

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 785 321**

51 Int. Cl.:

G01F 1/66 (2006.01)

G01N 29/024 (2006.01)

G01N 29/44 (2006.01)

G01F 25/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **16.12.2015 PCT/US2015/066106**

87 Fecha y número de publicación internacional: **23.06.2016 WO16100519**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.12.2015 E 15870989 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **29.01.2020 EP 3234513**

54 Título: **Medidor de flujo de fluido, método de identificación de un tipo de tubería y medio legible por ordenador**

30 Prioridad:

17.12.2014 US 201462093116 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

06.10.2020

73 Titular/es:

**RELIANCE WORLDWIDE CORPORATION
(100.0%)
2300 Defoor Hills Road NW
Atlanta, GA 30318, US**

72 Inventor/es:

**GESTNER, BRIAN;
KNUDSEN, THEA;
MESS, FRANCIS M. y
LEADERS, JEFFREY L.**

74 Agente/Representante:

FLORES DREOSTI, Lucas

ES 2 785 321 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Medidor de flujo de fluido, método de identificación de un tipo de tubería y medio legible por ordenador

SOLICITUD RELACIONADA

5 **[0001]** La presente solicitud reivindica prioridad de la solicitud provisional estadounidense n.º 62/093,116, titulada "SYSTEM, APPARATUS AND METHOD FOR AUTOMATIC PIPE TYPE DETECTION" y presentada el 17 de diciembre de 2014, que se incorpora a la presente memoria por referencia en su totalidad.

ANTECEDENTES

10 **[0002]** Los medidores de flujo de fluido pueden permitir la monitorización del flujo de fluido en los sistemas de distribución de fluido. En concreto, un medidor de flujo de fluido permite la medición de la cantidad de fluido que fluye a través de un lumen, tal como una tubería. Por ejemplo, los contadores de agua se utilizan para medir la cantidad de agua utilizada por un edificio, una casa, o un piso. Generalmente, se construye un contador de agua tradicional (u otro medidor de flujo de fluido) como un dispositivo que incluye una pieza posterior que se acopla, mediante fontanería, a tuberías en un sistema de distribución de flujo de fluido. Algunos medidores de flujo de fluido recientes se construyen como medidores no intrusivos que se pueden montar en una tubería. Dichos medidores de flujo de fluido pueden
15 monitorizar, sin interferir físicamente, el flujo de fluido dentro de las tuberías respectivas. US 6,158,288 A da a conocer un sistema ultrasónico para la medición del caudal, la velocidad del fluido y el diámetro de la tubería en función de periodos de tiempo. US 2011/271769 A1 da a conocer un aparato de medición de flujo.

SUMARIO

20 **[0003]** La invención se define por las reivindicaciones adjuntas. Según al menos un aspecto, se proporciona un medidor de flujo de fluido según la reivindicación 1.

[0004] Según al menos otro aspecto, se proporciona un método para la identificación de un tipo de tubería de una tubería asociada a un medidor de flujo de fluido según la reivindicación 6.

[0005] Según al menos otro aspecto, se proporciona un medio no transitorio legible por ordenador según la reivindicación 12.

25 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0006]

La figura 1 muestra un diagrama que ilustra un sistema de medidor de tasa de flujo.

La figura 2 muestra un gráfico que ilustra una señal ultrasónica recibida 200 que representa partes de señal asociadas a distintas trayectorias de propagación.

30 La figura 3 muestra una gráfica que ilustra datos experimentales obtenidos para cuatro tuberías diferentes.

Las figuras 4A y 4B muestran dos gráficos que ilustran muestras de señales y un espectro de frecuencia correspondiente, respectivamente, de una señal recibida asociada a una tubería de policloruro de vinilo clorado (CPVC) de 0,75 pulgadas (1,90 cm).

35 La figura 5 muestra una gráfica que ilustra datos experimentales obtenidos para las cuatro tuberías diferentes utilizando un filtro de paso de banda.

La figura 6 muestra un diagrama de flujo que ilustra un proceso de clasificación en función del grupo de datos mostrado en la figura 5.

La figura 7A muestra una gráfica tridimensional (3D) que ilustra los datos experimentales asociados a siete tuberías de diferentes tipos.

40 Las figuras 7B-7D muestran proyecciones en 2D de la gráfica en 3D de la figura 7A.

La figura 8 muestra un diagrama de flujo que ilustra un proceso de clasificación en función del grupo de datos mostrado en la figura 7A.

La figura 9 muestra un diagrama de flujo que representa un método de identificación (o detección) de un tipo de tubería en función de una señal de medición (o de recepción) correspondiente a una señal de transmisión.

45

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0007] Los sistemas, dispositivos y métodos descritos en la presente exposición permiten que un sistema de medición de flujo de fluido detecte el tipo de tubería en la que está montado el sistema. Un medidor de flujo de fluido (como un medidor de flujo de fluido ultrasónico) puede medir la tasa de flujo de fluido o la velocidad de flujo de fluido de un fluido que fluye dentro de un lumen (como una tubería) transmitiendo una señal que se ha de propagar a través del fluido y midiendo (o estimando) el efecto del fluido en una señal de medición respectiva asociada a una copia (o versión) recibida de la señal transmitida. Por ejemplo, el medidor de flujo de fluido puede hacer que se propaguen señales aguas arriba y aguas abajo a través del fluido y medir la diferencia entre los tiempos de propagación para las señales aguas arriba y aguas abajo. En la presente exposición, una señal que se propaga aguas abajo es una señal que se propaga (aunque puede rebotar en la pared interior de la tubería) en la dirección del flujo de fluido, mientras que una señal que se propaga aguas arriba es una señal que se propaga (aunque puede rebotar en la pared interior de la tubería) en la dirección opuesta en comparación con el flujo de fluido. La diferencia del tiempo de propagación puede ser proporcional al caudal del fluido. El medidor de flujo de fluido puede calcular (o estimar) la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido) del fluido en función de la diferencia medida entre los tiempos de propagación para las señales aguas arriba y aguas abajo. En algunos modos de realización, el sistema de medición de flujo de fluido puede emplear la diferencia en los tiempos de propagación para las señales aguas arriba y las señales de flujo cero o la diferencia en los tiempos de propagación para las señales de flujo cero y las señales aguas abajo con el fin de medir (o estimar) la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido) del fluido. La medición (o estimación) de la diferencia en los tiempos de propagación puede incluir la determinación del tiempo de propagación de señal o tiempo de llegada (ToA, por sus siglas en inglés) de la señal en función de las señales de medición, por ejemplo, utilizando técnicas de procesamiento de señales.

[0008] Los tiempos de propagación de señal (o ToA) medidos (o estimados) pueden verse afectados por muchos factores como el tipo de tubería (p. ej., incluido el tamaño y el material de la tubería). Entre otras cosas, el tipo de material de la tubería, el tamaño de la tubería (p. ej., el diámetro de la tubería), el grosor de la pared de la tubería o una combinación de estos puede influir en las características (como el tiempo de propagación, la energía o la forma) de las copias recibidas de las señales de propagación. Por ejemplo, la distancia recorrida por una señal de propagación a través del fluido en una tubería dada puede cambiarse en función del diámetro de la tubería. Asimismo, para las señales ultrasónicas, por ejemplo, el material de la tubería puede afectar a los coeficientes de transmisión y reflexión de las señales de propagación dentro o en el límite de la pared de la tubería. Para las señales electromagnéticas, el material de la tubería puede afectar a los coeficientes de reflexión y de refracción en el límite de la pared de la tubería. Como tal, pueden introducirse errores considerables al estimar la propagación (o ToA) de la señal si no se modela o se tiene en cuenta adecuadamente el tipo de tubería dentro de las técnicas de procesamiento de señales empleadas para estimar los tiempos de propagación de señal (o ToA) de las copias recibidas de las señales de propagación. Por ejemplo, algunas técnicas de procesamiento de señales empleadas para estimar los tiempos de propagación de señal (o ToA) de señales recibidas implican una comparación de plantillas de señales. En estos casos, se pueden utilizar distintas plantillas de forma de onda para diferentes tipos de tuberías al medir (o estimar) el tiempo de propagación de señal (o ToA). La utilización de plantillas de señales gruesas para diferentes tipos o tamaños distintos de tuberías puede dar lugar a errores de coincidencia al estimar el tiempo de propagación de señal o ToA y, por lo tanto, conducir a errores en las tasas de flujo de fluido o velocidades de flujo de fluido medidas (o estimadas).

[0009] Además, al utilizar transductores ultrasónicos, la tasa de flujo de fluido (o la velocidad de flujo de fluido) es proporcional a la diferencia entre el tiempo de propagación de señal aguas arriba y el tiempo de propagación de señal aguas abajo. Sin embargo, la constante de proporcionalidad entre esta diferencia de la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido) puede ser diferente para cada tipo de tubería. Como tal, identificar correctamente un tipo de tubería para una tubería que se está utilizando conduce a usar la constante de proporcionalidad correcta y, por lo tanto, da como resultado una mayor precisión al medir la tasa de flujo de fluido (o la velocidad de flujo de fluido). Incluso en casos (p. ej., en algunos fluidos) en los que la relación entre la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido) y la diferencia entre el tiempo de propagación de señal aguas arriba y el tiempo de propagación de señal aguas abajo pueda no ser lineal, la no linealidad puede variar en función del tipo de tubería. Como tal, conocer el tipo de tubería permite utilizar la función de mapeo adecuada (p. ej., seleccionar una tabla de consulta) para determinar la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido) en función de la diferencia en los tiempos de propagación entre la señal aguas arriba y la señal aguas abajo. En algunas implementaciones, la diferencia en los tiempos de propagación entre las señales aguas arriba y las señales de flujo cero o las señales de flujo cero y las señales aguas abajo puede emplearse en la determinación de la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido).

[0010] Para proporcionar medidores de caudal para una variedad de tuberías, un enfoque puede consistir en diseñar y fabricar distintos medidores de caudal para diferentes tipos de tuberías. Este enfoque no es rentable. Además, proporcionar medidores de flujo de fluido específicos del tipo de tubería puede provocar confusión entre los consumidores y puede dar lugar a una tasa de devolución de producto relativamente elevada. Otro enfoque consiste en diseñar medidores de flujo de fluido que puedan ajustar los usuarios en función del tipo de tubería utilizada con cada medidor de flujo de fluido. Este enfoque puede añadir complejidad al diseño de estos medidores de flujo de fluido y puede ser una carga innecesaria para los consumidores. Muchos consumidores no reconocen necesariamente los

diferentes tipos de tuberías disponibles en el mercado y pueden llegar a no ajustar (o calibrar) bien los medidores de flujo de fluido.

5 **[0011]** En la presente exposición, se dan a conocer sistemas, dispositivos y métodos para la detección (o identificación) automática de un tipo de tubería. Según al menos un aspecto, los sistemas, dispositivos y métodos descritos en la
 10 exposición actual emplean firmas de tipos de tuberías (o firmas de señal de tipos de tubería) para identificar una tubería en la que se fija un medidor de flujo de fluido. Una firma de tubería puede incluir uno o más valores de parámetro de señal, uno o más rasgos de señal, o una combinación de estos, que caracterizan las señales de medición asociadas a un tipo específico de tubería. En algunos modos de realización, el valor o los valores de parámetro de señal o el rasgo o los rasgos de señal pueden determinarse en función de una distinción entre una primera parte de señal de una señal de
 15 medición asociada a una trayectoria de propagación limitada a la pared de la tubería y una segunda parte de señal asociada a una trayectoria de propagación principalmente a través del fluido que fluye dentro de la tubería. Los sistemas, dispositivos y métodos descritos en la presente exposición pueden usar características relativas (como, energía relativa o retardo relativo) de las dos partes de señal de la señal de medición para detectar (o identificar) automáticamente el tipo de tubería.

20 **[0012]** La figura 1 muestra un diagrama que ilustra un sistema de medición de flujo de fluido 100 montado sobre una tubería 10 (o un lumen, en general). El sistema de medición de flujo de fluido 100 incluye dos transductores ultrasónicos 110a y 110b (también denominados de forma individual o colectiva transductor(es) 110) y un controlador 150 acoplado a los transductores ultrasónicos 110. Cada transductor 110 puede estar asociado a una guía de ondas respectiva 120a y 120b. En algunas implementaciones, las guías de onda 120 pueden ser opcionales. Es decir, los transductores 110
 25 pueden estar montados directamente en la tubería 10 sin guías de onda 120. Como se muestra en la figura 1, los transductores ultrasónicos 110 pueden montarse de forma no invasiva (de manera que los transductores ultrasónicos 110 o las guías de onda 120 no interfieran físicamente en el flujo de fluido dentro de la tubería 10). Las flechas 12 indican la dirección del flujo de fluido dentro de la tubería 10.

30 **[0013]** El controlador 150 puede hacer que un primer transductor ultrasónico (como el transductor 110a) transmita una señal ultrasónica y hacer que el segundo transductor ultrasónico (como el transductor 110b) reciba una copia (o una versión) de la señal transmitida. El controlador 150 puede procesar señales de medición correspondientes a señales transmitidas respectivas para detectar un tipo de tubería o estimar un ToA de señal, un tiempo de propagación de señal y/o una tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido). El procesador 150 puede incluir uno o más de entre un microprocesador, un microcontrolador, un procesador de señales digitales (DSP, por sus siglas en inglés) y un circuito
 35 integrado de aplicación específica (ASIC, por sus siglas en inglés). El controlador 150 puede incluir un convertidor analógico-digital (CAD) para muestrear copias recibidas de las señales transmitidas y generar señales de medición respectivas. El controlador 150 puede incluir una memoria para almacenar muestras de señales de medición o parámetros de estas, e instrucciones de código informático ejecutables por un procesador del controlador 150. Las instrucciones de código informático, al ser ejecutadas por el controlador 150, pueden llevar a cabo cualquiera de los métodos descritos en la presente exposición. Las instrucciones de código informático pueden almacenarse en un medio
 40 no transitorio legible por ordenador. El controlador 150 puede llevar a cabo otros procesos para monitorizar los transductores ultrasónicos 110, gestionar el consumo de energía del sistema 100, procesar datos, comunicarse con otros dispositivos electrónicos (o electromecánicos), o una combinación de estos. El sistema de medición de flujo de fluido 100 puede incluir también una interfaz de comunicación, como una interfaz de comunicación inalámbrica, una interfaz de comunicación Wi-Fi, una interfaz de comunicación con cables, etc., para comunicarse con dispositivos
 45 externos. Por ejemplo, el sistema de medición de flujo de fluido 100 puede comunicarse con un dispositivo móvil (como un teléfono inteligente, una tableta, un portátil, etc.) o un dispositivo informático (como un ordenador de sobremesa, un servidor en la nube, etc.) mediante una o más redes de comunicación.

