



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE QUÍMICA

**INNOVACIONES EN EL DISEÑO DE MEDIDORES DE FLUJO TIPO
ULTRASÓNICO. ALCANCES Y PERSPECTIVAS.**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE :

MAESTRO EN INGENIERÍA

**INGENIERIA DE SISTEMAS - INGENIERIA Y ADMINISTRACION
DE PROYECTOS**

P R E S E N T A:

EDUARDO JURADO DE LA ROSA

TUTOR:

M.I. ALEJANDRO ANAYA DURAND



2006



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

JURADO ASIGNADO

Presidente:	M.C. Ernesto Ríos Montero
Secretario:	M.I. Jorge Luis Aguilar González
Vocal	M.I. Leticia Lozano Ríos
Primer suplente:	M.A. Fernando Báez Ramos
Segundo suplente:	M.C. Maria del Rocío Cassaigne Hernández

Lugar o lugares donde se realizó la Tesis:

U n i v e r s i d a d N a c i o n a l A u t ó n o m a d e M é x i c o .

TUTOR DE TESIS

M.I. Alejandro Anaya Durand.

DEDICATORIA

Con todo mi amor a Elizabeth mi adorada esposa, por su constante e infinito apoyo. Siempre incondicional

Para mi pequeño Luis Eduardo por las horas que no tuvo padre para si de tiempo completo.

A mis padres y mis hermanas Vero y Sandy quienes siempre han creído en mí.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi casa y alma mater de la que siento profundo orgullo pertenecer.

A la memoria del Dr. Julio Landgrave Romero, Director de la maestría, mentor y amigo; defensor incansable de la maestría y el posgrado en ingeniería y Administración de Proyectos hasta el último de sus días. Gracias.

A todos mis maestros quienes me compartieron su experiencia y sus conocimientos, especialmente a mi tutor el M.I Alejandro Anaya Durand y a los miembros de mi jurado que enriquecieron mi trabajo con sus comentarios.

A todos mis amigos por su apoyo y fraternidad, en especial a la generación 2003 de la maestría en Ingeniería y Administración de Proyectos. Facultad de Química

A CPI Ingeniería y Administración de Proyectos por darme las facilidades para concluir esta etapa de mi vida; y por brindarme la oportunidad de reforzar mi desarrollo y darle continuidad a mi formación profesional.

Tabla de Contenido

OBJETO DE INVESTIGACIÓN.....	7
1.1. HIPÓTESIS.....	8
1.2. OBJETIVOS.....	9
1.2.1. Generales.....	9
1.2.2. Particulares.....	9
1.3. ALCANCE.....	10
1.3.1. Descripción del problema.....	10
1.3.2. Enfoque.....	12
1.3.3. Entorno de investigación.....	14
1.3.4. Planteamiento de Estudio.....	17
1.3.5. Aplicaciones practicas.....	20
ENTORNO CONCEPTUAL	23
2.1. PRINCIPIO DE INNOVACIÓN.....	24
2.1.1. Innovación Tecnológica.....	24
2.1.2. El proceso de innovación.....	25
2.1.3. El sonido como medio de Innovación.....	27
2.2. LA MEDICIÓN.....	30
2.2.1. Definición.....	30
2.2.2. Importancia de la medición.....	31
2.3. ESQUEMAS CLÁSICOS DE MEDICIÓN DE FLUJO.....	34
2.3.1. Medidores de presión diferencial (DP).....	36
2.3.2. Medidor de desplazamiento positivo.....	47
2.3.3. Medidores de Flujo Mecánicos.....	49
2.3.4. Medidores de flujo Electrónicos instrumentados. Tercera Generación.....	53
2.3.5. Esquema General de cálculo de sistemas de medición de flujo clásicos.....	57
2.4. CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA DE MEDIDORES DE FLUJO.....	59
2.4.1. Variables Técnicas.....	59
2.4.2. Impacto Económico.....	61
MEDICIÓN DE FLUJO ULTRASÓNICA	65
3.1. ANTECEDENTES.....	66
3.2. PRINCIPIO DE MEDICIÓN ULTRASÓNICA.....	68
3.2.1. Innovaciones en el Diseño de Medidores Ultrasónicos.....	69
3.2.2. Principio de Tiempo de tránsito.....	74
3.2.3. Perfil de flujo y número de Reynolds.....	77
3.2.4. Efecto del Perfil de Velocidad en Líquidos.....	79
3.2.5. Efecto del sonido sobre los sistemas de medición de Flujo Ultrasónicos.....	86
3.2.6. Propagación del sonido.....	87
3.3. APLICACIONES PRACTICAS DE LA MEDICIÓN DE FLUJO ULTRASÓNICA.....	90
3.3.1. Estaciones de Transferencia de Custodia.....	91
3.3.2. Limitaciones.....	94
3.4. POSICIÓN EN EL MUNDO.....	98
3.4.1. Posicionamiento actual.....	98
3.4.2. Análisis General Costos Promedio.....	102
3.4.3. Costo-Beneficio.....	107

