (2'):

- 5 Una vez que se han leído los valores de la base de datos del equipo SCADA, es posible conocer los tramos de oleoducto que se están empleando para realizar los bombeos, a cada una de las configuraciones que están en uso en un determinado intervalo temporal. En estas secciones dinámicas se realiza el balance de producto teniendo en cuenta dos factores:
- 10 - Caudales netos de entrada y salida a la red de oleoductos.
- El volumen de producto existente en las tuberías implicadas.

Los cálculos dan como resultado, para cada una de las secciones:

- Caudal de fuga instantáneo.
- 15 - Caudal de fuga pasado, evaluado para registros anteriores (por ejemplo, para valores de los últimos 15, 30 y 60 minutos).
- Umbrales de alarma: el valor de alarma que tendrá en cuenta los transitorios.

Reconocimiento de secciones estáticas (secciones sin caudal) (2''):

20

Los tramos de oleoducto que no estén en marcha, es decir con caudal cero, entran en modo de detección estática, en la que se realiza el balance de producto dentro del oleoducto (presión, temperatura, densidad, etc.). Estos tramos están formados por una estación principal cabecera, una estación principal cola y las válvulas de línea tele-

25 mandadas existentes entre ambas estaciones principales.

- Cálculo de volumen de tramo estático:

Las diferentes instalaciones existentes están enlazadas por líneas de oleoductos por las que se realiza el envío de producto, denominadas como tramos. Por cada tramo es necesario calcular continuamente el volumen de producto existente. Este volumen dependerá de las condiciones de presión y temperatura y de la densidad del producto que contiene. Con las variaciones de este volumen se calculará el caudal asociado. Estas señales de caudal entrarán a formar parte de las configuraciones

30 correspondientes. El signo de este caudal será el mismo que el de las salidas de la

35

red, es decir, incrementos de volumen en las secciones suponen restas de caudal de la configuración.

El cálculo de caudal en cada sección se realizará a partir del volumen teórico de la sección analizada, y será corregido por factores relacionados, principalmente, con el efecto de la presión y de la temperatura en la tubería, y el efecto de la presión y la temperatura en el producto. El producto de todos los parámetros de corrección, aplicados al valor de volumen teórico, proporcionará el valor del volumen real de sección. Dicho volumen por unidad temporal corresponderá al caudal de cada sección, y la suma de los caudales de las diferentes secciones dará como resultado el caudal total de tramo.

- Cálculo de densidad corregida a partir de la densidad a temperatura:

El dato de densidad que se obtiene del equipo SCADA es el valor de la densidad a una temperatura determinada. Por lo tanto, será necesario convertir la densidad a dicha temperatura a una densidad corregida. Como la densidad está relacionada con el volumen, para realizar esta conversión se utilizan los factores de volumen calculados en el paso anterior. Preferentemente, se calcula la densidad en ciclos iterativos, utilizando como señal en cada ciclo la densidad del ciclo anterior. La primera vez se utilizará la densidad obtenida a temperatura, en lugar de la densidad corregida.

Dado que los productos que pasan por los tramos de oleoducto tienen diferentes densidades y las señales de densidad existen, habitualmente, sólo en las estaciones principales, es necesario tener en cuenta estos valores de lectura y desplazarlos a lo largo de los tramos, para conocer la composición de producto en las diferentes secciones.

Cálculo de balances (3):

30

Inicialmente, antes de usar las señales y realizar el cálculo de balances, hay que hacer un tratamiento de las dichas señales para realizar los cálculos de variación de volumen.

35 - Corrección de la densidad:

Del equipo SCADA se leerán los datos de densidad obtenidos de los puntos analizados, y se generará un mapeado de dichos datos para todo el tramo, viéndose

corregidos, por ejemplo, como consecuencia del camino que trazan las secciones de dichos tramos, de que exista alguna sección cerrada, o de que sea una sección estática.

5 - Generación de interfases de densidad:

Se denomina interfase de densidad a un cambio rápido e importante en la densidad del producto dentro del tubo, que se define por su posición en el tramo (segmento y volumen dentro del segmento) y por los valores de densidad a ambos lados del cambio de densidad. Se llama densidad de origen a la más cercana al origen constructivo de la sección en la que está, y se denomina densidad de destino a la más cercana al destino constructivo de la sección. Esos valores se guardan en una tabla de interfases del equipo SCADA para ser consultada por otros procesos.

15 Las interfases se generan en cada sección, utilizando la señal de densidad asignada a esa sección:

- Se calcula la media de la densidad en un tiempo parametrizable (número de ciclos) y usando sólo el último valor.
- Se genera una interfase cuando la media difiera del valor actual en un valor parametrizable (valor en kg/cm^2). Se asigna a esa interfase la posición 0 del primer segmento y el valor densidad destino de la interfase como el valor medio en ese momento. En el caso de que la sección esté en modo reversible, la posición será en el último segmento y volumen teórico; el valor definido será la densidad origen.
- Detección del fin de la interfase, cuando los últimos ciclos (número configurable) estén en un rango de densidad también configurable. Una vez detectado el final de la interfase, se fija el valor origen o destino, si es modo reversible, de la interfase como el valor en ese momento.

