



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIA DE LA TIERRA

***“Diseño de Medidor de Flujo Ultrasónico No intrusivo para
Hidrocarburos”***

TESIS QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOSE ALFREDO FUENTES SERRANO

DIRECTOR DE TESIS:

M.I ULISES NERI FLORES



CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX, 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mis padres Ma. Hortensia Serrano Islas por su invaluable apoyo y dedicación a lo largo de toda esta carrera, en momentos buenos y malos, felices y amargos. Por ser mi apoyo, fortaleza e inspiración para tener los logros que he tenido. Sus palabras y bendiciones de todos los días. Me enseñaste que hay que aprender de los errores y enfocarse sólo en tus metas, ser organizado y conciso. Y que para ti nunca habrá una mujer mejor que tú.

Mi padre Arturo Alfredo Fuentes Mtz. Por su esfuerzo, apoyo y exigencia de cada día. Por todas las experiencias buenas y malas pero en cada una me has hecho aprender de cada una de ellas. Que el tiempo siempre lo haga efectivo. Por ser el apoyo eterno en todo momento aunque pareces no ponerme atención y todo se te olvide, siempre tienes una palabra de aliento, así como respaldar mis decisiones. Y algo muy agradecido estoy es que jamás dejas que me venga abajo, atreverme a todo sin temores, sin rodeos y mejor aún sin excusas ni pretextos, no hables sólo hazlo.

A mis hermanos Luis Fernando Fuentes por su apoyo desinteresado, aquella inspiración de ser un ingeniero más en la familia. Siempre me has enseñado que la suerte viene de tontos y que el dinero en manos de pobres pobre dinero, a saber administrarme y se constante como perseverante en cada meta. Hoy y siempre he estado orgulloso de ti.

A mi hermana Ana Laura Fuentes por toda aquella experiencia que me ha brindado de sus buenas y malas experiencias, buenos consejos hasta de cómo defenderme de los demás. Por habernos iluminado con el ser más creativo, inteligente y tenaz como lo es Leandro. Por tu enorme apoyo al momento de decepciones amorosas, siempre me dijiste que no pierda el tiempo esperando a quien no llega pero tampoco salga a buscar amor de rebote.

Hoy y siempre he estado tan orgulloso de ustedes.

Al M.I. Ulises Neri Flores, por su grandioso apoyo como persona y como mi jefe en la DGM. Una excelente persona.

A mis amigos de toda la vida escolar, por sus invaluable consejos, apoyos, experiencias, palabras, bromas, sonrisas, exitosos momentos, fiestas, encuentros y lo mejor permitirme

entrar a sus vidas: Silvia Rodríguez, Sharon Jiménez, Anwar Sánchez, Alexis Leos, Christian (Chivo), Eber Huesca, Hugo Alan Cruz, Raúl Duran, Jatzira González, Jorge Fuentes H. , Israel Gutiérrez, Edgar Hernández Rivera (mi eterno cuñado), Hector Jofre, Dante Arteaga, José Alonso López, Daniel San Juan, Salvador Miranda, Anton Alvarado, Omar Piña, Montserrat Talavera, Ivan Soto, Alejandra Aguilar, Jesús Vega, José Luis García...

A todas las mujeres que me apoyaron en cada momento y me robaron suspiros y sonrisas que tienen una mirada tan hermosa que en ellas encontraba la mejor versión de lo que soy.

A mi "Alma Mater" y permitirme ser parte de ella la Universidad Nacional Autónoma de México. A mi gloriosa Facultad de Ingeniería, por los conocimientos que recibí a través de sus profesores, en el camino de mi formación como ingeniero.

Contenido

Objetivo	7
Justificación	7
Resumen.....	8
Introducción	9
Antecedentes	10
Capítulo 1 Importancia de la Medición de Hidrocarburos	14
1.1 Contexto Internacional de la Medición de Hidrocarburos	16
1.2 Medición en cuanto a Cantidad y Calidad	19
1.3 Ley de Hidrocarburos.....	24
1.4 Reglamento de la ley de hidrocarburos	25
1.5 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.....	27
Capítulo 2 Conceptos Básicos	28
2.1 Conceptos de Flujo de Fluidos	28
2.2 Conceptos de Metrología.....	30
2.3 Conceptos de Electrónica.....	32
Capítulo 3 Tecnologías de Medición	33
3.1 Medición Estática.....	33
3.2 Medición Dinámica	34
3.2.1 Tipos de Medidores.....	35
3.2.2 Medidor de flujo másico tipo Coriolis.....	38
3.2.3 Medidor de placa de orificio	40
3.2.4 Medidor Ultrasónico	42
Capítulo 4 Medición Ultrasónica	44
4.1 Principios básicos del Ultrasonido	45
4.1.2 ¿Qué es el Ultrasonido?	45
4.1.3 Parámetros de las ondas ultrasónicas	45
4.1.4 Frecuencia, longitud de onda y velocidad de onda.....	46
4.1.5 Impedancia acústica	46

4.1.6 Propagación de Onda y partículas en movimiento	47
4.1.7 Aplicación de ultrasonido	48
4.1.8 El campo de sonido.....	49
4.2 Principios de operación.....	50
4.2.2 Efecto Doppler	50
4.2.3 Criterios para la instalación de efecto Doppler	52
4.3 Tiempo de transito.....	52
4.3.1 Criterios para la instalación de Medidores de fijación externa de Tiempo de Transito	55
4.4 Comparación de los Principios de Operación	56
4.5 Medición Ultrasónica para Gas de fijación externa con Tiempo de Tránsito.....	57
4.6 Condiciones de Flujo en tuberías para la Medición Ultrasónica de Gas de fijación externa	59
4.6.1 Perfil de velocidad	60
4.6.2 Experimento de Reynolds (Régimen de flujo)	61
4.6.3 Disturbios en el flujo.....	64
4.6.7 Calculo de volumen de flujo.....	65
4.7 Ventajas y desventajas de los Medidores Ultrasónicos para Gas de Fijación Externa	66
4.8 Criterios para la buena Selección de un Medidor Ultrasónico para Gas de Fijación Externa.....	67
Capítulo 5 Arquitectura y Construcción del Medidor Ultrasónico USM.....	69
5.1 Antecedentes y Justificación.....	69
5.2 Normatividad apegada a la Medición Ultrasónica de Gas para Medidores de fijación externa con Tiempo de Transito	71
5.3 Elementos de Medidor Ultrasónico para Gas de fijación externa operando bajo el principio de Tiempo de Transito.....	75
5.3.1 Transductores de Ondas Lamb.....	76
5.3.2 Transductor de Ondas longitudinal shear.....	77
5.3.3 Diseño y descripción de los Transductores.....	78
5.4 Angulo de los Transductores	80
5.5 Diseño y construcción del medidor ultrasónico para gas operando bajo el principio de transito	82
5.5.1 Número de Trayectorias del sonido.....	82

5.5.2 Disposición de reflexión.....	82
5.5.3 Disposición diagonal	83
5.5.4 Porta transductores.....	84
5.5.5 Material de Acople para transductores	85
5.5.6 Esferas de Atenuación.....	86
5.5.7 Medición del espesor de pared	86
5.6 Operación y sustento Matemático.....	87
5.7 Modelo Preliminar del USM.....	93
Conclusiones.....	95
Bibliografía.....	98
Tabla de Ilustraciones.....	101

Objetivo

Crear una propuesta de un modelo teórico para diseñar un medidor de flujo ultrasónico no intrusivo para hidrocarburos gaseosos.

Justificación

La medición de los hidrocarburos en México es de vital importancia ya que en las áreas de producción (aceite, aceite y gas, o gas) son recolectados, procesados y transportados hacia tanques de almacenamiento y/o estaciones recolectoras localizadas en los campos de producción, donde son sometidos a procesos para cumplir con las especificaciones del cliente o punto de venta. Una de las claves para la explotación rentable de estos recursos es la medición (con la mayor exactitud posible), de las cantidades transportadas y negociadas, desde los puntos de producción hasta los destinos finales a nivel nacional y/o internacional.

La medición de hidrocarburos (líquidos y gaseosos) y sus derivados tienen un impacto inmediato sobre las negociaciones entre empresas o entre naciones, ya que el no recibir la cantidad correcta generará reclamos, multas y/o pérdida de confianza así como daños a la reputación de la empresa.

Por otro lado, el entregar más de la cantidad solicitada se traducirá en pérdidas de ingresos para la empresa.

Resumen

En el presente trabajo se muestra la importancia de la medición de los hidrocarburos, al igual que un diseño teórico de un modelo preliminar de un prototipo de medidor ultrasónico no intrusivo para la medición de gas en la transferencia interna.

En el capítulo 1. El interés de medir un flujo exacto para monitorear y mejorar la eficiencia de los procesos, conocer la calidad de los productos y asegurar la medición asociada a la compra, venta y pago de impuestos. Últimamente se ha analizado la importancia de la Medición desde que la Comisión Nacional de Hidrocarburos dio a conocer los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), donde establece las bases normativas que regularan los Mecanismos de Medición de los hidrocarburos extraídos, desde los pozos hasta los puntos de medición, pasando por los puntos de transferencia interna.

Capítulo 2. Los conceptos básicos de las tecnologías de Medición Ultrasónica.

Capítulo 3. Tecnologías de Medición. Se menciona las dos grandes divisiones de medición de hidrocarburos la estática y dinámica, haciendo énfasis en la medición dinámica, derivando la medición ultrasónica de hidrocarburos junto con los principales medidores de transferencia interna.

Capítulo 4. Medición Ultrasónica. En este capítulo se exponen los Principios de Operación de los medidores ultrasónicos, sus principios y bases que conlleva la medición sin necesidad de tocar el fluido.

Capítulo 5. Arquitectura del diseño. Se muestran las partes que componen el medidor ultrasónico a través de un modelo preliminar y la normatividad a la que se apegó el modelo propuesto, así como un sustento matemático.

Conclusiones y Recomendaciones.

Introducción

La industria del petróleo y el gas se centra en la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

Los hidrocarburos obtenidos en las áreas de producción (aceite, gas y condensados) son recolectados, procesados y transportados hacia tanques de almacenamiento y/o estaciones recolectoras localizadas en los campos de producción, ahí son sometidos a ciertos procesos para cumplir con las especificaciones del cliente o punto de venta, y de ahí transportados hasta su punto final de destino, bien sean Refinerías y/o Terminales de embarques para el caso del aceite, mientras que el gas, es enviado a las plantas de compresión para su posterior utilización.

Una de las claves para la explotación rentable de estos recursos es medir, con la mayor exactitud posible, las cantidades transportadas y negociadas, desde los puntos de producción hasta los destinos finales en todo el mundo.

La medición (estática y dinámica) del petróleo y sus subproductos tiene un impacto inmediato sobre las negociaciones entre empresas o entre naciones. El no recibir la cantidad correcta generará reclamos, multas y/o la pérdida de la confianza y daños a la reputación de la empresa.

Por otro lado, el entregar más de la cantidad solicitada se traducirá en pérdidas de ingresos para la misma organización.

La medición tiene una inmediata relación con todas las negociaciones que se realizan en la Industria petrolera, los clientes reciben el crudo y/o producto basado en las medidas realizadas de acuerdo a los estándares y prácticas recomendadas por la Industria Internacional (normas API, ASTM, ISO, OIML, etc.), complementándola con las existentes en el ámbito Nacional.

A nivel internacional, las compañías operadoras de exploración y producción aplican en sus importantes actividades de medición, las diferentes regulaciones establecidas en su país, emitidas por órganos reguladores del Estado, ejemplos como NPD en Noruega, BOEM en Estados Unidos, CNH en México y la ERCB en Canadá por citar a algunos.

Estos reguladores colaboran directamente con su gobierno central, secretarías de Estado, ministerios de energía o autoridades regionales, según la organización de cada país. Pero a su vez estos órganos reguladores son responsables de elaborar, emitir y vigilar que se cumplan dichas regulaciones de medición de hidrocarburos. Algunos países no cuentan con órganos reguladores, por lo tanto

las compañías petroleras operadoras emplean la de sus propios países de origen y se autorregulan, respetando las prácticas de la industria petrolera mundial.

En este trabajo se busca dar a conocer algunos criterios para la selección y los principios de operación a la metrología y telemetría aplicada al control operacional así como reconocer los beneficios de implementar y mantener un sistema de medición ultrasónico que sea altamente preciso, acorde a las normas y técnicas reconocidas. En este trabajo se plantea el diseño de un medidor de flujo que cumpla con las normas y criterios de fabricación a bajos costos y una fácil instalación, así como el modelo teórico de un prototipo.

Antecedentes

La medición del caudal se ve reflejada a tiempos antiguos y llevada hasta hoy en día. Pues podemos remontarnos a muchos siglos atrás, un ejemplo de esto es el reloj de arena que fue empleado como una medida del tiempo, es un medidor de flujo de forma inversa, pues es un medidor de partículas sólidas que fluyen a través de un área de sección fija con respecto a un tiempo.

Desde tiempos anteriores, el suministro de agua se venía regulando con sistemas rudimentarios habilitando tubos de descarga en tuberías de suministro de agua para reducir la fricción y así incrementar el caudal; puesto que el agua se pagaba según el volumen consumido. En la antigua China ya se tenían conocimientos de hidráulica y sus enormes redes de riego estaban dotadas de estructuras de control que permitían verter en cada campo la cantidad de agua correcta.

Para el año de 1732 Henri Pitot formula un dispositivo que detecta la velocidad de agua, aplicándolo a técnicas de navegación. Más tarde Darcy, en Inglaterra lo desarrollo hasta su forma actual. Personajes relevantes en esta área durante el siglo XVIII fueron Ventury, en Italia y Woltmann, en Alemania. Hoy en día dos tipos de medidores de flujo llevan orgullosos su nombre.

En los años de 1900- 1950, no hubo grandes avances para la medición de fluidos por un conducto, fue que a partir de los años 60's la tecnología en general de medidores de flujo dio una explosión enorme la cual apporto medidores magnéticos, ultrasónicos, Vortex, hidráulicos, de traza, Coriolis, de momento hidráulico y de correlación, apareciendo en 30 años aproximadamente.

Esto fue un repaso histórico que nos permite observar de una manera somera la evolución de la tecnología aplicada a diseños de medidores de caudal. Esta medición abarca desde el caudal de sangre que fluye por nuestras venas hasta la medición en grandes diámetros de tuberías que transportan aceites, gases, gases

con partículas sólidas, agua, entre otros fluidos que interactúan con altas temperaturas y grandes presiones para la industria, no sólo la petrolera.

La industria petrolera nacional, y en particular Petróleos Mexicanos (PEMEX), ha utilizado su propia regulación interna tanto para sus diseños como para la construcción de sus instalaciones, la operación, la administración y el mantenimiento de los puntos de medición de acuerdo a los estándares y prácticas internacionales complementando con las existentes en el ámbito nacional en la medición.

En México, como parte de las reformas Energéticas el Congreso de la Unión instruyó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para emitir la regulación que deberá observar y llevar a cabo Pemex Exploración y Producción (PEP), así como los Operadores Petroleros en la medición de los volúmenes extraídos de hidrocarburos, tanto aceite, gas y condensados, en el área de exploración, producción y comercialización.

El 29 de Septiembre de 2015 la CNH publica los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

A través de ellos, la CNH estableció las bases normativas que regularán los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos, desde los pozos hasta los puntos de venta interna y de exportación, pasando por los puntos de Medición interna.

En estos LTMMH se establece que los operadores petroleros deben contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en los pozos, baterías de separación de aceite y gas, así como en ductos, sean estos en tierra o costa fuera hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y/o clientes en los puntos de ventas que se tengan en territorio nacional.

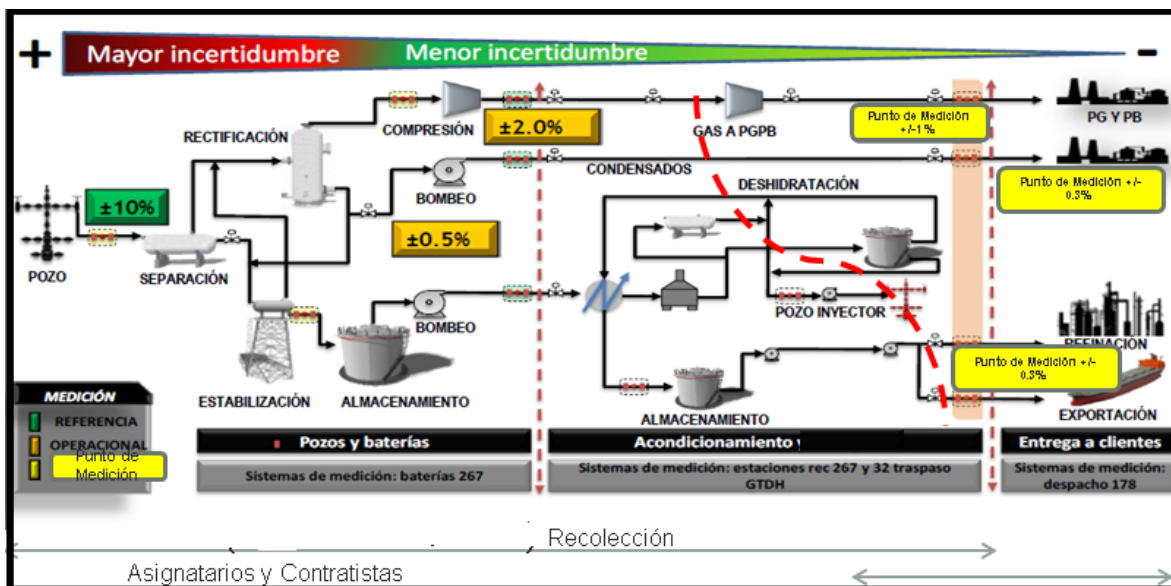


Ilustración 1. Medición de Referencia, Operacional y de Transferencia.

En la Ilustración 1 se muestran los diferentes puntos de medición en la producción y manejo de los hidrocarburos.

Como se puede observar, hay diferentes niveles de incertidumbre cuando se realiza la medición de hidrocarburos producidos. Esta incertidumbre debe ser entendida no sólo como un margen de error asociado al instrumento de medición en sí, ya que está relacionada a la precisión de los dispositivos de medición, si no a la calibración de los mismos y a las condiciones variables de operación.

Al nivel de pozo, la incertidumbre suele ser mayor ya que se pueden producir mezclas de hidrocarburos compuestas de aceite, gas y condensados u otros contaminantes, incluso agua. Estas mezclas entran a medición en primera fase en las baterías de separación ya que son las primeras instalaciones donde llegan los fluidos para llevarse a cabo la primera separación, para poder ser medidos por separado y eliminar los contaminantes, por ejemplo sal y nitrógeno.

En referencia a la figura 1, a la salida de dichas baterías de separación o dentro de ellas se llevan a cabo mediciones del tipo operacional y de referencia, en la primera tiene incertidumbre menor respecto a la obtenida a boca de pozo, hasta llegar a lo que se muestra en la figura como “medición fiscal” de los puntos de venta, donde ocurre una incertidumbre de 0.3% para el aceite y de 2% para el gas.

Estos lineamientos establecen los procesos de revisión, evaluación y supervisión del cumplimiento de los principios y criterios generales de medición de los hidrocarburos. Lo que se busca es homogeneizar los sistemas de medición a las mejores prácticas internacionales en la materia, procurando que entre otros

elementos existan los sistemas telemétricos que lleven una medición que genere registros y datos confiables que estarán a disposición de la SHCP, la SENER y la CNH.

Esta regulación tiene por objetivo establecer los criterios para la medición Operacional, de referencia y de transferencia de hidrocarburos en México, describiendo los requisitos mínimos que en los Sistemas de Medición de hidrocarburos deberán ser observados por parte de la compañía para aplicar en su diseño, en la calidad y tipo de materiales, en su instalación, operación, así como en los probadores, para transferir petróleo crudo para su procesamiento.

Con estos LTMH las compañías se les obliga a mantener un estricto control en la cuantificación de la calidad y los volúmenes que se manejan desde la medición operativa, referencial hasta la transferencia de posesión, custodia y responsabilidad de la producción de hidrocarburos de los activos integrales, hasta los puntos de venta y estar en condiciones de asegurar que los volúmenes y calidad de los hidrocarburos entregados correspondan a lo reportado ante las reguladoras.

Capítulo 1 Importancia de la Medición de Hidrocarburos

En décadas anteriores la medición de flujo era de muy poco interés, últimamente el interés se ha enfocado en la obtención razonable de la medición de flujo exacto para monitorear y mejorar la eficiencia de los procesos, conocer la calidad de los productos y asegurar la medición asociada a la compra, venta y pago de impuestos. Es ahora cuando se enfocan las compañías en obtener mediciones con la menor incertidumbre posible y debido a esto es importante la medición para generar una factura o cobro, para propósitos administrativos de cuentas o para controlar un proceso, lo que traducido en otras palabras sería que las mediciones de flujo deben ser exactas para reflejar no sólo el valor económico del fluido si no también el efecto económico de los errores de medición de flujo sobre el proceso que afecta la calidad del producto.

Errores como la instalación de un medidor de flujo de alta exactitud para una corriente de fluido de bajo valor es común, pero cuando el fluido tiene un alto impacto sobre la calidad del producto final es vital aumentar su rendimiento o seguridad en condiciones críticas.

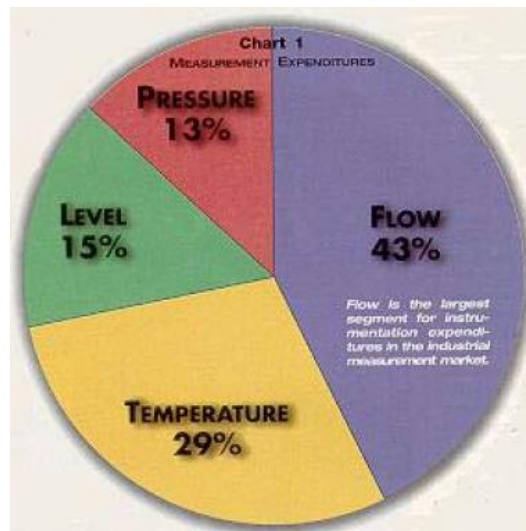


Ilustración 2. Factores para la Selección de un Medidor

La importancia de medir un flujo conlleva cinco puntos necesarios en el proceso:

- 1.- Control de una variable de proceso; mediante el flujo se controla una determinada reacción
- 2.-Consistencia del producto; esto significa que el fluido siempre tenga las mismas especificaciones.

3.- Indicador de eficiencia; que la entrada y salida de un fluido de una planta o proceso indica su eficiencia y reduce costos.

4.-Seguridad; la razón de flujo nos indica la operación segura de un proceso.

5.-Transferencia de custodia; En transacciones comerciales de un fluido esto es la caja registradora del negocio, es decir el dinero que entra.

Esta importancia de la exactitud refleja la importancia económica para los intercambios comerciales. La medición de flujo es una herramienta importante para controlar procesos, tomar decisiones objetivas y correctas, obtener especificaciones deseadas de los productos, demostrar características de productos y servicios, ayuda a certificar sistemas de calidad ya que para la implementación de tecnología se necesita de conocer lo que se hace y porque se hace. Muchas veces el costo del producto es alto, pero el costo de compra, la instalación, operación y mantenimiento del medidor es más caro, pero se compensa y se justifica con la ganancia es decir el retorno de la inversión.

En una forma de reducir los costos de inversión y de operación, las compañías buscan medir el flujo para:

- Reducir la viabilidad del proceso.
- Minimizar las pérdidas permanentes de presión para reducir costos de operación.
- Eliminar líneas de impulso donde sea posible para mejorar la confiabilidad, reduciendo costos de instalación y minimizando el mantenimiento.
- Selección de medidores en línea para tuberías pequeñas y de inserción para tuberías grandes para minimizar los costos de operación.
- Eliminar medidores mecánicos donde sea posible para eliminar costos de mantenimiento y errores de medición.
- Uso de diagnósticos que permitan un mantenimiento predictivo para reducir los costos de operación o pérdidas de producción.

La mayoría de las operaciones en la industria se necesita de contabilizar lo que se transporta con información real y confiable, para medir la confiabilidad y capacidad de producción de las instalaciones con el fin de poder programar, planear y asignar recursos para optimizar su capacidad productiva, de almacenamiento y transporte.

1.1 Contexto Internacional de la Medición de Hidrocarburos

En las últimas dos décadas el sector energético ha sido testigo de importantes avances en la medición de los hidrocarburos (flujo y volumen). Los trabajos realizados por las compañías petroleras (PEMEX, PDVSA, PETROBRAS, BP, TOTAL entre otras), los laboratorios y Unidades de Verificación (CENAM, CIATEQ, CIDESI, IMP, CEESI, CMSI, etc.) y reguladoras como DECC, ANP, CNH, BERR entre otras, a nivel Nacional e Internacional han permitido fortalecer estrategias que aseguran la confiabilidad en las mediciones de hidrocarburos líquidos y gaseosos manejando incertidumbres de medición adecuadas a cada aplicación.