DISEÑO DE MEDIDORES DE FLUJO ULTRASÓNICOS.....	110
4.1. DISEÑO DE MEDIDORES DE FLUJO.....	111
4.1.1. Consideraciones de diseño.....	111
4.1.2. Consideraciones Operativas y de Instalación.....	113
4.1.3. Innovaciones. Métodos de control y corrección.....	116
4.1.4. Calibración y Ajuste.....	117
4.1.5. Auditoria de funcionamiento.....	119
PROYECTO ESTRATÉGICO.....	121
5.1. VARIABLES DE ESTUDIO.....	122
5.1.1. Entorno Actual en México.....	122
5.1.2. Visión hacia el Futuro.....	124
5.1.3. Medición Electrónica de Gas (MEGAS).....	125
5.1.4. Proyección Económica y operativa.....	129
CONCLUSIONES	131
6.1. VALIDACIÓN DE HIPÓTESIS.....	132
6.1.1. Hipótesis A.....	132
6.1.2. Hipótesis B.....	134
6.1.3. Hipótesis C.....	136
6.1.4. Conclusiones Generales.....	137
ANEXOS.....	139
7.1. RECOMENDACIONES FINALES.....	140
7.1.1. Consideraciones generales en la selección del sistema de medición de flujo.....	140
7.2. VOCABULARIO.....	142
7.2.1. Símbolos y Abreviaturas.....	142
7.2.2. Conceptos y Definiciones.....	143
7.3. ESTADÍSTICAS COMERCIALES Y DE PRODUCCIÓN.....	149
7.4. HOJA DE DATOS.....	156
7.5. SOFTWARE DE CÁLCULO.....	158
7.6. ARREGLO DE EQUIPO.....	160
7.7. FUENTES BIBLIOGRÁFICAS.....	162
7.7.1. Libros.....	162
7.7.2. Artículos Técnicos.....	163
7.7.3. Manuales, códigos y estándares.....	165
7.7.4. Referencias Internet.....	167

RESUMEN

Los sistemas de medición de flujo de fluidos a lo largo de los años han venido evolucionando a la par de los avances e innovaciones tecnológicas alcanzadas por el hombre, sin embargo la implementación de éstos al entorno productivo sufre un sensible rezago producto del desconocimiento de las ventajas que cada uno de estos ofrece a cada tipo de operación representando con esto pérdidas económicas millonarias.

Este trabajo aborda como proyecto de investigación el análisis sistemático y técnico las variables e innovaciones que en materia afectan directa y/o indirectamente el funcionamiento de los medidores de flujo ultrasónicos para poder determinar cuando estos sistemas son económica y operativamente más factibles respecto de los sistemas tradicionalmente utilizados a la fecha para operaciones críticas.

Para ejemplificar el análisis se aborda el caso del gas natural cuyo valor e importancia estratégica le representa a México importantes dividendos económicos sea para compra o venta de éste.

Del análisis se comprueba y confirma la importancia que guarda medir bien utilizando el instrumento adecuado, quedando de manifiesto los lineamientos mínimos que han de seguirse para optar implementar este sistema de medición de flujo frente a otras alternativas tecnológicamente equivalentes.

Capitulo 1

OBJETO DE INVESTIGACIÓN

1.1. HIPÓTESIS

- A. Las innovaciones actuales en materia de medición de flujo de gas tienden a favorecer la utilización de sistemas de medición del tipo ultrasónico en aplicaciones de sistemas críticos o de custodia y transferencia.

- B. Todos los sistemas de medición de flujo tipo ultrasónico fijo son económicamente factibles respecto al resto de las alternativas tecnológicas existentes hasta el momento cuando se trata de tener un sistema con una desviación de error no superior al 0.3¹% ya estando calibrado.

- C. La medición de flujo ultrasónica es efectiva, independientemente de la naturaleza del fluido que se trate. (fluidos compresibles o incompresibles.)