30 Todos los parámetros configurables (ciclos y diferencia de densidad) son globales para todas las secciones, no siendo necesario parametrizarlo para cada sección.

Al finalizar la interfase, se compara el valor origen y destino, y si la diferencia entre ambos es menor que un umbral determinado, por ejemplo 2 kg/cm^2 , se elimina la interfase de la tabla.

- Movimiento de interfases de densidad. Cálculo de caudales virtuales:

Una vez generadas las interfases y guardadas en una tabla, éstas se irán moviendo por los oleoductos con una velocidad proporcional al caudal que está circulando por esa sección. La posición de cada interfase se irá actualizando cada ciclo, calculando el volumen que ha avanzado por el segmento. Cuando una sección esté estática, la interfase mantendrá su posición.

En algunos casos, ese caudal se debe calcular previamente, al no tener un valor medido en la entrada o la salida. Para ello, se emplea un algoritmo que recorrerá las líneas dinámicas y calculará el caudal que está pasando por cada sección. También se le asignará un signo al caudal virtual, que será negativo cuando la sección esté en modo reversible.

En el caso de líneas paralelas sin medidor en una de ellas, el algoritmo no puede resolver el caudal que circula por cada una de ellas. En esta situación se fija a cada línea la mitad del caudal.

En las interfases de densidad, al llegar al final del segmento, se debe avanzar al siguiente segmento y seguir moviéndose. Al llegar al final de la sección, se eliminan las de densidad, excepto si en el nodo y camino está marcada la casilla de continuación de interfases. En ese caso, la interfase pasa a esa nueva sección y si existieran varios caminos, se crea una nueva interfase por cada uno de ellos, con los mismos valores y teniendo en cuenta el sentido constructivo.

Hay que tener en cuenta para el avance de las interfases el signo del caudal virtual, es decir, el sentido dinámico de circulación del fluido.

- Generación de interfases de temperatura:

Se denomina interfase de temperatura a un cambio rápido e importante en la temperatura del producto que entra en el tubo desde una cabecera. Se define una interfase de temperatura por su posición en el tubo (segmento y volumen dentro del segmento) y los valores de temperatura de origen y destino, de forma similar a las interfases de densidad. Esos valores se guardan en una tabla para ser consultada por los procesos que calculan las variaciones de volumen.

Las interfases de temperatura se generan en cada segmento, utilizando la señal de temperatura de la siguiente forma:

- Se calcula la media de la temperatura en un tiempo parametrizable (número de ciclos) y usando sólo el último valor.
- 5 • Se genera una interfase cuando la media difiera del valor actual en un valor parametrizable también (valor en ° C). Se le asigna la posición 0 del segmento posterior al transmisor de temperatura y el valor temperatura de destino como el valor medio en ese momento. Si la sección está en modo reversible, hay que generar la interfase con la posición volumen teórico y en el segmento anterior
- 10 al transmisor de temperatura; el valor asignado será el valor temperatura de origen.
- Se detecta el fin de la interfase, cuando los últimos ciclos (número configurable) estén en un rango de temperatura también configurable. Una vez detectado el final de la interfase, se fija el valor de origen o destino de la misma
- 15 como el valor en ese momento.

Todos los parámetros configurables (ciclos y diferencia de temperatura antes y después) son globales para todos los segmentos, no siendo necesario parametrizarlo para cada segmento. Sí serán diferentes de los parámetros de las interfases de

20 densidad.

- Movimiento de interfases de temperatura. Temperatura del suelo:

Una vez generadas las interfases, éstas se van desplazando por los oleoductos con

25 una velocidad proporcional al caudal que está circulando por la sección. La posición de cada una de ellas se irá actualizando cada ciclo, calculando el volumen que ha avanzado por el segmento. Cuando una sección esté estática, la interfase mantendrá su posición. Los caudales de cada sección serán los calculados para el movimiento de interfases de densidad.

30

Además del movimiento de las interfases de temperatura, es necesario variar los valores de temperatura antes y después de la misma para representar el enfriamiento del producto con el paso del tiempo. Esta variación se realiza también cuando la sección está estática, que se calculará como la temperatura más baja de todas las de

35 la sección.

- Temperatura calculada en estaciones cuando la sección se cierra:

En el momento en que una sección se cierre, la temperatura de entrada y de salida de esa sección, es decir, la temperatura de las estaciones que delimitan la sección, se
5 calcula en la aplicación sin tener en cuenta el valor leído de campo.