En cada etapa de transferencia, cada litro de petróleo o pie cubico de gas tiene que ser contabilizado por Organismos Subsidiarios, Operadores Petroleros, Unidades de Verificación y el consumidor.

La medición de los flujos de aceite y gas se emplea en cada operación de este proceso, como el control, indicadores de condiciones, alarmas, medición operacional, medición de transferencia interna hasta la medición fiscal, ésta que desempeña el papel de la caja registradora haciendo a los medidores de todos los tipos y tamaños un papel indispensable.

Aparte de los intereses comerciales de la industria del petróleo, los gobiernos de cada país dependen fuertemente de los ingresos petroleros vía los impuestos. En algunos casos los impuestos son un elemento determinante en la conformación del precio de venta al público.

Todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones referenciales o fiscales, deben de ajustarse a normas internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales, ya que estas normas de medición de flujo han sido desarrolladas a través de muchos años y la revisión para introducir tecnologías en este sector lleva un proceso lento y rígido.

Medir un flujo de fluidos no es un proceso sencillo, para obtener una buena estimación del mensurado (se refiere al flujo volumétrico o gasto que circula a través de una tubería o la cantidad de volumen transferido) es necesario considerar que éste posee atributos o propiedades físicas que afecten no solamente su valor, sino que pueden llegar a afectar los mecanismos o instrumentos de medición.

Enfocado a un contexto internacional de la medición de los hidrocarburos, los países productores de petróleo han desarrollado regulaciones para medir y

supervisar los volúmenes reportados tanto para regalías, en caso de que aplique como por el computo de impuestos diversos y para establecer buenas prácticas. Se puede decir que, los países productores, para tener la confianza en que los volúmenes reportados sean precisos generalmente requieren de:

- Sean sometidos ante un ente regulador los detalles sobre el diseño, las especificaciones, las incertidumbres contempladas, etc; de los puntos de medición a ser utilizados para la medición fiscal antes de su construcción, implementación o uso.
- La inspección de la documentación sobre resultados de las pruebas en fábrica de los equipos y sistemas antes de su instalación.
- Mantenimiento y verificación regular del desempeño de la instrumentación instalada.
- Mantenimiento de la documentación histórica sobre los equipos, los eventos, los cambios en los equipos y los elementos de computación asociados a la medición.
- Verificación del desempeño del conjunto de los sistemas en los puntos de medición por medio de auditorías externas realizadas por terceros al Operador Petrolero.
- Que en el caso de errores en la medición, deben ser reportados.
- Que los volúmenes sean reportados ajustados a las condiciones base del país o a la reglamentación correspondiente.
- Que el personal técnico y gerencial sean entrenados y competentes a realizar las tareas requeridas para el correcto manejo y la validación de los datos de medición generados. Muchos de los países como Brasil, Canadá, Estados Unidos, Noruega, Perú, Reino Unido, Venezuela y México mencionan la necesidad de mantener Bitácoras para los detalles históricos, particularmente en referencia a los eventos que ocurren en los Sistemas de Medición. El Reino Unido, específicamente, recomienda que tales bitácoras sean de forma electrónica.

Se establecen niveles de incertidumbre para los diferentes fluidos y condiciones de proceso. En algunos casos los niveles de incertidumbre podrán estar negociados a la vista de las características de producción de hidrocarburos así como de las condiciones locales o particulares.

País	Petróleo % Volumen	Gas %	Gas para Fuel % Volumen estándar	Gas de Venteo %Volumen estándar	Notas
Brasil	± 3%	± 1.5%	±3.0%	±5.0%	
Canadá	± 0.5%	± 2.0 %	± 3.0%	±5.0%	Indicados a volúmenes comerciales, mayores a volúmenes pequeños.
Estados Unidos	±0.25%	±1.0%	±3.0	±5.0%	Por referencia a las normas de API y AGA
Noruega	±0.3%	±1.0%	±1.5%	±5.0%	**Gas % Masa
Perú	n/a	±3.0%	n/a	n/a	
Reino Unido	±0.25%	±1.0%	No especificado	No especificado	Hace referencias a desarrollos técnicos
Venezuela	±0.25%	±1.0% ±2.0% metano	±3.0%	±5.0%	Operadores deben presentar balances de gas en masa para verificar incertidumbres.

Tabla 1. Tabla Comparativa Contexto Internacional de Medición de Hidrocarburos

1.2 Medición en cuanto a Cantidad y Calidad

México cuenta con reservas totales de hidrocarburos reportadas al 1 de enero de 2014, son de 42 mil 158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente., de los cuales en el momento en que se extraiga ya sea gas o aceite se necesitará la medición en cada uno de sus fases (liquida, solida o gaseosa).



Ilustración 3. Medición en cuanto a Calidad y Cantidad, México.

Producción de Aceite: 2,200 Mbd

Producción de Gas: 6,000 MMscf

La figura anterior, muestra un panorama de la producción acumulada de aceite y gas encontrado en las regiones petroleras más importantes del país.

Se visualiza el total de producción acumulada, reservas y recursos prospectivos en cuanto a yacimientos convencionales y no convencionales, divididos en los proyectos de desarrollo, exploración y explotación.

De los cuales el 75 % proviene de campos marinos en una reserva de producción para 10 años aproximadamente en el cual su composición es de:

- 51% Aceite Pesado
- 38% Crudo Ligero
- 12% Crudo Extra Ligero
- Asimismo una producción cuantiosa de Gas de 6,000 MMscf.

Estos hidrocarburos deberán ser medidos según la Ley de Hidrocarburos, como dice a continuación:

- *“Cumplir con la cantidad, medición y calidad conforme se establezca en las disposiciones aplicables”*
- *“La medición de los hidrocarburos, considerando, al menos, la instalación y verificación de los sistemas de medición de acuerdo a estándares internacionales y que los mismos sean auditables por terceros con reconocida experiencia internacional”*
- *“En relación con el plan de desarrollo para la Extracción: La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de gas natural y los mecanismos de medición de la producción de los hidrocarburos”*

Estos tres párrafos mencionan la importancia de medir en cuanto a la calidad de los hidrocarburos, pues los nuevos requerimientos que conlleva la Reforma Energética es homologar la medición, es decir, tener un control de los hidrocarburos para que no haya conflictos entre las compañías y las instituciones de gobierno (SENER, CNH, SHCP).

El concepto de medición en cuanto a la cantidad dentro de un Proyecto de Explotación o Extracción es tan importante y tan extenso que en cada nivel ayuda a cuantificar los hidrocarburos y se divide en cuatro niveles:

- Medición a Nivel de Yacimiento
- Medición a Nivel de Pozo
- Medición a Nivel de Campo
- Medición en Área Contractual o Asignación.

Medición de la calidad a Nivel de Yacimiento

Es un conjunto de actividades que nos ayudan a:

- Determinar las reservas para determinar el plan óptimo de explotación.
- Determinar el volumen extraído y por ende las reservas remanentes:
Reserva remanente = reserva original – volumen extraído
- Es conveniente para poder conocer el volumen extraído de fluidos por yacimiento.
- Nos ayuda a determinar el tipo de terminación de los pozos.
- Identificar si es necesaria una reparación o rediseño de los pozos.
- Contar con información base para la determinación de pronósticos de producción.
- Con los valores de producción de aceite y agua, se puede comparar su explotación con referencia a otros yacimientos en el mundo.

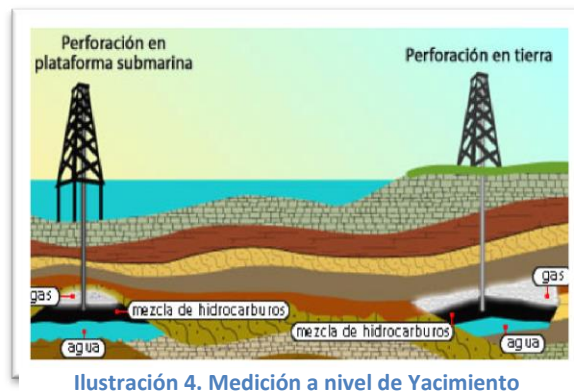


Ilustración 4. Medición a nivel de Yacimiento

Medición de la calidad a Nivel de Pozo

Es un conjunto de actividades que nos ayudan a determinar:

- El punto de partida para el balance de hidrocarburos.
- Conocer los volúmenes que deben custodiar los operadores.
- Apoyar en la determinación de una posible intervención para mejorar su desempeño.
- Identificar los mejores pozos productores y mejores zonas.
- Contar con información de apoyo para la determinación de pronósticos de producción y diseño y optimización de instalaciones.



Ilustración 5. Medición a nivel de Pozo.

Medición de la calidad a Nivel de Campo

La medición a Nivel de Campo es muy importante para:

- Conocer la cantidad, el tipo y características de los fluidos a medir, así como las condiciones de operación para el diseño de los sistemas de medición.
- Determinar las zonas de mayor productividad y calidad de los hidrocarburos para definir procesos de deshidratación, Mejoramiento de crudo o de RS, EOR e IOR.
- Supervisar que el campo produce de manera que alcance el mayor factor de recuperación.
- Estimar los ingresos por campo o asignación petrolera.
- Control sobre los volúmenes transferidos.

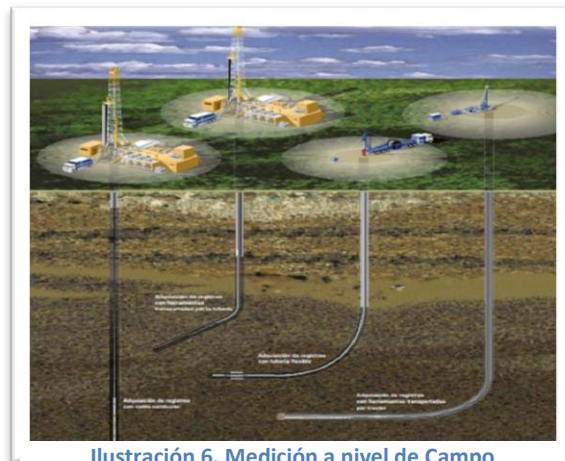


Ilustración 6. Medición a nivel de Campo

Medición de la calidad en el Área Contractual o Asignación.

Esta medición es tan importante que ahora con esta Reforma Energética es de gran ayuda para las compañías que vienen a licitar bloques de licitación de hidrocarburos. Sobre todo nos ayuda a:

- Transferencia de Custodia
- Comercialización de los Hidrocarburos.
- Es base para la determinación de las contraprestaciones.
- Información sobre el desempeño del contrato o asignación con base en el plan de desarrollo y el programa anual aprobados.
- Propuestas de ajustes a las actividades del área contractual o asignación.

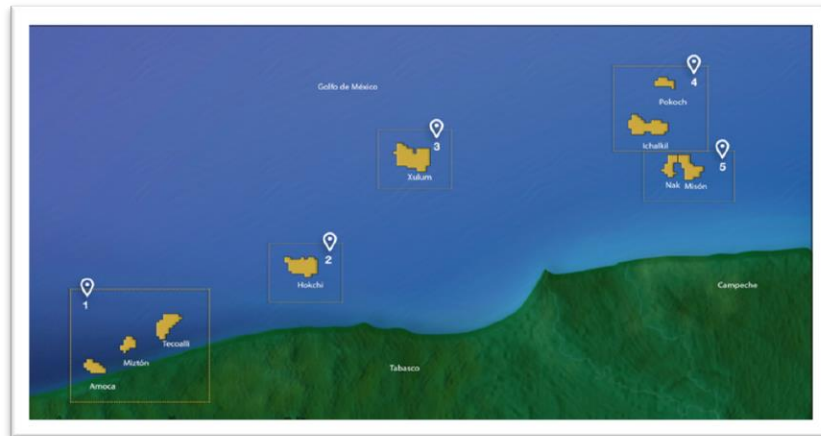


Ilustración 7. Medición en Área Contractual

1.3 Ley de Hidrocarburos

La ley de Hidrocarburos es un documento donde se establecen los mecanismos con los que el Estado puede explorar y extraer hidrocarburos, reglamento los contratos para la exploración y extracción por parte de PEMEX y Empresas Particulares de forma individual o en asociación.

En este documento también se especifican los procedimientos para las licitaciones y se precisan las leyes mexicanas en las que se tienen que basar las asignaciones contractuales. Se muestran las regulaciones de las posibilidades de los concesionarios mineros en el caso de hallar gas en minas de carbón. Delimita cómo se debe registrar las ganancias económicas para efectos financieros y contables.

Especifica los proyectos de exploración, extracción y producción en los que EPES tendrá una adjudicación directa. Delimita el porcentaje de participación que tendrá el Estado.

Entre otras cosas precisa las facultades de la Secretaria de Energía y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para las asignaciones contractuales, tipos de contratos y planes de exploración y desarrollo.

Detalla las condiciones de la participación privada en actividades de transformación industrial y logística de hidrocarburos, para las cuales contempla un régimen de permisos. También especifica las facultades de la Comisión Reguladora de Energía para otorgar permisos y regular tarifas del expendio al público de gasolinas y diesel, transporte, almacenamiento y distribución y ventas de primera mano. Plantea también facultades de la Secretaria de Energía para otorgar permisos para la refinación de petróleo y el aprovechamiento de gas natural.

Con esta ley se crea el Centro Nacional de Control de Gas natural para la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento. En materia de medición esta ley expone los siguientes párrafos extraídos del documento:

- “Cumplir con la **cantidad, medición y calidad** conforme se establezca en las disposiciones aplicables”
- “La medición de los hidrocarburos, considerando, al menos, **la instalación y verificación de los sistemas de medición** de acuerdo a estándares internacionales y que los mismos **sean auditables por terceros** con reconocida experiencia internacional”

- “En relación con el plan de desarrollo para la Extracción: La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de gas natural y los **mecanismos de medición de la producción de los hidrocarburos**”.

En los párrafos anteriores extraídos de la ley referencian a que los sistemas de medición serán necesariamente auditables porque se requerirá de mantener un control homogéneo de la medición de los fluidos extraídos desde el pozo. La Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos optan por hacer este proceso pues será más fácil cuantificar los hidrocarburos, pues aplicar esto significa mejoras en el proceso de separación de los fluidos, medir, cuantificar, disminuir y prevenir riesgos, desde boca de pozo hasta las ventas y comercialización y transporte de los hidrocarburos.

1.4 Reglamento de la ley de hidrocarburos

El reglamento de la Ley de Hidrocarburos establece los requisitos, procedimientos y actos que regulen y fomenten las actividades dentro del sector hidrocarburos. Este reglamento establece las condiciones para que las Empresas Productivas del Estado EPE'S por ejemplo PEMEX o particulares puedan obtener autorizaciones para las actividades de exploración y extracción y reconocimiento superficial de los hidrocarburos envueltos en el manto terrestre.

Dicta derechos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH para que regule las contraprestaciones y la forma en que los particulares o Pemex puedan comercializar esta información., misma que será a través de Disposiciones Administrativas que al efecto emita.

También establece las reglas para el desarrollo del reconocimiento y exploración superficial permitiendo el desarrollo de las actividades posteriores a la extracción del hidrocarburo, dando la certeza a las empresas interesadas a que la inversión que realicen no sólo será protegida si no que existirán reglas claras para su explotación.

En asignaciones para la exploración y extracción el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos establece los casos de excepción bajo los cuales el Estado podrá otorgarlas a las EPE'S. Para esto se deberá comprobar que la EPE sea la mejor alternativa para aprovechar en su mayoría los hidrocarburos en la corteza terrestre, sujetándose a lo siguiente:

- Tratándose de campos los que se presume la existencia de un yacimiento gigante con 2,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos.
- Que Pemex cuente con capacidades superiores al promedio de la industria.
- Que exista un proyecto que presente las características idóneas para impulsar el desarrollo de nuevas técnicas o tecnologías específicas en hidrocarburos o
- Aquellos que determine la Secretaría para garantizar suministro y producción de Hidrocarburos.

Con lo anterior se incrementa la certeza que se le da a los inversionistas de que el Estado deberá motivar con mayor detalle cuando decida explotar un área a través de asignaciones. En el RLH se establece que la Secretaría de Energía SENER publicara cada cinco años un plan en el cual establezcan las Áreas Contractuales que se propone licitar durante dicho periodo, este plan será revisado cada año en el cual podrán incluir participantes de la industria con el fin de servir como herramienta para todas las empresas que deseen invertir en México y así aumentar la competitividad.

El RLH regula los procesos y requisitos para que las EPE'S soliciten a SENER la migración de una asignación a un contrato para la exploración y extracción y se establece que la selección del socio siempre deberá hacerse mediante licitación a través de la CNH. Establece también los procedimientos para la adjudicación de contratos de exploración y extracción mediante licitación conducidos por la CNH y se consignan ciertas precisiones sobre los contratos:

- La rescisión administrativa debe ser aprobada por el pleno de la CNH, siempre y cuando no se haya solventado la causal de rescisión.
- Se especifican las causas justificadas para no iniciar o suspender las actividades con motivo de casos fortuitos o de fuerza mayor.
- Se define el proceso para la operación unificada de yacimientos. Asimismo, se limita el alcance de las atribuciones de SENER para imponer reglas de unificación y se prevé un proceso para que contratistas o asignatarios lleguen a un acuerdo, sin necesidad de dichas reglas.
- Se prevén caso de excepción a la imposición de multas y sanciones cuando los participantes corrijan espontáneamente la falta respectiva, previo a su determinación.

Estas prevenciones son muy relevantes para la obtención de financiamientos competitivos de proyectos.

1.5 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Debido a la creciente necesidad de medir el aceite, gas y condensados extraídos del subsuelo y manejados a través de procesos para su obtención son publicados los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con la finalidad de establecer los recursos humanos, técnicos y normativos con los cuales deberá cumplir el operador petrolero.

Los requerimientos y criterios que la Comisión deberá llevar a cabo para las supervisiones de los mecanismos de medición que contengan hidrocarburos. Las actividades de supervisión y auditoría en relación con el cumplimiento de los lineamientos, así como la instrumentación de los mecanismos de medición por parte de los operadores petroleros.

Son también un instrumento regulatorio que permite dar a conocer, principalmente a Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con certeza la producción de hidrocarburos que se obtiene a diario en el país.

Uno de sus alcances es que en las ventas internas y en los volúmenes de exportación se tenga la mayor certidumbre, tanto en cantidad como en calidad.

Parte de sus objetivos, también son conocer los volúmenes de venta y transferencia de custodia de los hidrocarburos para contabilizarlos correctamente en las transacciones comerciales internas y externas. Mejorar la medición fiscal para establecer los impuestos que se deben pagar por los hidrocarburos extraídos y comercializados.

Capítulo 2 Conceptos Básicos

2.1 Conceptos de Flujo de Fluidos

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Su viscosidad es 10,000 centipoises.

Asignación Petrolera: Superficie de terreno no mayor a 100 mil hectáreas que la Secretaría de Energía autoriza a Petróleos Mexicanos u otra compañía extranjera para la exploración y explotación de petróleo.

Cabezal de pozo: Equipo conectado a las tuberías de revestimiento en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción de un pozo.

Fluido: Conjunto de moléculas distribuidas al azar que se mantienen unidas por fuerzas cohesivas débiles y por fuerzas ejercidas por las paredes de un recipiente, es decir sin volumen definido.

Flujo: Emerger o movimiento en una corriente.

Gas Seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso.

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Incrustaciones: Son depósitos en la matriz y fracturas de la formación, paredes de pozo, bombas sub superficiales, en la tubería de producción y de revestimiento, líneas de flujo, cambiadores de calor y tanques.

Medición de Flujo de Fluidos.: Es la medición de moléculas moviéndose fácilmente que llenan y conforman una tubería en una corriente ininterrumpida para determinar la cantidad que fluye.

Lineamientos: Los presentes Lineamientos Técnicos de Carácter General en Materia de Medición de Hidrocarburos, incluyendo sus Anexos.

Indicador de presión: dispositivo para indicar la presión.

Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen y determinación de calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Medición Operacional: Cuantificación de volumen o en masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de producción que se realizan en campo sin propósito de Transferencia.

Medición de Referencia: Cuantificación del volumen y determinación de calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.

Medición Fiscal: Cuantificación del volumen y determinación de calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso.

Medición de Transferencia: Cuantificación de volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al Sistema de Transporte o Almacenamiento, según corresponda, así como entre estos y el Punto de Medición, en su caso.

Operador Petrolero: El asignatario o contratista que lleve a cabo Actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.

Petróleo: Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), ocurrida en paleocuevas bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases.

Pozo Petrolero: Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos. El

Producción: Hidrocarburos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición de conformidad con los presentes Lineamientos, en el Periodo que corresponda.

Punto de Medición: Punto determinado por la Comisión en el Dictamen Técnico en donde se llevará a cabo:

- a) La Medición y determinación de la calidad de cada tipo de Hidrocarburo extraído al amparo de un Contrato o Asignación y,

- b) La determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del Mercado.

Separadores: Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Sistema de Medición: Conjunto de equipos Instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos.

Sistema de recolección: Es un sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el aceite y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución.

2.2 Conceptos de Metrología

Calibrador: Operación que bajo condiciones específicas establece, en primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

Características Metrológicas: Especificaciones particulares de los elementos integrantes del Sistema de Medición que pueden influir en los resultados de medición, tales como alcance nominal, alcance de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, Incertidumbre de Medida, intervalo de medición, error, linealidad, resolución, repetitividad y sensibilidad.

Caudal: es la cantidad de fluido que circula a través de una sección del ducto (tubería, cañería, oleoducto, río, canal) por unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo.

Error: Es la diferencia entre el valor leído o transmitido por el medidor y el valor real de la variable medida.

Exactitud: La exactitud define los límites de los errores cometidos cuando el medidor se emplea en condiciones normales de servicio durante un periodo de tiempo determinado. Los valores de la exactitud de un medidor son establecidos por el fabricante.

Factor de Ponderación: factor que depende de fabricante y las pruebas que realice en laboratorio, nos menciona que tanta frecuencia sale del transductor al equipo según sea el tipo de material de tubería que se esté utilizando.

Incertidumbre de medición: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza. La incertidumbre de medida incluye componentes procedentes de efectos sistemáticos, tales como componentes asociadas a correcciones y a valores asignados a patrones, así como la incertidumbre debida a la definición. Algunas veces no se corrigen los efectos sistemáticos estimados y en su lugar se tratan como componentes de incertidumbre.

Instrumento de Medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.

Repetibilidad: es la capacidad de un medidor de reproducir las mismas lecturas de salida al medir repetidamente valores idénticos de la variable en las mismas condiciones de servicio y en el mismo sentido de variación, recorriendo todo el campo de medida.

Sistema de medida: conjunto de uno o más instrumentos de medida y , frecuentemente, otros dispositivos incluyendo reactivos e insumos varios, ensamblados y adaptados para proporcionar valores medidos dentro de intervalos específicos, para magnitudes de naturalezas dadas.

Tiempo de Transito: método de medida por una diferencial por tiempo de tránsito, es decir, mide el flujo tomando el tiempo que tarda la energía ultrasónica en atravesar la sección de tubería con y contra flujo de líquido en la tubería.

Intervalo de medición: Se define como el intervalo en el que el medidor puede operar adecuadamente sin una modificación mayor. Es la relación de la máxima y la mínima escala del medidor de flujo e indica lo versátil que puede ser el medidor en relación a los cambios de intervalo de medición que pueden presentarse durante su operación.

Patrón de Medida: Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una Incertidumbre de Medida asociada tomada como referencia.

2.3 Conceptos de Electrónica

Clamp on (abrazadera): Son un tipo de tecnología de abrazaderas, son unidos a la tubería externamente típicamente con una abrazadera de tubo sobre una tubería pequeña. Debido a que no hay partes húmedas la compatibilidad del fluido no es una consideración.

Condiciones de medición: Son las condiciones del gas en el punto de medición.

Computador de flujo: componente del sistema de medición que recibe la información de salida del medidor y de instrumentos de medición asociados. Su función principal es realizar cálculos aritméticos con el propósito de entregar el resultado de la medición.

Medidor Ultrasónico: Instrumento destinado a medir continuamente el volumen de gas que pase a través del puente de medición, en las condiciones de la medición. Su principio de funcionamiento está basado en la medición de tiempo de tránsito de pulsos de alta frecuencia transmitidos y recibidos por pares de transductores ubicados sobre el cuerpo del medidor.

Transductor Ultrasónico: Componente del medidor que transmite y recibe señales ultrasónicas.

Unidad de procesamiento de señal: componente del medidor encargado del control y funcionamiento del mismo, y de la transmisión de una señal que posea información sobre la cantidad de gas medido.

Sensor: Elemento de un sistema de medida directamente afectado por la acción del fenómeno, cuerpo o sustancia portador de la magnitud a medir.