50 **[0014]** En algunas implementaciones, el sistema 100 puede incluir más de dos transductores ultrasónicos 110. En algunas implementaciones, cada transductor ultrasónico 110 del sistema 100 puede ser capaz de actuar como un transmisor y un receptor. En algunas implementaciones, algunos transductores ultrasónicos 110 del sistema 100 pueden configurarse para actuar como transmisores, mientras que otros pueden configurarse para actuar como receptores. Aunque el sistema 100 emplea los transductores ultrasónicos 110 para transmitir o recibir señales, se pueden emplear otros tipos de transmisores, receptores o transductores de señal, como transmisores, receptores o transductores acústicos o electromagnéticos.

55 **[0015]** Una señal transmitida por un transductor ultrasónico de transmisión (como el transductor 110a) puede propagarse a través de más de una única trayectoria de propagación para alcanzar el transductor ultrasónico de recepción (como el transductor 110b). En la figura 1, una primera parte de la señal transmitida (denominada en lo sucesivo señal de fluido 101) puede propagarse a través de la guía de onda 120a asociada al transductor ultrasónico de
 60 transmisión 110a y cruzar la pared de la tubería 11 para continuar propagándose a través del fluido que fluye dentro de la tubería 10. Dependiendo de la forma en la que estén dispuestos los transductores 110 entre sí y con respecto a la tubería 10, la señal de fluido 101 puede rebotar en la superficie interior de la pared de la tubería 11 y propagarse hacia la guía de ondas 120b para alcanzar el transductor ultrasónico de recepción (como el transductor 110b). La señal de fluido 101 puede atravesar la pared de la tubería 11 para alcanzar el fluido en la tubería 10 y atravesar de nuevo la pared de la tubería al dejar el fluido hacia la guía de ondas 102b. Las guías de ondas 120a y 120b pueden ser

opcionales, en cuyo caso, la señal de fluido 101 puede propagarse desde/hacia el transductor 100 hacia/desde la pared de la tubería 11. En algunas implementaciones, la señal de fluido puede propagarse a través de un hueco de aire o algún material colocado entre el sistema de medición de flujo de fluido 100 y la pared de la tubería 11.

5 **[0016]** Una segunda parte de la señal transmitida (denominada en lo sucesivo señal de tubería 102) puede propagarse a través de la guía de onda 120a asociada al transductor ultrasónico de transmisión 110a y después a través de la pared de la tubería 11 (o sobre esta) hasta alcanzar la guía de onda 120b (o el transductor de recepción 110b si no hay guía de onda 120b) donde se propaga hacia el transductor ultrasónico de recepción 110b. Dadas las diferentes longitudes y los diferentes materiales asociados a las diferentes trayectorias de propagación de la señal de fluido 101 y la señal de tubería 102, las respectivas versiones recibidas de estas señales y las correspondientes señales de medición (p. ej., versiones muestreadas de señales recibidas) pueden tener características sustancialmente diferentes.

10 **[0017]** La figura 2 muestra un gráfico que ilustra una señal de medición 200 que incluye partes de señal asociadas a distintas trayectorias de propagación. La señal de medición (o recibida) 200 puede verse como una suma de la señal de medición de tubería 202 y la señal de medición de fluido 201. La señal de medición de tubería 202 corresponde a (o representa una versión recibida de) la señal de tubería 102, y la señal de medición de fluido 201 corresponde a (o representa una versión recibida de) la señal de fluido 101. La señal de medición de tubería 202 comienza en la instancia temporal $t_{p,s}$ y finaliza en la instancia temporal $t_{p,e}$. La señal de medición de fluido 201 comienza en la instancia temporal $t_{f,s}$ y finaliza en la instancia temporal $t_{f,e}$. Dada la diferencia en los ToA de $t_{p,s}$ y $t_{f,s}$, la señal de medición de tubería 202 y la señal de medición de fluido 201 no se superponen. Asimismo, la energía de la señal de medición de fluido 201 puede ser considerablemente superior a la de la señal de medición de tubería 202. Además, las formas de la señal de medición de tubería 202 y la señal de medición de fluido 201 pueden ser considerablemente diferentes entre sí.

15 **[0018]** Puesto que tanto la señal de medición de fluido 201 como la señal de medición de tubería 202 están asociadas a la misma señal de transmisión que se origina en el transceptor ultrasónico de transmisión 110a, las diferencias entre los rasgos de señal (como ToA, forma y energía) de la señal de medición de fluido 201 y la señal de medición de tubería 202 reflejan la diferencia entre las trayectorias de propagación respectivas y los medios de propagación a través de los cuales se propaga la señal de fluido 101 y la señal de tubería 102 entre los dos transceptores ultrasónicos 110. Por ejemplo, debido a que la trayectoria de propagación de la señal de fluido 101 es más larga que la de la señal de tubería 102, el ToA de la señal de fluido 101 puede retrasarse con respecto al de la señal de tubería 102. Además, a medida que el diámetro de la tubería 10 aumenta, también lo hace la diferencia entre los ToA de ambas señales. Asimismo, las propiedades elásticas intrínsecas (como la velocidad de propagación) de la pared de la tubería 11 y las del fluido que fluye dentro de la tubería 10 pueden afectar a los rasgos de señal (como ToA, forma de la señal, energía de la señal, etc.) de la señal de medición de fluido 201 y la señal de medición de tubería 202 de manera diferente. Además, la diferencia entre las dinámicas de propagación de la pared de la tubería 11 y las del fluido que fluye dentro de la tubería 10 puede dar lugar a diferencias entre la forma y la energía de la señal de medición de tubería 202 y las de la señal de medición de fluido 201. Por consiguiente, los rasgos o características de la señal de medición de fluido y la señal de medición de tubería 201 y 202, como el tiempo de propagación de señal (o ToA), la forma de la señal o la energía de la señal, pueden indicar las características de la tubería 10, como la geometría (p. ej., el diámetro) o el material. En particular, distintas tuberías pueden tener diferentes efectos en la señal de medición de fluido 201 y la señal de medición de tubería 202. Como tal, los parámetros o rasgos de señal asociados a la señal de medición de fluido 201 y la señal de medición de tubería 202 pueden utilizarse para distinguir entre distintas tuberías o para identificar una tubería 10 en función de una o más señales de medición 200 respectivas.

20 **[0019]** Dada la señal recibida 200, el controlador 150 puede, por ejemplo, determinar uno o más parámetros característicos relativos de la señal de medición de fluido 201 con respecto a las características correspondientes de la señal de medición 200 o la señal de medición de tubería 202. En algunas implementaciones, el controlador 150 puede determinar uno o más parámetro(s) característico(s) relativo(s) de la señal de medición de tubería 202 con respecto a las características correspondientes de la señal de medición 200 o la señal de medición de fluido 101. El controlador 150 puede utilizar el/los parámetro(s) característico(s) relativo(s) determinado(s) para determinar un tipo de tubería, por ejemplo, de entre una pluralidad de tipos de tubería. El controlador 150 puede determinar la duración de la señal recibida 200 que se ha de utilizar en función de los datos experimentales obtenidos para diferentes tipos de tuberías. En algunas implementaciones, el controlador 150 puede determinar automáticamente el tiempo de comienzo de la señal de medición 200 (o ToA), por ejemplo, con respecto al tiempo en el que el transductor ultrasónico de transmisión 110 comienza la transmisión de la señal de transmisión, en función de un aumento detectado de energía de señal (p. ej., en comparación con un umbral). En algunas implementaciones, el controlador 150 puede determinar el tiempo de comienzo de la señal de medición 200 (o ToA) en función de valores predefinidos almacenados en el controlador 150. Dichos valores predefinidos pueden obtenerse a través de los datos experimentales recogidos utilizando una serie de tuberías con distintos tipos.

25 **[0020]** Uno de los parámetros característicos relativos determinados por el controlador 150 puede indicar la energía relativa de la señal de medición de fluido 201 o la señal de medición de tubería 202. En algunas implementaciones, un CAD asociado al controlador 150 puede muestrear una señal recibida para obtener la señal de medición 200, por ejemplo, con N muestras (p. ej., $x[0]$, ..., $x[N-1]$). El controlador 150 puede calcular la energía de señal recibida total de

la señal de medición 200 como $E = \sum_0^{N-1} |x[n]|$. El controlador 150 también puede calcular la energía de la señal de

medición de fluido 201 y la energía de la señal de medición de tubería 202 como $E_F = \sum_{k_{f,s}}^{k_{f,e}} |x[n]|$ y $E_P = \sum_{k_{p,s}}^{k_{p,e}} |x[n]|$,
 respectivamente. Los valores enteros $k_{f,s}$ y $k_{f,e}$ representan los índices de la primera y la última muestra de la señal de

medición de fluido 101, respectivamente. Los valores enteros $k_{p,s}$ y $k_{p,e}$ representan los índices de la primera y la última
 muestra de la señal de medición de tubería 202, respectivamente. En algunas implementaciones, el controlador 150
 puede calcular las energías de señal E , E_F y E_P utilizando los cuadrados de las muestras de señal respectivas (es decir,
 $\sum |x[n]|^2$). Al utilizar las energías calculadas E , E_F y E_P , el controlador 150 puede calcular uno o más valores de energía
 relativos como relaciones de las diferentes señales de energía. Por ejemplo, el controlador 150 puede calcular el

parámetro de energía de señal de tubería relativa $R = \frac{E_P}{E}$ indicativo de la energía relativa de la señal de medición de
 tubería 202. En algunas implementaciones, el controlador 150 puede calcular el parámetro de energía relativa como

$R = \frac{E_P}{E}$ (p. ej., en comparación con la energía de la señal de medición 200) o como $R = \frac{E_P}{E_F}$ (p. ej., en comparación con
 la energía de la señal de medición de fluido 201). En algunas implementaciones, el controlador 150 puede calcular la

energía de señal de fluido relativa (p. ej., como $\frac{E_F}{E}$ o como $\frac{E_F}{E_P}$). La energía de señal de fluido relativa de la señal de
 medición de fluido 201 o la energía de señal de tubería relativa de la señal de medición de tubería 202 puede calcularse
 utilizando otras formulaciones matemáticas.

[0021] El parámetro de energía relativa R puede reflejar la energía de señal relativa de la señal de medición de fluido
 201 y/o la señal de medición de tubería 102 comparadas entre sí o en comparación con la energía total de la señal de
 medición 200. Como tal, el parámetro de energía relativa R puede variar según varíe el diámetro de la tubería 10 o
 según cambie el material que forma la pared de la tubería 11. Por ejemplo, a medida que aumenta el diámetro de la
 tubería 10, la trayectoria de propagación de la señal de fluido 101 se hace más larga y la señal de fluido 101 puede
 experimentar una mayor atenuación, dando lugar a una energía de señal de fluido menor. Además, la cantidad de
 atenuación de señal experimentada por la señal de tubería 102 depende del material que forma la pared de la tubería
 11. Como tal, el parámetro de energía relativa R puede variar por lo que respecta al tipo de tubería. Por consiguiente, el
 controlador 150 puede emplear el parámetro de energía relativa R para detectar el tipo de tubería asociado a la señal de
 medición 200.

[0022] En algunas implementaciones, el controlador 150 puede utilizar los parámetros de energía E_F , E_P , E o una
 combinación de estos, en lugar de el/los parámetro(s) R , para determinar un tipo de tubería. Al utilizar los parámetros de
 energía reales, como E_F , E_P o E , para determinar un tipo de tubería, el controlador 150 puede tener en cuenta la(s)
 amplitud(es) de la(s) señal(es) transmitida(s) respectiva(s), la ganancia asociada al transductor de recepción 110b, o
 una combinación de estas. En otras palabras, el proceso de utilización de los parámetros de energía reales para
 determinar un tipo de tubería puede depender de la(s) amplitud(es) de la(s) señal(es) transmitida(s) o de la ganancia
 asociada al transductor de recepción 110b. Por ejemplo, si este proceso implica la comparación de los valores de
 energía con los umbrales respectivos, los valores umbral utilizados pueden depender de la(s) amplitud(es) de la(s)
 señal(es) transmitida(s) o de la ganancia asociada al transductor de recepción 110b.

[0023] De entre los parámetros de señal o rasgos de señal que se pueden utilizar para identificar un tipo de tubería, el
 controlador 150 puede determinar un valor de tiempo $T_{F,r}$ indicativo de una instancia temporal a la que se recibe (u
 ocurre) una parte específica (p. ej., igual a una relación o porcentaje r) de la energía de señal de fluido E_F en el
 transductor de recepción 110b. En otras palabras, la instancia temporal se define de manera que la energía de la parte
 de la señal entre el comienzo de la señal de medición de fluido 201 y la instancia temporal $T_{F,r}$ es igual a la fracción r de
 la energía de señal de fluido E_F . En algunas implementaciones, el valor r puede ser el 10 %, 20 %, 40 %, 50 %, 70 %, o
 cualquier otro valor porcentual, fracción o valor decimal entre 0 y 1. En algunas implementaciones, el controlador 150

puede determinar el valor de tiempo $T_{F,r}$ como $T_{F,r} = \operatorname{argmin}_{k_{f,s} \leq m \leq k_{f,e}} \left| r \times E_F - \sum_{k_{f,s}}^m |x[n]| \right|$ o como
 $T_{F,r} = \operatorname{argmin}_{k_{f,s} \leq m \leq k_{f,e}} \left| r \times E_F - \sum_{k_{f,s}}^m |x[n]|^2 \right|$. Puesto que las características de propagación de señal (como la

velocidad de propagación y la atenuación de señal) dependen de la trayectoria de propagación y de los medios de
 propagación a través de los que se propaga la señal ultrasónica, el valor de tiempo $T_{F,r}$ varía con la geometría (p. ej.
 diámetro) de la tubería 10 y el material que forma la pared de la tubería 11. En otras palabras, el parámetro de tiempo
 $T_{F,r}$ puede variar por lo que respecta al tipo de tubería. Por consiguiente, el controlador 150 puede emplear el parámetro
 de tiempo $T_{F,r}$ para detectar el tipo de tubería asociado a la señal de medición 200.