¹ Valor recomendado por el CENAM para sistemas de medición de flujo de custodia y transferencia

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. *Generales*

- Analizar como proyecto de investigación los beneficios que ofrecen las innovaciones que en materia de medición de flujo se han desarrollado con el propósito de generar y proponer un esquema de cálculo de diseño más adecuado para las operaciones de custodia y transferencia.
- Exponer las variables técnicas que tienen un impacto considerable en la utilización de sistemas de medición de flujo tipo ultrasónico en operaciones críticas.

1.2.2. *Particulares*

- Elaborar el programa y plan de proyecto necesario para sustituir una estación de custodia y transferencia existente con un esquema de medición de flujo tipo ultrasónico
- Presentar el esquema de trabajo necesario para diseñar, evaluar e implementar el arranque de un sistema de medición de flujo tipo ultrasónico desde el punto de vista de desarrollo de nueva tecnología en materia de medición de flujo de gas.
- Proponer un esquema de recomendaciones que sirva como guía en la definición de diseño de medidores en función del análisis detallado de su comportamiento operativo.
- Cuantificar los beneficios que en materia de operación pueden ser alcanzados utilizando un sistema de medición ultrasónico.

-

1.3. ALCANCE

1.3.1. *Descripción del problema*

En México, particularmente en el ámbito de la ingeniería química y de proceso, la practica de la medición de flujo tanto para líquidos como para gas se ha venido haciendo mediante sistemas que trabajan con un margen de error en su mayoría muy grande (por arriba del 5.0% en promedio)⁷⁸, lo cual no es adecuado en ningún ámbito en donde se manejan fluidos con alto valor agregado como es el caso de operaciones de transferencia de custodia

La razones por las que aun operamos con sistemas no adecuado o en muchos casos obsoletos, obedece a un panorama operativo y administrativo complejo, en donde se conjuga la falta de mantenimiento preventivo a los equipos, la operación inadecuada de estos, la carencia de personal capacitado, la falta de programas de reemplazo de unidades, hasta llegar al factor clave y dominante en lo que corresponde a la mayoría de las instalaciones existentes hasta finales del año 2000, a la obsolescencia misma del equipo asociada al tiempo que llevan en servicio.

Estos son factores han sido prácticamente una constantes y para muchas estaciones de transferencia de custodia, la realidad diaria al estar operando la gran mayoría de ellos desde mediados del siglo XX.

El proceso de modernización y mejora tecnológica continúa emprendido en nuestro país, por si mismo es un proceso lento, pero que debe de ser una constante en toda industria. En México a nivel gubernamental, se ha hecho un gran esfuerzo por renovar e implementar mejores sistemas de medición de flujo hasta llegar a la automatización de estos, no obstante a que las mejores decisiones en ésta materia no había sido tomadas aún. Dar el paso hacia la modernización no siempre es lo más fácil, máxime cuando se

carece de un conocimiento objetivo de las características, ventajas y desventajas que las nuevas alternativas para medir flujo ofrecen.

El conocimiento es poder. El análisis objetivo de nuestro problema y en consecuencia la formulación de elementos de juicio para la toma de decisiones, constituye una herramienta que brinda un beneficio real y directo a nuestra operación de proceso. Esto exige seguir una metodología de investigación y diagnóstico y éste trabajo busca exponer los elementos que en materia de innovación ofrecen los sistemas de medición de flujo tipo ultrasónico como alternativa en la instalación dentro de la operación de custodia y transferencia.

Para ejemplificar este punto, se tomara como ejemplo a PEMEX, particularmente a PEMEX Gas y Petroquímica básica (PGPB), la cual dentro de su competencia en la producción y transporte de gas natural debe de ser especialmente cuidadosa de contar con sistemas de medición confiables técnica y operativamente.

1.3.2. Enfoque

Referirnos a la operación de medición de flujo, es un tema por demás amplio, y en virtud de ello se ha segmentado para así hacer un estudio más objetivo de las variables que afectan o influyen en desarrollo de sistemas de medición de flujo, y su tendencia a ser estos cada vez mejores.

En particular éste trabajo esta orientado al análisis de las variables que afectan el desarrollo de medidores de flujo tipo ultrasónico, refiriéndonos en particular a los montados en carrete, y que son parte medular de las estaciones de transferencia de custodia en todo el mundo.

Una estación de transferencia de custodia físicamente representa una frontera de trabajo y de intereses, en donde el fluido pasa de ser custodiado de una entidad a otra, pudiendo ser estas empresas, dependencias, o simplemente etapas de un proceso. Cualesquiera que sea la denominación de estas si esta implícito y asociado a esta transferencia de custodia un pago por la cantidad de materia transferida, sea ésta en unidades de masa, volumen, calidad energética u otra por unidad de tiempo, es decir flujos; entonces estaremos hablando de una estación que se conoce como CITY GATE.