En el momento del cierre de la sección, la temperatura cogerá el último valor leído de campo y, desde ese momento, se actualizará cada ciclo utilizando la misma fórmula de variación de la temperatura con el tiempo vista en el apartado anterior. Este valor que
10 se va actualizando, se utiliza para calcular la media que genera las interfases.

Este cálculo se realiza hasta el momento en el que la sección pase a formar parte de una línea, momento en el cual se vuelve a utilizar la temperatura medida en campo. Si la temperatura leída del SCADA en el momento de la apertura difiere bastante de la
15 calculada mientras estaba cerrada la sección, se generará una interfase.

- Cálculos de corrección de volumen con interfases:

Una vez desarrollada la generación de interfases, los cálculos de volumen en las
20 secciones cambian bastante para tener en cuenta las variaciones de densidad y de temperatura.

La división de cada sección en segmentos se realiza mediante la parametrización. Además, cuando en un segmento exista alguna interfase de densidad, hay que dividir
25 ese segmento en trozos, separados por esas interfases. Para cada uno de esos trozos, que serán variables en cada ciclo de cálculo se calculan los datos necesarios para obtener el volumen corregido.

Actualización de Base de Datos SCADA (4):

30

Una vez completados los cálculos se actualizarán los valores del equipo SCADA y se dispararán las alarmas necesarias, en el caso correspondiente.

Envío de alarmas (5):

35

- Líneas dinámicas:

El programa de detección de fugas, debe enviar una alarma al equipo SCADA cuando sus cálculos indiquen la posibilidad de una fuga en el sistema, pero intentando evitar falsas alarmas que puedan ocasionar que las verdaderas alarmas pasen inadvertidas.

Para eso, se detallan una serie de parámetros y ecuaciones con el objetivo de fijar un
5 límite de desviación de caudal a partir del cual se enviará la alarma.

- Secciones estáticas:

Una vez realizado el cálculo de las alarmas en las líneas dinámicas, se ha de llevar a
10 cabo los límites de alarma en las secciones cuando están paradas y no pertenecen a ninguna línea dinámica, es decir, cuando son secciones estáticas.

REIVINDICACIONES

- 1.- Sistema para el control y detección de fugas en oleoductos que comprende:
 - una pluralidad de registradores de datos distribuidos en diferentes puntos a lo
5 largo de un tramo de dicho oleoducto; donde dichos registradores de datos se encuentran conectados a sensores de presión y temperatura en el interior de dicho tramo de oleoducto, estando los registradores de datos sincronizados vía GPS;
 - un subsistema central conectado a los registradores de datos, que comprende
medios de hardware y software para la adquisición y el análisis de los datos
10 registrados por los registradores de datos, así como para el cálculo de los caudales, volúmenes y densidades asociados al producto circulante por dicho tramo de oleoducto.
- 2.- Sistema según la reivindicación anterior, que comprende un subsistema de
15 alarma para alertar de la presencia de fugas en el tramo de oleoducto, equipado con medios de activación ante umbrales de presión o caudal prefijados en una o más secciones de dicho tramo.
- 3.- Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde los
20 registradores de datos están conectados a un equipo SCADA del subsistema central.
- 4.- Método para el control y detección de fugas en oleoductos que comprende el uso de un sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, y la realización de al menos los siguientes pasos:
 - 25 - se analizan (2') y se registran los datos de presión, temperatura y densidad en el tramo del oleoducto, calculando los volúmenes y caudales de producto en sus secciones dinámicas, para diferentes intervalos de tiempo;
 - se analizan (2'') y se registran los datos de presión, temperatura y densidad
en el tramo del oleoducto, calculando los volúmenes de producto en sus secciones
30 estáticas, para diferentes intervalos de tiempo;
 - se calculan, a partir de los datos obtenidos, los volúmenes del producto circulante por una o más secciones del tramo de oleoducto, y los caudales netos de entrada y salida de dicho producto en las secciones, para los intervalos de tiempo
analizados;
 - 35 - se comparan los datos de caudal calculados en los diferentes intervalos de tiempo, calculándose el balance (3) de producto en el oleoducto, y caudales de fuga a partir de umbrales de fuga predefinidos.

5.- Método según la reivindicación anterior donde, para el cálculo de volúmenes del producto circulante, se aplican correcciones a la densidad de dicho producto en función de los valores que toma dicha densidad a lo largo de una pluralidad de puntos del tramo de oleoducto, como consecuencia de su temperatura.

6.- Método según la reivindicación anterior, donde se genera un mapeado de los datos para todo el tramo, aplicando correcciones adicionales como consecuencia del camino que trazan las secciones de dicho tramo, de que exista alguna sección cerrada en el tramo, o de que existan secciones estáticas.