Transductor de medida: Dispositivo utilizado, que hace corresponder a una magnitud de entrada una magnitud de salida, según una relación determinada.

Capítulo 3 Tecnologías de Medición

La medición de hidrocarburos líquidos puede darse de varias maneras, de tal manera que, para motivos de estudio, se divide en dos tipos:

- ✓ Medición estática
- ✓ Medición dinámica

La medición estática es la que se realiza cuando el fluido que se va a medir se encuentra en reposo, comúnmente dado en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

La medición dinámica se da cuando se efectúa una medición de algún fluido encontrándose este en movimiento, como se realiza durante el procedimiento de transferencia de custodia de hidrocarburos

3.1 Medición Estática

La medición estática de hidrocarburos líquidos es la determinación del volumen de líquido en el tanque de almacenamiento. Para la determinación de esta medición hay que considerar los siguientes conceptos:

- Medida: Es la determinación exacta del nivel del líquido en el tanque de almacenamiento.
- Temperatura: Es la determinación exacta del promedio de temperatura del líquido en la unidad de almacenamiento
- Densidad relativa: Es la densidad del líquido que se mide referida a la densidad del agua.
- Tabla de calibración: Es la tabla de aforo de la unidad de almacenamiento. Esta tabla es previamente determinada por una serie de mediciones, y nos brinda el volumen existente a determinada altura del tanque de almacenamiento.
- Nivel de referencia: Es el nivel base para cualquier operación de medición con cinta, es único para cada tanque y es clave para la medición al vacío de tanques.
- Punto de referencia: Es un punto fijo o una marca cerca de la cima del tanque desde donde se toman todas las medidas. Este punto puede ser

una marca pequeña, o una pestaña fija localizada dentro de la escotilla de medición.

- Plato de medida: Es el punto situado en el fondo del tanque, directamente debajo del punto de referencia que provee una superficie de contacto firme para la determinación exacta del nivel del líquido.
- Corte: Es una línea hecha sobre la medición o sobre la plomada, por el líquido que se ha medido.

3.2 Medición Dinámica

La medición dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de fluido que se recibe o se entrega ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando medidores instalados en línea.

Es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea lo menor posible. Las actividades incluidas en el proceso son las siguientes:

- Debe cumplir con los estándares internacionales establecidos para el medidor, equipos, accesorios y la instrumentación asociada tales como: válvulas de corte, filtros con sus respectivos controles de presión diferencial, enderezadores de flujo si los medidores son de tipo turbina o ultrasónico, instrumentación de temperatura y presión, válvulas de doble sello y purga, densitómetro y toma muestras en línea.
- Deben operarse a un flujo constante y mantener un estricto cumplimiento de programas de control metrológico, fundamentando en un mantenimiento preventivo, independiente de los gastos de flujo, los medidores deben de tener la capacidad de hacer mediciones adecuadas.
- Deben disponer de facilidades para instalar un probador para su proceso de calibración.

Los medidores más usados son Coriolis, Placa de orificio, turbinas y Ultrasónicos.

Debido a desajustes en los mecanismos, ya sea por fabricación, instalación o los inherentes a la operación misma, puede presentarse inexactitud en las lecturas resultantes de los medidores, se requieren entonces factores de corrección del medidor, también llamados factores del medidor, que sirven para la calibración del equipo.

Las características principales para seleccionar el tipo de equipo de medición y/o instrumentación asociada a un sistema de medición son:

- Los altos costos fijos para mantener en funcionamiento continuo el sistema.
- La capacidad que implica manejar grandes volúmenes y altos gastos de flujo.

La necesidad de un buen rendimiento en la operación y una exactitud máxima en la medición de la producción total, en el sistema.

3.2.1 Tipos de Medidores

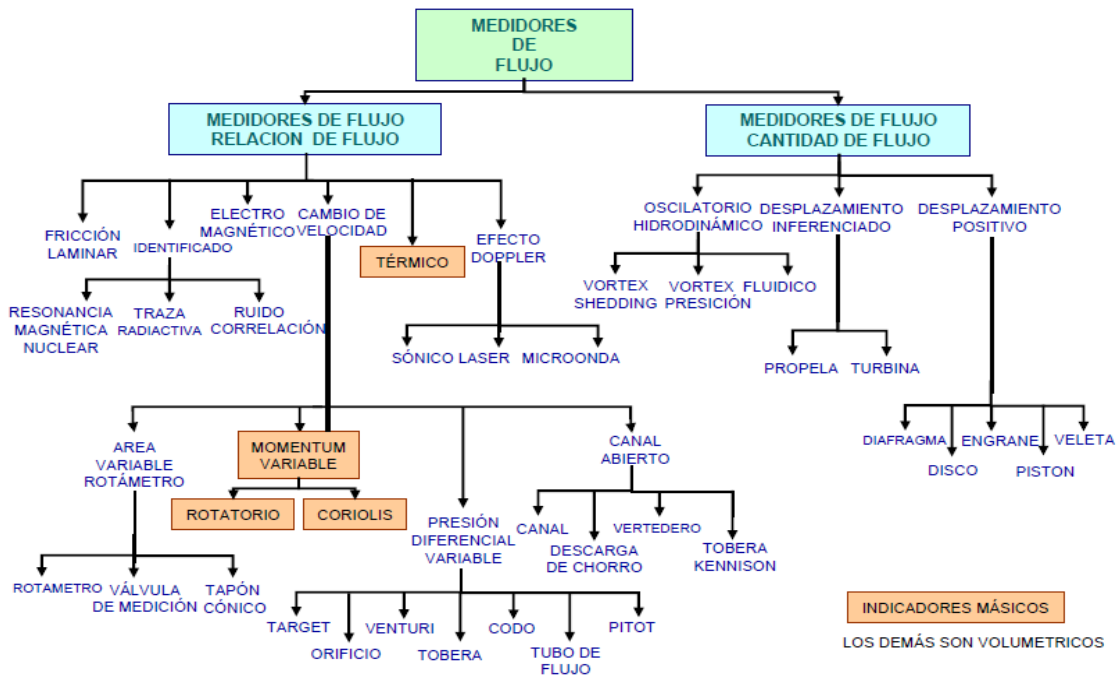


Ilustración 8. Clasificación de Medidores de Flujo.

Los medidores pueden ser clasificados según la habilidad para manejar varios tipos de fluidos, las clasificaciones pueden ser desde el tipo de fase. Llegan a existir aplicaciones donde el gas viene disuelto en el aceite y donde la fase líquida es llevada junto con la fase gaseosa. Los medidores volumétricos manejan líquidos con gas entrampado y pueden generar un error en % de volumen del gas presente.

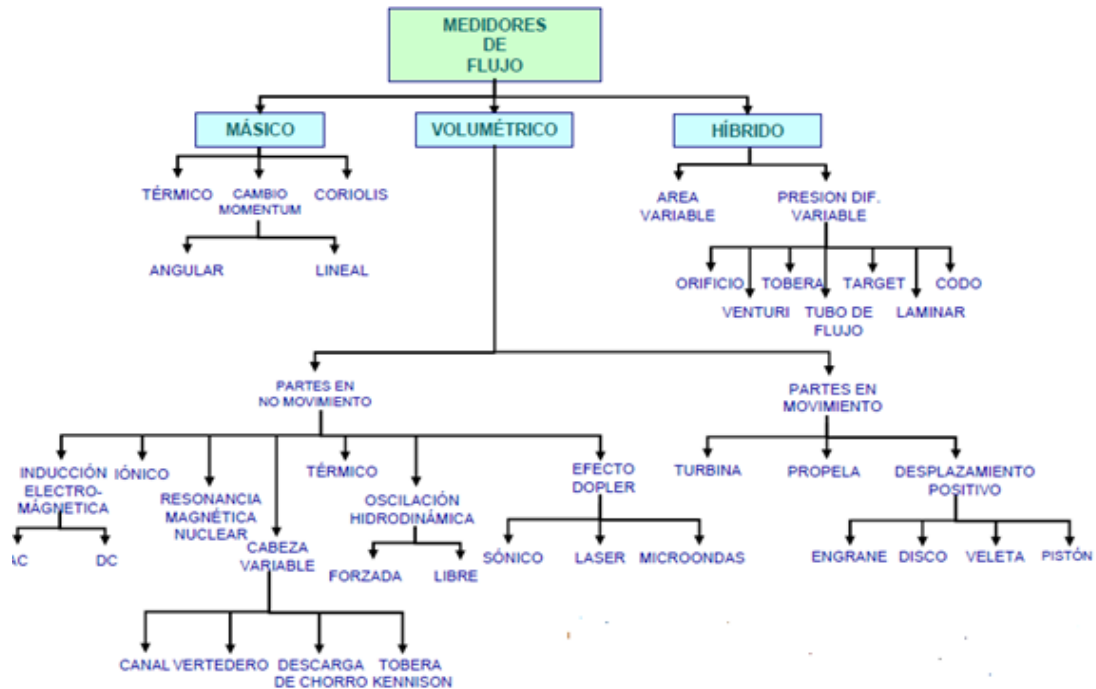


Ilustración 9. Clasificación de Medidores de Flujo en cuanto a Masa y Volumen.

Algunos de los medidores son detectores de velocidad pero son usados con medidas de flujo volumétrico, esto se puede si el área de sección transversal al punto de medición es conocida y constante, es decir no hay recubrimientos ni corrosión en la tubería. Dentro de estos medidores se encuentran los Fluidicos, Magnéticos, Turbina, Ultrasónicos Doppler, Ultrasónicos de Tiempo de Tránsito y Vortex.

Los medidores de flujo no se pueden clasificar como tipo másico o volumétrico. Algunos medidores de flujo no se ajustan en tipo másico volumétrico o de velocidad, estos son de tipo presión diferencial.

La clasificación de medidores de flujo está basada sobre si ellos proveen medición de masa o volumen, revela que:

- Algunos medidores clasificados tradicionalmente como tipo volumétrico son detectores de velocidad.
- Algunos medidores no proveen ni masa ni volumen.

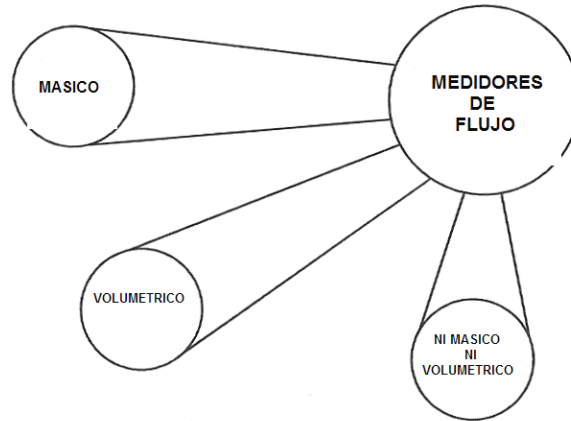


Ilustración 10. Clasificación de Medidores de Flujo en cuanto a Masa y Volumen.

Medidores Tipo Másico

Algunos procesos incluyen reacciones químicas y transferencias de calor por lo que requieren información del tipo flujo másico. Existen dos tipos, son los siguientes:

- Coriolis: Suministra una señal de flujo que es directamente proporcional a la flujo másico para líquidos y lodos. Puede llegar a medir gases a ciertas condiciones de operación.
- Térmicos: suministra una señal de flujo másico para muchos gases de conductividad térmica conocida y constante, que son utilizados para bajar velocidades de flujo másico de gases industriales con limitadas aplicaciones para líquidos.

Estos dos pueden medir el flujo volumétrico midiendo la densidad o calculándola con la presión y la temperatura de operación.

Medidores de tipo Volumétrico.

Dentro de estos medidores solo el de desplazamiento positivo verdaderamente mide flujo volumétrico, todos los demás miden velocidad de flujo o flujo instantáneo, es decir, censan la velocidad de flujo e infieren el flujo volumétrico considerando que la velocidad censada es la velocidad de flujo promedio y el área de la sección transversal donde la velocidad promedio es medida, es conocida y constante.

Medidores ni máscicos ni volumétricos.

- Algunos medidores no son ni máscicos ni volumétricos, sino híbridos.

3.2.2 Medidor de flujo másico tipo Coriolis

El medidor tipo Coriolis, se tienen dos tipos de tubos de flujo paralelos, el fluido entra en el medidor y se divide en cada tubo de flujo.

Durante el proceso, se energizan las bobinas ocasionando que los tubos oscilen opuestos entre sí, el voltaje generado por cada bobina produce una onda senoidal. Debido a que los imanes se montan en un tubo y las bobinas en el tubo opuesto, las ondas senoidales generadas representan el movimiento de un tubo en relación con el otro.

Cada bobina se mueve a través del campo magnético uniforme del imán adyacente. El voltaje generado en cada bobina produce una onda senoidal. Los tubos de flujo oscilan opuestos entre sí, de manera similar a una horquilla giratoria.

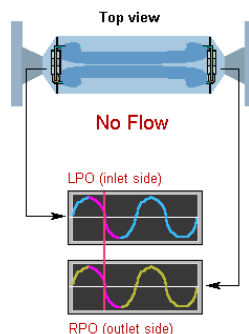


Ilustración 11. Bobinas sin flujo (vista frontal)

Ambas bobinas (entrada y salida) provocan una señal de onda senoidal continuamente cuando los tubos están oscilando. Cuando no hay flujo, las ondas senoidales se comportan de manera que coinciden.

Cuando existe fluido moviéndose a través de los tubos de flujo, se inducen fuerzas Coriolis tanto en la pata de entrada como en la salida de los tubos de flujo. Estas fuerzas ocasionan que los tubos de flujo se tuerzan opuestos entre sí.

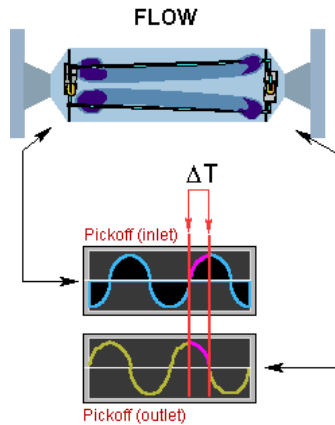


Ilustración 12. Bobina con flujo (Vista frontal).

El gasto másico que se mueve a través de las patas de entrada de los tubos de flujo, generará una fuerza Coriolis que resiste la vibración de los tubos de flujo. A medida que el gasto másico se mueve a través de las patas de salida, la fuerza Coriolis se agrega a la vibración de los tubos de flujo. La dirección opuesta de la fuerza Coriolis entre las patas de entrada salida ocasiona el movimiento de torcimiento.

Como resultado del torcimiento de los tubos de flujo, las ondas senoidales generadas por las bobinas están ahora desfasadas entre si debido a que las patas de entrada se retrasan con respecto a las patas de salida. El retardo de tiempo entre las dos ondas senoidales se mide en microsegundos y se llama Delta-T y este siempre es directamente proporcional al gasto másico, cuanto mayor sea el valor de Delta-T creado por la fuerza Coriolis, mayor es el gasto másico.

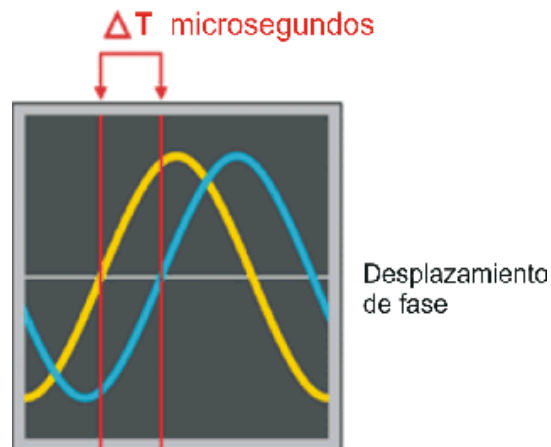


Ilustración 13. Desplazamiento de fase a través del tiempo.

$$Q = Fc\Delta t$$

*Fc es un factor de corrección de fábrica.

3.2.3 Medidor de placa de orificio

El principio de este medidor se basa en obstaculizar el paso de un fluido por una tubería, de forma que incite a una caída de presión en el fluido, siendo el gasto proporcional a esta caída de presión:

$$Q = K\sqrt{\Delta P}$$

Siendo K una constante que engloba el coeficiente de descarga y factores de corrección por variaciones del Número de Reynolds, expansión, etc.

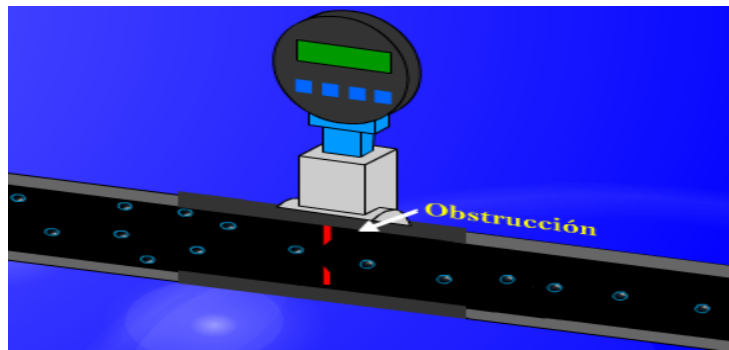


Ilustración 14. Medidor Placa de Orificio

A partir del Teorema de Bernoulli la diferencia de presión ΔP puede ser calculada, como:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho V_1^2 - \frac{1}{2}\rho V_2^2$$

Es una placa delgada de metal, con una abertura circular y concéntrica, de resistencia suficiente para evitar deformaciones bajo presiones diferenciales ordinarias. El orificio funge como la restricción circular. No es recomendable para fluidos en más de una fase en líneas horizontales por que la fase secundaria puede acumularse alrededor del borde corriente arriba de la placa.

Existen tres tipos de orificio, se muestran a continuación:

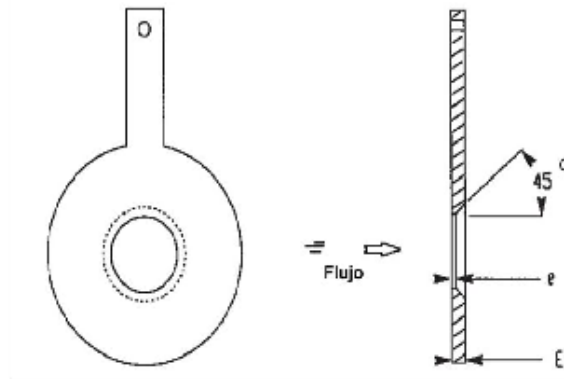


Ilustración 15. Orificio Concéntrico

La restricción es circular y concéntrica con diámetro exterior.

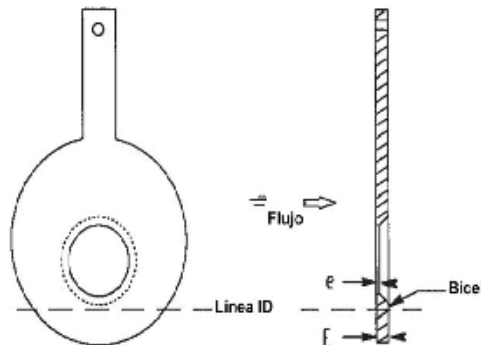


Ilustración 16. Orificio Excéntrico.

Este orificio se usa especialmente para fluidos que tienen sólidos en suspensión. Se instala de forma tal, que el borde interior del orificio sea tangente con la superficie inferior del tubo, con ello se evita la acumulación de sólidos en el lado de la entrada de la placa.

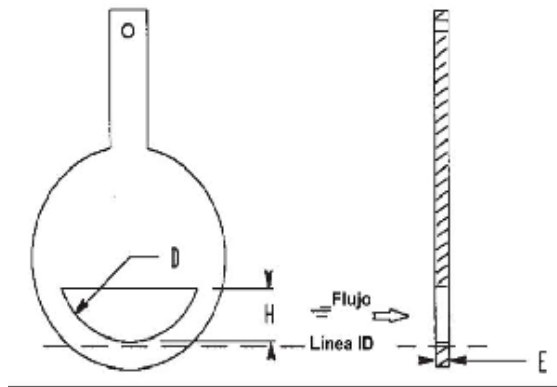


Ilustración 17. Orificio Segmentado.

El orificio está constituido por un segmento de círculo y es montado en forma tal, que la parte circular del segmento coincida con la superficie interior del tubo. Es apropiado para flujos de gases y líquidos que contienen muchos sólidos por que previene de acumulaciones de sólidos en el lado de la entrada.

La placa de orificio tiene una desventaja, que para llevar a cabo la remoción de la placa es necesario parar el flujo y desmontar la brida o un fitting a la que está montada lo que ocasiona pérdida de tiempo operacional del sistema.

3.2.4 Medidor Ultrasónico

Los medidores ultrasónicos han sido usados en la industria petrolera por muchos años en las áreas de transferencia de custodia, detección de fugas y comprobación de medidas. Este tipo de medidores miden el gasto por diferencia de velocidades del sonido al propagarse en el fluido.

Los sensores son situados en una tubería de la que se conoce su área y el perfil de velocidades.



Ilustración 18. Medidor Ultrasónico de Inserción.

Se tiene un par de transductores cada uno con su propio transmisor y receptor colocados sobre la pared de una tubería, un transductor es colocado corriente arriba y el otro corriente abajo. El tiempo que tardan las ondas acústicas en llegar al transductor corriente arriba es más corto que el tiempo que tardan las ondas en llegar al transductor corriente abajo, mientras mayor sea la diferencia de tiempo mayor será la velocidad de flujo.

Se componen de procesadores encargados de recibir la señal procesarla y filtrarla así como de convertirla en una señal de salida que es transmitida a los equipos remotos de lectura.

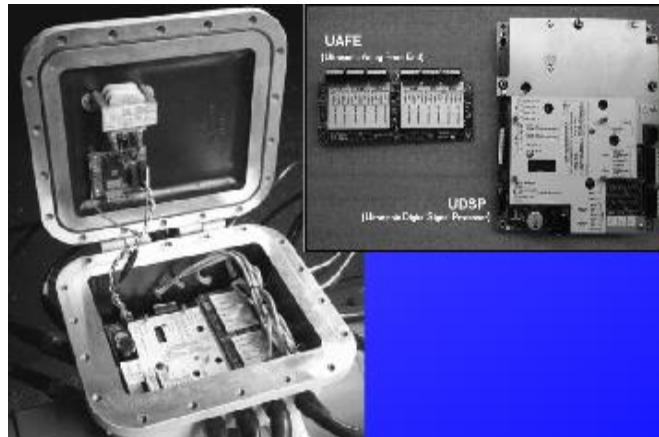


Ilustración 19. Partes eléctricas de Medidor Ultrasónico de Inserción.

Un par de transductores que se encargan de emitir y transmitir las ondas ultrasónicas y convertirlas en una señal de salida que es enviada a la caja central.

Capítulo 4 Medición Ultrasónica

La medición ultrasónica, en la última década, ha venido cambiando tecnológicamente el mercado de los medidores de caudal de una forma constante, con innovaciones en la electrónica y el uso de nuevas tecnologías de almacenamiento de datos y software. El procesamiento de información de los medidores ultrasónicos ha venido mejorando consecuentemente. Partiendo de un objetivo principal continua siendo un principio de medición físico que genere información electrónica que pueda ser procesada junto con otros elementos de información para generar una información útil. La medición ultrasónica es la primera técnica de medir un flujo “sin manos”, es decir no se necesita de introducir un dispositivo en la tubería para medir el flujo interrumpiendo el paso.

Hoy en día se utilizan tecnologías que conllevan transmisión de señales digitales, es decir, información a grandes distancias, con la ayuda de los microprocesadores y software moderno han provocado un impacto de gran escala en la supervisión de datos remota.

La continua optimización de los medidores ha aumentado la necesidad de sensores más estables, potentes y confiables que favorezcan a una menor incertidumbre de la medición. En este trabajo se formula una propuesta de un medidor de flujo ultrasónico de fijación externa para hidrocarburos gaseosos aplicado a una medición de transferencia interna en las instalaciones de producción y almacenamiento de Gas. Se hace un diseño especial que contiene innovación en su estructura y arquitectura; así como un modelado matemático, que hace sustento a la medición del gasto de manera externa. Evitando demasiados costos generados por la instalación o remoción de un medidor de su categoría, impactando de manera positiva en su costo e instalación y mantenimiento.

Claramente, el potencial de racionalización, los medidores ultrasónicos y su creciente aceptación dentro del mercado petrolero contribuyen cada vez más a la mejora de la relación precio/rendimiento, en comparación con otros medidores.

El impacto positivo que tendría el desarrollar este dispositivo es particularmente sorprendente cuando se analizan los costos del ciclo de vida; pues los operadores mantendrán beneficios en los costos de mantenimiento o remoción de los mismos cada vez menores en un futuro.

4.1 Principios básicos del Ultrasonido

4.1.2 ¿Qué es el Ultrasonido?