Este tipo de estaciones son ampliamente utilizadas en la industria energética y de transformación en el mundo, y su naturaleza, como se ha explicado, obedece a conocer cuanto de nuestro producto pasa a las manos del consumidor y en consecuencia cuanto percibiremos por esta transferencia; así como también, estando del lado del consumidor, saber cuanto producto estamos recibiendo y cuanto pagaremos por él. Es una operación bipartita, de conveniencia y interés común entre la parte vendedora y la compradora; y viceversa.

Existen tantos como tipos estaciones, como tipos de fluidos comerciales en el mercado y que sean posibles de manejar por tubería. Para el caso que ocupa éste trabajo, nos enfocaremos en particular por las instaladas en México por la mayor y más grande empresa del país, Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Para la industria nacional sea ésta la petrolera, la petroquímica, la siderúrgica, o la alimenticia, la lechera, la cervecera, hasta la farmacéutica, la de celulosa y papel, por citar algunas, simplemente es imprescindible saber cuanto de mi producto estoy produciendo, cuanto estoy vendiendo y en consecuencia cuanto recibiré por mi producción. Es un principio básico y general para todo tipo de industria.

La medición es un concepto básico y se encuentran presente en prácticamente todas las aplicaciones industriales que se puedan imaginar, entre las que podemos mencionar el control de procesos, los balances energéticos de plantas, la cuantificación de la emisión de contaminantes, las actividades de metrología legal, los sistemas de indicación y alarma, entre otros, y representan un nicho de desarrollo y mejora continua ya que existe una gran diversidad de medidores para casi cualquier aplicación, siendo la medición de flujo de fluidos una de las mas usuales en el campo de la ingeniería. La selección del tipo de medidor depende en gran medida de la aplicación industrial que se requiere realizar.

Los medidores de flujo desempeñan un papel indispensable en cada operación sea ésta dentro de un proceso, en el control y automatización, en la indicación de condición ó alarma, etc.,y hasta lo que comercialmente hablando es lo más importante, la transferencia de custodia del fluido, utilizándose para ello todo tipo y tamaño de medidores de flujo. Es ahí donde nos ocupamos en éste trabajo, teniendo en cuenta que todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones fiscales o comerciales, en México, deben de ajustarse a las normas nacionales e internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales.

Resumiendo, la aplicación que nos ocupa este trabajo es la medición de flujo, y en particular la que se hace al gas natural, definiendo ésta, como una operación crítica en virtud de la magnitud económica y técnica sobre la productividad y la balanza comercial de las empresas ejerce ésta en su etapa de transferencia de custodia.

1.3.3. Entorno de investigación

Situándonos en nuestro entorno inmediato, En México, desde mediados de la década de los 80´s, época de aparente auge económico, se ha guardado con cierto misticismo todo movimiento de innovación tecnológica en el tenor de la abundancia, misma que ha demostrado ser un factor de retraso mas que de impulso económico. El tiempo nos ha alcanzado, y aunque a la fecha se cuenta con sistemas auditores como el Patrón Nacional de flujo de fluidos, y con normas y estándares de cálculo y diseño propios el atraso es por demás significativo. Esto no quiere decir de ninguna forma que esta todo perdido, sin embargo nos da cuenta de que hay mucho en que trabajar.

Los avances y logros hasta ahora alcanzados en materia normativa y/o de investigación representan una muy buena referencia para mantener la exactitud y dar confiabilidad a las mediciones de flujo de fluidos en nuestro país en muchos aspectos, sin embargo no contamos aun con las herramientas para poder conocer cuando un sistema tecnológicamente mas avanzado que nuestros instrumentos patrón esta operando bien o cuando solo es un juguete caro. El casi imposible precisarlo por nosotros mismos.

Reducir y acabar con estos sesgos ha sido una tarea que día a día instituciones de investigación y desarrollo tecnológico como el Centro Nacional de Metrología (CENAM) ⁷⁹ y el Centro de Innovación Tecnológica (CIATEC)⁷⁵; Cada una de ellas con diferente vocación y campo de estudio, pero con un fin común, hacer a las mediciones confiables en el campo de la aplicación de tecnología avanzada de manera que se de certeza y equidad a los usuarios de estos equipos tecnológicamente avanzados y se puedan poco

a poco sustituir en el futuro cercano los ya existentes y obsoletos. Desafortunadamente ambas instituciones cuentan con serias limitaciones para poder abarcar cabalmente la totalidad de las operaciones de medición de flujo. El esfuerzo ha sido grande en verdad, pero muy general, dado que los sistemas de medición de flujo referidos a éste patrón nacional se emplean en aplicaciones tan diversas que es imposible generalizar. Entre éstas operaciones podemos citar:

- A. Metrología legal (hidrocarburos refinados, gas LP y natural y agua potable).
- B. Control de procesos
- C. Balances energéticos
- D. Emisión de contaminantes

Dentro de la Metrología legal encontraríamos cabida a nuestro caso de estudio (Medidores ultrasónicos), aun cuando esta sigue siendo general en muchos aspectos, pero hasta el momento rige en función de asegurarse que en cada etapa u operación de transferencia, cada barril de crudo o metro cúbico de producto sea contabilizado correctamente ya sea hacia el interior entre los organismos subsidiarios de PEMEX (Exploración y Producción - Refinación - Gas y Petroquímica Básica - Petroquímica y PEMEX Internacional) como hacia el exterior con las operaciones transnacionales con otras empresas, estaciones de servicio y el consumidor en general.

Abordar el tema de la medición de flujo presenta varias implicaciones, no todas necesariamente técnicas, en virtud de que estos sistemas requieren de la operación por personal técnico y humano sujeto a cansancio, estrés y enfermedad, factores que también deben de ser tomadas en cuenta para diseñar el mejor sistema de medición de flujo. Para este fin, y siguiendo el proceso evolutivo de toda investigación y que obedece a buscar y encontrar respuestas a un fenómeno y de ésta manera satisfacer

necesidades, se ha abordado el tema, siguiendo el proceso administrativo²70 y en virtud de que este análisis es un problema único en su tiempo, que cuenta con recursos limitados y se debe ejecutar en un período de tiempo finito, cabe perfectamente tratarlo como un proyecto; un proyecto de investigación por lo que, la planeación, la organización, la dirección, el control y el seguimiento son tareas imprescindibles.³

- **PLANEAR:** Se tiene un problema único, y se quiere comprobar una hipótesis. Se cuenta con un vasto acervo de información al que hay que atacar haciendo buen uso de las herramientas bibliográficas y de campo con que se cuenta.
- **ORGANIZAR:** la información proveniente de las fuentes antes citadas deberá ser recopilada, analizada, clasificada y discutida para dar sustento a cada una de las partes que integran este trabajo.
- **DIRIGIR:** en función de la hipótesis planteada y el alcance definido, se deberá orientar la investigación a responder a los objetivos dictados en este trabajo, dejando para otra investigación los demás puntos que puedan querer desviar el rumbo de la redacción.
- **CONTROLAR:** Los tiempos y contenido deben ser regulados en virtud de que el tiempo para realizar la investigación debe ser finito, por lo que sin descuidar la calidad del trabajo, éste debe de ser monitoreado constantemente para no salirse de cause.
- **RETROALIMENTAR:** Los resultados obtenidos derivados del análisis de nuestras variables, genera un conjunto de elementos concluyentes unos y sugerentes otros, que permiten presentar una respuesta a la hipótesis planteada.

² PMBOK, BODY OF KNOWLEDGE. 1996

1.3.4. *Planteamiento de Estudio*

El éxito de todo proyecto se alcanza no solo gracias a la correcta administración de sus recursos, el estricto apego de sus etapas de planeación, organización, dirección, control y seguimiento, es decir el proceso administrativo; hace falta mucho más que eso. El fuerte vínculo que existe entre la destreza técnica y la abstracción del concepto administrativo debe representar por si mismo una sinergia tal que logre que las cosas sean prácticas y funcionales a nuestros objetivos y metas.

Toda meta en la vida es un proyecto, sea este de índole profesional o personal, Los proyectos se caracteriza por representar por si mismos un reto; el cual a su vez es un evento único que tiene un inicio y un fin definido, que se ejecuta con recursos casi siempre limitados por naturaleza, y que puede ser ejecutado con tanta facilidad o dificultad como se haya planeado.

La investigación se podría concebir en términos deductivos como el proceso dedicado a responder a una pregunta. Dicha respuesta lo que pretender es aclarar la incertidumbre de nuestro conocimiento. No se trata de almacenar datos de forma indiscriminada sino que se define como un proceso sistemático, organizado y objetivo destinado a responder a una pregunta. La palabra "sistemático" significa que a partir de la formulación de una hipótesis u objetivo de trabajo se recogen unos datos según un plan preestablecido que, una vez analizados e interpretados, modificarán o añadirán nuevos conocimientos a los ya existentes (Tabla 1).