7.- Método según cualquiera de las reivindicaciones 4-6, que comprende el cálculo de interfases de densidad y/o temperatura en las secciones del tramo de oleoducto.

8.- Método según la reivindicación anterior, donde una vez calculadas las interfases, se analiza su desplazamiento a lo largo de uno o más segmentos de tramo de oleoducto, actualizando su posición y calculando el volumen de producto que ha avanzado por dichos segmentos.

9.- Método según la reivindicación anterior, donde el análisis del desplazamiento de interfases comprende el cálculo de caudales virtuales en el tramo de oleoducto.

10.- Método según cualquiera de las reivindicaciones 7-9, donde se calcula la variación de temperatura en las secciones del tramo de oleoducto, para representar el enfriamiento del producto con el paso del tiempo.

11.- Método según cualquiera de las reivindicaciones 4-10, que comprende un paso inicial de conexión (1) del sistema al equipo SCADA y actualización de uno o más de los siguientes parámetros: caudales de reinyección, presiones de las secciones, temperaturas, estado de válvulas, bombas o caminos.

12.- Método según la reivindicación anterior, que comprende un paso final de actualización (4) de datos del equipo SCADA (4), a partir de los datos de balance (3) de producto calculados.

13.- Método según cualquiera de las reivindicaciones 4-12, donde se genera una señal de alarma a partir de los datos de balance (3), en caso de que dicho balance (3) comprenda un caudal de fuga superior al que determina el umbral de detección dinámico calculado.