[0024] En algunas implementaciones, el controlador 150 puede determinar un parámetro de tiempo $T_{P,r}$ indicativo de
 una instancia temporal a la que se recibe (u ocurre) una parte específica (p. ej., igual a un valor de porcentaje o fracción
 r) de la energía de señal de tubería E_P en el transductor de recepción 110b. El controlador 150 puede utilizar el
 parámetro de tiempo $T_{P,r}$ en lugar de, o en combinación con, el parámetro de tiempo $T_{F,r}$ para determinar el tipo de
 tubería. En algunas implementaciones, el/los parámetro(s) de tiempo $T_{F,r}$ o $T_{P,r}$ pueden definirse como la(s) instancia(s)

temporal(es) a las que la(s) amplitud(es) de las señales de medición de fluido y de tubería recibidas 201 y 202 exceden el/los valor(es) umbral respectivo(s).

[0025] La figura 3 muestra un gráfico 300 que ilustra datos experimentales obtenidos para cuatro tuberías diferentes. Las cuatro tuberías incluyen una tubería de cobre de una pulgada (2,54 cm), una tubería de policloruro de vinilo clorado (CPVC) de una pulgada (2,54 cm), una tubería de cobre de 0,75 pulgadas (1,90 cm) y una tubería de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm). Los datos experimentales incluyen aproximadamente 100 000 puntos de datos (no se muestran todos en la figura 3) que corresponden a 100 000 experimentos. En cada experimento, se muestrea una señal recibida respectiva para generar una señal de medición correspondiente, como la señal de medición 200. Para cada señal de medición, el parámetro de energía relativa R correspondiente y el parámetro de valor de tiempo $T_{F,r}$ se calculan

como $R = \frac{E_P}{E}$ y $T_{F,r} = \operatorname{argmin}_{k_f, s \leq m \leq k_f, e} \left| 0.5 \times E_F - \sum_{k_f, s}^m |x[n]| \right|$, respectivamente. El valor de r asociado a $T_{F,r}$ es 0,5 (o 50 %). Cada punto de datos en el gráfico indica la energía relativa calculada R (eje x en el gráfico) y el valor de tiempo $T_{F,r}$ (eje y en el gráfico) asociados a un experimento respectivo. Los puntos de datos mostrados en el gráfico 300 representan cuatro grupos 310, 320, 330 y 340, cada uno de los cuales está asociado a una tubería respectiva de las cuatro tuberías. El grupo 310 representa los puntos de datos asociados a la tubería de cobre de una pulgada (2,54 cm), el grupo 320 representa los puntos de datos asociados a la tubería de CPVC de una pulgada (2,54 cm), el grupo 330 representa los puntos de datos asociados principalmente a la tubería de cobre de 0,75 pulgadas (1,90 cm), y el grupo 340 representa los puntos de datos asociados principalmente a la tubería de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm).

[0026] El grupo mostrado en la figura 3 indica que los parámetros de energía relativa y valor de tiempo R y $T_{F,r}$ asociados a la pluralidad de experimentos reflejan la diferencia en el tipo de tubería asociada a los puntos de datos ilustrados. Sin embargo, aunque los datos experimentales muestran algunos grupos de datos, los grupos 310, 320, 330 y 340 mostrados en la figura 3 pueden no permitir una distinción fiable entre las diferentes tuberías (o tipos de tuberías), por ejemplo, a través de la clasificación de datos. Por ejemplo, los grupos 330 y 340 están muy próximos entre sí, lo que haría difícil la distinción entre tuberías de cobre de 0,75 pulgadas (1,90 cm) y tuberías de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm) en función de los parámetros R y $T_{F,r}$ y daría lugar a un índice de error de detección (o identificación) relativamente elevado. Además, el grupo 330 incluye algunos puntos de datos asociados al grupo 340. En general, los grupos 310, 320, 330 y 340 no están lo suficientemente separados entre sí para permitir la construcción de un clasificador fiable.

[0027] Las figuras 4A y 4B muestran dos gráficas que ilustran, respectivamente, las muestras de señales y el espectro de frecuencia de una señal de medición asociada a la tubería de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm). Las dos gráficas muestran claramente que la señal de medición sufre artefactos de muestreo. Estos artefactos pueden eliminarse, o al menos mitigarse considerablemente, empleando un filtro de paso de banda definido en función del espectro de la señal de transmisión o la frecuencia de resonancia de los transductores. Por ejemplo, considerando la señal de medición mostrada en la figura 4B, se puede utilizar un filtro de paso de banda centrado a aproximadamente 2 MHz. La utilización de este filtro de paso de banda puede eliminar (o reducir) los componentes de señal fuera de la banda de paso del filtro.

[0028] La figura 5 muestra un gráfico 500 que ilustra datos experimentales obtenidos para las cuatro tuberías diferentes utilizando un filtro de paso de banda. En otras palabras, las señales recibidas (recibidas por transductor(es) de recepción) se filtran con paso de banda después del muestreo para generar señales de medición respectivas. El grupo 510 representa los puntos de datos asociados a la tubería de cobre de una pulgada (2,54 cm), el grupo 520 representa los puntos de datos asociados a la tubería de CPVC de una pulgada (2,54 cm), el grupo 530 representa los puntos de datos asociados a la tubería de cobre de 0,75 pulgadas (1,90 cm), y el grupo 540 representa los puntos de datos asociados a la tubería de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm). En comparación con los datos experimentales 300 mostrados en la figura 3, los datos experimentales 500 representan grupos separados que permiten una clasificación fiable de los puntos de datos en función del tipo de tubería respectiva.

[0029] Al examinar los resultados mostrados en el gráfico 300 y los mostrados en el gráfico 500 (como se muestran en las figuras 3 y 5, respectivamente), se puede ver que el $T_{F,r}$ aumenta a medida que aumenta el diámetro de la tubería. Por ejemplo, los grupos 510 y 520, que representan datos experimentales para tuberías de una pulgada (2,54 cm), se asocian a valores $T_{F,r}$ mayores que los asociados a los grupos 530 y 540, que representan datos experimentales para tuberías de 0,75 pulgadas (1,90 cm). A medida que aumenta el diámetro de la tubería, aumenta el retardo (o tiempo de propagación) asociado a la señal de fluido 101, y también aumenta el parámetro $T_{F,r}$. Además, las gráficas en las figuras 3 y 5 muestran que el valor de R asociado a una tubería de cobre es mayor que el valor de R asociado a una tubería de CPVC del mismo diámetro que la tubería de cobre. Por ejemplo, los valores R asociados al grupo 510 son mayores que los valores R asociados al grupo 520. Asimismo, los valores R asociados al grupo 530 son mayores que los valores R asociados al grupo 540.

[0030] La figura 6 muestra un diagrama de flujo que ilustra un proceso de clasificación 600 en función del grupo de datos mostrado en la figura 5. En el diagrama de flujo, los valores de energía relativa $R = 0,07243$ y $R = 0,2$ representan la separación de línea vertical entre los grupos 530 y 540, y la separación de línea vertical entre los grupos 510 y 520, respectivamente. Los valores de tiempo $T_{F,r} = 321$ y $T_{F,r} = 335$ representan la separación de línea horizontal entre los grupos 520 y 540, y la separación de línea horizontal entre los grupos 510 y 530, respectivamente. Cada punto en la

línea oblicua que separa los grupos 520 y 530 cumple $R = S$, donde según se define en la figura 6 representa la ecuación lineal que define la línea oblicua que separa los grupos 520 y 530. El diagrama de flujo puede describirse de muchas otras maneras, por ejemplo, en función del orden en el que se realizan las comparaciones de los valores R y $T_{F,r}$ con los valores que representan las separaciones entre los diferentes grupos. El controlador 150 puede detectar un tipo de tubería asociado a una señal de medición 200 respectiva implementando un proceso de clasificación como el proceso de clasificación 600. En otras palabras, al utilizar una o más señales de medición 200 generadas en función de las señales de recepción respectivas recibidas por el transductor o los transductores 210, el controlador 150 puede calcular los valores de R y $T_{F,r}$ para cada señal de medición 200. El controlador 150 puede aplicar el proceso de clasificación 600 para cada par $(R, T_{F,r})$ asociado a una señal de medición respectiva. Para cada par $(R, T_{F,r})$, el resultado respectivo del proceso de clasificación 600 proporciona una identificación del tipo de la tubería sobre la que está montado el sistema de medición de flujo de fluido 100. En el caso de que se utilicen múltiples pares $(R, T_{F,r})$ (o, en general, múltiples puntos de datos), el controlador 150 puede utilizar el tipo de tubería más recurrente en los resultados proporcionados por el proceso de clasificación 600 como el tipo de tubería identificada sobre la que está montado el medidor de flujo de fluido 100.

[0031] La figura 7A muestra un gráfico tridimensional (3D) 700a que ilustra los datos experimentales asociados a siete tuberías de diferentes tipos. Las siete tuberías incluyen una tubería de cobre L de una pulgada (2,54 cm), una tubería de cobre M de una pulgada (2,54 cm), una tubería de CPVC de una pulgada (2,54 cm), una tubería de cobre L de 0,75 pulgadas (1,90 cm), una tubería de cobre M de 0,75 pulgadas (1,90 cm), una tubería de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm), y una tubería de polietileno reticulado (PEX) de 0,75 pulgadas (1,90 cm). Los datos experimentales se generan utilizando, para cada tubería, una pluralidad de señales de medición 200. Para cada señal de medición 200, se calculan tres parámetros diferentes, a saber, R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$. El parámetro de tiempo $T_{t,r}$ puede calcularse como

$$T_{p,r} = \operatorname{argmin}_{k_{p,s} \leq m \leq k_{p,e}} \left| r \times E_p - \sum_{k_{p,s}}^m |x[n]| \right| \quad \text{o como} \quad T_{p,r} = \operatorname{argmin}_{k_{p,s} \leq m \leq k_{p,e}} \left| r \times E_p - \sum_{k_{p,s}}^m |x[n]|^2 \right|.$$

En el gráfico 700a, el parámetro de tiempo $T_{p,r}$ representa la instancia temporal a la que se produce el 50 % de la energía de la señal de medición de tubería 202 ($r = 0,5$). Los parámetros R y $T_{F,r}$ se definen de manera similar a los de las figuras 3 y 5. El gráfico en 3D muestra un grupo separado de puntos de datos para cada una de las siete tuberías (o tipos de tubería). Aparte de los grupos para la tubería de CPVC de 0,75 pulgadas (1,90 cm) y la tubería de PEX de 0,75 pulgadas (1,90 cm), que están relativamente cerca entre sí, los otros grupos están bien separados los unos de los otros. En particular, el gráfico en 3D 700A muestra una separación considerable entre los grupos asociados a las tuberías de cobre M y las tuberías de cobre L, indicando, por lo tanto, que el uso de los parámetros R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$ puede permitir una clasificación fiable de los siete tipos de tubería (y una distinción entre los mismos).

[0032] Las figuras 7B-7D muestran proyecciones en 2D del gráfico en 3D de la figura 7A. En particular, el gráfico 700b de la figura 7B muestra los puntos de datos que ilustran los pares $(R, T_{F,r})$, el gráfico 700c de la figura 7C muestra los puntos de datos que ilustran los pares $(T_{p,r}, R)$, y el gráfico 700d de la figura 7D muestra los puntos de datos que ilustran los pares $(T_{F,r}, T_{p,r})$. En otras palabras, se utilizan los mismos datos experimentales (o las mismas señales de medición 200) para crear los gráficos 700a-700d. Sin embargo, en los gráficos 700b-700d, solo se utilizan dos parámetros (de los tres parámetros R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$) para cada experimento (o cada señal de medición), mientras que en el gráfico 700a, cada punto de datos correspondiente a una señal de medición 200 respectiva incluye los tres parámetros R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$.

[0033] Al comparar los resultados de la figura 7A con los de las figuras 7B-7D, se puede observar que los grupos de puntos de datos asociados a los tipos de tubería separados son más distinguibles (p. ej., no se superponen y/o están separados entre sí) en el gráfico 700a que en los gráficos 700b-700d. En otras palabras, los resultados de las figuras 7A-7D sugieren que la utilización de los tres parámetros R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$ como parámetros de clasificación puede dar lugar a una mejor clasificación de las señales de medición en función de los respectivos tipos de tubería y, por lo tanto, a una identificación de tipo de tubería más fiable que la utilización de solo dos de los tres parámetros R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$. Además, al comparar los resultados de las figuras 7B y 7C, se puede observar que $T_{p,r}$ proporciona una mejor distinción entre las tuberías de cobre M y las tuberías de cobre L que $T_{F,r}$. Sin embargo, $T_{F,r}$ proporciona una mejor distinción entre las tuberías de diámetros diferentes que $T_{p,r}$.

[0034] La figura 8 muestra un diagrama de flujo que ilustra un proceso de clasificación 800 en función del grupo de datos mostrado en la figura 7A. En el diagrama de flujo, los valores o expresiones matemáticas utilizados en las cajas de decisión representan planos que separan entre los diferentes grupos de puntos de datos. Dichos valores o expresiones pueden calcularse, por ejemplo, basándose en la determinación de un punto de datos medio para cada grupo y la utilización de distancias entre los puntos de datos medios para grupos diferentes. Se pueden utilizar otras técnicas conocidas en la técnica para identificar planos (o líneas en 2D) que separen de la mejor manera posible varios grupos de puntos de datos.