Siguiendo el método científico que parte de la observación de una realidad, se han elaborado en éste trabajo 3 hipótesis explicativas, y derivado de este trabajo al final, se contrastaran las hipótesis con los resultados obtenidos y en consecuencia dichas hipótesis se podrán aceptar y comprobar o rechazar también comprobando. Para tal efecto se sigue el siguiente planteamiento de trabajo (tabla 1).

TABLA 1. ESQUEMA GENERAL DEL PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO₃.

- a. Hipótesis de trabajo.
- b. Objetivos
- c. Diseño del estudio.
- d. Selección de Variables
- e. Definición de variables
- f. Escala de medida.
- g. Protocolo de recopilación de datos.
- h. Selección de muestra.
- i. Recopilación de datos.
- j. Depuración de los datos.
- k. Análisis
- l. Resultados
- m. Conclusiones

El problema a investigar debe entenderse como la incertidumbre sobre algún hecho o fenómeno que el investigador desea resolver realizando mediciones en los sujetos del estudio. En este proceso es fundamental la realización de la revisión bibliográfica que como se señala en la tabla 2 presenta importantes utilidades y por consiguiente es ineludible atender.₃

Tabla 2. UTILIDAD DE LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

- Fuente de ideas susceptibles de investigación.
- Valoración de los conocimientos actuales sobre el tema.
- Valoración sobre la pertinencia y viabilidad del proyecto.
- Provisión del marco conceptual para la investigación.
- Ayuda en la delimitación del objetivo específico.
- Información sobre aspectos concretos del diseño:

- Estrategias
- Procedimientos
- Pautas de seguimiento
- Criterios de selección
- Determinación del tamaño de la muestra
- Definición de variables
- Instrumentos de medición
- Prevención de problemas
- Análisis estadístico
- Comparación de los propios resultados con estudios similares.
- Contribución a la valoración de la validez extrema.

Tras decidir el tipo de estudio habrá que tener en consideración las amenazas o riesgos que dicho estudio lleva implícitos; en particular debemos reflexionar sobre los sesgos del estudio. En el sesgo de selección los grupos no son comparables debido a como fueron seleccionados los medidores pertenecen a un tiempo distinto y a un desarrollo tecnológico también distinto; (elección inadecuada del grupo control, elección inadecuada del espacio muestral, pérdidas de seguimiento y supervivencia selectiva), en el sesgo de información los grupos no son comparables debido a como se obtuvieron los datos (instrumento de medida no adecuado, diagnóstico incorrecto, omisiones, imprecisiones, vigilancia desigual en expuestos y no expuestos, errores de clasificación, errores en los cuestionarios o procedimientos...) y finalmente en el sesgo de confusión existe una mezcla de efectos debido a una tercera o más variables. Ésta variable está asociada con la exposición a estudio e independientemente de la exposición es un factor de riesgo para determinar que medidor es el mejor o más adecuado para nuestras funciones.

1.3.5. *Aplicaciones practicas*

Si aun no es claro la importancia de contar con sistemas de medición de flujo confiables, no hace falta mas que echar un vistazo a los CITY GATES, los cuales, Entrando en materia, son las estaciones de medición de transferencia de custodia, encargadas de llevar a cabo el censo de flujo del que se habla en ésta tesis. Estas instalaciones, como se describirá mas adelante, presentan la particularidad de que son lugares destinados explícitamente para medir el flujo de un fluido; para nuestro caso particular, gas en todas sus denominaciones (como el gas natural o el gas dulce); las cuales desde ya hace varios años en nuestro país se han venido poco a poco modernizando dadas las altas exigencias del mundo moderno y al programa MEGAS de PEMEX; pero que sin embargo aún no alcanzan los resultados que esperaríamos.

Los CITY GATES en realidad no son instalaciones especialmente complejas que se puedan comparar con una planta industrial, pero precisamente es por ello que nos hemos olvidado de ellas aún cuando el papel que juegan es determinante, ya que a través de ellas es como medimos lo que vendemos y en consecuencia cobramos. Todo lo complejo y sofisticado que puede ser un proceso en una planta o lo valioso que puede ser nuestro producto deja de tener sentido si el ultimo paso o “la última milla” simplemente no funciona apropiadamente.

En el particular y dada la relación profesional que me ocupa he orientado muchos de los comentarios a la paraestatal más grande del país, PEMEX, la cual aporta a la nación cerca del 35% del PIB⁷⁷. A la fecha han sido bastos nuestros recursos, pero los tiempos actuales no dan para el derroche. El mejoramiento de los sistemas y procesos de medición de flujo de todos nuestros productos es de prioridad nacional.