Es un sonido generado por encima del intervalo auditivo humano (normalmente 20 KHz). Sin embargo, la gamma de frecuencias ultrasónicas normalmente empleado en ensayos no destructivos y medición de espesores es de 100 KHz a 50 MHz. Pese que se comporta de una manera similar al sonido audible tiene una longitud de onda mucho más corta. Esto significa que puede ser reflejada por superficies y partículas muy pequeñas.

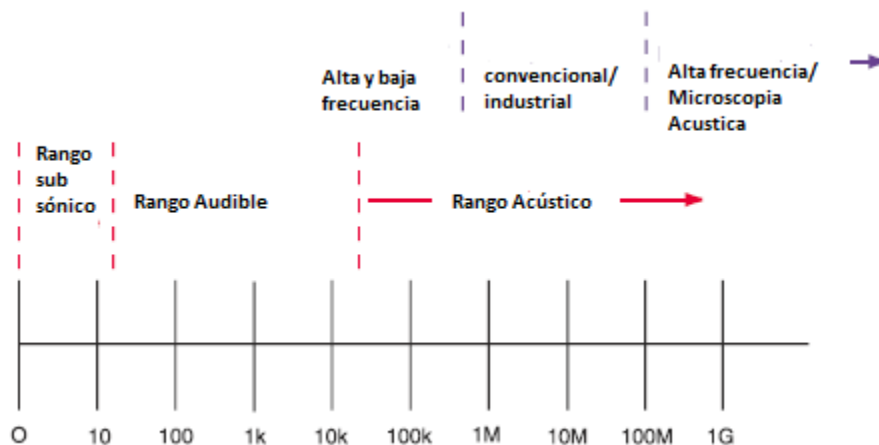


Ilustración 20. Etapas de efecto acústico.

4.1.3 Parámetros de las ondas ultrasónicas

Para poder entender y describir el comportamiento de las ondas ultrasónicas, es necesario definir los siguientes parámetros:

Frecuencia: es el número de oscilaciones por segundo de una partícula dada, dentro de una misma onda esta es igual para todas las partículas que participen en la vibración, su magnitud está dada por el generador ultrasónico.

Longitud de onda: es la distancia entre dos planos en los que las partículas se encuentran en el mismo estado de movimiento, por ejemplo dos zonas de compresión.

Velocidad acústica: es la velocidad de propagación de la onda para una condición dada esta velocidad es una característica del material y en general, es constante para un material dado, independientemente de la frecuencia y de la longitud de onda.

Amplitud de la oscilación: es el desplazamiento máximo de una partícula desde su posición cero o de equilibrio.

Velocidad instantánea de vibración: es la propia de la partícula en movimiento oscilatorio.

Presión acústica: está presente no sólo en los gases sino también en los líquidos y sólidos y el mayor valor de esta, que la onda alcanza, se conoce como amplitud de la presión acústica y está íntimamente ligada con la amplitud de la oscilación.

4.1.4 Frecuencia, longitud de onda y velocidad de onda

La siguiente relación entre la velocidad del sonido, la longitud de onda y la frecuencia, es válida para toda clase de ondas:

$$C = \lambda f$$

En lugar de las unidades de Hertz y metro, usualmente se usan sus múltiplos MHz y mm para la frecuencia y la longitud de onda respectivamente.

4.1.5 Impedancia acústica

El producto de la densidad y la velocidad de propagación del sonido se denomina impedancia acústica y se representa por:

$$Z = \rho c$$

$$Z = \rho c$$

Z= impedancia acústica

ρ = Densidad del Material

c = Velocidad del sonido en el material.

La impedancia acústica es una resistencia que se opone a la vibración de la onda. Si un medio posee una impedancia baja, sus elementos de masa viajarán a gran velocidad, con sólo un pequeño cambio de presión acústica; es decir un medio ofrecerá poca resistencia a las deformaciones elásticas causadas por las ondas. Si por el contrario la impedancia es elevada, sus elementos de masa vibrarán

lentamente, aunque la presión acústica sea elevada, ya que el medio ofrece gran resistencia a las deformaciones elásticas.

4.1.6 Propagación de Onda y partículas en movimiento

Existen cuatro tipos de ondas generadas por un impulso ultrasónico aplicado a un medio:

- Las ondas longitudinales
- Ondas transversales
- Las ondas superficiales o de Rayleg
- Las ondas Lamb

Cada tipo de onda se caracteriza por su dirección, su velocidad y energía que transporta (ligadas con la dirección de oscilación de las partículas con dirección de propagación de la onda).

Onda Longitudinal

La onda longitudinal o de compresión se propaga perpendicularmente al plano del transductor emisor. Las oscilaciones de las partículas ocurren en la dirección de propagación de la onda. Se denomina también una onda de presión o de densidad. La energía transportada por esta onda es la más importante con respecto a los otros tipos de ondas. En efecto eso es dado al hecho que son las ondas más rápidas y que dan más información.

Onda transversal

En la onda transversal o de corte, las partículas oscilan en una dirección transversal a la dirección de propagación de la onda, por eso se denomina también onda de cizalladura.

Onda superficial o de Rayleg

La onda de Rayleig es una onda superficial que se propaga sólo en la periferia plana o curva (si el material es rugoso) del sólido. Las oscilaciones de las partículas son elípticas, y por eso esta onda tiene una velocidad menor a las dos anteriores. El carácter superficial de esta onda hace que el tiempo de recorrido de una cierta distancia depende de las irregularidades de la superficie que sigue la onda.

Onda Lamb

Las ondas Lamb se propagan en sentido paralelo a la superficie del medio y en la dirección del impulso recibido.

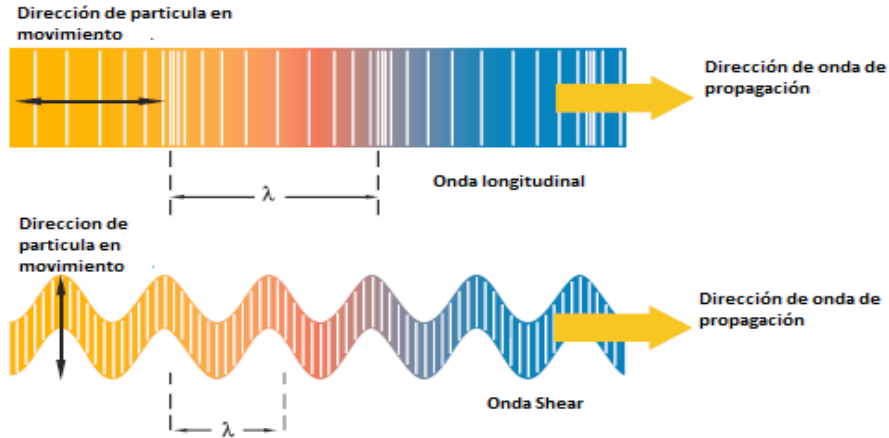


Ilustración 21. Propagación de Ondas para medición ultrasónica.

Se muestra la diferencia del movimiento de las partículas en las ondas usadas más comúnmente en la medición de hidrocarburos Shear y las longitudinales.

4.1.7 Aplicación de ultrasonido

La onda de ultrasonido es usada en ensayos no destructivos, introduciendo ondas sonoras de alta frecuencia en objetos para obtener información del objeto sin alterar o dañar su estructura. Existen dos parámetros que se miden en las pruebas de ultrasonido, que son el tiempo de tránsito o la cantidad de tiempo para contabilizar el tiempo en que el sonido viaja a través del objeto o medio, y la amplitud de señal recibida. Al cuantificar estos parámetros toman en cuenta el espesor del material, calculándose de la siguiente manera:

$$T = \frac{ct}{2}$$

T= espesor del material.

C= velocidad del sonido en el material.

t = tiempo de tránsito o de vuelo.

La medición de la variación de amplitud de la señal se puede utilizar para dimensionar efectos o medir la atenuación de un material. La amplitud de señal se mide comúnmente en decibelios. El decibel es un valor logarítmico de la relación

de dos amplitudes de señal, que puede ser calculado mediante la siguiente ecuación.

$$db = 20 \log_{10} \left(\frac{A_1}{A_2} \right)$$

db= decibelios

A_1 = amplitud de señal 1

A_2 =amplitud de señal 2

4.1.8 El campo de sonido

El campo de sonido de un transductor se divide en dos zonas fig (), el campo cercano y el campo lejano. El campo cercano es la región directamente en frente del transductor donde la amplitud de eco pasa por una serie de máximos y mínimos y termina en el último máximo, a una distancia N del transductor N.

En la siguiente figura () se representa el nivel de más alta energía con rojo y los niveles de menor energía en azul y verde.



Ilustración 22. Niveles altos y bajos de energía.

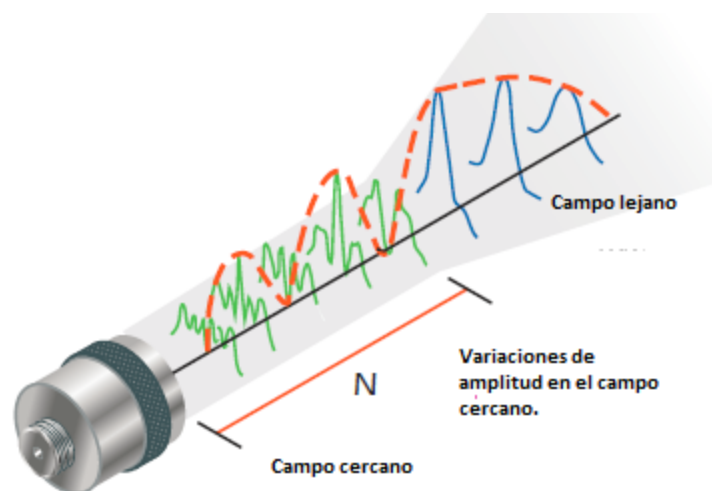


Ilustración 23. Variaciones de Amplitud.

Figura ()

El campo lejano es el área N donde la presión del campo de sonido cae gradualmente a cero. La distancia del campo cercano es una función de la frecuencia del transductor, el elemento de diámetro, y la velocidad del sonido en el material tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$N = D^2 F / 4c$$

$$N = D^2 / 4 \lambda$$

N: Distancia más cercana al campo

D: Elemento de diámetro

F: frecuencia

C: Velocidad del sonido en el material

λ : Longitud de onda

4.2 Principios de operación

Los medidores usan ondas acústicas o vibraciones para detectar el viaje del flujo a través de la tubería. La energía ultrasónica es típicamente acoplada al fluido en la tubería usando transductores que puedan ser húmedos o no húmedos, dependiendo sobre el diseño de medidores de flujo

Los resultados obtenidos pueden variar dependiendo del Angulo de inclinación del transductor. Existen dos métodos para medir el caudal de manera ultrasónica:

- El método por Efecto Doppler.
- El método por Tiempo de Transito

4.2.2 Efecto Doppler

Es un fenómeno físico que nos puede resultar familiar por que pertenece al ámbito de nuestra experiencia cotidiana. Es el efecto que se produce cuando un frente de ondas se refleja en un objeto en movimiento. Un ejemplo de esto es cuando un tren se mueve hacia una persona con su bocina sonando, cuando el tren se acerca, el nivel de volumen de la bocina es más alto, ya que las ondas sonoras son más próximas, que si el tren estuviera parado. Cuando el tren se aleja, aumenta el espaciamiento, dando un nivel más bajo. El efecto Doppler es un

incremento o disminución de la frecuencia de las ondas a medida que la distancia entre una fuente sonora y un receptor aumenta y disminuye.

Una condición para que el medidor funcione con este efecto es que el fluido contenga partículas, burbujas de gas u otras homogeneidades similares que reflejen las ondas de sonido. El primer sensor emite una onda de ultrasonido a una frecuencia determinada y el segundo recibe la onda reflejada. Se proyecta una onda ultrasónica en un ángulo a través de la pared de la tubería en un fluido en movimiento con partículas por un cristal transmisor, parte de la energía es reflejada por las partículas del líquido hacia un cristal receptor.

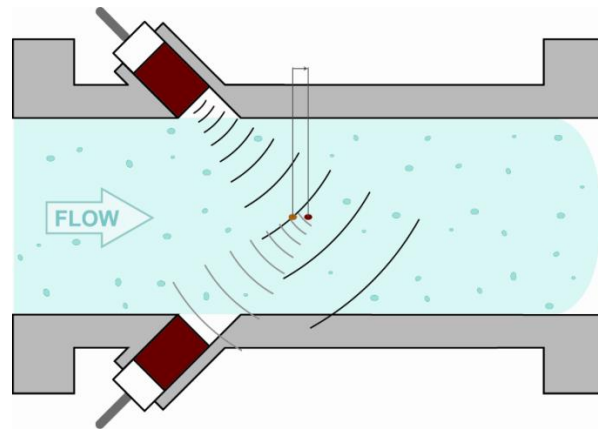


Ilustración 24. Efecto Doppler.

Debido a que los reflectores viajan a la velocidad del fluido, la frecuencia de la onda reflejada presenta corrimiento o está desviada de acuerdo al principio Doppler. Se tiene gran parte de su aplicación para medir fluidos con altos niveles de concentración de sólidos (0.2% a 60% de sólidos).

Características del Efecto Doppler

- ✓ Usado en líquidos que contienen partículas.
- ✓ Se asume que el viaje de las partículas es a la misma velocidad del fluido.
- ✓ El fluido viaja más rápido al centro de la tubería hacia fuera.
- ✓ El efecto Doppler toma el promedio estático de las frecuencias medidas.
- ✓ Promediar causa incertidumbre lo cual lo hace menos exacto que el tiempo de tránsito.

4.2.3 Criterios para la instalación de efecto Doppler

- ✓ Se debe considerar los tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo. Se consideran diámetros de 10 a 20 tubería corriente arriba y 5 corrientes abajo.
- ✓ La mayoría de los proveedores de los equipo especifican el límite mínimo de concentración y tamaño de solidos o burbujas en el líquido para asegurar el funcionamiento.
- ✓ Los intervalos de flujo de velocidad van desde 0.2 ft/s. a 60 ft/s.
- ✓ Tamaños de tubería van desde ½ “hasta 72” con una exactitud de 0.5 a 1%.
- ✓ Una exactitud de Calibración de 0.10 a 0.25% y repetibilidad de 0.05%.

4.3 Tiempo de transito

Es un método que se basa en el hecho de que la velocidad del fluido influye directamente en la velocidad de propagación de las ondas sonoras en dicho fluido.

Podemos entenderlo con la siguiente analogía: nadar contra corriente requiere más esfuerzo y tiempo que nadar en el sentido de la corriente.



Ilustración 25. Tiempo de Tránsito.

Dos sensores instalados en la tubería emiten y reciben impulsos de ultrasonidos simultáneamente. A “caudal cero”, ambos sensores reciben las ondas sonoras transmitidas al mismo tiempo, es decir, sin ningún retardo en los tiempos de transito de la señal. Pero con un fluido en circulación, las ondas sonoras procedentes de cada sensor necesitan intervalos de tiempo distintos (dependencia en el caudal) para llegar al otro sensor. Si la distancia entre los dos sensores es conocida, la diferencia en los tiempos de transito de la señal es directamente proporcional a la velocidad del fluido. Ambos sensores están conectados a un

transmisor. El transmisor induce a los sensores a generar ondas sonoras y medir el tiempo de tránsito de estas ondas que se propagan de uno a otro sensor.

El medir con una unidad que contenga múltiples transductores ayudara a reducir las distorsiones por instalación de un medidor, pero la complejidad, es decir, el costo sube y la complejidad en la electrónica se vuelve mayor para poder calcular una velocidad media del flujo. Los transductores son fijados a un Angulo al eje del flujo. En los diseños de 2 o más trayectorias, cada par de transductores funciona alternativamente como un transmisor y un receptor a través de la misma longitud de trayectoria.

Existen ecuaciones involucradas en el comportamiento del fluido a través de una sección de la tubería, estas a su vez involucran la velocidad del sonido en el medio que recae, entre otros parámetros; permitiendo así obtener un gasto. Se presentan a continuación:

$$t_{ud} = \frac{L}{C + v_m \cos \theta}$$

$$t_{du} = \frac{L}{C - v_m \cos \theta}$$

$$V_m = \frac{L}{2 \cos \theta} \left(\frac{t_{du} - t_{ud}}{t_{du} * t_{ud}} \right)$$

$$Q = V_m \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) = k \left(\frac{t_{du} - t_{ud}}{t_{du} * t_{ud}} \right)$$

Dónde:

t_{ud} Tiempo de tránsito del transductor U al D;

t_{du} Tiempo de tránsito del transductor D al U;

L Distancia entre transductor U y D;

C Velocidad de sonido en el gas;

V_m Velocidad media en el flujo de gas;

θ Angulo acústico entre los transductores;

D Diámetro de la tubería.

K Factor de corrección de perfil de velocidad.

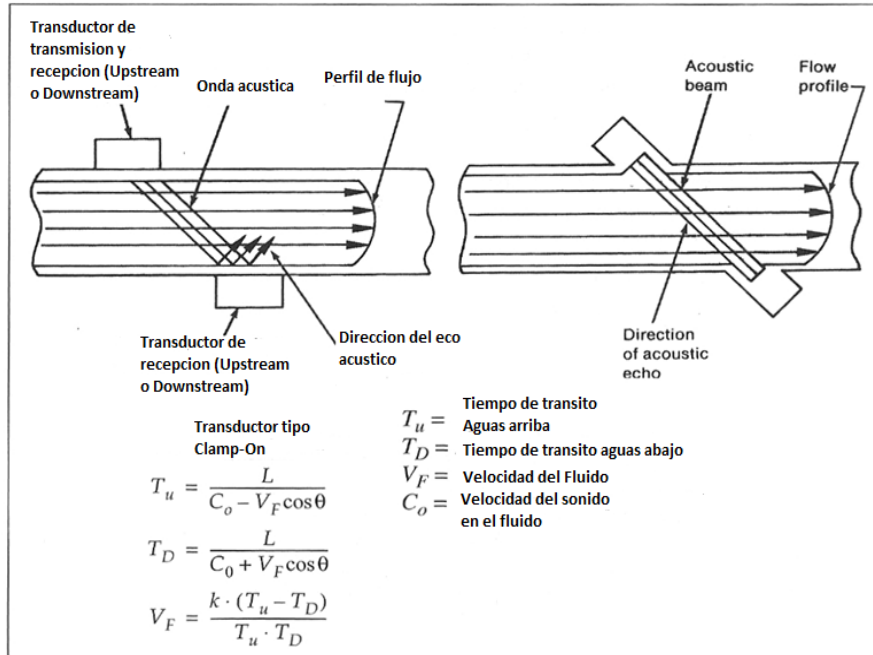


Ilustración 26. Diagrama de Velocidades a través de la tubería.

El comportamiento de un medidor ultrasónico con tiempo de transito depende de su capacidad de encontrar la velocidad media a una área transversal sin cambios en el gasto y la capacidad de lectura del sistema. La calibración del medidor, basado en el tiempo de transito se relaciona directamente con la mecánica y geometría de la construcción del medidor. Para una mayor precisión, la calibración debe ejecutarse de acuerdo a los estándares de volumen reportados en el AGA #9.

Características

- Usa la diferencia en tiempos de tránsito entre el transductor de pulsos Aguas arriba (Upstream) y el transductor de pulsos Aguas abajo (Downstream) para determinar la velocidad del fluido.
- Cada par de transductores es colocado uno enfrente del otro.
- Los pulsos ultrasónicos son enviados en dirección aguas arriba y aguas abajo.
- Su calibración es realizada por el fabricante con sólo detallar por parte del usuario: el diámetro de tubería, espesor de tubería, fluido de proceso, concentración de sólidos, temperatura y presión

4.3.1 Criterios para la instalación de Medidores de fijación externa de Tiempo de Transito

- Deben usarse con materiales de tuberías compatibles con la propagación de las ondas de sonido
- Las superficies de montaje deben ser lisa y limpia
- El transductor debe acoplarse acústicamente a la pared del tubo (por lo general con grasa o una resina epoxi).
- Se montan transductores que están unidos a la parte externa de la tubería con cinturones, cementados o soldados.
- Configuraciones típicas de instalación de los transductores de fijación externa

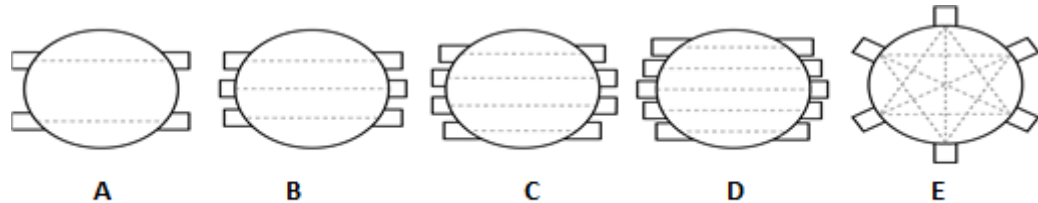


Ilustración 27. Diagramas de múltiples trayectorias de Ases.

Configuración A usa 2 pares de transductores = 2 Paths

Configuración B usa 3 pares de transductores = 3 Paths

Configuración C usa 4 Pares de transductores = 4 Paths

Configuración D usa 5 pares de transductores = 5 Paths

Configuración E usa 6 pares de transductores = 18 Paths

La orientación de la tubería en un gas fluyendo con sólidos sobre un transductor pueden afectar la transmisión de la energía ultrasónica en el flujo afectando la exactitud de la medición, los transductores deben ser orientados de tal manera en eliminar esta posibilidad.

4.4 Comparación de los Principios de Operación

Después de analizar los dos principales principios de operación que se manejan en la medición ultrasónica hacemos un comparativo de las características más representativas que son factores importantes para la medición de los hidrocarburos.

PRINCIPIOS DE OPERACIÓN	
Efecto Doppler	Tiempo de Tránsito
Es utilizado sólo para líquidos.	Es utilizado para líquidos y gases.
Sólo puede utilizar un sólo par de transductores	Puede utilizarse 1, 2 y hasta 3 pares de transductores, multi trayectoria.
El sonido viaja a una sola velocidad dirección del flujo	El sonido viaja más rápidamente a favor del flujo que en contraflujo.
El efecto Doppler toma el promedio estático de las frecuencias medidas, promediar causa incertidumbre lo cual lo hace menos exacto que el Tiempo de tránsito	La velocidad del fluido influye directamente en la velocidad de propagación de las ondas sonoras de dicho fluido.

Tabla 2. Comparativo de Principios de Operación.

Con esta comparación podemos analizar que el mejor método para contabilizar gas a través de una sección transversal con un flujo de fluidos en su interior es el tiempo de tránsito pues mide el tiempo que tarda una señal acústica inyectada en el fluido, viajando a favor y en contra del flujo. Además con el promedio de los tiempo de tránsito se calcula la velocidad de propagación del sonido en el gas que podrá servir como valor de diagnóstico a partir de la comparación contra el valor teórico calculado usando el procedimiento de la recomendación del reporte AGA 10. Con esto podemos concluir que el Tiempo de tránsito es el método más viable para la medición ultrasónica.

4.5 Medición Ultrasonica para Gas de fijación externa con Tiempo de Tránsito

La medición del gasto de manera externa es decir no invasiva por ultrasonido ofrece una versatilidad inigualable, y se implementa utilizando transductores que se montan en forma externa a la cañería. Una de sus principales ventajas está en la posibilidad de instalar o remover el medidor sin necesidad de interrumpir la operación del pozo. Esto permite que el operador pueda quitar y reinstalar fácilmente el mecanismo de medición en otro punto de medición una vez que el pozo en donde estaba instalado originalmente comienza a declinar o es puesto fuera de servicio por cualquier otra razón.

Los transductores de los medidores ultrasónicos se alojan dentro de cajas de protección de acero inoxidable, que pueden fijarse a la tubería mediante abrazaderas metálicas e incluso pueden soldarse.

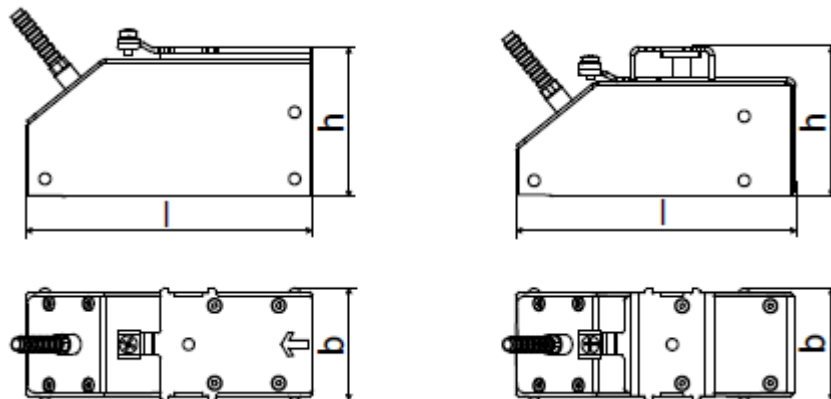


Ilustración 28. Transductores ultrasónicos usados comúnmente para la medición de Gas.