[0035] Los valores o expresiones matemáticas para un clasificador (como el proceso de clasificación 800 o el proceso de clasificación 600) pueden calcularse o determinarse utilizando datos de capacitación o experimentales. El clasificador (o proceso de clasificación) puede implementarse (utilizando *software*, *hardware* o una combinación de estos) en el medidor de flujo de fluido. Por ejemplo, los valores o expresiones matemáticas para un clasificador pueden almacenarse

en una memoria del medidor de flujo de fluido. La memoria puede almacenar instrucciones de código informático para ejecutar el clasificador (como el proceso de clasificación 600 u 800). Cuando el medidor de flujo de fluido 100 se instala en una tubería 10 dada, el medidor de flujo de fluido 100 puede generar una o más señales de medición (o señales de recepción). La(s) señal(es) de recepción generada(s) puede(n) incluir una señal de recepción aguas abajo, una señal de recepción aguas arriba, una señal de recepción de flujo cero o una combinación de estas. El controlador 150 puede ejecutar el clasificador (como el proceso de clasificación 600 u 800) para detectar el tipo de tubería 10 sobre la que está montado el medidor de flujo de fluido 100. En algunos modos de realización, el clasificador puede implementarse en un dispositivo informático remoto (como un dispositivo móvil, un servidor, etc.) acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100. El medidor de flujo de fluido 100 puede generar una o más mediciones (o señales de recepción) y transmitir las señales de medición (o parámetros de estas) al dispositivo remoto. El dispositivo remoto puede ejecutar el clasificador para identificar el tipo de tubería de la tubería 10 sobre la que está montado el medidor de flujo de fluido 100 en función de la(s) señal(es) de medición (o los parámetros de estas). El dispositivo remoto puede proporcionar entonces una indicación del tipo de tubería al medidor de flujo de fluido 100. Ya sea el medidor de flujo de fluido o un dispositivo remoto el que identifique la tubería, el medidor de flujo de fluido puede utilizar el tipo de tubería identificada para seleccionar (o identificar) uno o parámetros dependientes del tipo de tubería (como una tabla de consulta o una constante de proporcionalidad entre la tasa de flujo de fluido y la diferencia en los tiempos de propagación entre las señales aguas arriba y aguas abajo) para utilizarlos con el fin de estimar la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido).

[0036] Aunque los ejemplos proporcionados anteriormente describen ejemplos de detección (o identificación) de un tipo de tubería entre una pluralidad de tipos de tuberías, dichos ejemplos no son limitativos y se proporcionan con fines ilustrativos. Por ejemplo, los métodos y sistemas descritos en la presente memoria se pueden aplicar a cualquier número de tipos de tubería. Asimismo, para identificar el tipo de tubería se pueden utilizar otros parámetros de señal o rasgos de señal, como los valores de energía E , E_F y/o E_p , las duraciones de tiempo T , T_F y/o T_P de la señal de medición 200, la señal de medición de fluido 201 y/o las señales de medición de tubería, respectivamente. Por ejemplo, para identificar el tipo de tubería se puede utilizar cualquier combinación de los parámetros de señal (o rasgos de señal) E , E_F , E_p , T , T_F , T_P , R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$ como rasgos de señal de medición (o de recepción). En dicho caso, el clasificador se define en función de dicha combinación de parámetros. En algunos modos de realización, se pueden utilizar otros rasgos de señal como coeficientes de ondícula, envolvente(s) de señal, función(es) de energía a lo largo del tiempo (p. ej., una función que ilustra energía de señal o energía de señal normalizada en cualquier instante de tiempo de la señal), etc., para (p. ej., construir un clasificador respectivo para) identificar tipos de tubería.

[0037] En algunos modos de realización, se puede emplear un modelo de mezcla gaussiana (GMM, por sus siglas en inglés) para la clasificación. Se pueden suponer (o modelar) los valores de rasgos de señal para cada tipo de tubería con el fin de seguir la distribución de una mezcla de k funciones de densidad de probabilidad gaussiana diferentes (p. ej., debido a variaciones del medidor, etc.). Por ejemplo, los datos de capacitación para n tipos de tubería (como datos experimentales que incluyen una pluralidad de señales de medición 200 o valores de parámetros/rasgos de estas, y una indicación de un tipo de tubería para cada una de las señales de medición) se pueden utilizar para generar un GMM, de manera que cada tipo de tubería esté asociada a una o más distribuciones gaussianas en el GMM. Para cada tipo de tubería, los rasgos de señal respectivos se modelan en una mezcla gaussiana separada (que puede ser una suma de funciones de densidad de probabilidad (pdf, por sus siglas en inglés) gaussiana ponderadas). Para cada uno de los n tipos de tubería, se pueden estimar los parámetros para la mezcla respectiva de distribuciones gaussianas utilizando el algoritmo de esperanza-maximización (EM) en los datos de capacitación. Por ejemplo, la media y la varianza de cada pdf gaussiana en una mezcla y la ponderación de cada pdf gaussiana en la mezcla se determina por el algoritmo EM. El GMM puede construirse en función de muestras de señales de medición 200 o en función de valores de rasgos de señal (o parámetros de señal) de las señales de medición (o de recepción). El GMM puede construirse en función de cualquier combinación de rasgos de señal (o parámetros de señal) descrita en la exposición o conocida en la técnica (como cualquier combinación de los rasgos de señal E , E_F , E_p , T , T_F , T_P , R , $T_{F,r}$, $T_{p,r}$, coeficientes de ondícula de señal, envolventes de señal para cualquier combinación de las señales 200, 201 y 202, muestras de señal o subconjuntos de estos, etc.).

[0038] El controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto) puede utilizar el GMM para identificar un tipo de tubería de una tubería 10 sobre el que está montado un medidor de flujo de fluido 100 en función de una o más señales de medición 200 generadas por el medidor de flujo de fluido 100 (o valores de parámetros/rasgos de la(s) señal(es) de medición 200). Dado un conjunto de valores de rasgos/parámetros de una o más señales de medición 200, el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede calcular (o determinar) la probabilidad de que el conjunto de valores de rasgos/parámetros pertenezca a cualquiera de las n distribuciones de mezcla gaussianas diferentes definidas por el GMM. El controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede seleccionar la clase (o tipo de tubería) correspondiente a la distribución de mezcla gaussiana con la probabilidad más alta.

[0039] La figura 9 muestra un diagrama de flujo que representa un método 900 de identificación (o detección) de un tipo de tubería en función de una señal de recepción (o de medición) correspondiente a una señal de transmisión respectiva. El método 900 puede incluir la generación de una señal de recepción, o de medición, en función de una señal de

transmisión respectiva que se propaga al menos parcialmente a través de una pared de tubería de una tubería (etapa 910). El método 900 puede incluir también la determinación (o cálculo) de uno o más rasgos (o valores de parámetros) de señal de la señal de recepción (etapa 920). El método 900 puede incluir también la identificación de un tipo de tubería de la tubería en función del uno o más rasgos (o valores de parámetros) de señal de la señal de recepción y una pluralidad de firmas de tipos de tuberías asociadas a una pluralidad de tipos de tubería, para cada tipo de tubería de la pluralidad de tipos de tubería, la firma de tipos de tuberías respectiva incluye una o más características de señales de recepción (o de medición) asociadas a ese tipo de tubería (etapa 930).

[0040] El método 900 puede incluir la generación de una señal de recepción, o de medición, por parte de un sensor (como un sensor ultrasónico) de un medidor de flujo de fluido, en función de una señal de transmisión respectiva que se propaga al menos parcialmente a través de una pared de tubería de una tubería (etapa 910). Para un sensor ultrasónico con dos o más transductores, la generación de la señal de recepción puede incluir un primer transductor que transmite la señal de transmisión que se ha de propagar al menos parcialmente a través de un fluido que fluye en la tubería, y un segundo transductor que recibe una señal de recepción asociada a la señal de transmisión. La señal de recepción representa una versión recibida de la señal de transmisión. La señal de recepción puede ser una versión retardada y distorsionada de la señal de transmisión. Por ejemplo, la señal de recepción puede incluir una primera parte de señal que representa una versión recibida de una primera parte respectiva de la señal de transmisión que se propaga principalmente en la pared de la tubería, o dentro de esta, entre los dos transductores, y una segunda parte de señal que representa una versión recibida de una segunda parte respectiva de la señal de transmisión que se propaga principalmente a través del fluido entre los dos transductores. En otras palabras, la primera y la segunda parte de la señal de transmisión puede asociarse a dos trayectorias de propagación distintas. La generación de la señal de recepción puede incluir el muestreo, p.ej. mediante un CAD del medidor de flujo de fluido, de la señal de recepción.

[0041] El método 900 puede incluir también la determinación (o cálculo) de uno o más rasgos (o valores de parámetros) de señal de la señal de recepción (etapa 920). El controlador 150 del medidor de flujo de fluido 100 puede utilizar muestras de la señal de recepción para determinar o calcular el o los rasgos(s) de señal de la señal de recepción. La determinación (o cálculo) del rasgo o los rasgos de señal puede incluir que el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) calcule el valor o los valores para cualquier combinación de los parámetros de señal E , E_F , Ep , T , T_F , T_P , R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$. Se pueden calcular valores de cualquiera de los parámetros E , E_F , Ep , T , T_F , T_P , R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$ según se ha descrito anteriormente para cada uno de estos parámetros. La determinación (o cálculo) del rasgo o los rasgos de señal puede incluir que el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) calcule coeficientes de ondícula de señal de la señal de recepción, la primera parte de señal de la señal de recepción o la segunda parte de señal de la señal de recepción. La determinación (o cálculo) del rasgo o los rasgos de señal puede incluir que el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) calcule envolvente(s) de señal de la señal de recepción (como la señal de medición 200), la primera parte de señal de la señal de recepción (como la señal de medición de tubería 202) o la segunda parte de señal de la señal de recepción (como la señal de medición de fluido 201). La determinación (o cálculo) del rasgo o los rasgos de señal puede incluir que el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) seleccione una o más muestras de señal de la señal de recepción. Por ejemplo, el controlador 150 puede seleccionar muestras de la primera parte de señal de la señal de recepción (p. ej., la señal de medición de tubería 202) que sean superiores a un primer umbral y/o muestras de la segunda parte de señal de la señal de recepción (p. ej., la señal de medición de fluido 201). La determinación (o cálculo) del rasgo o los rasgos de señal puede incluir que el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) identifique la primera parte de señal de la señal de recepción (como la identificación de los tiempos de comienzo y finalización $k_{p,s}$ y $k_{p,e}$ de la primera parte de señal de la señal de recepción), y/o que identifique la segunda parte de señal de la señal de recepción (como la identificación de los tiempos de comienzo y finalización $k_{f,s}$ y $k_{f,e}$ de la segunda parte de señal de la señal de recepción). Como se ha ilustrado anteriormente, el cálculo de algunos de los rasgos de señal, como el valor de $T_{F,r}$ o $T_{p,r}$, puede incluir la utilización de los tiempos de comienzo y finalización de la primera o la segunda parte de señal de la señal de recepción.

[0042] El método 900 puede incluir la identificación de un tipo de tubería de la tubería en función del uno o más rasgos (o valores de parámetro) de señal de la señal de recepción y una pluralidad de firmas de tipos de tuberías asociadas a una pluralidad de tipos de tubería (etapa 930). El medidor de flujo de fluido 100 puede incluir una memoria que almacena la pluralidad de firmas de tipos de tuberías asociadas a una pluralidad de tipos de tubería. Para cada tipo de tubería de la pluralidad de tipos de tuberías, la firma de tipo de tubería respectiva puede incluir una o más características de señales de recepción (o de medición) asociadas a ese tipo de tubería. Por ejemplo, cada firma de tipo de tubería de señal puede incluir uno o más valores, intervalos o regiones de uno o más parámetros de señal de señales de recepción, como valores, intervalos o regiones de cualquier combinación de los parámetros de señal E , E_F , Ep , T , T_F , T_P , R , $T_{F,r}$ y $T_{p,r}$. Como se ha analizado anteriormente, por ejemplo, con respecto a las figuras 3, 5 y 7A, los valores, intervalos o regiones pueden definir límites de regiones grupo (o clasificación) de los parámetros para ese tipo de tubería. En algunos modos de realización, para cada tipo de tubería, la firma de tipo de tubería respectiva puede incluir características estadísticas de uno o más parámetros de señal de recepción. Por ejemplo, un GMM incluye

parámetros estadísticos (como media y varianza) para cada distribución gaussiana asociada a cualquier tipo de tubería. Cada distribución gaussiana representa una distribución probabilística de uno o más parámetros de señal.

5 **[0043]** La identificación del tipo de tubería puede incluir que el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) utilice un clasificador, como un clasificador GMM, un proceso de clasificación similar al proceso 600 u 800, o cualquier otro clasificador conocido en la técnica. El controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede utilizar el uno o más rasgos de señal (o valores de parámetros de señal) como entrada al clasificador. El clasificador puede implementarse como instrucciones de código informático ejecutables por el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100).

10 **[0044]** En algunos modos de realización, el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede utilizar múltiples señales de recepción para identificar el tipo de tubería. El controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede determinar (o calcular) un conjunto de rasgos de señal para cada una de las múltiples señales de recepción. El controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede aplicar los rasgos de señal de las múltiples señales de recepción ya sea de forma simultánea o un conjunto a la vez al clasificador. El controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100) puede utilizar los resultados de clasificación asociados a los múltiples conjuntos de rasgos de señal para determinar un tipo de tubería final. Por ejemplo, se puede determinar el tipo de tubería más frecuente en los resultados múltiples como el tipo de tubería final identificado por el controlador 150 (o un procesador de un dispositivo remoto acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido 100).

25 **[0045]** El controlador 150 puede seleccionar o ajustar un valor de parámetro de calibración del medidor de flujo de fluido (100) en función del tipo de tubería identificado. El valor de parámetro de calibración puede ser un valor de parámetro utilizado por el controlador 150 en la medición o estimación de la tasa de flujo de fluido (o velocidad de flujo de fluido) en función de una o más señales de medición. En algunos modos de realización, una memoria del medidor de flujo de fluido puede almacenar una pluralidad de valores de parámetros de calibración asociados a una pluralidad de tipos de tubería. El controlador puede seleccionar un valor de la pluralidad de valores de parámetros de calibración en función del tipo de tubería identificado.