Derivado de este trabajo se presentan una relación de conceptos; puntos clave que deben ser tomados en cuenta en la toma de decisiones si instalamos un sistema ultrasónico o no. Si la respuesta es afirmativa que alternativa es la mejor y que implicaciones tiene aplicar este innovador sistema. Más que una guía de apoyo se pretende sea una herramienta que brinde los elementos necesarios para tomar decisiones. Recordemos que la implementación de un sistema, cualesquiera que fuere este no se base solo en el análisis detallado de las variables de diseño que afectan directamente su desempeño sino que el costo - beneficio que puede brindar a mediano y largo plazo sea tal que los frutos sean los esperados. Contar con sistemas de medición confiables.

Es bien sabido que para comparar, es siempre necesario tener un patrón contra el cual diferenciar. Los sistemas de medición de flujo, como se mencionó antes, los aplicamos desde ya hace mucho tiempo y por consiguiente se cuenta con suficiente información de carácter técnico y operativo, de modo que representan perfectamente los patrones contra los que compararemos en primera instancia el sistema ultrasónico de medición de flujo.

En este trabajo empezamos por conocer el campo que estamos estudiando:

- ¿Qué es la medición?
- ¿Para qué es útil?
- Tipos de medición y de medidores (para flujo)
- Principios de operación
- Ventajas y desventajas técnicas y operativas entre ellos
- Beneficios que ofrecen
- ¿Cuándo y bajo qué criterio se utilizan?

Para ello se ha procedido a obtener información de:

- Tecnólogos (patentes)
- Fabricantes.
- Fuentes bibliográficas. (libros, revistas técnicas)

- Reportes Técnicos.
- Normas.
- Información de campo

De éstas obtenemos el criterio para evaluar donde estamos en materia de medición de flujo y que es lo que la modernidad de la industria exige.

Capítulo 2

ENTORNO CONCEPTUAL

2.1. PRINCIPIO DE INNOVACIÓN

El concepto de innovación puede asumir varias acepciones según el autor que se trate, pero cualquiera que sea la fuente es claro que el concepto trata de un paso hacia delante que en lo general se deriva en un éxito contundente sea cual sea la materia que estemos tratando. En nuestro caso particular refiriéndonos a la medición de flujo, nos estamos refiriendo a una innovación en materia tecnológica, la cual representa una importante fuente de cambio y de mejora, cuyo efecto mediato en el mercado es la desaparición de las posiciones consolidadas⁹.

2.1.1. *Innovación Tecnológica*

La innovación tecnológica, hoy definida como el resultado tangible y real del avance de la tecnología y de la creatividad humana⁸, se nos presenta como un proceso evolutivo que posibilita combinar las capacidades técnicas, financieras, comerciales y administrativas para lograr el lanzamiento consolidado al mercado de un producto nuevo y/o mejorado en su forma, función, contenido, procesos u operación, que aunque muchas veces llegan a cubrir el mismo objetivo que sus antecesores, ahora lo realiza de una forma no solamente diferente sino mas óptima, organizada, eficaz, en una palabra, innovadora.

Debe quedar claro que aunque la tecnología no es el único factor que determina la competitividad, ésta dicta en gran medida las reglas de la competencia. El cambio tecnológico figura como el arma más prominente que ofrece el conocimiento científico convertido en tecnología⁸.

La medición ultrasónica de flujo, tema de éste trabajo, se presenta como una de las alternativas tecnológicas asumidas desde la última décadas del siglo XX como un instrumento que permite realizar la medición de flujo en condiciones óptimas para operaciones de custodia y transferencia por su amplia repetibilidad, precisión y exactitud

en su lectura, dejando de lado a otros sistemas de medición cuyo principios de operación han quedado obsoletos para esta función o representan mayores esfuerzos para lograr los resultados deseados.

Los sistemas de medición de flujo Ultrasónico en materia de tecnología resume la intención de creación, adquisición, perfeccionamiento de una operación tan antigua como la humanidad a través de la asimilación de la función objetivo y traduciendo sus resultados en una ventaja competitiva sobre la comercialización de sus resultados en la balanza de gastos de operación, instalación y mantenimiento vs. beneficios. Es decir menor costo por beneficio en función y resultados.

2.1.2. *El proceso de innovación.*

Debe quedar claro que las innovaciones no son tales hasta que no han satisfecho mayoritariamente necesidades fundamentales para las que fueron creados. Una verdadera innovación se reconoce cuando ayuda a mejorar la calidad de vida o del proceso que se trate.