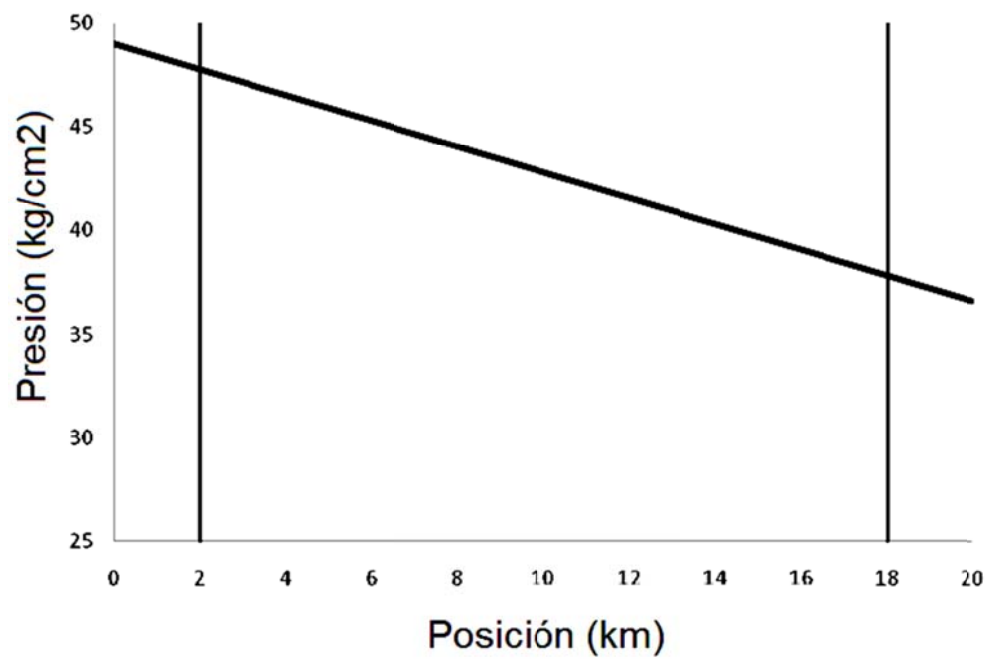


FIG. 1

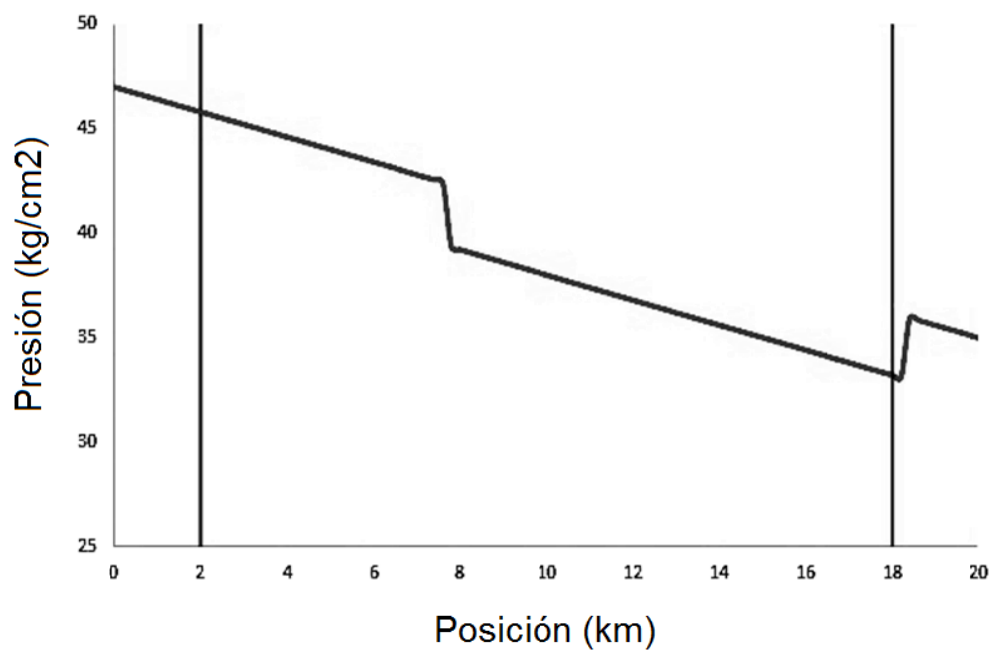


FIG. 2

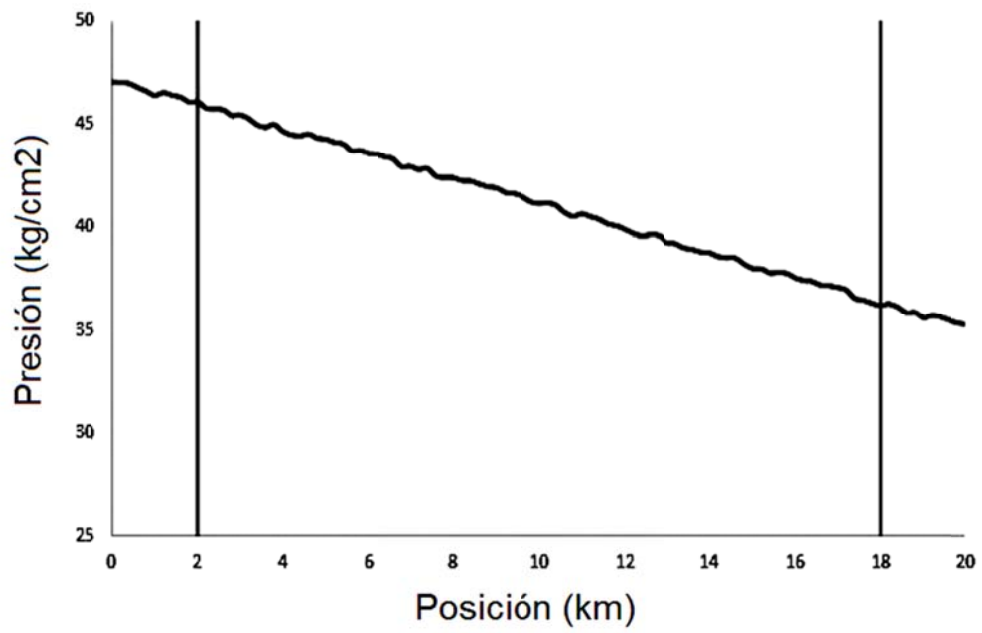


FIG. 3

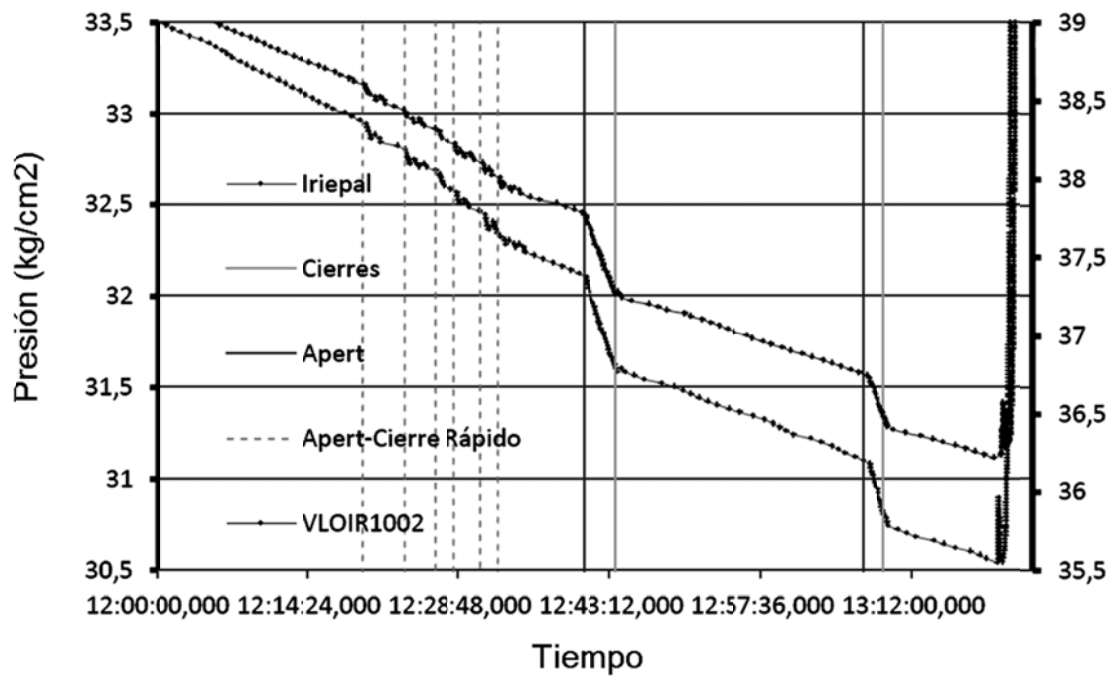


FIG. 4

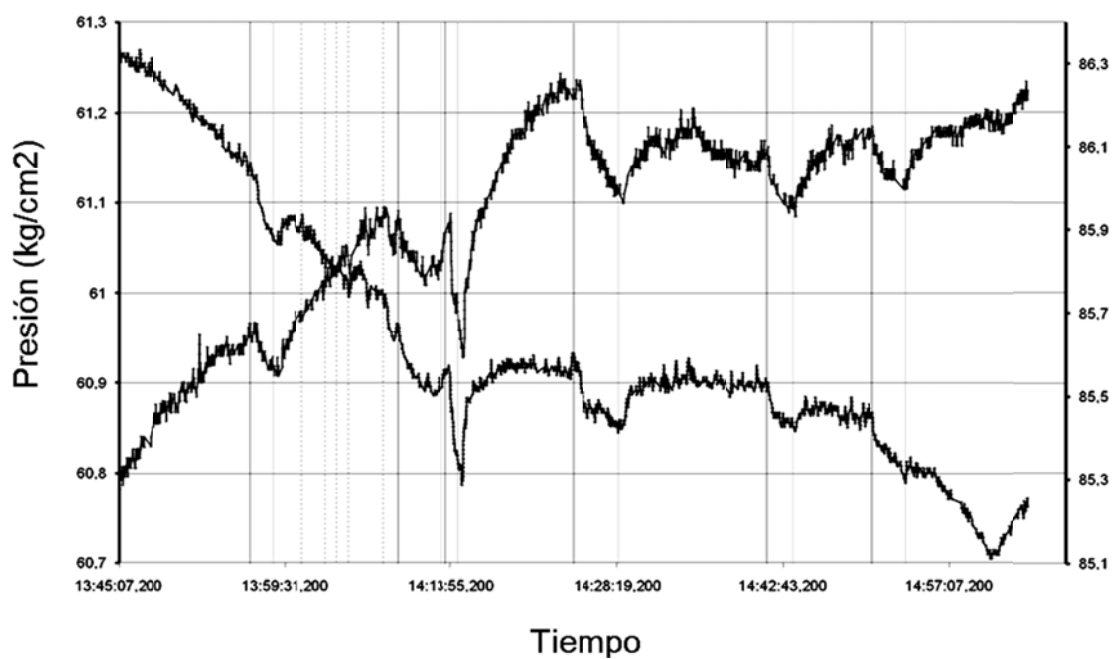