30 **[0046]** El clasificador (o la información de clasificación) puede obtenerse a través de datos experimentales recopilados utilizando diferentes tipos de tuberías. Los datos experimentales pueden incluir una pluralidad de señales de recepción asociadas a varias tuberías de diferentes tipos. Por ejemplo, los parámetros de energía de señal y tiempo de señal pueden extraerse de las señales de recepción y se pueden identificar los grupos respectivos asociados a diferentes tipos de tuberías. La información de clasificación puede incluir información que identifique los diferentes grupos.

35 **[0047]** Aunque la invención se ha mostrado y descrito en particular con referencia a modos de realización específicos, los expertos en la materia deben entender que pueden realizarse diversos cambios en la forma y en los detalles en la presente memoria sin alejarse del alcance de la invención según se define en las siguientes reivindicaciones. Además, los sistemas, dispositivos y métodos dados a conocer en la presente memoria pueden aplicarse en medidores de flujo de agua o en medidores de flujo de fluido para monitorizar el flujo de otros fluidos (como gas natural, gasolina o petróleo). Los sistemas, dispositivos y métodos dados a conocer en la presente memoria pueden aplicarse para distinguir entre cualquier número de tipos de tubería. El controlador puede incluir un sistema basado en ASIC, como un chip basado en cruce por cero de Maxim o un ASIC de unidad de medición del tiempo de carga (CTMU, por sus siglas en inglés) de Microchip. El valor o los valores de parámetros de energía pueden calcularse en función de una señal de recepción análoga utilizando, por ejemplo, filtrado de señal, rectificación de señal e integración de señal en un intervalo de tiempo configurable.

REIVINDICACIONES

1. Medidor de flujo de fluido (100) que comprende:

5 un sensor ultrasónico que incluye un primer transductor ultrasónico (110a) capaz de transmitir una señal de transmisión que se ha de propagar, al menos parcialmente, a través de un fluido en una tubería (10) y un segundo transductor ultrasónico (110b) capaz de recibir una señal de recepción respectiva (200);

una memoria que almacena instrucciones de código informático y una pluralidad de firmas de tipos de tuberías asociadas a una pluralidad de tipos de tuberías, cada firma de tipo de tubería de un tipo de tubería respectivo de la pluralidad de tipos de tuberías incluyendo una o más características de señales de recepción asociadas a ese tipo de tubería; y

10 un procesador (150), acoplado de forma comunicativa al sensor ultrasónico y a la memoria, configurado para, al ejecutar las instrucciones de código informático:

15 calcular, utilizando la señal recibida, un parámetro de energía relativa indicativo de una energía de señal de tubería relativa de una señal de tubería (202) o una energía de señal de fluido relativa de una señal de fluido (201), representando la señal de tubería (202) una primera parte de la señal de recepción (200) correspondiente a una primera parte respectiva (102) de la señal de transmisión que se propaga sustancialmente por una pared (11) de la tubería (10), o dentro de esta, entre el primer transductor ultrasónico (110a) y el segundo transductor ultrasónico (110b), y representando la señal de fluido (201) una segunda parte de la señal de recepción (200) correspondiente a una segunda parte respectiva (101) de la señal de transmisión que se propaga sustancialmente a través del fluido en la tubería (10) entre el primer transductor ultrasónico (110a) y el segundo transductor ultrasónico (110b);

20 determinar una primera instancia temporal en la que se recibe una primera fracción específica de una energía de la señal de tubería (202) en el segundo transductor ultrasónico (110b);

determinar una segunda instancia temporal en la que se recibe una segunda fracción específica de una energía de la señal de fluido (201) en el segundo transductor ultrasónico (110b); e

25 identificar un tipo de tubería de la tubería (10) utilizando el parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal, la segunda instancia temporal y un clasificador definido en función de la pluralidad de firmas de tipos de tuberías.

2. Medidor de flujo de fluido (100) de la reivindicación 1, donde el procesador (150) está configurado para, al ejecutar las instrucciones de código informático:

30 calcular coeficientes de ondícula de la señal de recepción (200) o una parte de señal de la señal de recepción; o

calcular una función de envolvente de la señal de recepción (200) o una parte de la señal de recepción.

3. Medidor de flujo de fluido (100) de la reivindicación 1, donde el procesador (150) está configurado para, al ejecutar las instrucciones de código informático, seleccionar una o más muestras de la señal de recepción (200).

4. Medidor de flujo de fluido (100) de la reivindicación 1, donde el procesador (150) está configurado para, al ejecutar las instrucciones de código informático,

35 seleccionar o ajustar un valor de parámetro de calibración del medidor de flujo de fluido (100) en función del tipo de tubería identificado.

5. Medidor de flujo de fluido (100) de la reivindicación 1, donde el clasificador incluye un clasificador de modelo de mezcla gaussiana (GMM) que define una pluralidad de distribuciones de mezcla gaussianas, y donde la identificación de un tipo de tubería de la tubería (10) incluye opcionalmente:

40 calcular, para cada distribución de mezcla gaussiana definida por el clasificador de GMM, una probabilidad correspondiente del parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal y la segunda instancia temporal que pertenecen a esa distribución de mezcla gaussiana; y

45 seleccionar un tipo de tubería correspondiente a una distribución de mezcla gaussiana asociada a la probabilidad más alta.

6. Método de identificación de un tipo de tubería de una tubería (10) asociada a un medidor de flujo de fluido (100), que comprende:

transmitir, mediante un primer transductor ultrasónico (110a) de un sensor ultrasónico del medidor de flujo de fluido (100), una señal de transmisión que se ha de propagar, al menos parcialmente, a través de un fluido en la tubería (10);

5 recibir, mediante un segundo transductor ultrasónico (110b) del sensor ultrasónico, una señal de recepción (200) en respuesta a la transmisión de la señal de transmisión;

almacenar, mediante una memoria, una pluralidad de firmas de tipos de tuberías asociadas a una pluralidad de tipos de tuberías, cada firma de tipo de tubería de un tipo de tubería respectivo de la pluralidad de tipos de tuberías incluyendo una o más características de señales de recepción asociadas a ese tipo de tubería;

10 calcular, mediante un procesador (150) utilizando la señal de recepción (200), un parámetro de energía relativa indicativo de una energía de señal de tubería relativa de una señal de tubería (202) o una energía de señal de fluido relativa de una señal de fluido (201), representando la señal de tubería (202) una primera parte de la señal de recepción (200) correspondiente a una primera parte respectiva (102) de la señal de transmisión que se propaga sustancialmente por una pared (11) de la tubería (10), o dentro de esta, entre el primer transductor ultrasónico (110a) y el segundo transductor ultrasónico (110b), y representando la señal de fluido (201) una
15 segunda parte de la señal de recepción (200) correspondiente a una segunda parte respectiva (101) de la señal de transmisión que se propaga sustancialmente a través del fluido en la tubería (10) entre el primer transductor ultrasónico (110a) y el segundo transductor ultrasónico (110b);

20 determinar, mediante el procesador (150) utilizando la señal de recepción (200), una primera instancia temporal en la que se recibe una primera fracción específica de una energía de la señal de tubería (202) en el segundo transductor ultrasónico (110b);

determinar, mediante el procesador (150), utilizando la señal de recepción (200), una segunda instancia temporal en la que se recibe una segunda fracción específica de una energía de la señal de fluido (201) en el segundo transductor ultrasónico (110b); e

25 identificar, mediante el procesador (150), un tipo de tubería de la tubería (10) utilizando el parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal, la segunda instancia temporal y un clasificador definido en función de la pluralidad de firmas de tipos de tuberías.

7. Método de la reivindicación 6, que comprende, además:

calcular coeficientes de ondícula de la señal de recepción o una parte de señal de la señal de recepción (200); o

calcular una función de envolvente de la señal de recepción (200) o una parte de la señal de recepción.

30 8. Método de la reivindicación 6, que comprende, además, la selección de una o más muestras de la señal de recepción (200).

9. Método de la reivindicación 6, que comprende, además:

la selección o el ajuste de un valor de parámetro de calibración del medidor de flujo de fluido (100) en función del tipo de tubería identificado.

35 10. Método de la reivindicación 6, donde el clasificador incluye un clasificador de modelo de mezcla gaussiana (GMM) que define una pluralidad de distribuciones de mezcla gaussianas, donde la identificación de un tipo de tubería de la tubería (10) incluye opcionalmente:

40 calcular, para cada distribución de mezcla gaussiana definida por el clasificador de GMM, una probabilidad correspondiente del parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal y la segunda instancia temporal que pertenecen a esa distribución de mezcla gaussiana; y

seleccionar un tipo de tubería correspondiente a una distribución de mezcla gaussiana asociada a la probabilidad más alta.

45 11. Medidor de flujo de fluido de la reivindicación 1, donde el procesador (150) es un procesador del medidor de flujo de fluido (100) o un procesador de un dispositivo informático acoplado de forma comunicativa al medidor de flujo de fluido (100).

12. Medio no transitorio legible por ordenador con instrucciones de código informático almacenadas en el mismo, donde las instrucciones de código informático, al ser ejecutadas por un procesador, provocan que el procesador:

50 haga que un sensor de un medidor de flujo de fluido transmita una señal de transmisión para que se propague, al menos parcialmente, a través de un fluido en una tubería (10), y reciba una señal de recepción (200) en respuesta a la transmisión de la señal de transmisión;

- 5 calcule, utilizando la señal de recepción (200), un parámetro de energía relativa indicativo de una energía de señal de tubería relativa de una señal de tubería (202) o una energía de señal de fluido relativa de una señal de fluido (201), representando la señal de tubería (202) una primera parte de la señal de recepción (200) correspondiente a una primera parte respectiva (102) de la señal de transmisión que se propaga sustancialmente por una pared (11) de la tubería (10), o dentro de esta, entre un primer transductor ultrasónico (110a) y un segundo transductor ultrasónico (110b) del sensor ultrasónico, y representando la señal de fluido (201) una segunda parte de la señal de recepción (200) correspondiente a una segunda parte respectiva (101) de la señal de transmisión que se propaga sustancialmente a través del fluido en la tubería (10) entre el primer transductor ultrasónico (110a) y el segundo transductor ultrasónico (110b);
- 10 determine una primera instancia temporal en la que se recibe una primera fracción específica de una energía de la señal de tubería (202) en el segundo transductor ultrasónico (110b);
- determine una segunda instancia temporal en la que se recibe una segunda fracción específica de una energía de la señal de fluido (201) en el segundo transductor ultrasónico (110b); e
- 15 identifique un tipo de tubería de una pluralidad de tipos de tubería de la tubería (10) utilizando el parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal, la segunda instancia temporal y un clasificador definido en función de una pluralidad de firmas de tipos de tuberías de la pluralidad de tipos de tuberías, cada firma de tipo de tubería de un tipo de tubería respectivo de la pluralidad de tipos de tuberías incluyendo una o más características de señales de recepción asociadas a ese tipo de tubería.
- 20 **13.** Medidor de flujo de fluido (100) de la reivindicación 1 o método de la reivindicación 6, donde la pluralidad de firmas de tipos de tuberías incluye valores, intervalos o regiones asociados al parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal y la segunda instancia temporal, y donde la identificación de un tipo de tubería de la tubería (10) incluye opcionalmente la comparación del parámetro de energía relativa, la primera instancia temporal y la segunda instancia temporal con valores, intervalos o regiones correspondientes en la pluralidad de firmas de tipos de tuberías.