Tradicionalmente, una de las pocas tareas de mantenimiento que requieren los transductores consiste en el cambio de gel o grasa de acoplamiento acústico que mejora la transmisión de la señal ultrasónica. En los últimos cinco años se han desarrollados transductores de acoplamiento que reemplazan al gel o la grasa y que hacen de este mantenimiento prácticamente innecesario. Con este tipo de medidores se puede lograr una medición confiable y de fácil instalación.

La cantidad de pares de transductores dependerá de la exactitud requerida y del diámetro de la tubería.

Comúnmente se utiliza sólo un par de transductores en tuberías pequeñas por ejemplo 12” y dos pares para tuberías más grandes. Con estas estructuras se logra además una medición redundante, dado que en caso de que falle alguno de los dos pares de transductores, el medidor continuará con su medición utilizando el par que opera correctamente. El comportamiento, en la medición con dos pares de transductores, no presenta problemas si hay tramos rectos aguas arriba del punto de medición.

Las disposiciones de los transductores dependerá también del espacio disponible para el montaje, las alteraciones de la tubería aguas arriba del punto de medición y de ciertas condiciones de proceso.

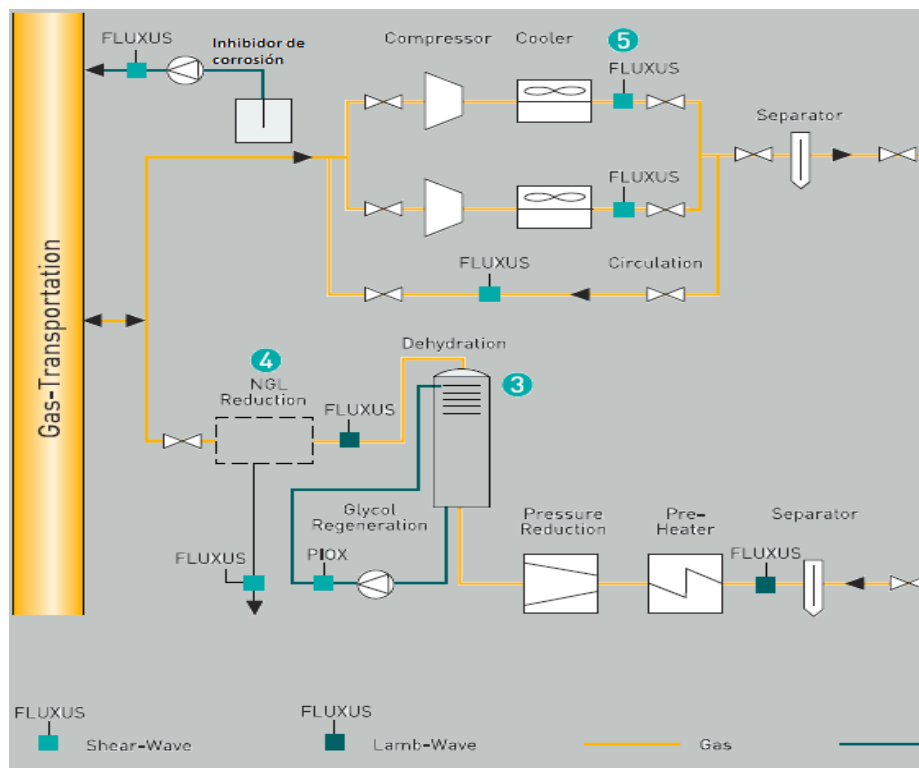


Ilustración 29. Diagrama de medición interna. Fuente Flexim.

En la ilustración (29) se muestra un esquema de mediciones operacionales y de transferencia interna, donde el tipo de medición depende del tipo de onda. La onda Shear es utilizada en las mediciones de transferencia interna debido a su alta exactitud, mientras, la onda Lamb se utiliza en la medición operacional cómo medir la cantidad de gas que pasa del Pre-calentador al separador.

4.6 Condiciones de Flujo en tuberías para la Medición Ultrasonica de Gas de fijación externa

La instalación de un medidor de flujo de tipo ultrasónico es muy importante para la operación apropiada. Como el desempeño de muchos medidores de flujo ultrasónicos no puede ser verificada en aplicaciones típicas, involucradas en tamaños de tuberías grandes, los fabricantes recomiendan que se debe seguir adecuadamente las instrucciones como sea posible para lograr el mejor desempeño.

Cualquier falla puede dramáticamente degradar el desempeño de estos medidores de flujo, por ejemplo un error en medir equivocadamente los tamaños de tubería puede causar un significativo error en la medición.

Los fabricantes deben proporcionar la temperatura ambiente a la que el medidor debe instalarse. No deben ser instalados donde los niveles de vibración o frecuencias exciten la frecuencia natural de la placa de la unidad de procesamiento de señal (SPU), componentes o transductores ultrasónicos. Los mismos fabricantes deben indicar la frecuencia natural de todos los componentes del medidor, así como no se debe exponer el medidor o su cableado a ruido eléctrico de manera innecesaria, incluyendo energía alterna o transmisores de radio.

Para las tuberías, las combinaciones de varias válvulas, accesorios, tramos de tuberías aguas arriba, pueden producir distorsiones en el perfil de velocidad y esto puede, obviamente, conllevar errores en la medición. La magnitud de este tipo de errores dependen del tipo y la gravedad de las distorsiones producidas por la configuración aguas arriba y la habilidad del medidor de compensar esta distorsión.

Los operadores deben consultar con el fabricante los resultados de las pruebas y evaluar la exactitud del medidor ultrasónico y de qué manera pueden las tuberías ya instaladas afectar la precisión del medidor o si es el caso la integridad del mismo.

Para un funcionamiento apropiado se deben considerar elementos muy importantes como:

- Perfil de velocidad
 - Experimento de Reynolds (Régimen de flujo)
- Disturbio en el flujo
- Calculo del volumen de flujo.

4.6.1 Perfil de velocidad

El perfil de velocidad del fluido es muy importante para medir con precisión el volumen promedio del flujo en una tubería. Los medidores ultrasónicos miden la velocidad del fluido en los caminos discretos, no lo hacen midiendo directamente el volumen del flujo.

La distribución de velocidades a través de la tubería hace que el perfil de flujo se muestre como en la siguiente figura:

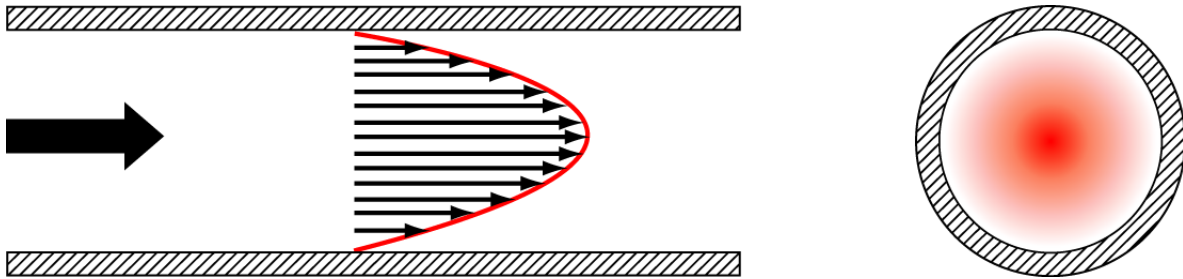


Ilustración 30. Perfil de velocidad de flujo a través de la tubería.

Cada una de las flechas representa una velocidad diferente en el perfil de flujo. Cuanto más larga sea la flecha es más rápido que el fluido se desplace dentro del contacto, en cambio, el fluido en contacto con el interior de la tubería no tiene ninguna velocidad. Conforme el fluido se acerca al centro de la tubería la velocidad aumenta y la forma del perfil de velocidad cambia de acuerdo a varios factores como:

- Velocidad del fluido, V
- Diámetro de la tubería, D
- Rugosidad, K
- Viscosidad del fluido, μ
- Densidad del fluido, ρ

En 1880 un Ingeniero Británico de nombre Osborne Reynolds estudio estos factores. Descubrió que estos factores se pueden relacionar en la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{(\rho)(V)(D)}{\mu}$$

Este parámetro adimensional, llamado el número de Reynolds (Re) es un criterio para determinar el régimen de flujo en una tubería lisa; en una tubería rugosa se puede utilizar para determinar la rugosidad relativa dentro de la tubería.

$$\frac{k}{D}$$

El aumento de la rugosidad en la tubería da como resultado una mayor pérdida de fricción y un cambio en el perfil del flujo. La combinación de estos factores da como resultado que un fluido fluya de manera turbulenta, laminar o intermitente.

4.6.2 Experimento de Reynolds (Régimen de flujo)

En 1839 Osborn Reynolds conectó un tubo de vidrio largo para un depósito de agua. Se observó flujo a través del tubo mediante la introducción de un teñido a la entrada del tubo con colorante y observó que a velocidades bajas el colorante forma un hilo delgado y recto paralelo al eje del tubo lo que indica que el flujo es laminar. Con esto demostró que existe la transición de un flujo laminar a un turbulento cuando el parámetro que ahora llamamos Número de Reynolds N_{Re} supera un cierto valor crítico.

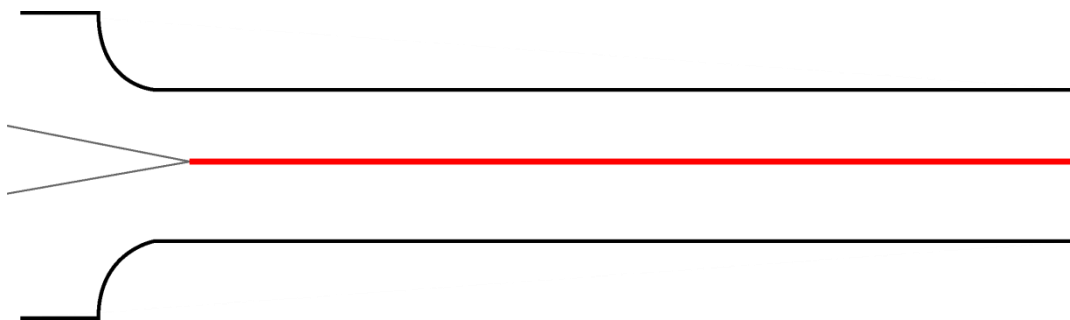


Ilustración 31. Flujo Laminar

En el flujo laminar no se alcanza a visualizar la mezcla de capas de fluido adyacentes. Un filamento delgado de colorante inyectado en un flujo laminar aparece como una sola línea. Si se aumenta la velocidad, se alcanza un punto crítico en el que la naturaleza del flujo cambia de repente de carácter pues el hilo se vuelve muy agitado y la tinta se propaga rápidamente por todo el tubo lo que indica que el flujo ha cambiado a turbulento.

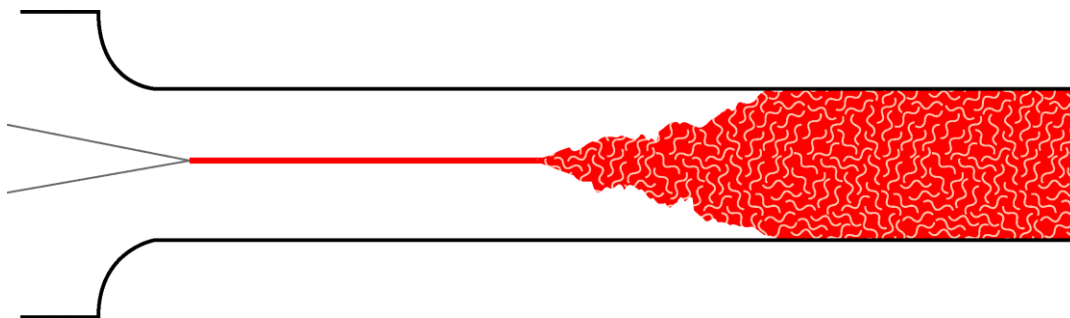


Ilustración 32. Flujo turbulento

En un tubo largo y recto, existe flujo laminar, siempre y cuando el número de Reynolds está por debajo de un valor de alrededor de 2000. En esta etapa la forma del perfil se ajusta a una parábola, se puede ver en la siguiente figura ().

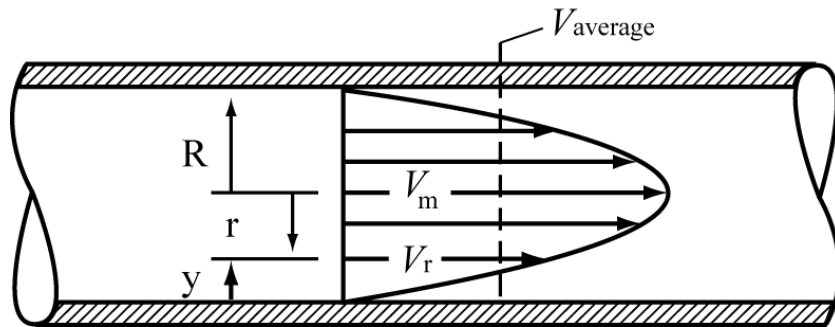


Ilustración 33. Perfil de flujo laminar

El punto de la velocidad del perfil de flujo laminar es dado por la siguiente ecuación

Dónde:

$$v_r = v_m \cdot \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right]$$

V_r = Velocidad de r

V_m = máxima velocidad

Y = distancia de la pared de la tubería

r = distancia radial desde el centro

R = radio de la tubería

En flujo laminar esta solución analítica muestra que el flujo máximo es de dos veces el gasto medio del fluido. Cuando el número de Reynolds es mayor a 2000, el flujo se vuelve turbulento y ya no es amortiguado por la viscosidad del fluido. El perfil de flujo turbulento aparece más uniforme que el flujo laminar debido a la mezcla como se muestra en la siguiente figura:

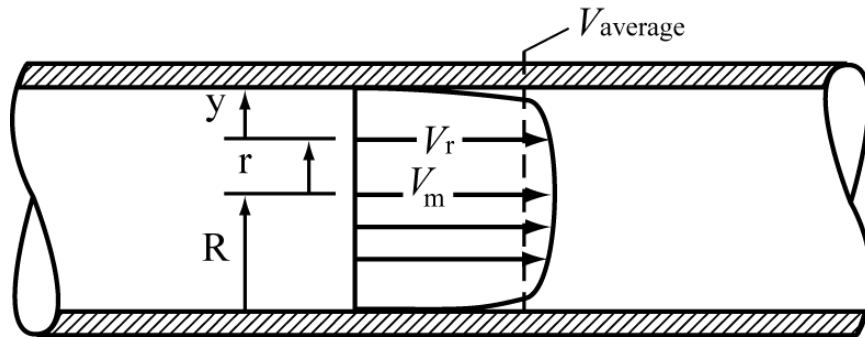


Ilustración 34. Flujo turbulento

En el flujo turbulento no hay una solución analítica completa. A pesar de los modelados realizados en computadora y no se ha encontrado una respuesta exacta a la aplicación de la teoría del caos. Afortunadamente, el flujo puede aproximarse mediante la ley de energía que se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{v}{v_{\max}} = \left(\frac{y}{R} \right)^{1/n}$$

Dónde:

V_r = Velocidad de r

V_m = máxima velocidad

Y = distancia de la pared de la tubería

r = distancia radial desde el centro

R = diámetro de la tubería

n = exponente dependiente del número de Reynolds y superficie rugosa

Se le llama la Ley de la Energía, ya que depende del valor del exponente de potencia “ n ” en la ecuación. Esta energía proporciona una aproximación de la velocidad cerca de la pared de la tubería, pero no en el centro de la tubería. En flujo turbulento la velocidad máxima central es de aproximadamente 1 o 2 veces el gasto medio del fluido, dependiendo del valor de “ n ”.

4.6.3 Disturbios en el flujo

El perfil de flujo en una tubería se ve afectada por las curvas, válvulas, cabezales, filtros o cualquier cosa que impida el flujo en la tubería. El perfil de flujo perturbado es descrito por términos como remolinos, la asimetría y flujo transversal, dando como resultado un significativo error en la medición.

Remolino: Es una condición en la que las espirales del fluido se encuentran dentro de todo el diámetro de la tubería. Es comúnmente causada por dos curvas en la tubería que están fuera del plano de otra.

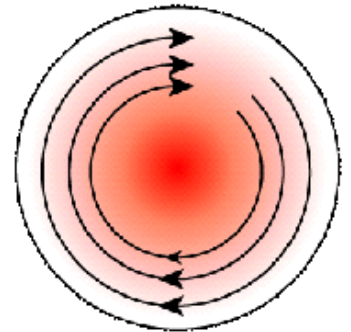


Ilustración 35. Flujo Remolino

Asimetría: Es una condición en la que la velocidad máxima no está en la línea central. A menudo es causada por una válvula de compuerta parcialmente cerrada o una obstrucción en la línea.

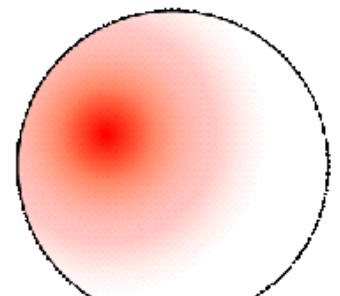


Ilustración 36. Asimetría de flujo

Flujo transversal: Es una condición típicamente por el flujo que pasa alrededor de una curva en la tubería que resulta en dos vórtices que giran uno hacia el otro. El uso de una tubería larga y recta ayuda a amortiguar estas perturbaciones de flujo.

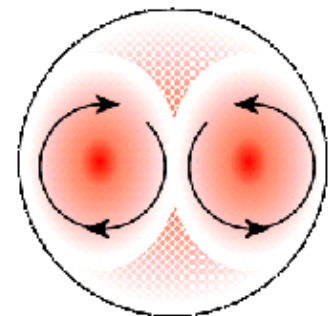


Ilustración 37. Flujo transversal

4.6.7 Cálculo de volumen de flujo

Es de gran necesidad conocer el perfil de flujo para calcular la velocidad media del fluido. Esta velocidad promedio es difícil de determinar ya que la velocidad de flujo varía a través de la tubería. Para los medidores ultrasónicos se debe aplicar un factor de ponderación (w_i) para cada velocidad (V_i) acorde para tener en cuenta el perfil de flujo.

La velocidad media se calcula como en la siguiente ecuación:

$$V_{average} = \sum_1^n w_i V_i$$

Dónde:

$V_{average}$ = Velocidad promedio del fluido

W_i = Factor de ponderación (Factor determinado en laboratorio según fabricante)

V_i = Velocidad acorde

El volumen de flujo a través del medidor se calcula multiplicando la velocidad promedio del fluido por el área de la sección transversal de la tubería, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Q = V_{average} \cdot A$$

Dónde:

Q = Gasto volumétrico del fluido

$V_{average}$ = Velocidad promedio del fluido

A = área transversal de la tubería

Dado que el área de la sección transversal de la tubería se puede medir con mucha precisión, la variable más grande de la ecuación es el valor de la $V_{average}$ o velocidad promedio. Para los medidores multi-trayectorias algunos elementos como el número óptimo de trayectorias de sensores, la ubicación de los transductores y factores de ponderación requieren de poca corrección para determinar la velocidad media del fluido.

Los medidores de una sola trayectoria requieren de un factor de corrección ya que miden a través del centro de la tubería sobreestimando la velocidad promedio por

4% a 9% en un flujo completamente desarrollado. Mediante una corrección al número de Reynolds este error puede reducirse a aproximadamente $\pm 3\%$, el error sigue existiendo debido a que en NRE se basa en un flujo totalmente desarrollado y no puede tomar en cuenta las perturbaciones al flujo.

Un sistema fiscal o de transferencia interna debe estar diseñado para lograr buenas condiciones de flujo, independientemente del tipo de medidor. Un tubo recto de longitud de 100 o más diámetros es excelente para la creación de un sistema de medición sencillo y con perfil de flujo totalmente desarrollado, esto es raro en un mundo real. Un medidor ultrasónico hace un buen trabajo midiendo con precisión, incluso aguas abajo y con perturbaciones del fluido.

La adición de un acondicionador de flujo por delante del medidor ultrasónico puede no siempre ser buena idea, ya que simplemente añade una obstrucción a la línea y aumenta la pérdida de presión. Una de las mayores ventajas de los medidores ultrasónicos multi trayectorias es su capacidad para medir con precisión el flujo e incluso en condiciones de flujo perturbado.

4.7 Ventajas y desventajas de los Medidores Ultrasónicos para Gas de Fijación Externa

- ✓ Se pueden emplear en diámetros nominales muy pequeños (DN desde 15 hasta 4.000/ desde ½ hasta 60”).
- ✓ Permiten medir fluidos muy corrosivos sin que haya contacto directo.
- ✓ No experimentan pérdidas de carga.
- ✓ Esperanza de vida útil alta.
- ✓ Los sensores de ultrasonido pueden ser montados a posteriori, tanto de los de fijación externa como los soldados a la tubería.
- ✓ El principio de medición es independiente de las propiedades físicas del fluido.
- ✓ Si se utiliza una tasa de pulsos de alta frecuencia de salida, se puede minimizar errores pulsación y la fluctuación del flujo.
- ✓ La instalación puede ser sencilla y relativamente barata.
- ✓ No hay partes móviles en contacto con el fluido en movimiento.

Desventajas

- ✓ Los resultados de la medición son altamente dependientes del perfil de velocidades de flujo porque la velocidad del fluido se mide a lo largo de un estrecho camino acústico o pequeña zona en que se lleva a cabo la medición.

Incertidumbre: comparación de un medidor a calibrar con un aparato patrón para averiguar si el error se encuentra dentro de los límites dados por el fabricante del medidor.

Precisión: Es la capacidad de un medidor de indicar el gasto real dentro de un determinado intervalo de gastos.

Intervalo de medición: es la medida del intervalo en el que el medidor puede operar adecuadamente sin una modificación mayor. Es una relación de la máxima y mínima escala del medidor de flujo e indica lo versátil que puede ser el medidor en relación a los cambios de intervalo de medición que pueden presentarse durante su operación.

Exactitud: define los límites de los errores cometidos cuando el medidor se emplea en condiciones normales de servicio durante un periodo de tiempo determinado (normalmente 1 año).

Repetibilidad: es la capacidad de un medidor de reproducir las mismas lecturas de salida al medir repetidamente valores idénticos de la variable en las mismas condiciones de servicio y en el mismo sentido de variación, recorriendo todo el campo de medida.

Capítulo 5 Arquitectura y Construcción del Medidor Ultrasónico USM

En este trabajo el objetivo es desarrollar las bases teóricas para llevar a la práctica la construcción de un medidor ultrasónico no intrusivo para hidrocarburos gaseosos con calidad de referencia u operacional interna en las baterías de separación, de fácil instalación y mantenimiento mediante el método Clamp-On o de fijación externa.

Es un trabajo donde se desarrolla un modelo matemático tomando en cuenta los espesores de la tubería a instalarse de manera externa a las tuberías del tipo Clamp-On, la acústica de materiales y las ondas de refracción para que la instalación sea fácil, sin provocar daños a los trenes de medición, paros en la producción, remoción de partes móviles, provocar fallos en la hermeticidad de las bridas causados por un mal manejo del personal y a su vez proteger el medio ambiente de posibles fugas de gas que se escapan a la atmosfera.

Desarrollándose a partir de leyes establecidas como la ley de Snell, acústica de ondas de refracción, Leyes de propagación de ondas, entre otras; tomando en cuenta las normatividades y estándares a nivel Nacional e Internacional de la medición de hidrocarburos como AGA 8, 9, 10, Normas oficiales de términos empleados en métodos de prospección ultrasónica y los vigentes Lineamientos Técnicos en Materia Medición de Hidrocarburos (LTMH) emitidos por la Dirección General de Medición de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

5.1 Antecedentes y Justificación

Las compañías encargadas de la exploración y producción de gas necesitan cada vez más información en tiempo real del funcionamiento de los pozos, tanto para su propio análisis operativo, como para cumplir con las reglamentaciones vigentes.

Por lo tanto, la medición del gas producido es una necesidad fundamental, que debe resolverse de manera eficiente y confiable, sin afectar el funcionamiento de los pozos en producción. También es necesario en algunos casos medir los gases inyectados a las formaciones para aumentar la producción de pozos que comenzaron a declinar su producción natural.

En algunas ocasiones, se utilizan yacimientos para almacenar gas durante periodos de bajo consumo y extraerlo luego para satisfacer los aumentos de la demanda.

El avance de la tecnología de medición por ultrasonido, en forma externa a la tubería, ha hecho posible la solución de todas estas aplicaciones en forma simple y efectiva, sin afectar la producción y optimizando los costos, como por ejemplo:

- Medición de Gas producido.
- Control de inyección de gas por los Sistemas Artificiales de Producción.
- Medición de gas inyectado y gas recuperado de los yacimientos.
- Monitoreo y gestión de los gasoductos.
- Conocer los volúmenes de la medición tanto operacional como de referencia del gas para contabilizarlos correctamente y así mejorar la medición fiscal para establecer impuestos que se deben pagar por los hidrocarburos extraídos y comercializados.
- Conocer los volúmenes de gas enviados a la atmosfera.