FIG. 5

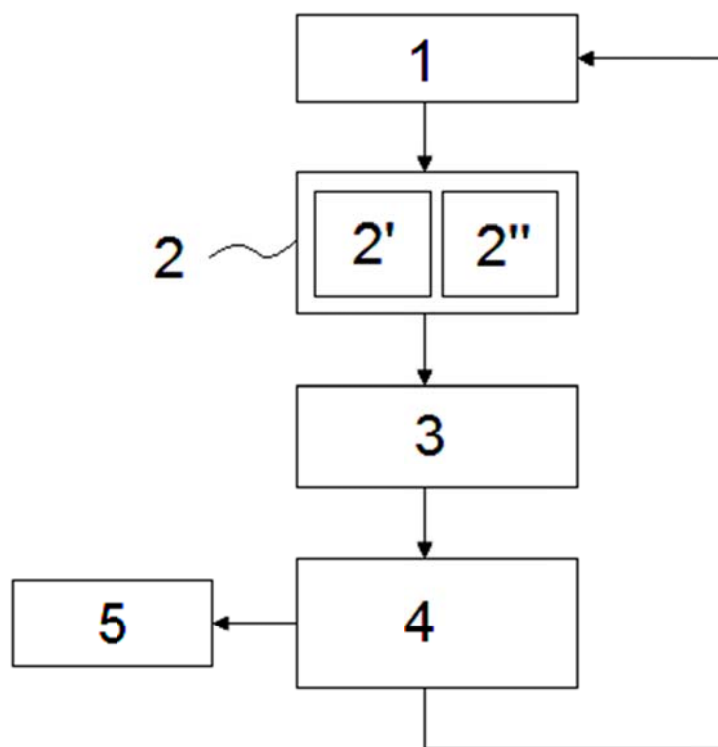


FIG. 6



- ②① N.º solicitud: 201530596
②② Fecha de presentación de la solicitud: 30.04.2015
③② Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TÉCNICA