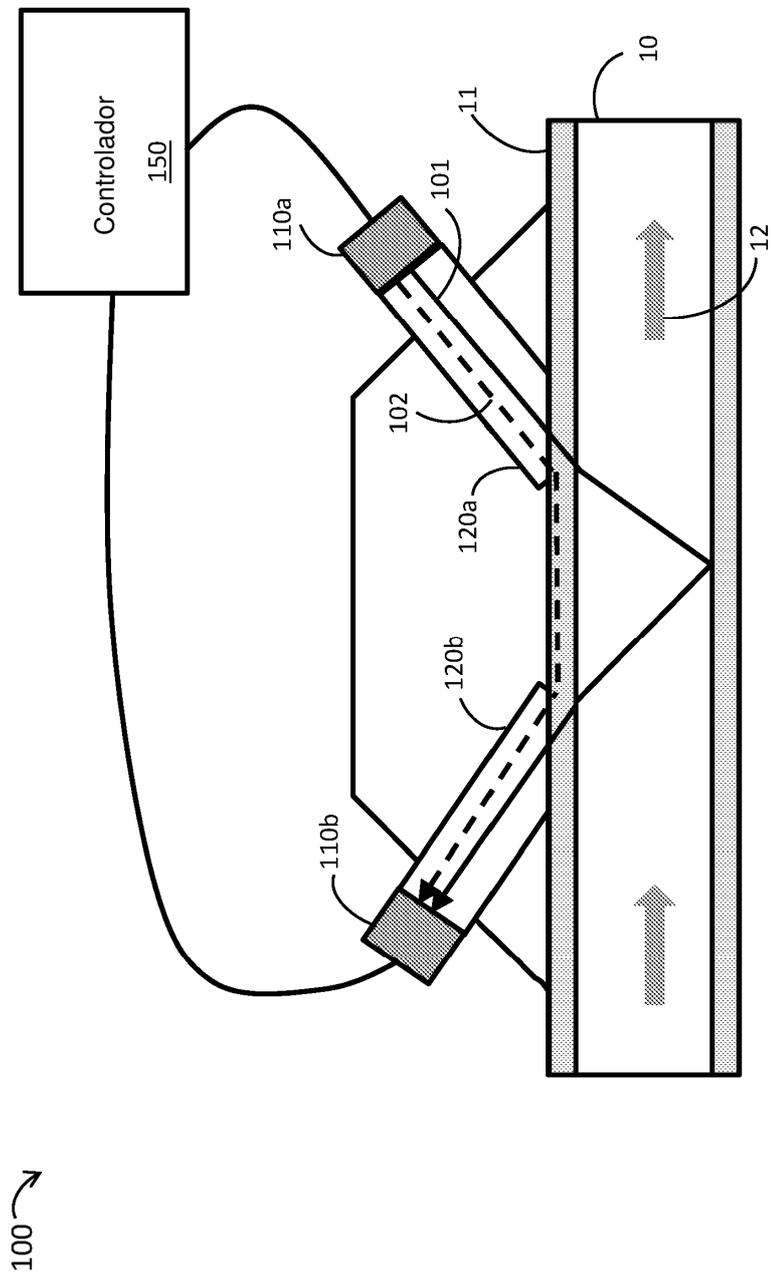


FIG. 1

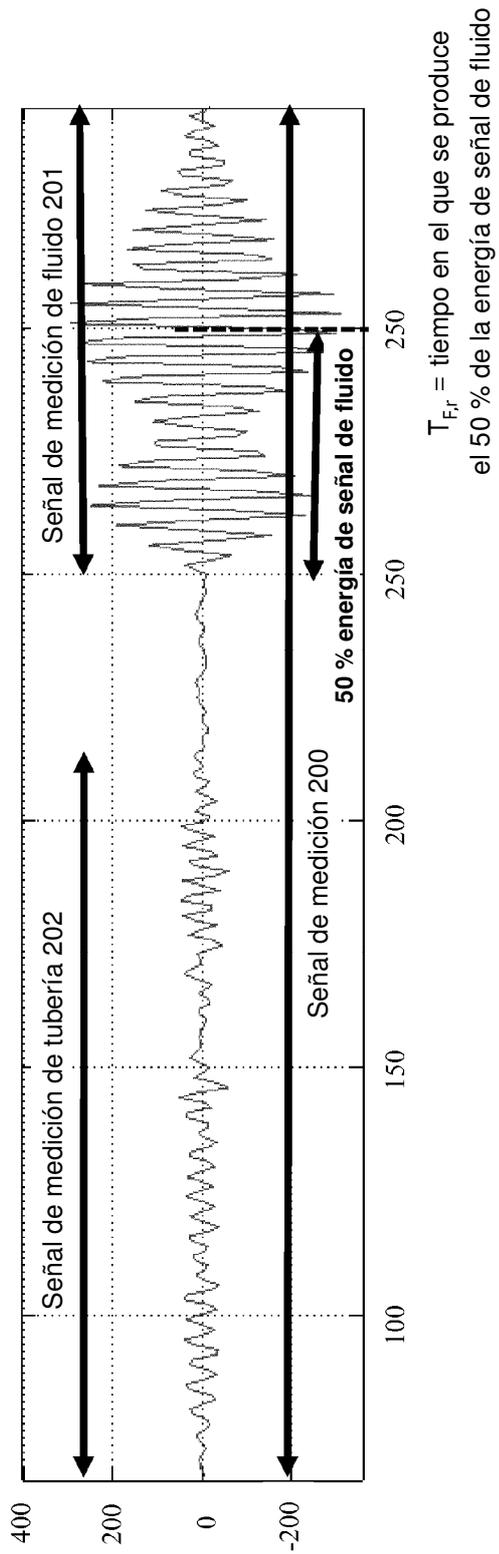
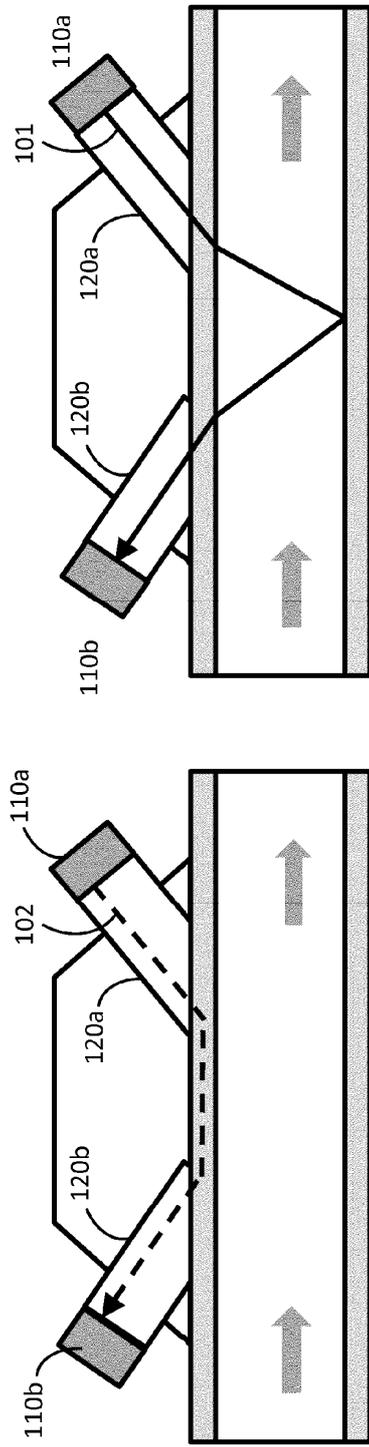