La quema y el venteo de gas (muy importantes) deben ser medidos para poder tener referencia de las pérdidas del mismo producto que se traducen en pérdidas económicas y en daños al medio ambiente. Esta medición se realiza por medio de dispositivos dinámicos que permiten medir los flujos de gas previo a realizar el venteo o quema del mismo, instalados en líneas principales. Es importante tener un control del estadístico sobre la cantidad de gas que se está gastando en esta operación y en caso de ser posible que se optimice la operación con el fin de disminuir la pérdida del recurso.

Los medidores ultrasónicos de fijación externa son de uso común debido a su versatilidad y fácil instalación, así como se muestra en la siguiente imagen.



Ilustración 38. Medición de la cantidad de gas mandado a quema por medio de un medidor ultrasónico.

Derivado de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se decreta que los operadores petroleros deberán cumplir con la medición de la calidad de los hidrocarburos gaseosos, toma de muestreos para análisis cromatograficos del Gas Natural, cumplir con los mecanismos de desempeño relacionados a las propiedades del Gas referidas a la sección II del Art. 28 y Art. 31. Así como los balances de Hidrocarburos gaseosos de los puntos de medición (operacional y de referencia) para que cumplan con las condiciones de mercado o comerciales.

5.2 Normatividad apegada a la Medición Ultrasónica de Gas para Medidores de fijación externa con Tiempo de Transito

En el subtema pasado analizamos la importancia de crear un medidor ultrasónico de fijación externa, para el cual debemos analizar los requerimientos tanto técnicos como normativos que rigen la planeación, construcción y ejecución de cada una de sus partes del dispositivo.

Debido a que son dispositivos que funcionan como “árbitros” en el mercado del gas natural, se tienen que apegar a distintos estándares y normas de calidad de nivel nacional e internacional por que varios de sus mecanismos de medición son ya

normados desde hace décadas pasadas y deben cumplir con la calidad de trabajo que deben entregar.

El siguiente listado se menciona las normas y estándares en los cuales se basa este trabajo para desarrollar parte de la metodología de cálculo y aplicación de la propuesta de medidor a partir del tiempo de tránsito.

AGA Report No. 8	Factores de Compresibilidad para Gas Natural y Otros Gases de hidrocarburos relacionados
AGA Report No. 9	Medición de Gas por Medidores ultrasónicos de múltiples Haces
AGA Report No. 10	Velocidad del sonido en el Gas Natural y otros Gases hidrocarburos asociados
ISO 17089 -1	Medición del flujo del fluido en conductos cerrados – Medidores ultrasónicos para gas – parte 1 medidores para transferencia de custodia y medición de apropiación
API MPMS 14.1	Manual de los estándares de Medición del Petróleo Capítulo 14 – Medición de los Fluidos del Gas Natural Sección 1 – Recopilación y Manejo de las muestras del Gas Natural para la transferencia de custodia
GPA 2145-09	Tabla de Propiedades Físicas de hidrocarburos y otras composiciones de interés para la Industria del Gas Natural
NOM B-49-1988	Definiciones de los términos empleados en los métodos de inspección ultrasónica
ASTM- 1250	Guía estándar para tablas de uso en la medición de hidrocarburos
ANSI/ASME MFC-5.1-2011	Transductores acoplados de compensación integrada

Tabla 3. Tabla de normatividades para medición ultrasónica

Por cuestiones de privacidad y uso industrial algunas de las normas no pueden ser citadas en el presente trabajo, pero sin embargo las que se pudieron conseguir para ayudar a la construcción teórica de la propuesta de diseño del medidor, se menciona a continuación una pequeña síntesis de que dispositivos dentro de la medición de gas determinan:

AGA 8 Factores de Compresibilidad para Gas Natural y Otros Gases de hidrocarburos relacionados

Este informe presenta información detallada para cálculos precisos de la compresibilidad de los factores y densidades de gas natural y otros gases de hidrocarburos, la incertidumbre de cálculo de estimaciones y listas de programas de software en lenguaje Fortran.

AGA 9 Medición de Gas por Medidores Ultrasónicos de Múltiples Haces

Este reporte fue desarrollado para describir los medidores ultrasónicos de múltiples haces es decir dos pares independientes de transductores que miden el paso del gas a través de un área de sección transversal en tuberías de almacenamiento o distribución (medición operacional o referencial I) y grandes instalaciones de uso final como las utilizadas en las mediciones de transferencia de custodia.

AGA 10 Velocidad del Sonido en el Gas Natural y otros Gases Hidrocarburos Asociados

Este documento contiene información para calcular la velocidad del sonido en el gas natural y otros gases hidrocarburos asociados, calculando procesos para relacionar propiedades del gas como entalpia, entropía, capacidad calorífica, viscosidad, factor de desviación del gas y coeficientes de flujo crítico.

ISO 17089-1 Medición de Flujo de Fluidos en conductos cerrados-Medidores Ultrasónicos para Gas-Parte 1. Medidores para Transferencia de Custodia y Medición de Apropiación.

Esta norma clasifica el comportamiento de los factores que intervienen en las mediciones del tipo fiscal, operacional y de referencia, también clasifica las aplicaciones del gas natural en clases clasificándolas desde la incertidumbre de medición en instalaciones.

API MPMS 14.1 Manual de los Estándares de Medición del Petróleo Cap. 14- Medición de los Fluidos de Gas Natural Sección 1.

Esta norma se concentra en los sistemas y procedimientos de muestreo apropiados. Verifica el impacto de las muestras y el éxito de sus prácticas y procedimientos los cuales aplican para propósitos múltiples y se aplican a diversos cálculos de mediciones operacionales, de referencia y transferencia de custodia (Calidad y Cantidad).

GPA 2145-09 Tabla de Propiedades Físicas de Hidrocarburos y Otras Composiciones de Interés para la Industria del Gas Natural.

Tabla de componentes del gas natural, usadas comúnmente para análisis de laboratorio, procesos en plantas de gas y necesidades ingenieriles.

NOM-B-49-1988 Definiciones de los Términos empleados en los Métodos de Inspección Ultrasónica.

Se definen los términos empleados en los métodos de inspección ultrasónica, así como también aspectos de transductores como ángulos de colocación tamaños, impedancias acústicas, longitudes y tipos de onda así como tablas de espesores según los materiales de los cuales están hechas las tuberías.

ASTM-1250 Guía Estándar para Tablas de uso en la Medición de Hidrocarburos.

Este estándar proporciona tablas para el cálculo de las cantidades de petróleo crudo y productos derivados a utilizarse en pruebas de calibración de petróleo y gas.

ANSI/ASME MFC -5.1 -2011 Transductores acoplados de compensación integrada

Norma basada en los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito, se refiere sólo a medir la velocidad de flujo volumétrico que presenta propiedades acústicas homogéneas y que fluye en un circuito cerrado.

Establece una descripción de los principios de funcionamiento empleados por los medidores ultrasónicos y proporciona una descripción de las fuentes de error así como procedimientos de verificación del desempeño, terminología, símbolos, definiciones y especificaciones.

Este trabajo busca una mejora a un producto o bien un servicio de un proceso de medición de gas en las practicas internas de una empresa, respaldándose de una serie de normas y estándares (descritos arriba), principios, leyes y modelados pero a su vez también de investigaciones y entrevistas con empresas y personajes representativos de la medición de hidrocarburos en México.

5.3 Elementos de Medidor Ultrasónico para Gas de fijación externa operando bajo el principio de Tiempo de Transito

En general los medidores de flujo ultrasónicos son del mismo tamaño que del tamaño de las tuberías del tren de medición; los diseños de los medidores actuales son tales que por su arquitectura deben ser instalados mediante bridas. En este trabajo se mostrara la arquitectura y diseño de un medidor no intrusivo de tecnología Clamp-On con el mismo principio físico (tiempo de transito) e intentando mejorar la precisión de la medición de un gasto de gas.

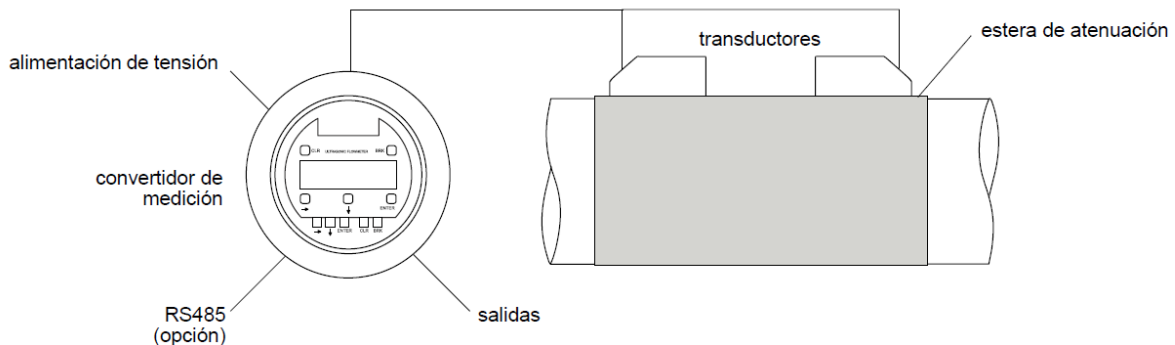


Ilustración 39. Configuración de los elementos de medidor de fijación externa.

Para el diseño de las dimensiones de un medidor ultrasónico de fijación externa o Clamp-On se necesita tomar en cuenta dispositivos muy importantes como los transductores.

Se seleccionan de acuerdo a los tipos de onda Lamb u Onda transversal (Shear wave) versus el espesor de la pared (mm); ya que si el espesor de la pared no está en el intervalo de los transductores de ondas Lamb se selecciona un transductor de ondas transversales.

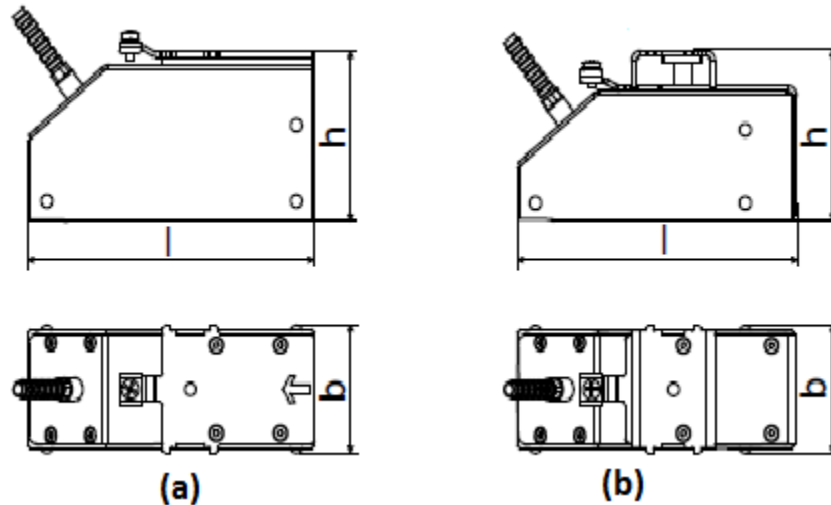


Ilustración 40.(a) Transductor de ondas Lamb, (b) Transductor de ondas Shear

5.3.1 Transductores de Ondas Lamb

Los transductores de ondas Lamb, utilizan una propiedad descubierta por el físico británico Horace Lamb, utilizadas principalmente para la medición de flujo de gas. Estas emiten un frente de señal amplia en el medio del flujo. Los transductores trabajan para distintos espesores de tuberías con diferentes tipos de espesores y materiales como el acero o el dúplex. Las ondas Lamb se propagan en sentido paralelo a la superficie del medio y en la dirección del pulso.



Ilustración 41. Propagación de una onda Lamb a través de una tubería.

Existen dos formas fundamentales de ondas emitidas por estos transductores: Ondas simétricas de compresión y ondas asimétricas de flexión.

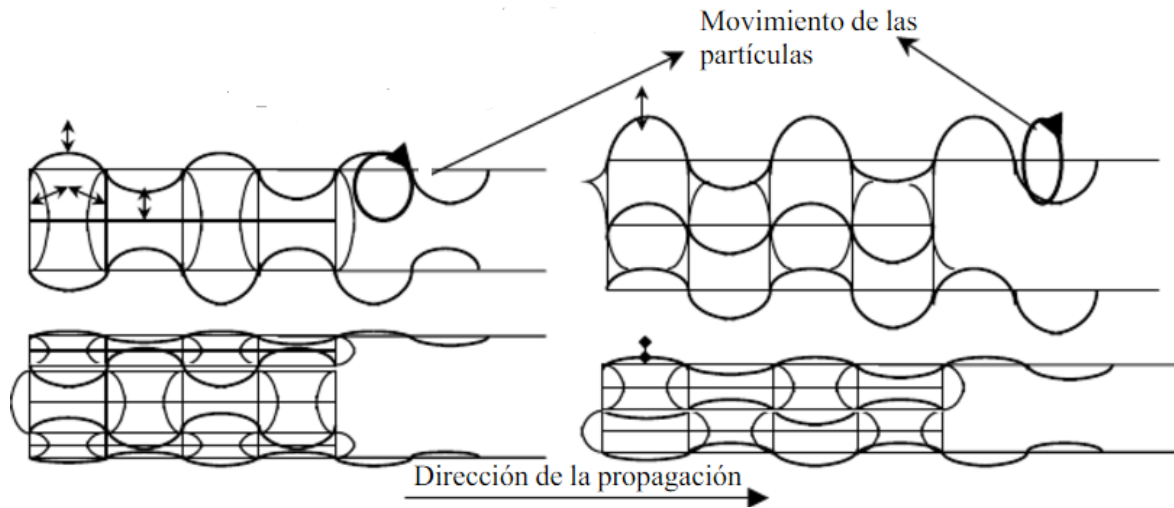


Ilustración 42. Ondas simétricas de compresión asimétricas de flexión.

Ondas

En los modelos simétricos y asimétricos el movimiento de las partículas en el medio es elíptico. En las ondas simétricas aparece una onda de compresión, con movimiento longitudinal en el eje neutro, mientras que en las asimétricas existen ondas de flexión o cizalladura, ya que las partículas tienen un movimiento transversal al eje.

5.3.2 Transductor de Ondas longitudinal shear

Se tienen ondas longitudinales cuando la dirección de oscilación de las partículas es paralela a la dirección de propagación de la onda. En los líquidos y gases sólo es posible la propagación de este tipo de ondas mecánicas.

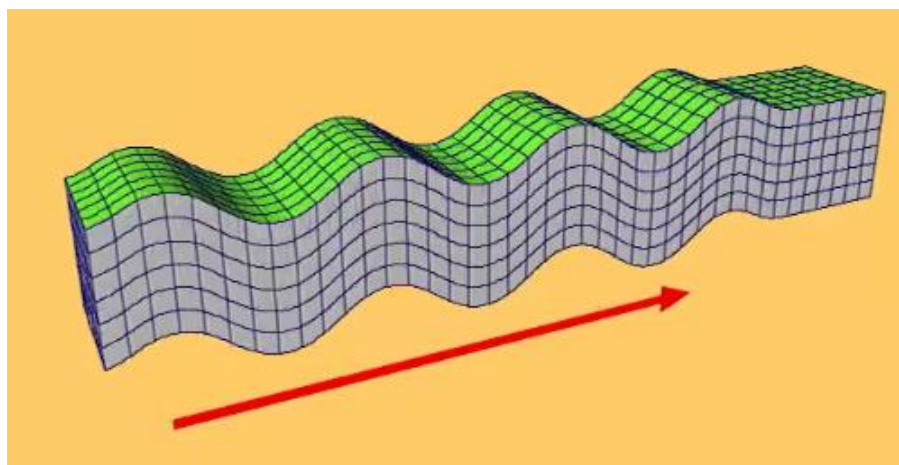


Ilustración 43. Propagación de la onda longitudinal a través del medio.

5.3.3 Diseño y descripción de los Transductores

Un transductor es un dispositivo que convierte una forma de energía en otra. Un transductor ultrasónico convierte la energía eléctrica en energía mecánica en forma de onda y viceversa, es por esta razón que la mayoría de los transductores de ultrasonido pueden utilizarse para aplicaciones de eco.

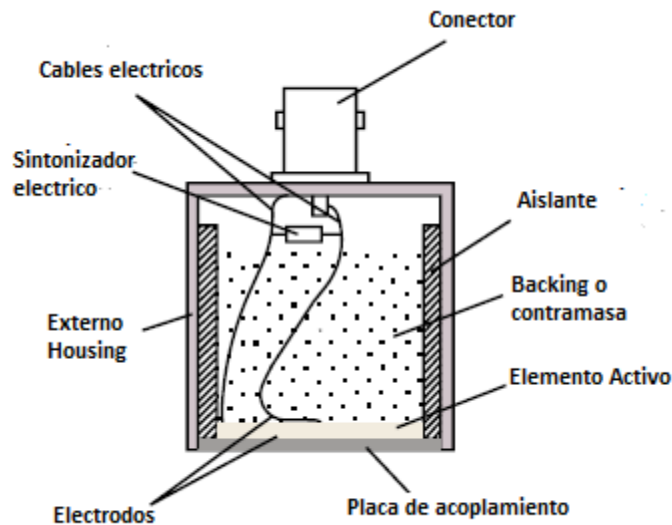


Ilustración 44. Diagrama general de un transductor de ultrasonido para medidores de fijación externa.

Diagrama general de un transductor de ultrasonido en el que se puede observar las partes principales del mismo, las cuales son las siguientes: Elemento activo o piezoeléctrico, backing o contramasa y capa de acoplamiento.

Elemento Activo

Es un material piezoeléctrico es el encargado de realizar la conversión electromecánica, el cual está conectado eléctricamente al exterior a través de contactos soldados en los electrodos que cubren al elemento piezoeléctrico. Junto a dicho elemento, se encuentran otros elementos no activos que determinan las características temporales de emisión y/o recepción. Estos elementos son el llamado "Backing" o contramasa y capa de acoplamiento.

Estos sistemas mecánicos pasivos tienen como función realizar una asimetría de emisión lo cual se entiende de la siguiente manera. La placa piezoeléctrica vibra, emitiendo energía mecánica en ambos sentidos. Las aplicaciones prácticas, sólo utilizan la emisión en una sola de las caras. Con este fin se coloca la contramasa

en la cara posterior que tiene como objetivo fundamental absorber la energía mecánica en esa dirección y detener la oscilación de la cerámica, originando un transductor con mayor resolución.

La capa de acoplamiento por su parte tiene dos funciones, proteger el elemento activo y asegurar una mayor transferencia de energía, esto último se logra fabricándola de un material con una impedancia acústica intermedia entre el elemento activo y el material sobre el cual se espera utilizar el transductor.

Backing o contramasa

Es normalmente de un material de densidades altamente atenuantes, es usado para controlar vibraciones del transductor mediante la adsorción de la energía que irradia desde la cara posterior del elemento activo. Cuando la impedancia acústica del soporte coincide con la impedancia acústica del elemento activo, el resultado será un transductor fuertemente amortiguado que muestra buena resolución en distancia pero puede ser menor en amplitud de señal.

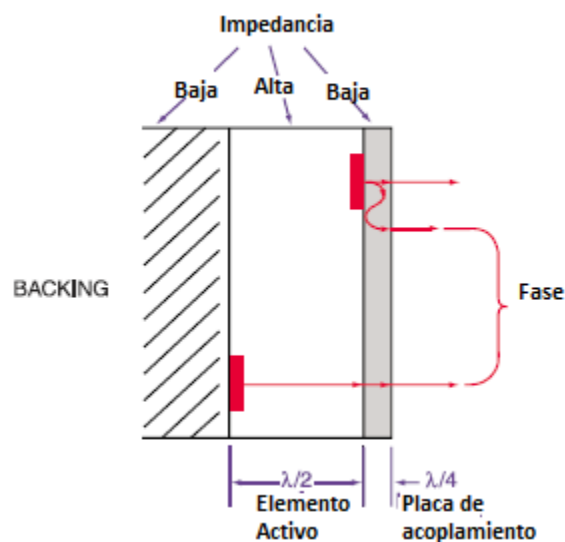


Ilustración 45. Diagrama del Backing o contramasa.

Transductores duales

Son elementos de transmisión y recepción separada montados en líneas de retardo que por lo general se cortan en un ángulo. Esta configuración mejora la resolución cerca de la superficie eliminando los principales problemas de vibraciones. Además el diseño de haz cruzado proporciona un enfoque que hace los transductores duales más sensibles a los ecos provocados por corrosiones en la tubería.

5.4 Angulo de los Transductores

El ángulo del haz de los transductores utiliza los principios de refracción y conversión para producir las ondas de cizalla y ondas longitudinales a través de un medio ya sea líquido o gas.

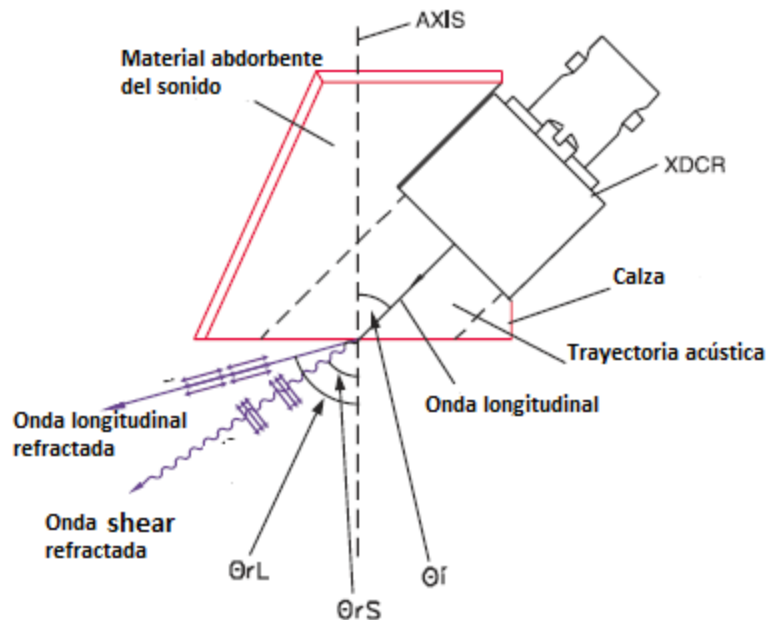


Ilustración 46. Diagrama interno de los ángulos de un transductor ultrasónico.

Existe un ángulo de incidencia, necesario para producir una onda refractada deseada a 45°, 60° o 75°. Ángulos óptimos para que la onda de corte atraviese el acero, está onda puede ser calculada a partir de la Ley de Snell, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{\sin\theta_i}{C_i} = \frac{\sin\theta_{rl}}{C_{rl}} = \frac{\sin\theta_{rs}}{C_{rs}}$$

Θ_i = Angulo de incidencia de la calza.

Θ_{rl} = Angulo de refracción de la onda longitudinal

Θ_{rs} = Angulo de refracción de onda shear

C_i = Velocidad longitudinal de incidencia a través del material.

C_{rl} = Velocidad longitudinal del sonido en el medio.

C_{rs} = Velocidad de la onda shear en el medio.

La siguiente figura muestra la relación entre el ángulo de incidencia y las amplitudes relativas las ondas refractadas longitudinales, shear, o superficiales que se pueden reproducir a partir de la calza puesta en el acero.

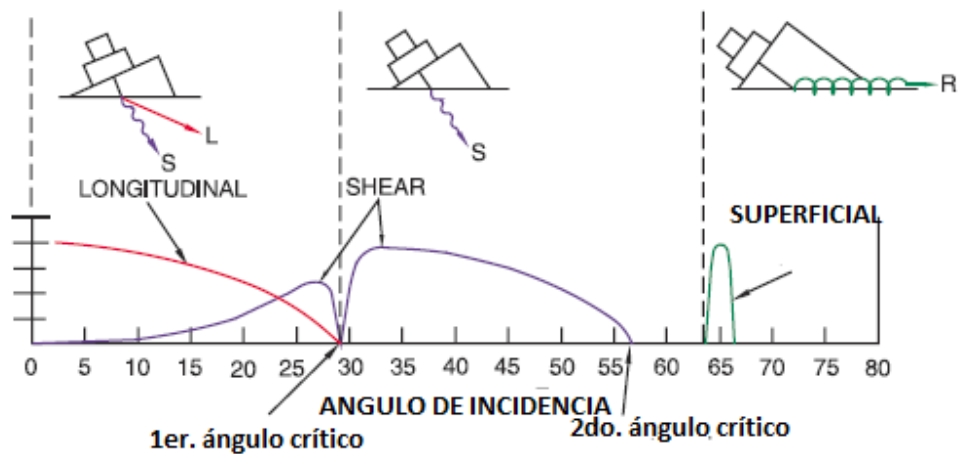


Ilustración 47. Relación entre ángulos y la refracción de las ondas para la medición ultrasónica.