⑤① Int. Cl.: **G01M3/28** (2006.01)

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤⑥ Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
Y	YIBO LI et al. "Design of leakage detection and location system for long range crude oil pipeline". Apartados II,III,V. 8th IEEE International Conference on Control and Automation (ICCA). 09.06.2010 ISBN 978-1-4244-5195-1.	1-13
Y	US 2013066568 A1 (ALONSO) 14.03.2013, párrafos [1,14-16,21,22,27-30,43-49,60-62,66].	1-13
A	US 2013103370 A1 (BARLEY et al.) 25.04.2013, párrafos [3-5,21-24,32,34,36,37-41,52-63,79-81]; figuras 1-6.	1-13
Y	US 4308746 A (COVINGTON) 05.01.1982, columna 1, línea 31 – columna 3, línea 22; columna 4, líneas 18-22; figura 1.	1-13
Y	US 2014165731 A1 (LINFORD) 19.06.2014, párrafos [1,2,85,150].	1-13
A	CN 102563361 A (UNIV CHINA PETROLEUM) 11.07.2012, resumen.	1,11,12
A	US 5343737 A (BAUMOEL) 06.09.1994, columna 2, línea 61 – columna 4, línea 39; columna 8, línea 64 – columna 10, línea 62; columna 11, línea 25 – columna 22, línea 68; figura 1.	1-13

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia

Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría

A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita

P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud

E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

☒ para todas las reivindicaciones

☐ para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe
29.01.2016

Examinador
F. J. Olalde Sánchez

Página
1/5

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

G01M

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC, WPI, XPESP

Fecha de Realización de la Opinión Escrita: 29.01.2016

Declaración

Novedad (Art. 6.1 LP 11/1986)	Reivindicaciones 1-13	SI
	Reivindicaciones	NO
Actividad inventiva (Art. 8.1 LP11/1986)	Reivindicaciones	SI
	Reivindicaciones 1-13	NO

Se considera que la solicitud cumple con el requisito de aplicación industrial. Este requisito fue evaluado durante la fase de examen formal y técnico de la solicitud (Artículo 31.2 Ley 11/1986).

Base de la Opinión.-

La presente opinión se ha realizado sobre la base de la solicitud de patente tal y como se publica.

1. Documentos considerados.-

A continuación se relacionan los documentos pertenecientes al estado de la técnica tomados en consideración para la realización de esta opinión.

Documento	Número Publicación o Identificación	Fecha Publicación
D01	Design of leakage detection and location system for long range crude oil pipeline.	09.06.2010
D02	US 2013066568 A1 (ALONSO)	14.03.2013
D03	US 4308746 A (COVINGTON)	05.01.1982
D04	US 2014165731 A1 (LINFORD)	19.06.2014
D05	CN 102563361 A (UNIV CHINA PETROLEUM)	11.07.2012
D06	US 5343737 A (BAUMOEL)	06.09.1994
D07	US 2013103370 A1 (BARLEY et al.)	25.04.2013

2. Declaración motivada según los artículos 29.6 y 29.7 del Reglamento de ejecución de la Ley 11/1986, de 20 de marzo, de Patentes sobre la novedad y la actividad inventiva; citas y explicaciones en apoyo de esta declaración

De acuerdo con el artículo 29.6 del Reglamento de ejecución de la Ley 11/86 de Patentes se considera, preliminarmente y sin compromiso, que los objetos definidos por las reivindicaciones 1-13 no cumplen aparentemente el requisito de actividad inventiva en el sentido del artículo 8.1 LP, en relación con el estado de la técnica establecido por el artículo 6.2 de dicha Ley. En concreto,

La solicitud incluye dos objetos para los que solicita protección definidos por las reivindicaciones principales: un sistema para el control y detección de fugas en oleoductos (reivindicación 1) y un método para el control y detección de fugas en oleoductos (reivindicación 4). La solicitud incluye objetos para los que solicita protección definen sistemas (reivindicaciones 2,3) y procedimientos (reivindicaciones 5,13) dependientes de los principales

REIVINDICACIONES DE SISTEMA: (1-3)

Los documentos D01-D03 divulgaron (ver partes relevantes citadas en el informe del estado de la técnica) sistemas para el control y detección de fugas en oleoductos que comprenden una pluralidad de registradores de datos distribuidos en diferentes puntos en el interior de un tramo de dicho oleoducto conectados a sensores de presión y temperatura; y un subsistema central conectado a los registradores de datos, que comprende medios de hardware y software aptos para la adquisición y el análisis de los datos registrados por los registradores de datos así como para el cálculo de los caudales, volúmenes y densidades asociados al producto circulante por dicho tramo de oleoducto.