FIG. 2

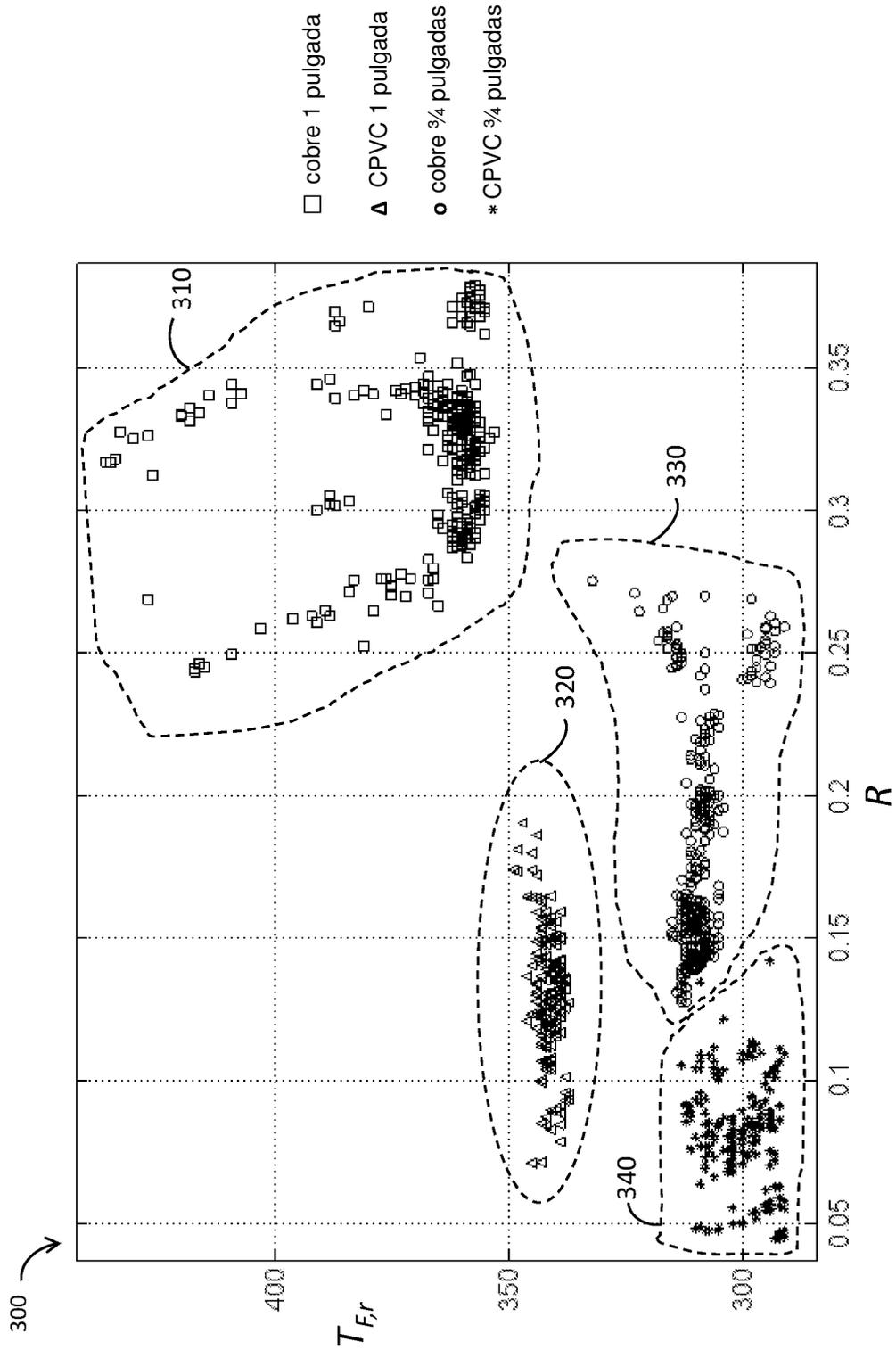


FIG. 3

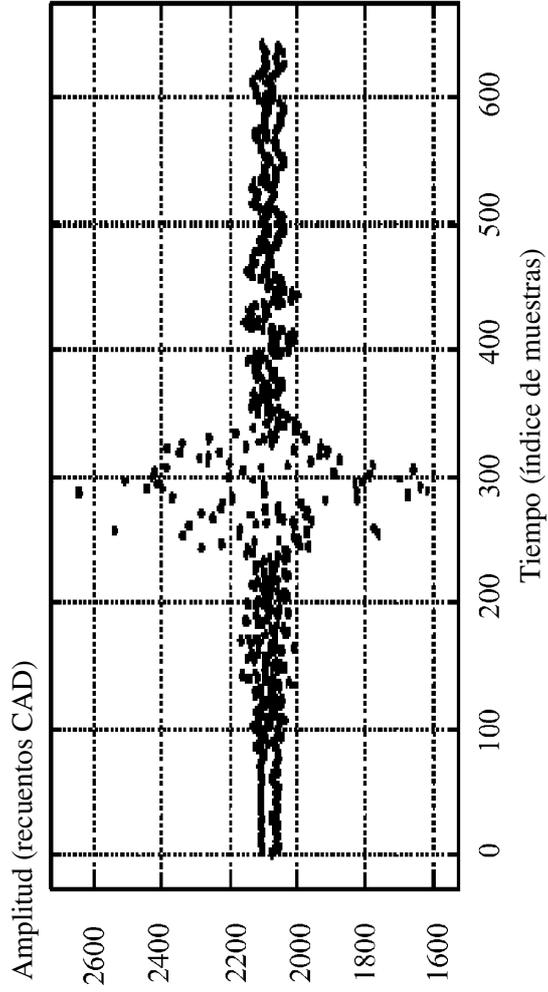


FIG. 4A

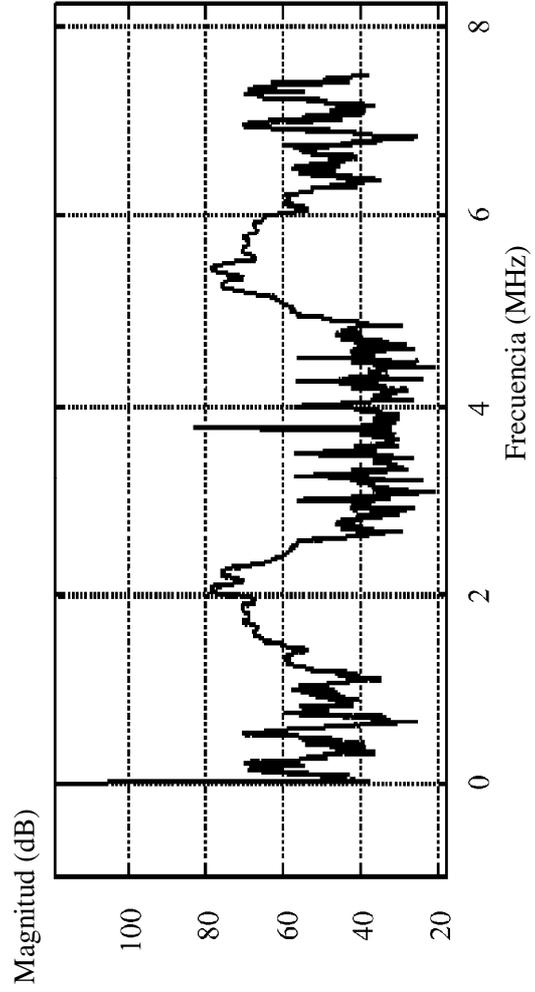


FIG. 4B

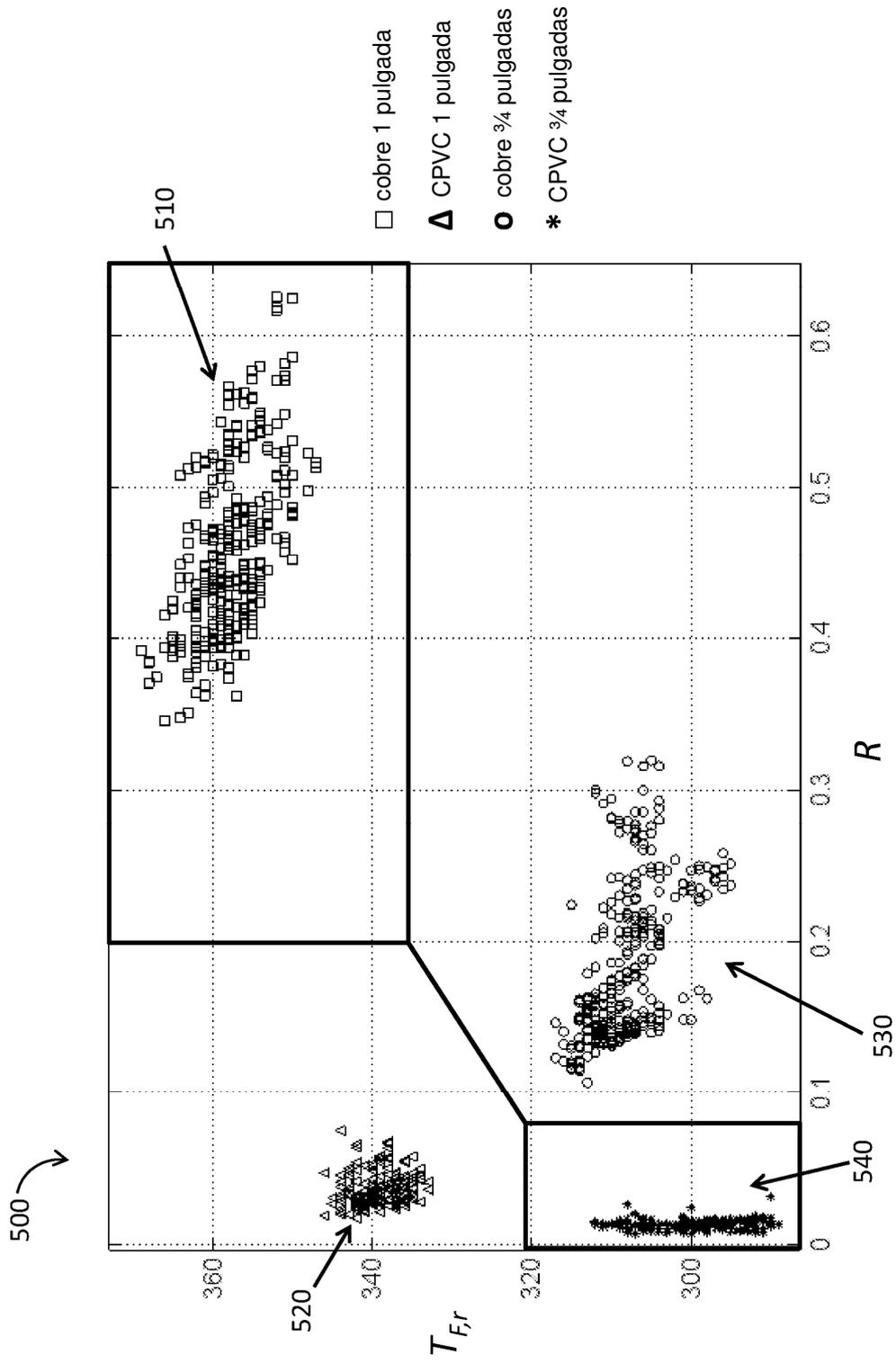


FIG. 5

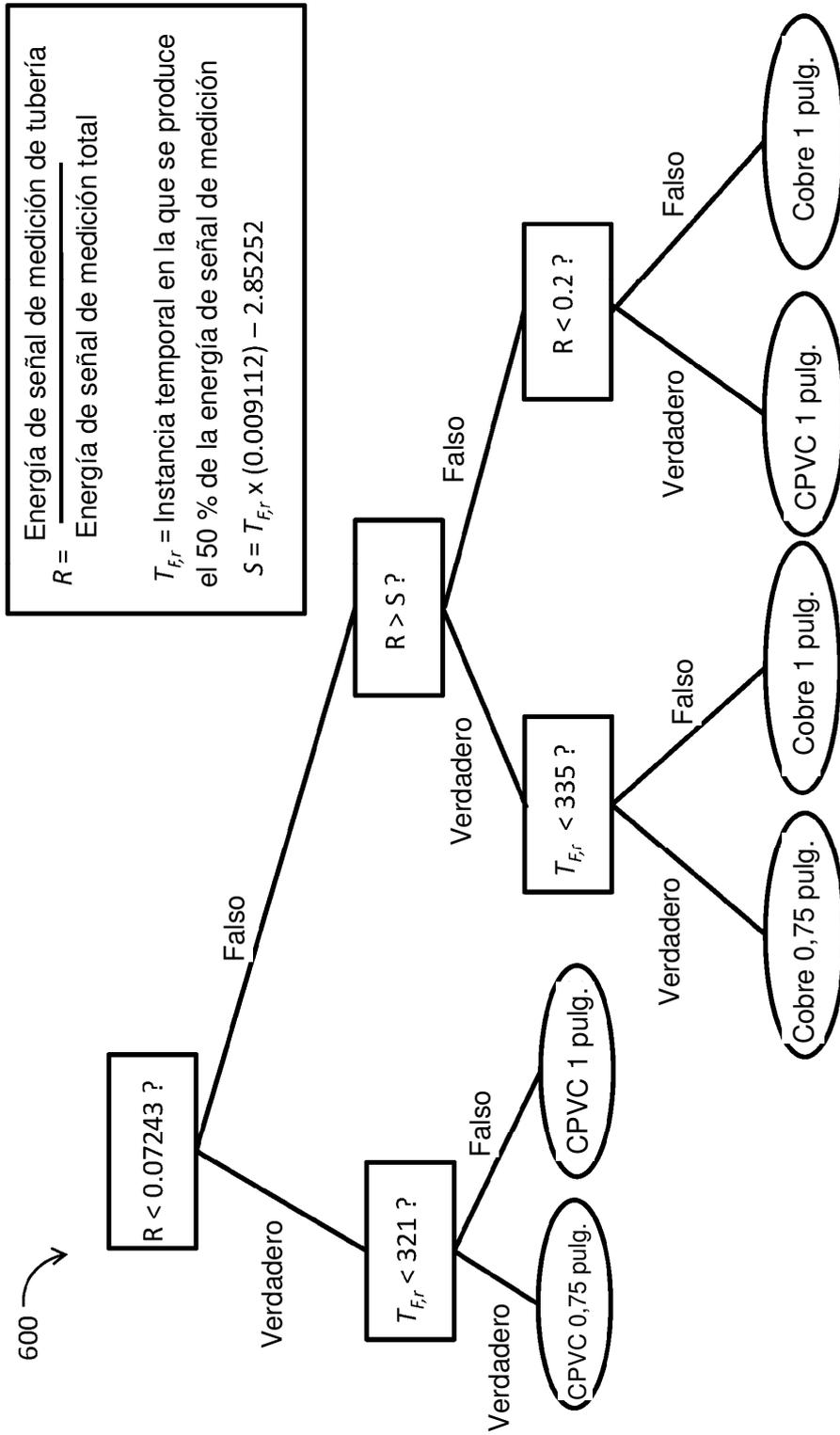


FIG. 6

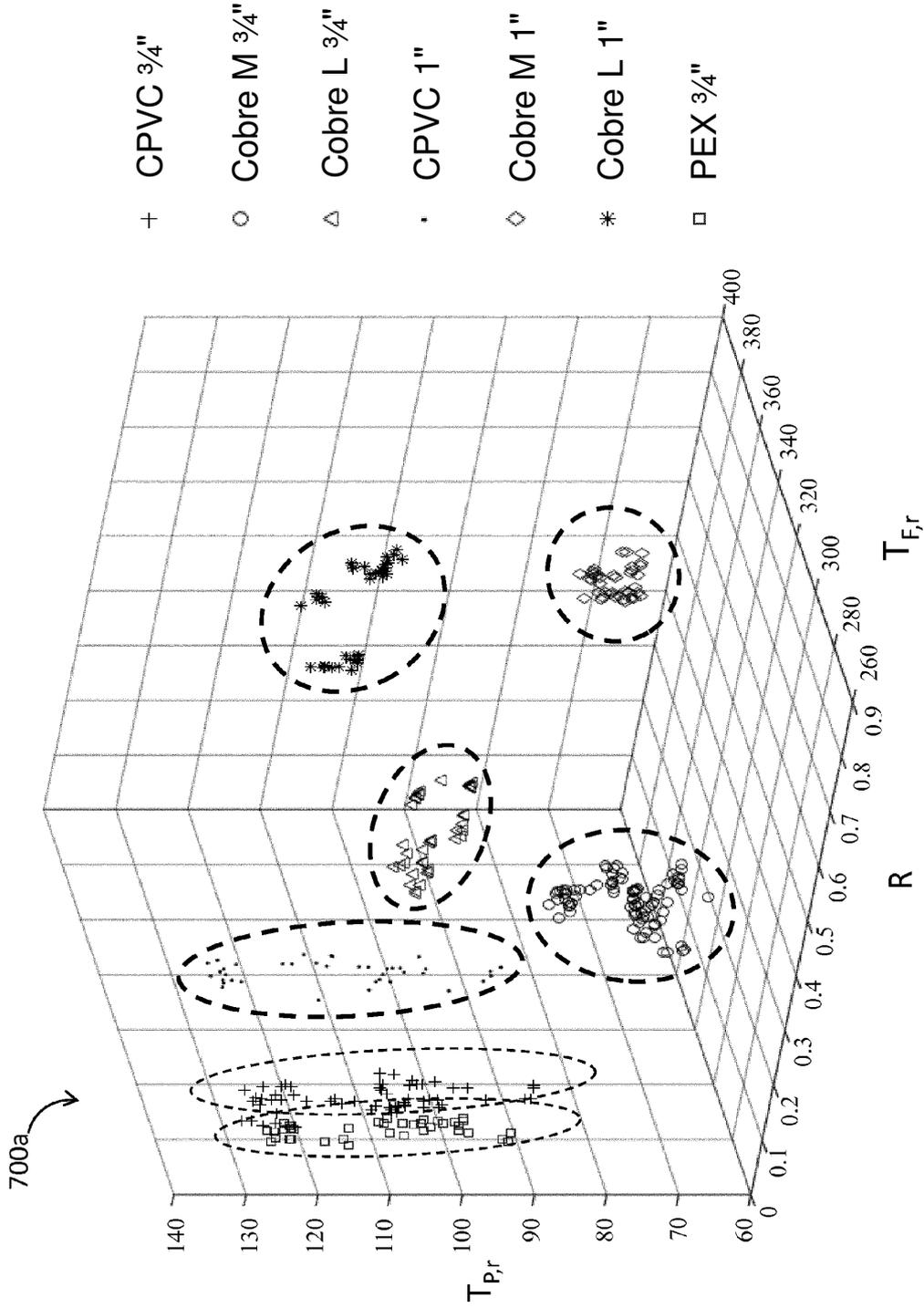


FIG. 7A

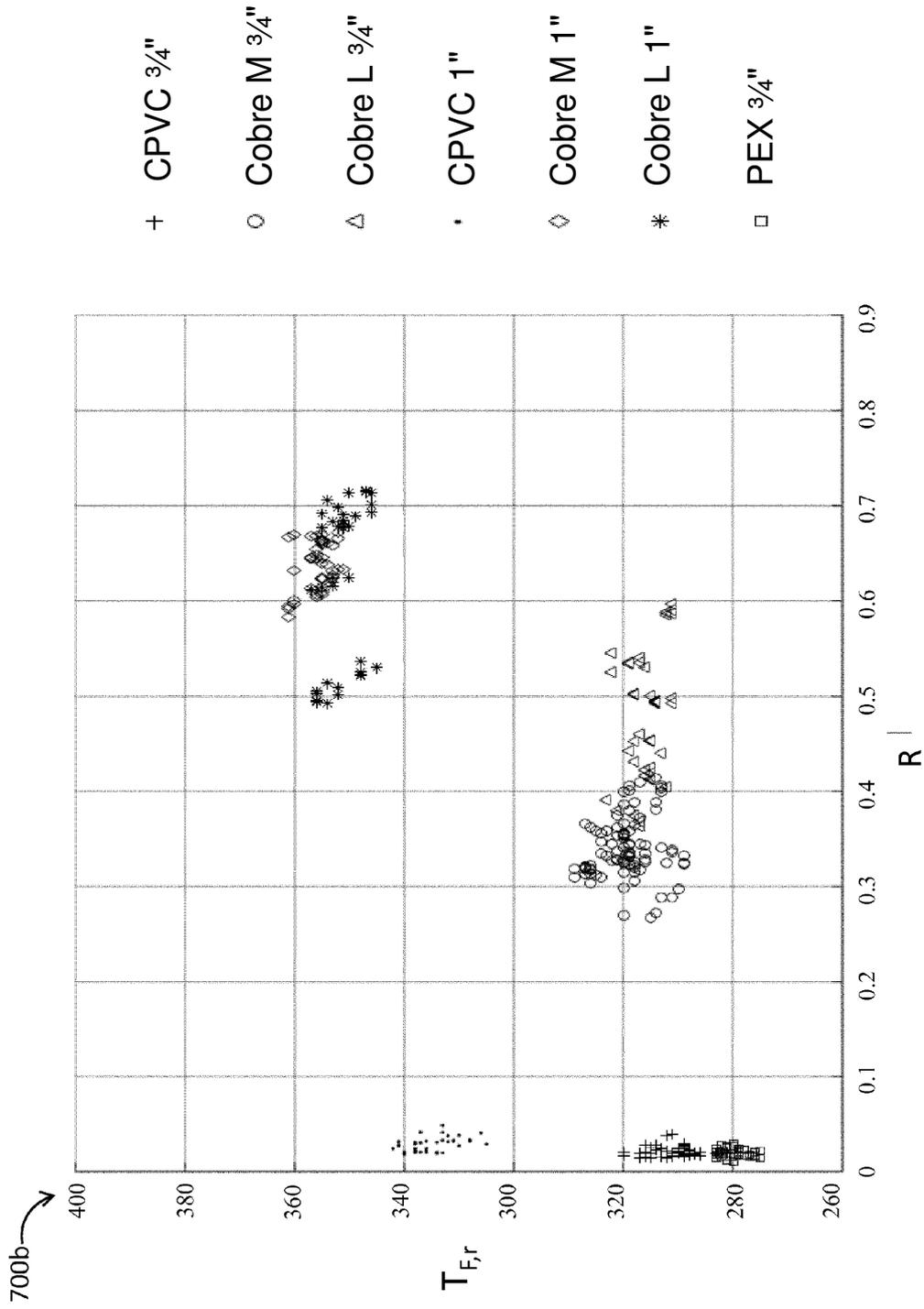


FIG. 7B

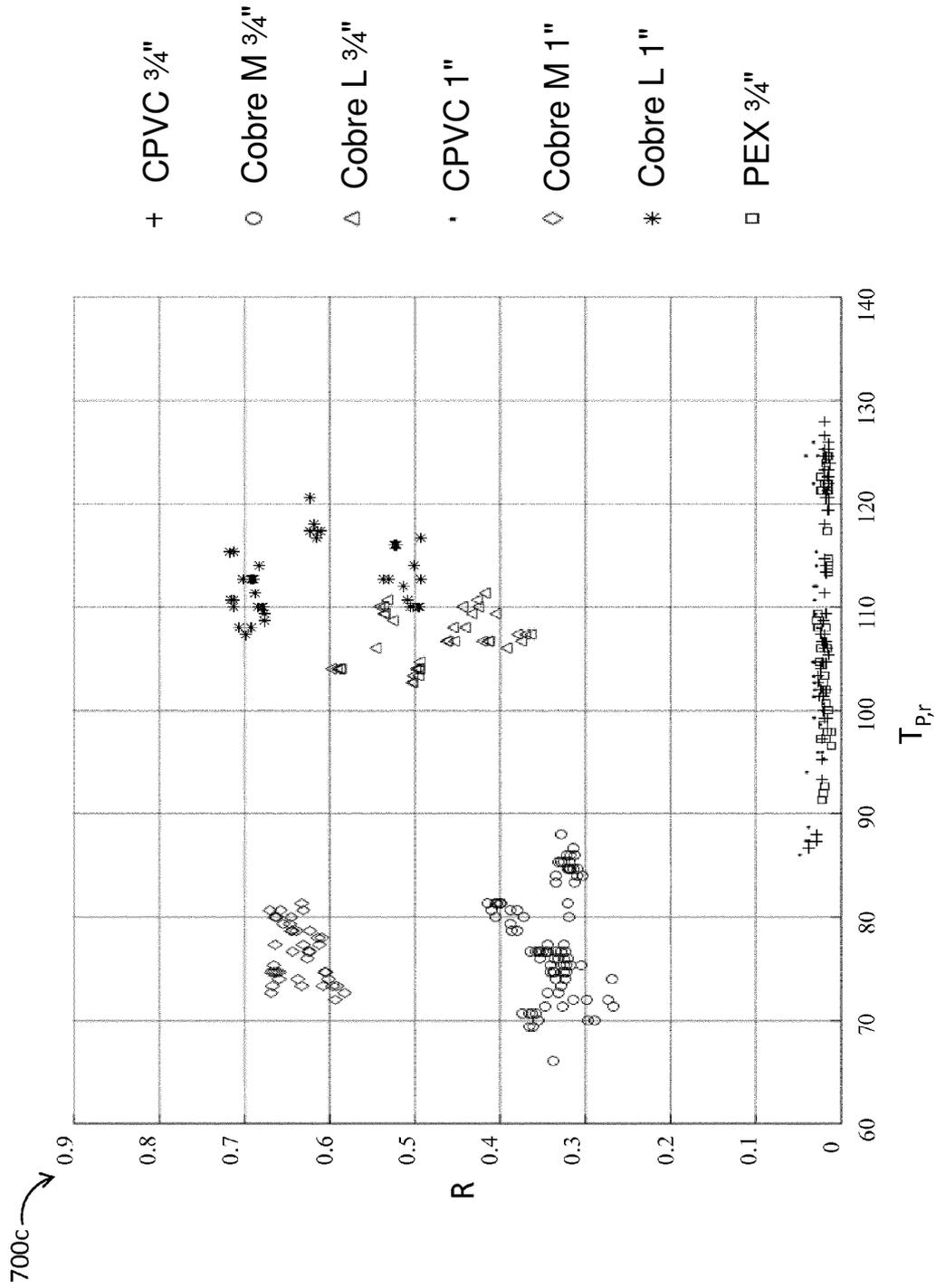


FIG. 7C