5.5 Diseño y construcción del medidor ultrasónico para gas operando bajo el principio de tránsito

En los apartados anteriores revisamos cada una de las partes y métodos para operar del medidor propuesto, y sabemos que se necesitan señales ultrasónicas para medir un flujo de gas de manera externa, un principio de operación de Tiempo de tránsito y los cálculos matemáticos pertinentes y apegados a las normas descritas arriba. Un transductor instalado en el tubo emite las señales ultrasónicas que son recogidas por un segundo transductor. Las señales son emitidas, alternativamente, en la dirección de flujo como en la dirección contraria.

Dado que el medio en el que se propagan las ondas ultrasónicas se encuentra en movimiento, el tiempo de tránsito de las señales ultrasónicas es más corto cuando se mueven en dirección del flujo que cuando lo hacen en dirección contraria. Y así midiendo la diferencia de tiempo de tránsito, que permite determinar la velocidad media del flujo en el trayecto recorrido por las señales ultrasónicas; aplicando una corrección de perfil es posible calcular el valor medio de la velocidad de flujo relativo a la superficie de la sección que es proporcional al gasto volumétrico.

Para darle seguimiento a lo escrito anteriormente se presentan los modelos de proyección del medidor propuesto en función de las ondas ultrasónicas según el número de trayectorias.

5.5.1 Número de Trayectorias del sonido

El número de trayectos del sonido es el número de recorridos de la señal ultrasónica atravesando el medio en el tubo. En dependencia del número de trayectorias del sonido, existen los siguientes tipos de montaje:

5.5.2 Disposición de reflexión

El número de trayectos del sonido es par. Ambos transductores se montan al mismo lado del tubo. Es sencillo montar correctamente los transductores.

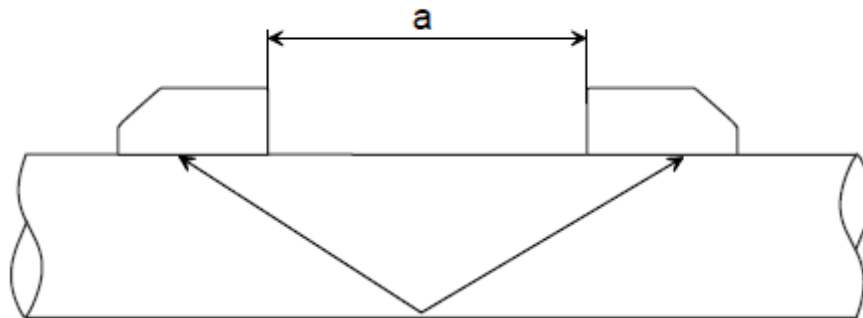


Ilustración 48. Disposición de reflexión, número de trayectos del sonido: 2

5.5.3 Disposición diagonal

El número de trayectos del sonido es impar. Ambos transductores se montan en lados opuestos del tubo. Si en el medio, el tubo o los recubrimientos atenúan fuertemente la señal, se emplea la disposición diagonal con 1 trayectoria del sonido

El tipo de montaje elegido depende de la aplicación. Aumentando el número de trayectos del sonido, se consigue elevar la exactitud de la medición, si bien aumenta también la atenuación de la señal. El convertidor de medición determina automáticamente el número óptimo de trayectos del sonido para los parámetros de la aplicación.

Es posible fijar los transductores al tubo en la disposición de reflexión y en la disposición diagonal con los porta-transductores.

Con ello se puede adaptar óptimamente el número de trayectos del sonido a la aplicación.

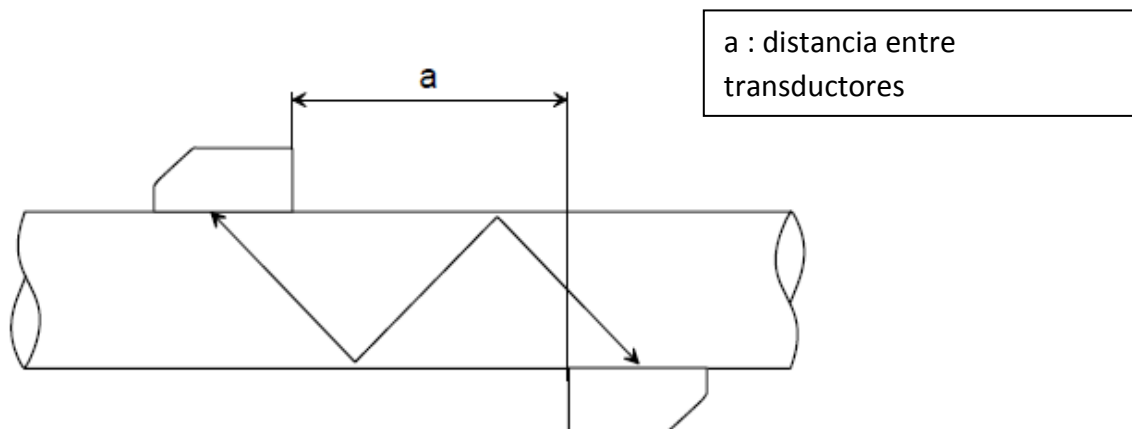


Ilustración 49. Disposición diagonal, número de trayectos del sonido: 3

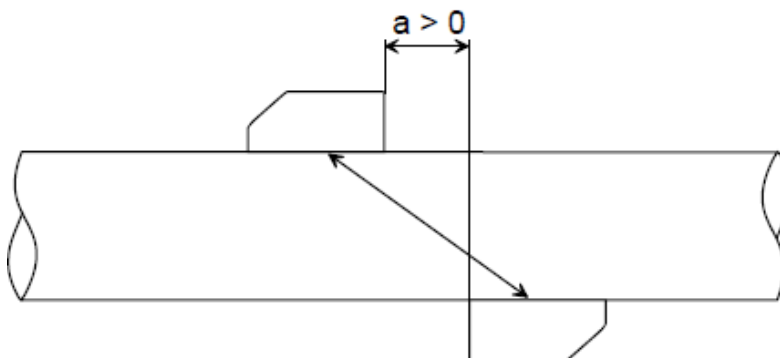


Ilustración 50. Disposición diagonal, número de trayectos del sonido: 1

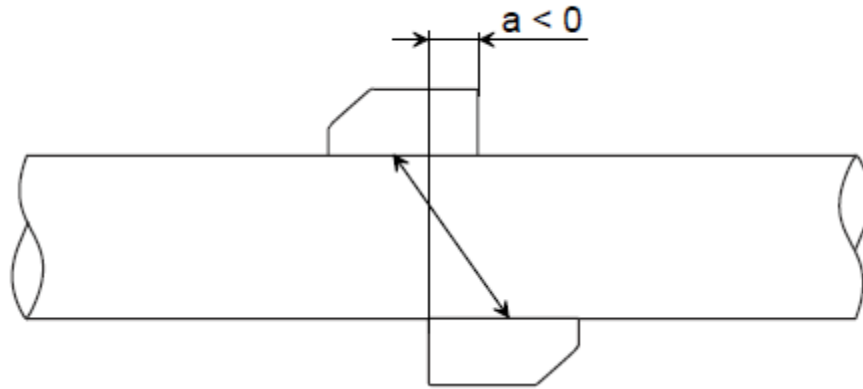


Ilustración 51 Disposición diagonal, número de trayectos del sonido: 1, distancia negativa entre transductores.

5.5.4 Porta transductores

Son correas de sujeción o cadenas de un materia especial con una disposición de la reflexión de los transductores que vanean entre ser portátiles o cadenas con imanes para fijarse en las tuberías mediante abrazaderas metálicas e incluso algunas veces se soldán.

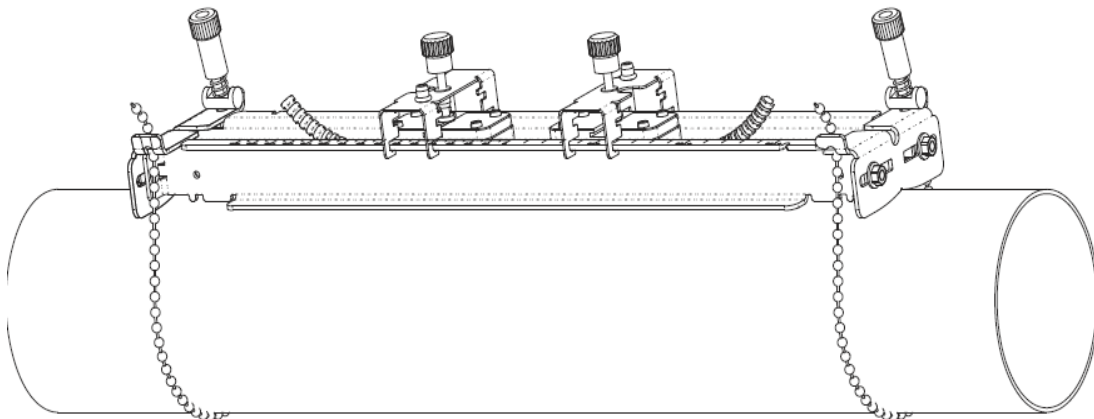


Ilustración 52. Sujetadores portátiles y cadenas

Sujetadores portátiles y cadenas. Material de acero inoxidable con dimensiones generalmente usadas en el mercado de 914X94X76 mm, longitud de la cadena 2 m.

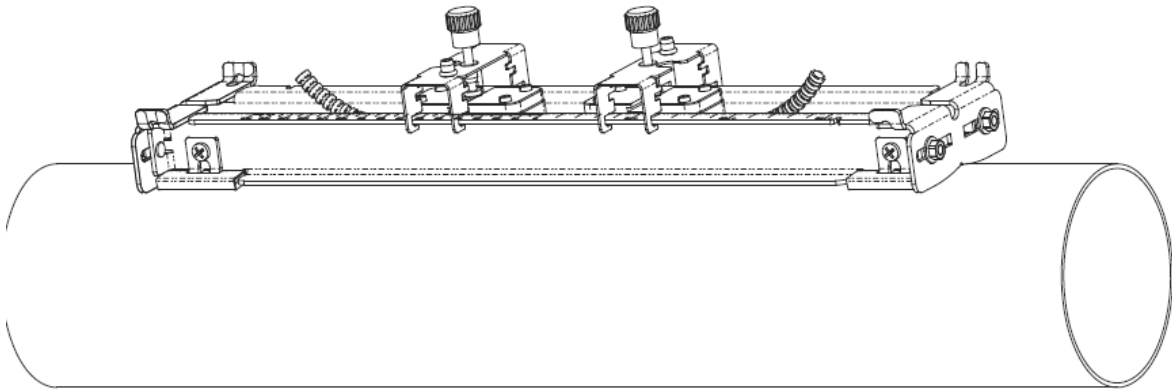


Ilustración 53. Sujetadores portátiles con imán

Sujetadores portátiles con imán. Material de acero inoxidable con dimensiones generalmente usadas en el mercado de 414X94X40mm.

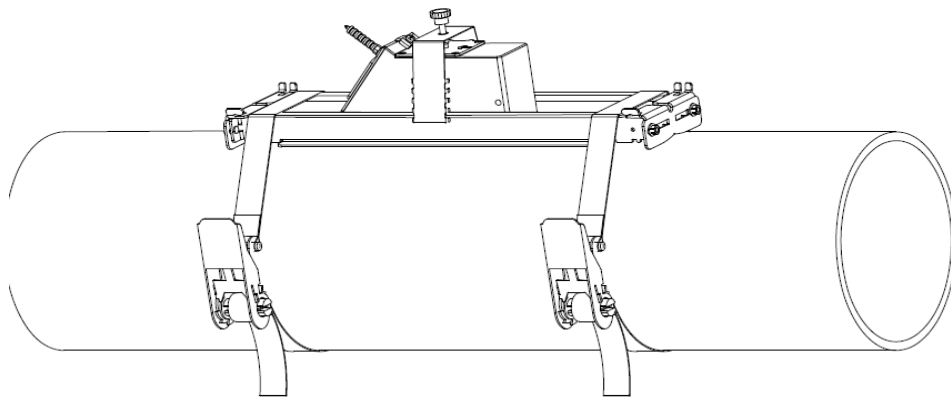


Ilustración 54. Sujetadores portátiles y correas de sujeción

Sujetadores portátiles y correas de sujeción. Material de acero y recubrimiento de polvo y correa de sujeción textil longitud 5/7 m. Temperatura ambiente máxima 60°C, diámetro exterior del tubo máximo 1500 /2100 mm.

5.5.5 Material de Acople para transductores

Como todo transductor que mide una frecuencia de sonido necesita un material de acople a las tuberías, los transductores ultrasónicos ocupan una plasta de acoplamiento que se debe seleccionar de acuerdo a la temperatura ambiente en donde será colocado.

El intervalo de temperatura normal para la pasta de acoplamiento va desde 4°C hasta los 150°C. El material de la pasta de acoplamiento puede ser pasta de grasa mineral con una temperatura de acoplamiento que va de -30°C a +100°C, pasta de Silicona de -30°C a +200 °C o pasta de fluoropolímero de -30°C a +250°C.

5.5.6 Esferas de Atenuación

Las esferas de atenuación se emplean en la medición de gases para reducir la influencia del ruido en la medición.

Las esferas de atenuación para transductor se colocan bajo los mismos transductores. Las esferas de atenuación para el tubo se colocan en los puntos de reflexión, por ejemplo, brida, cordón soldadura.

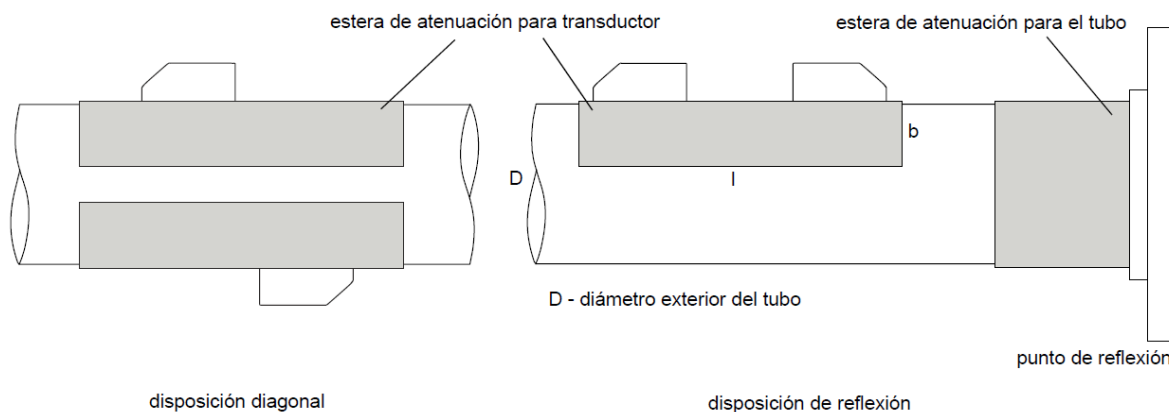


Ilustración 55. Colocación de las esferas de atenuación.

Las esferas de atenuación se seleccionan de acuerdo a si será una instalación fija, temporal o fijación mediante pasta de acoplamiento o autoadhesiva ya sea para el tubo o transductor sus dimensiones varían desde los 450X115X0.5mm hasta 900X230X1.3mm.

La cantidad y longitud de esferas, se seleccionan de acuerdo a la frecuencia de los transductores y del diámetro exterior de la tubería.

5.5.7 Medición del espesor de pared

El espesor del tubo es un parámetro importante cuya exacta determinación es fundamental para una buena medición. Pero a menudo, el espesor de la pared del tubo es desconocido. El sensor del espesor de pared se conecta en el convertidor de medición en lugar de los transductores de caudal. Con ello se activa automáticamente el modo de medición del espesor de la pared del tubo.

El sensor de espesor de pared se adhiere al tubo con pasta de acoplamiento. El espesor de pared indica y puede ser almacenado directamente en el convertidor de medición. Maneja una exactitud de $1\% \pm 0.1$ mm y un intervalo de medición de 1.250 mm . El intervalo de medición real depende de la amortiguación de la señal ultrasónica en el tubo, por eso los intervalos de medición son más pequeños para materiales plásticos.

5.6 Operación y sustento Matemático

Se propone un modelado matemático con la finalidad de desarrollar el gasto de fluido obtenido a través de una sección transversal de área variable. Se mencionan factores de corrección y ponderación que se general al momento de la calibración en laboratorio. Estos factores fueron sugeridos por algunas de las compañías que sus bitácoras de cálculo las mantienen en el anonimato, por lo tanto tuvimos que desarrollar el nuestro para así darle un sustento a lo que será una solución en un futuro no muy lejano en cuestión de medición ultrasónica de Gas Natural.

Se parte de información recopilada de:

- ASME MFC 5-1-2011
- Ultrasonic Gas Meters Handbook (instrument)
- Reporte AGA 8 Reporte AGA 10
- Manual Daniel Mark III (Emerson-Daniel)
- Manual e Información proporcionada por la compañía Olympus
- Manual e Información proporcionada por la compañía KHRONE
- Información proporcionada por la compañía Flexim (uso confidencial)
- Información proporcionada por Burnison Eng. Servicios de Ingeniería y Consultoría en Medición de Hidrocarburos.

Se establecen las ecuaciones necesarias para el medidor, quedando en resumen:

1. Q en función de A, F_c, W_i, V_{m_i}, h , ángulos de transductores, ángulos refractados.
 - A área
 - F_c = Factores de corrección por: temperatura, Perfil de velocidad y Presión.

- W_i = Factor de ponderación asociado a cada pulso sónico emitido. Se obtiene por medio de métodos de integración Gaussiana, pruebas de laboratorio y/o al momento de calibrar.
- V_{mi} = Velocidad promedio del Gas.
- h = Espesor.
- Ángulos de transductores = $45^\circ, 60^\circ, 75^\circ$ (definidos por fábrica).
- Ángulos refractados = Ley de Snell.

2. De la ecuación general para obtener el flujo

$$Q = V * A$$

3. De la fórmula para calcular el área.

$$A = \pi D_i^2 / 4$$

4. Diagrama de fuerzas

Para h:

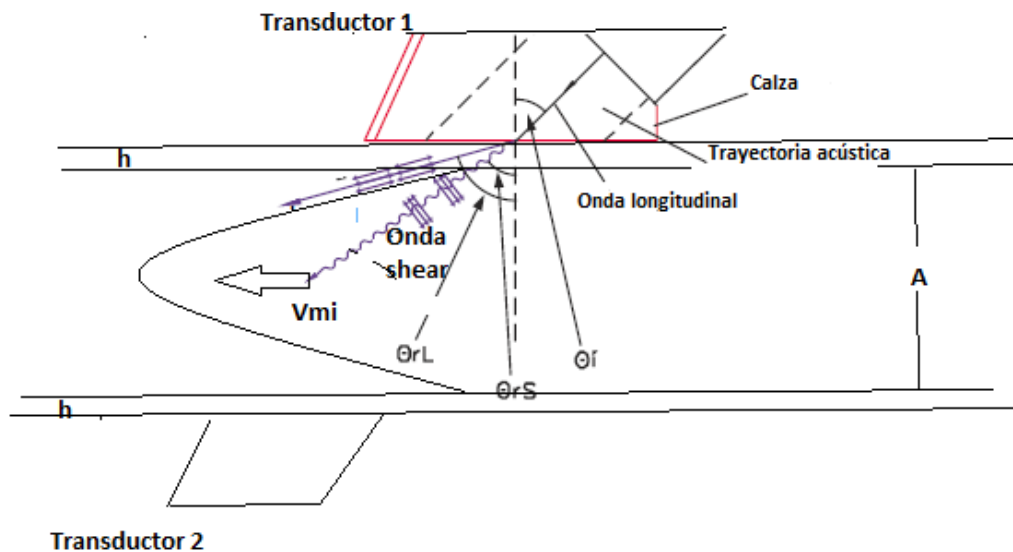


Ilustración 56. Diagrama de medición al flujo con ondas ultrasónicas tipo shear.

$$\left. \begin{aligned}
 C_1 &= \frac{h_1}{t_1/2} \\
 t_1 &= \frac{h_1}{c_1} * 2 \\
 h_1 &= \frac{t_1 * c_1}{2}
 \end{aligned} \right\} \begin{aligned}
 t_1 &= \frac{h_1}{\sin \gamma * C_1} \\
 t_2 &= \frac{h_2}{\sin \gamma * C_2}
 \end{aligned}$$

$$Vm_i = \frac{Di}{\sin(2\alpha)} \left[\frac{t_{BA} - t_{AB}}{2} - t_1 - t_2 \right]$$

Dónde:

t_1 = tiempo inicial

t_2 = tiempo final

D_i = diámetro interior.

Al multiplicar la velocidad media del gas por el área y simplificando, se tiene:

$$Q = \frac{\pi D^3}{4 \sin(2\alpha)} \left[\frac{\Delta t}{2(t_{BA} * t_{AB})} - t_1 - t_2 \right] * Fc * Wi$$

Dónde:

W_i = Factor de ponderación

Fc = Factores de corrección por: temperatura, Perfil de velocidad y Presión.

Δt = Diferencia de tiempos

El factor de ponderación W_i es un valor que resulta de la calibración en laboratorio del medidor a través de calcular el porcentaje de cada área entre transductores por medio de integrales Gaussianas.

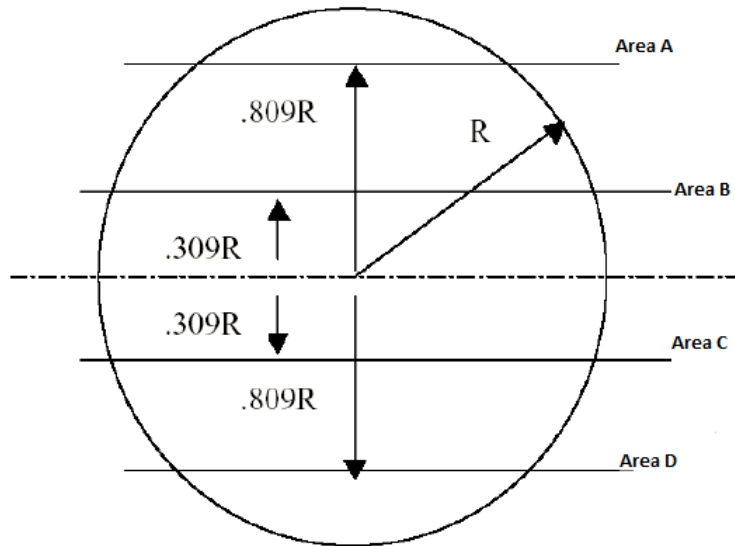


Ilustración 57. Secciones de área total de flujo.

Entre transductor y transductor se puede calcular la contribución por área del total del flujo que pasa por la sección transversal del medidor.

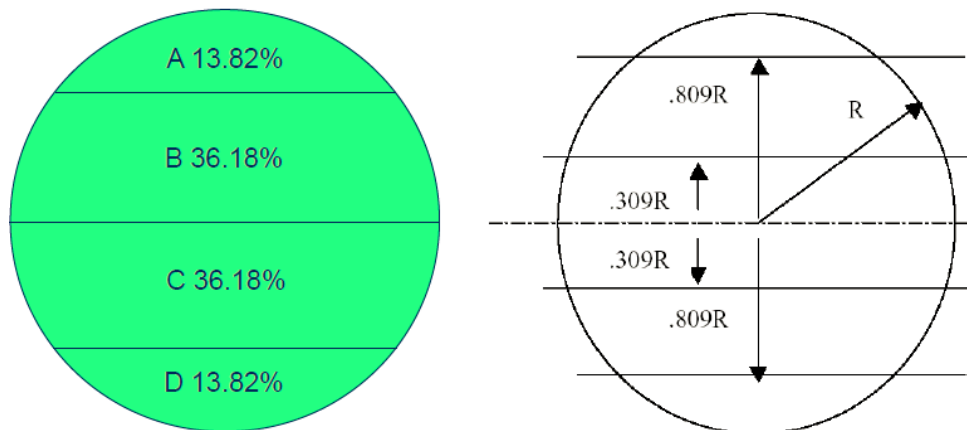


Ilustración 58. Porcentajes de flujo por área.

Con el cálculo del factor de ponderación se calcula el promedio de la velocidad del flujo. Algunas de las compañías antes mencionadas lo calculan así:

$$V = \sum_{i=1}^n v_i(r_i)W_i$$

- Incluyendo factores específicos del gas, la ecuación anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$Vmi = \left[\frac{\frac{2\sqrt{kP}}{z\rho}}{\frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}}} \left[\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right] - t_1 - t_2 \right]$$

Dónde:

k = Factor K

P = Presión

Z = Factor volumétrico del gas.

t_{AB} = tiempo de tránsito del transductor del punto A al B.

t_{BA} = tiempo de tránsito del transductor del punto B al A.