D01 divulgó adicionalmente un sistema con registradores de datos sincronizados vía GPS y conectados a un equipo SCADA.

Por tanto, el objeto definido por la reivindicaciones 1 y 3 carecen aparentemente de novedad frente a D01.

Adicionalmente D04 y D05 divulgaron sistemas aptos para el control y detección de fugas en oleoductos que comprenden registradores de datos sincronizados vía GPS y conectados a un equipo SCADA. El experto en la materia yuxtapondría de modo evidente la sincronización vía GPS y la conexión a un equipo SCADA divulgadas en D04 o D05 indistintamente con cualquiera de los sistemas divulgados en D02 o D03 para obtener el objeto definido por las reivindicaciones 1 y 3, por lo que, sin perjuicio de la aparente falta de novedad frente a D01, también habría una aparente falta de actividad inventiva frente a cualquier combinación de D02 o D03 con D04 o D05.

D01 divulgo un sistema que comprende un subsistema de alarma equipado con medios de activación ante umbrales de presión y (desbalances) de caudal; D02 y D03 ante umbrales de (desbalances) de caudal. Las mismas consideraciones realizadas en cuanto a la novedad y la actividad inventiva de las reivindicaciones 1 y 3 son aplicables a la reivindicación 2.

REIVINDICACIONES DE PROCEDIMIENTO: (4-13)

El documento D02 divulgó un método para el control y detección de fugas en oleoductos que comprende los pasos de se analizan y se registran los datos de presión, temperatura y densidad en el tramo del oleoducto, calculando los volúmenes y caudales de producto en sus secciones dinámicas y estáticas para diferentes intervalos de tiempo; se calculan, a partir de los datos obtenidos, los volúmenes del producto circulante por una o más secciones del tramo de oleoducto, y los caudales netos de entrada y salida de dicho producto en las secciones, para los intervalos de tiempo analizados; se comparan los datos de caudal calculados en los diferentes intervalos de tiempo, calculándose el balance de producto en el oleoducto, y caudales de fuga a partir de umbrales de fuga predefinidos.

D02 no divulgó que el método comprendiera el uso de un sistema como los definidos por alguna de las reivindicaciones 1-3 de la solicitud por cuanto no divulgó la sincronización vía GPS de los registradores de datos. No obstante, el método definido por la reivindicación 4 no incluye dicha sincronización vía GPS, por lo que podría ser realizado utilizando un sistema como el divulgado en D02, derivando en una aparente falta de actividad inventiva del objeto definido por la reivindicación 4 frente a D02 tomado por sí solo. En cualquier caso, la combinación obvia de D02 con D01, que sí divulgó dicha sincronización deriva en una aparente falta de actividad inventiva del objeto definido por la reivindicación 4 frente a la combinación de D01 y D02

La utilización de un equipo SCADA fue divulgada tanto en D01 como en D02. En particular, D02 divulgó la introducción y actualización de los datos (presiones, temperaturas, caminos...) necesarios para los cálculos y actualización del Balance de producto, por lo que los objetos definidos por las reivindicaciones 11 y 12 carecen aparentemente de actividad inventiva, tanto de D02 tomado por sí solo, como frente a la combinación de D01 (GPS) con D02, en el supuesto de que se exija la utilización de un sistema como los de las reivindicaciones 1-3 (con GPS) para la realización de los métodos correspondientes.

Consideraciones similares aplican a la combinación de los documentos D03 y D04.

Las correcciones a la densidad en función de la temperatura para el cálculo de volúmenes está contemplada en D01 y, adicionalmente, son de uso común en la técnica (D03, D06), por lo que del objeto definido por la reivindicación 5, carece aparentemente de actividad inventiva.

La realización de "correcciones adicionales" consecuencia del camino (reivindicación 6), de la existencia de alguna sección cerrada o estática", están implícitas en los métodos de los documentos D01-D03, D06. Adicionalmente, la solución "realizar correcciones adicionales" debidas a la influencia de factores resulta obvia como respuesta al problema perfeccionar un algoritmo para tener en cuenta dichos factores. Adicionalmente, el documento D07 divulgó un método para el control y detección de fugas en oleoductos en el que tienen en cuenta al menos uno de dichos factores.

La influencia de la existencia de interfases de densidad y temperatura, así como de su variación e influencia en los balances de masas (caudales), objeto de las reivindicaciones 7-10, se encuentran implícitos en todos los métodos, en particular en las ecuaciones utilizadas explícitamente en los documentos D02 y D03.