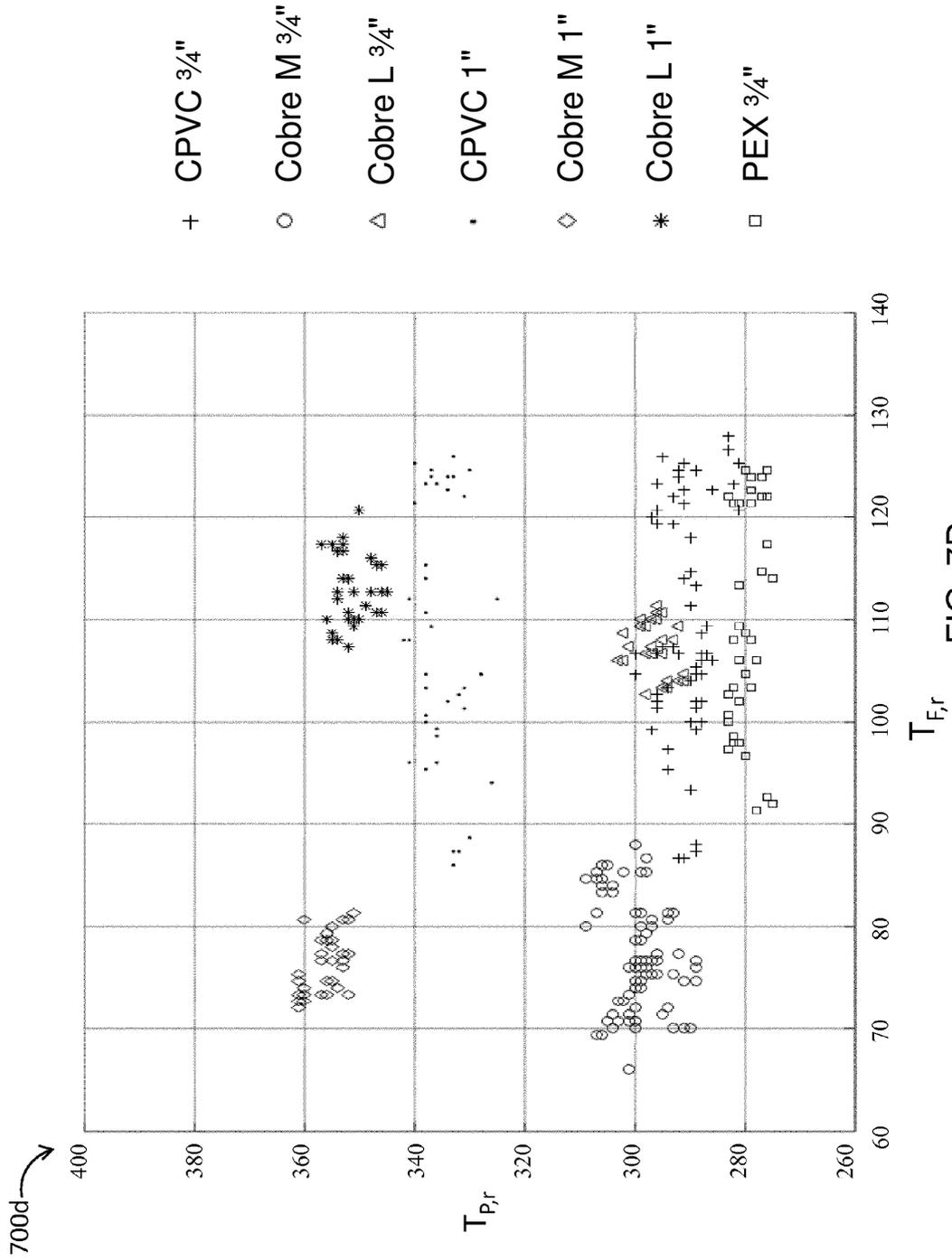
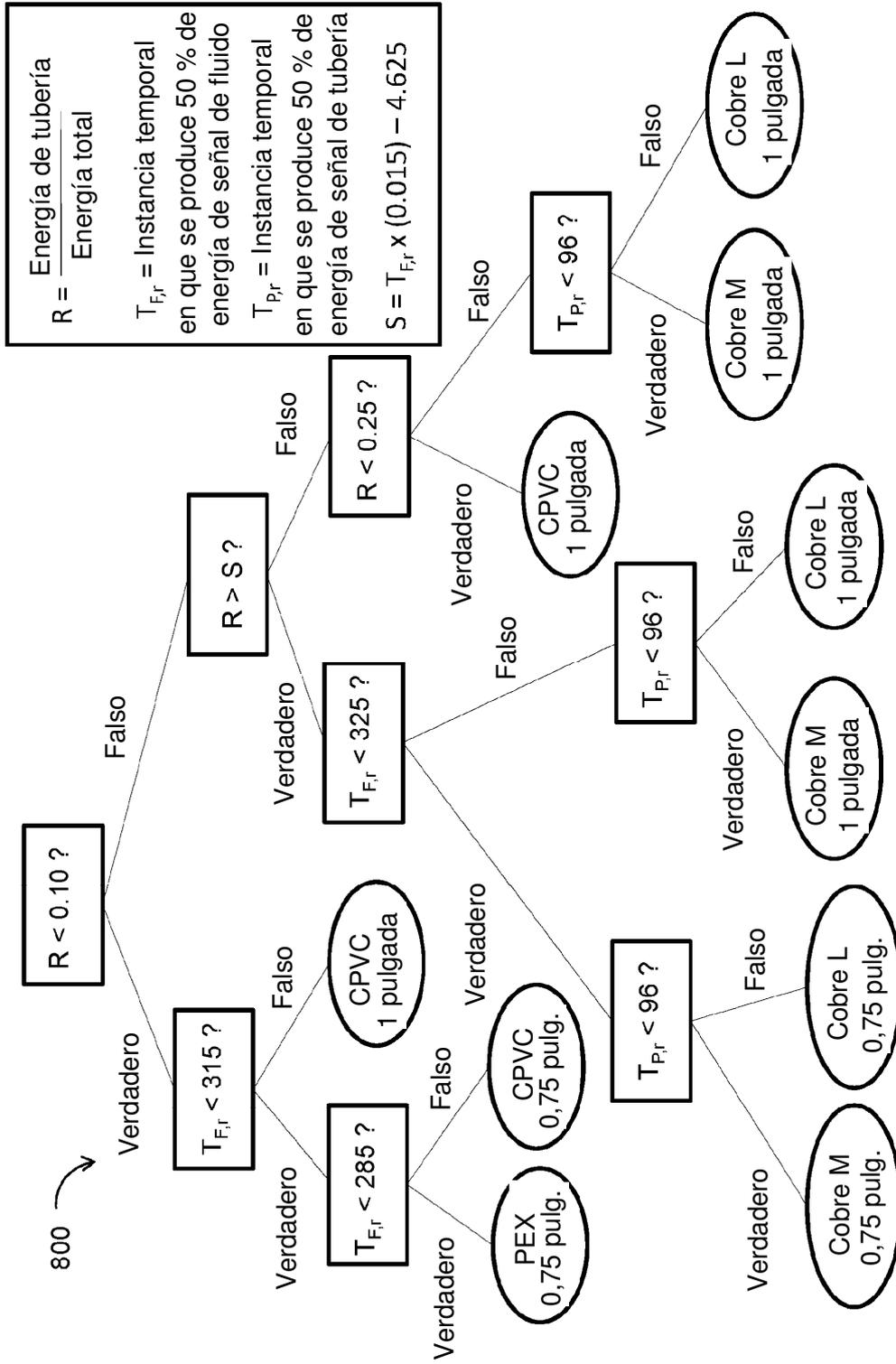


FIG. 7D



$R = \frac{\text{Energía de tubería}}{\text{Energía total}}$
 T_{Fr} = Instancia temporal en que se produce 50 % de energía de señal de fluido
 T_{Pr} = Instancia temporal en que se produce 50 % de energía de señal de tubería
 $S = T_{Fr} \times (0.015) - 4.625$

FIG. 8

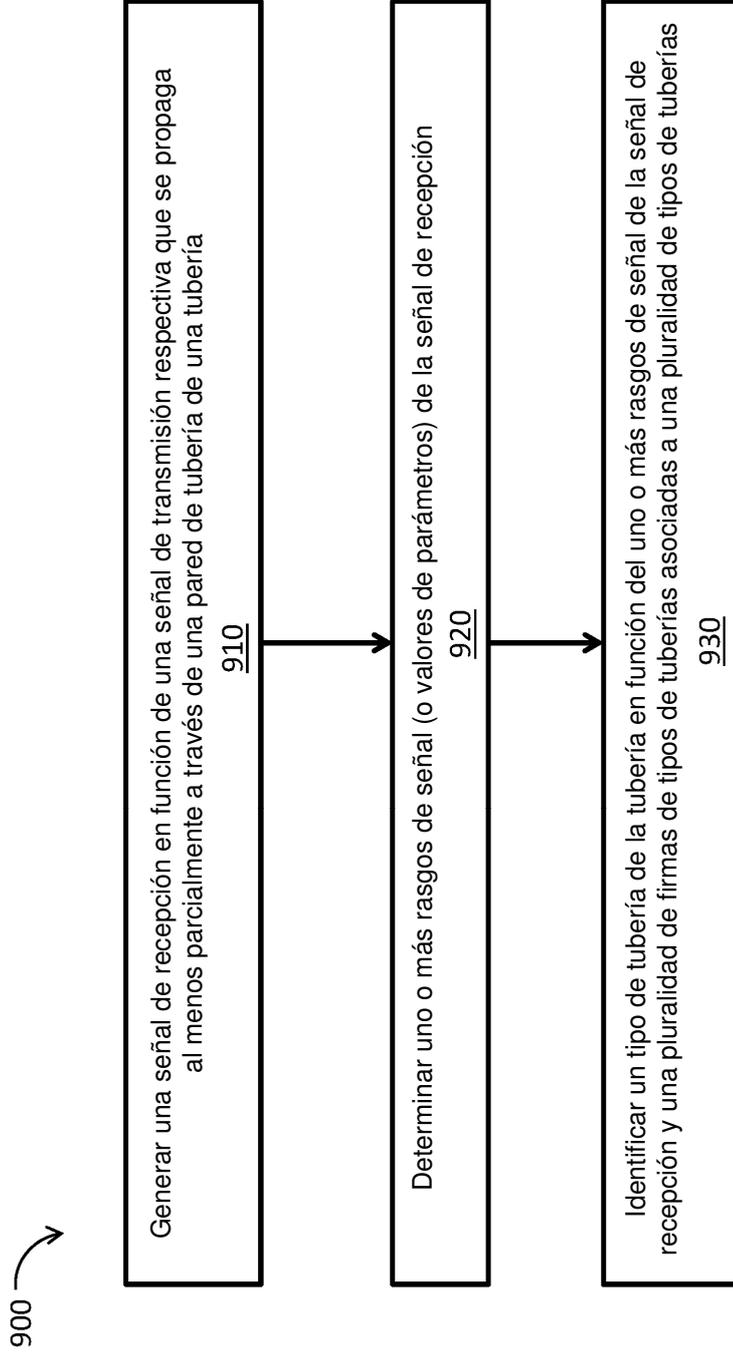


FIG. 9