Quedando como:

$$Q = \left[\frac{\pi D_f^2}{4} \right] \left[\frac{\frac{2\sqrt{kP}}{z\rho}}{\frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}}} \left[\left[\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right] - t_1 - t_2 \right] \right] Wi * S * F_{CT} * F_{CP}$$

Se factoriza Vi

$$Q = \left[\frac{\pi D_f^2}{4} \right] \left[\frac{\frac{2\sqrt{kP}}{z\rho}}{2\cos\theta \left(\frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}} \right)} \left[\left[\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right] - t_1 - t_2 \right] * \underbrace{Wi * S * F_{CT} * F_{CP}}_{MF} \right]$$

El MF es la suma de todos los factores de corrección asociados a la Temperatura, Presión y

6. Quedando:

$$Q = MF * A * \sum_{i=1}^n (Wi * Vmi)$$

En conclusión el gasto calculado para este medidor ultrasónico de fijación externa con tiempo tránsito de transferencia interna para la medición de Gas, se genera en 7 pasos:

1.- Se calcula y se desprecia a la vez el tiempo en que recorre la señal ultrasónica que va desde el generador, atraviesa el cuerpo del transductor y llega al espesor, atravesándolo, por medio de un medidor de espesores.

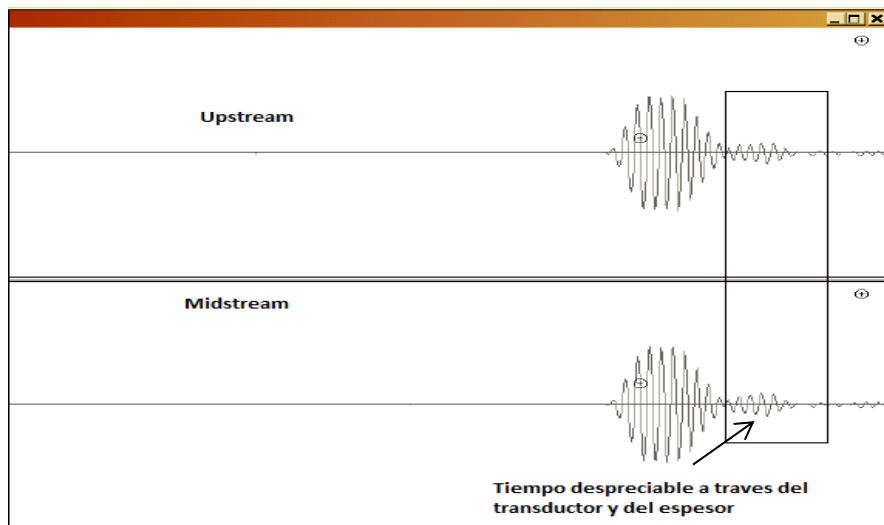


Ilustración 59. Señales despreciables de tiempo a través de los transductores.

2.- Medición de los tiempos de tránsito.

$$t_1 = \frac{h_1}{\sin \gamma * C_1} \quad t_2 = \frac{h_2}{\sin \gamma * C_2}$$

3.- Cálculo de las velocidades acorde a los tiempos de tránsito entre transductor y transductor.

4.- Cálculo de los factores de ponderación W_i de acuerdo a la contribución total por áreas entre transductores.

5.- Cálculo promedio de la velocidad de flujo.

$$V = \sum_{i=1}^n v_i(r_i) W_i$$

6.- Cálculo del gasto promedio, contabilizando los factores de corrección y de volumen del Gas.

$$Q = MF * A * \sum_{i=1}^n (Wi * Vmi)$$

7.- Conversión de unidades métricas de volumen (m³/s) o (m³/hr), estos valores son utilizados para la conversión a la altura, masa y energía referidos a los reportes y estándares apropiados de AGA-8 e ISO -5167.

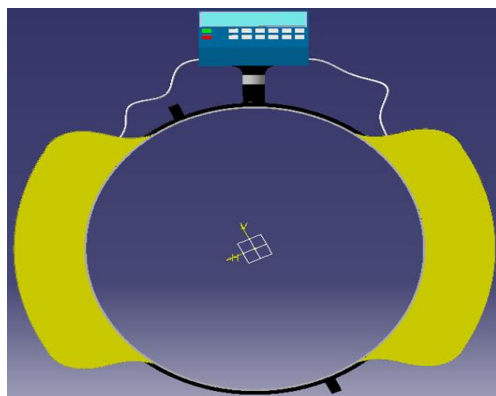
$$Q \left(\frac{m^3}{s} \right) \times 3600 = \text{Gasto de flujo actual (m}^3\text{)}$$

5.7 Modelo Preliminar del USM

Parte de este trabajo se presenta el modelo preliminar del medidor ultrasónico de fijación externa con Principio de Operación de Tiempo de Transito para medir el flujo de Gas. Su estructura presenta innovación en su adaptación a la tubería, pues ofrece una versatilidad y se implementa utilizando 4 pares de transductores que se montan de forma externa a la tubería.

Una de las principales ventajas está la posibilidad de instalar o remover el medidor sin necesidad de interrumpir la operación de los pozos. Esto permitirá que los usuarios podrán quitar y reinstalar fácilmente el medidor en otro punto de medición una vez que el pozo en donde estaba instalado originalmente comienza a declinar o es puesto fuera de servicio por cualquier otra razón.

Ilustración 60. Modelo Preliminar de Medidor Ultrasónico No intrusivo de Hidrocarburos Gasesos.



Los transductores se alojan dentro de cajas de protección de acero inoxidable, que pueden fijarse a la tubería mediante abrazaderas metálicas e incluso puede soldarse.

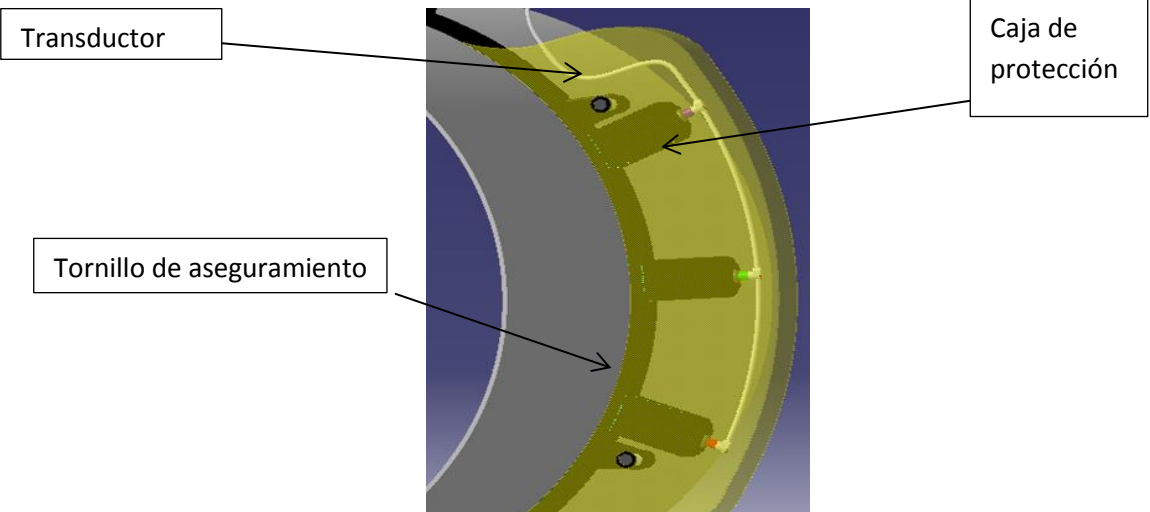
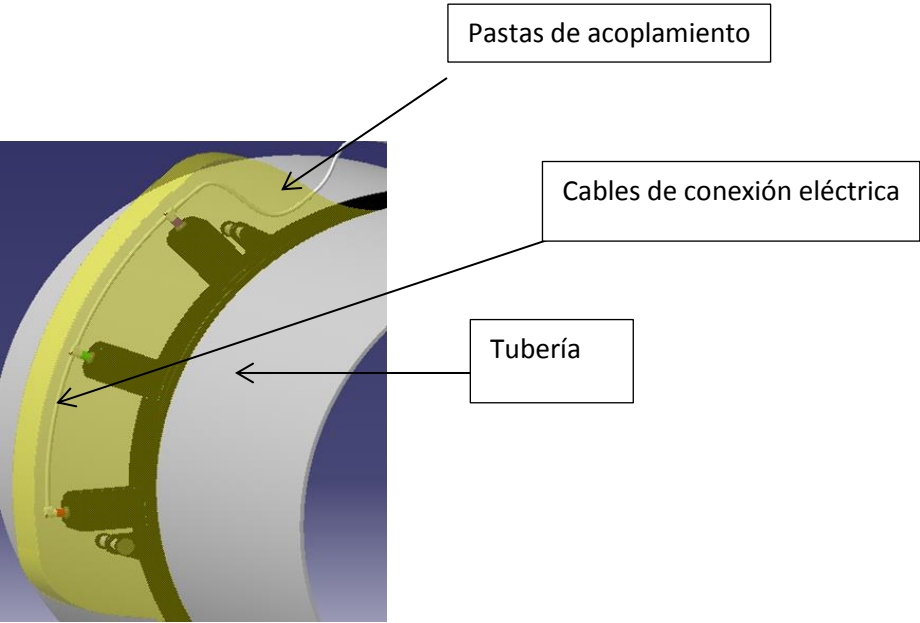


Ilustración 61. Estructura de propuesta de Medidor

Unas de las pocas tareas de mantenimiento que requieren los transductores consisten en el recambio del gel o pastas de acoplamiento acústico que mejora la transmisión de la señal ultrasónica.



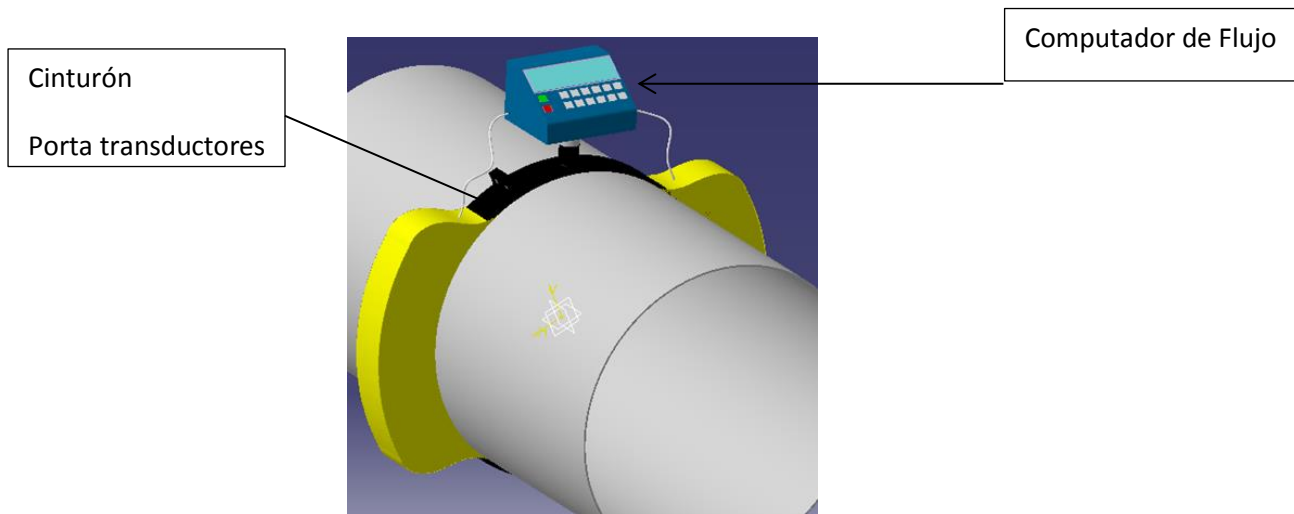


Ilustración 62. Modelo propuesta de Medidor Ultrasónico de fijación externa para la Medición de Flujo de Gas.

Conclusiones

En la industria de los hidrocarburos el concepto DE MEDICION DE FLUJO es tan extenso como importante pues se considera cómo la unidad de mayor valor viéndolo desde la perspectiva ECONOMICA, es la caja registradora, la entrada y salida de dinero. La medición estática y dinámica del petróleo y sus derivados tiene un impacto inmediato sobre las negociaciones entre empresas, entre naciones Y/O ENTRE PARTICULARES, pues de no recibir la cantidad correcta generará reclamos, multas y/o la pérdida de la confianza y daños a la reputación de la empresa. Por otro lado el entregar más de la cantidad solicitada se traducirá en pérdidas de ingresos para la misma organización.

El petróleo y el gas son explotados, recolectados, almacenados y transportados a diferentes partes del mundo en los llamados puntos de producción para así cumplir con las especificaciones del cliente en los puntos de venta y de ahí transportados a sus puntos de destino bien sean Refinerías o Embarcaciones. Las tecnologías de medición para el Petróleo y el Gas han ido mejorando cada día, innovando sus metodologías, sus dispositivos en conjunto con los Mecanismos de Medición siempre con el objetivo de mantener un control homologado entre los sistemas de medición, pues el medir un flujo exacto nos ayuda a monitorear un proceso y así obtener un mantenimiento preventivo para nuestro proceso. También las mediciones de flujo deben ser exactas para reflejar no sólo el valor económico del fluido si no también el efecto económico de los errores de medición de flujo sobre el proceso que afecta la calidad del producto.

Los sistemas de medición de Gas son conjuntos de componentes y tuberías que en su conjunto están diseñados para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo gaseoso. Este medidor será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia del gas. Este mecanismo con el fin de garantizar confiabilidad en los resultados debe cumplir con la normatividad que ha sido desarrollado bajo el diseño y tutela de Organismos internacionales que basados en pruebas experimentales han definido los criterios para su montaje, operación y verificación.

Para sistemas de medición, la exactitud y la incertidumbre son dos conceptos de mucha importancia que se deben tomar en cuenta:

- Las características a ser evaluadas cuando se disponen de varias alternativas técnicas de sistemas de medición son: exactitud, , repetibilidad, costos de mantenimiento, existencia de partes móviles, vida de UTIL DEL MEDIDOR, Intervalo de operación, conveniencia a un tipo de fluido determinado, disponibilidad a los intervalos de presión y temperatura, facilidad de instalación, potencia requerida y métodos de calibración requeridos.
- La medición de los fluidos gaseosos encontrados en la exploración y producción de hidrocarburos podrá ser en volumen o masa. Sin embargo, a efectos de reportaje a las autoridades los datos de producción deben ser reportados en volúmenes a las condiciones base correspondientes.
- Este PROTOTIPO ofrece versatilidad en la Medición naturalmente bi-direccional, muy útil en almacenamientos de gas.
- Gran capacidad de medición que le permitirá medir desde muy altos hasta muy bajos gastos con gran precisión.
- Los costos de instalación son muy bajos
- Inversión protegida: un medidor puede fácilmente quitarse de una tubería y reutilizarse en otra en minutos.
- No tiene partes móviles, por lo tanto su mantenimiento es MINIMO.
- No genera pérdidas de carga, ni obstrucciones a la tubería.
- Este dispositivo es diseñado para mediciones de transferencia interna.

Se recomienda que para la elaboración de un prototipo se desarrolle en varias etapas y que en una de ellas se tome en cuenta la precisión y la incertidumbre.

Para etapas posteriores a la construcción se realice un sistema de gestión de la medición para que el dispositivo tenga una capacidad de diagnóstico avanzado para el análisis de la señal.

Los transductores que se utilicen sean de alta potencia eléctrica que generen una onda tipo shear que sea capaz de atravesar el medio y se haga un cálculo correcto y preciso de la atenuación de la onda.

Este prototipo de medidor está diseñado para emplearse en mediciones de referencia, debido a los intervalos de incertidumbre asociados a la quema y venteo de gas.

Bibliografía

Instituto Tecnológico Nacional de México Instituto Tecnológico de Orizaba, Instrumentación y Control, Medidor de flujos sónico.

Comisión Reguladora de Energía CRE. Manual de Procesos de Normalización en los Gasoductos de México. Sexto Congreso Internacional de Ductos. Noviembre, 2011.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, Foro de Medición de Hidrocarburos México 2012. Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas. México, 2012.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, Foro Rol y Retos de la Medición de Hidrocarburos México 2015. México, 2015.

General Electric GE, Manual Measurement and Control Solutions. Medición de Flujo de Gas a Quemador por Ultrasonido.

Centro Nacional de Metrología CENAM, Roberto Arias Romero. Artículo "Trazabilidad e Incertidumbre en las Mediciones de Flujo de Hidrocarburos". Queretaro, México Mayo 2002.

Vocabulario Internacional de Metrología- Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados VIM, JCGM 200:2008. 3era. Edición. Marzo 2009.

AGA, Report 8 Factores de Compresibilidad para Gas Natural y Otros Gases de hidrocarburos relacionados.

AGA Report 9. . Medición de Gas por Medidores ultrasónicos de múltiples Aces.

AGA 10 Report 10. Velocidad del sonido en el Gas Natural y otros Gases hidrocarburos asociados.

API, Manual of Petroleum Measurements Standards- Chapter 5 –Metering – Section 8 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meter Using Transit Time Technology. First Edition, February 2005.

API MPMS 14.1 Manual de los Estándares de Medición del Petróleo Cap. 14- Medición de los Fluidos de Gas Natural Sección 1.

ISO 17089-1 Medición de Flujo de Fluidos en conductos cerrados-Medidores Ultrasónicos para Gas-Parte 1. Medidores para Transferencia de Custodia y Medición de Apropiación.

GPA 2145-09 Tabla de Propiedades Físicas de Hidrocarburos y Otras Composiciones de Interés para la Industria del Gas Natural.

NOM-B-49-1988 Definiciones de los Términos empleados en los Métodos de Inspección Ultrasónica.

ASTM-1250 Guía Estándar para Tablas de uso en la Medición de Hidrocarburos.

ANSI/ASME MFC -5.1 -2011 Transductores acoplados de compensación integrada.

Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos LTMMH, Comisión Nacional de Hidrocarburos. Segunda Edición. México 29 de Septiembre 2015.

Department of Energy & Climate Change, Guidance Notes for Petroleum Measurement, Issues 9. Draft For Systems Operating under the Petroleum (Production) Regulations. April 2014.

Endress + Hauser. Tecnología de Medición de Caudal para Líquidos, Gases y Vapor. España 2014.

Setting the Standard for Automation ISA. Manual Curso de Medición de Flujo de Procesos Industriales. Julio 2010.

Dynasonics. Handbook hand-held Battery-Powered Flow Meter. Agosto 2012.

ADREESSING UNCERTAINTY IN OIL AND NATURAL GAS INDUSTRY GREENHOUSE GAS INVENTORIES. Technical considerations and calculation methods. LEVON GROUP, LLC and URS Corporation. Version Piloto. Septiembre 2009.

Advanced Metering Technology “Ultrasonic Flow Measurement in Gas Storage Operations”. Flexim, 2014.

FUNDAMENTALS OF MULTIPATH ULTRASONIC FLOW METERS FOR GAS MEASUREMENT. Eric Thompson Regional Sales Manager, 15415 International Plaza Drive, Suite 100. Houston, Texas 77032.

MEDICION ULTRASONICA DE HIDROCARBUROS EN FASE GASEOSA , NRF-081-PEMEX-2014. Petróleos Mexicanos. México. Junio 2014.

Olympus , Ultrasonic Transducers Manual.

Fluid Flow Measurement, A Practical Guide to Accurate Flow Measurement. Third Edition. Paul J. Lanasa and Loy UPP.

MEASUREMENT UNCERTAINTY FOR FLUID FLOW IN CLOSED CONDUITS, ANSI/ASME MFC-2M, 1983

Medidores Ultrasónicos Empleados en las Mediciones de Flujo de Hidrocarburos Líquidos –Experiencia Mexicana- Darío A. Loza Guerrero. Centro Nacional de Metrología CENAM. México.

Gas Ultrasonic Flow Measurement An introduction to Ultrasonic Flow Measurement Techniques. Emerson Process Management.

Gas Ultrasonic Flow Measurement, Daniel Ultrasonic Flow Meters Theory Of Operation. Emerson- Daniel.

Medición para Control de Procesos y Transferencia de Custodia, Manual. KROHNE DE MEXICO S.A. de C.V.

Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1. Medición de Referencia, Operacional y de Transferencia.....	12
Ilustración 2. Factores para la Selección de un Medidor	14
Ilustración 3. Medición en cuanto a Calidad y Cantidad, México.....	19
Ilustración 4. Medición a nivel de Yacimiento.....	21
Ilustración 5. Medición a nivel de Pozo.	22
Ilustración 6. Medición a nivel de Campo.....	22
Ilustración 7. Medición en Área Contractual.....	23
Ilustración 8. Clasificación de Medidores de Flujo.....	35
Ilustración 9. Clasificación de Medidores de Flujo en cuanto a Masa y Volumen. 36	
Ilustración 10. Clasificación de Medidores de Flujo en cuanto a Masa y Volumen.	37
Ilustración 11. Bobinas sin flujo (vista frontal)	38
Ilustración 12. Bobina con flujo (Vista frontal).	39
Ilustración 13. Desplazamiento de fase a través del tiempo.	39
Ilustración 14. Medidor Placa de Orificio	40
Ilustración 15. Orificio Concéntrico.....	41
Ilustración 16. Orificio Excéntrico.	41
Ilustración 17. Orificio Segmentado.....	42
Ilustración 18. Medidor Ultrasónico de Inserción.....	42
Ilustración 19. Partes eléctricas de Medidor Ultrasónico de Inserción.	43
Ilustración 20. Etapas de efecto acústico.	45
Ilustración 21. Propagación de Ondas para medición ultrasónica.....	48
Ilustración 22. Niveles altos y bajos de energía.	49
Ilustración 23. Variaciones de Amplitud.	49
Ilustración 24. Efecto Doppler.	51
Ilustración 25. Tiempo de Tránsito.	52
Ilustración 26. Diagrama de Velocidades a través de la tubería.....	54
Ilustración 27. Diagramas de múltiples trayectorias de Ases.	55
Ilustración 28. Transductores ultrasónicos usados comúnmente para la medición de Gas.....	57
Ilustración 29. Diagrama de medición interna. Fuente Flexim.....	58
Ilustración 30. Perfil de velocidad de flujo a través de la tubería.....	60
Ilustración 31. Flujo Laminar	61
Ilustración 32. Flujo turbulento	61
Ilustración 33. Perfil de flujo laminar.....	62
Ilustración 34. Flujo turbulento	63
Ilustración 35. Flujo Remolino	64
Ilustración 36. Asimetría de flujo	64
Ilustración 37. Flujo transversal.....	64

Ilustración 38. Medición de la cantidad de gas mandado a quema por medio de un medidor ultrasónico.	71
Ilustración 39. Configuración de los elementos de medidor de fijación externa. ...	75
Ilustración 40. (a) Transductor de ondas Lamb, (b) Transductor de ondas Shear ..	76
Ilustración 41. Propagación de una onda Lamb a través de una tubería.	76
Ilustración 42. Ondas simétricas de compresión	Ondas
asimétricas de flexión.	77
Ilustración 43. Propagación de la onda longitudinal a través del medio.	77
Ilustración 44. Diagrama general de un transductor de ultrasonido para medidores de fijación externa.	78
Ilustración 45. Diagrama del Backing o contramasas.	79
Ilustración 46. Diagrama interno de los ángulos de un transductor ultrasónico.	80
Ilustración 47. Relación entre ángulos y la refracción de las ondas para la medición ultrasónica.	81
Ilustración 48. Disposición de reflexión, número de trayectos del sonido: 2	82
Ilustración 49. Disposición diagonal, número de trayectos del sonido: 3	83
Ilustración 50. Disposición diagonal, número de trayectos del sonido: 1	83
Ilustración 51. Disposición diagonal, número de trayectos del sonido: 1, distancia negativa entre transductores.	84
Ilustración 52. Sujetadores portátiles y cadenas	84
Ilustración 53. Sujetadores portátiles con imán	85
Ilustración 54. Sujetadores portátiles y correas de sujeción.	85
Ilustración 55. Colocación de las esferas de atenuación.	86
Ilustración 56. Diagrama de medición al flujo con ondas ultrasónicas tipo shear. ..	88
Ilustración 57. Secciones de área total de flujo.	90
Ilustración 58. Porcentajes de flujo por área.	90
Ilustración 59. Señales despreciables de tiempo a través de los transductores. ..	92
Ilustración 60. Modelo Preliminar de Medidor Ultrasónico No intrusivo de Hidrocarburos Gaseosos.	93
Ilustración 61. Estructura de propuesta de Medidor	94
Ilustración 62. Modelo propuesta de Medidor Ultrasónico de fijación externa para la Medición de Flujo de Gas.	95