La innovación implica la renovación y ampliación desde procesos, productos y servicios, hasta cambios en la organización y la gestión además de cambios en las calificaciones del capital humano. Por tanto no debe entenderse como un concepto puramente técnico, sino que tiene raíces de carácter económico – social.

Existen varias formas de clasificar a la innovación tecnológica,^{10, 11} pero básicamente se pueden resumir en 2 grandes grupos:

- **Innovación de Producto**, cuando se considera como la capacidad de mejora del propio producto o el desarrollo de nuevos productos mediante la incorporación de los nuevos avances tecnológicos que le sean de aplicación o a través de una

adaptación tecnológica de los procesos existentes. Esta mejora puede ser directa o indirecta, directa si añade nuevas cualidades funcionales al producto para hacerlo más útil, indirecta, esta relacionada con la reducción del coste del producto a través de cambios o mejoras en los procesos u otras actividades empresariales con el fin de hacerlas más eficientes.

- **Innovación de Proceso**, consiste en la introducción de nuevos procesos de producción o la modificación de los existentes mediante la incorporación de nuevas tecnologías. Su objeto fundamental es la reducción de costos, pues además de tener una repercusión específica en las características de los productos, constituye una respuesta a la creciente presión competitiva en los mercados.

A esta última obedece el tema de éste trabajo.

Para ambas clasificaciones, siendo más específicos, podemos afirmar que están constituidas por 2 vertientes dadas su originalidad:

Las Innovaciones tecnológicas¹⁰

- **Tipo Radical.** Son las que se refieren a aplicaciones fundamentalmente nuevas de una tecnología, o combinación original de tecnologías conocidas que dan lugar a productos o procesos completamente nuevos.
- **Tipo Incremental.** Son aquellas que se refieren a mejoras que se realizan dentro de la estructura existente y que no modifican sustancialmente la capacidad competitiva del proceso y hacia la empresa a largo plazo.

Nuestro caso se ocupa entonces, de una ***innovación de proceso del tipo radical***. Bajo el marco de ésta clasificación, que adoptaremos en particular para este trabajo, se presentan la serie de elementos que le dan fundamento al dicho de que la medición de

flujo para operaciones de custodia y transferencia requiere de contar con sistemas o procesos de medición cada vez mas exactos que exigen del uso de herramientas cada vez sofisticadas que a la postre, y bien aprovechadas, derivan en un esfuerzo innovador para medir flujo desde el punto de vista tecnológico, económico y operativo.

Como se vera, la medición de flujo es una operación ampliamente usada que se deriva como todas, a través de una idea. Una idea que ha evolucionado y se ha llevado hasta límites de índole estratégico. Recordemos una idea no por ser nueva será innovadora. Una idea no será nunca una innovación hasta que no esté ampliamente adoptada e incorporada en la vida corriente³⁷. Para conseguir este importante paso, se necesita romper con el miedo original al cambio. En materia de medición de flujo, esto se presenta como un reto y como un esfuerzo, primero por reconocer y después por implementar y aprovechar los beneficios que nos ofrece adoptar una tecnología como la ultrasónica para aplicarla en operaciones de custodia y transferencia.

2.1.3. *El sonido como medio de Innovación*

Como se menciona en la sección anterior, el proceso que estamos manejando con el uso de medidores de flujo tipo ultrasónicos representa un evento de innovación del tipo radical en virtud de que nunca antes se había empleado a el sonido como medio para determinar y cuantificar la cantidad de fluido que pasa por una área determinada por unidad de tiempo.

Conceptualmente, el sonido, desde el punto de vista de la física clásica, es fenómeno físico que estimula el sentido del oído. En los seres humanos, esto ocurre siempre que una vibración con frecuencia comprendida entre 15Hz y 20kHz llega al oído interno. Recordemos que el hercio (Hz) es una unidad de frecuencia que corresponde a un ciclo por segundo. Estas vibraciones llegan al oído interno transmitidas a través típicamente del aire y es ahí donde nuestro oído la registra a través de nuestro sistema auditivo; pero no solo existen vibraciones que el ser humano puede captar, ni tampoco un solo

medio a través del cual se puedan propagar. Este es el núcleo o la semilla que da pie al principio de medición ultrasónica.

Los sonidos con frecuencias superiores a unos 20kHz se denominan ultrasonidos. Este tipo de ondas de sonido de alta frecuencia, se encuentran generalmente por encima de las frecuencias audibles para el humano. Desde su descubrimiento y reproducción se han desarrollado infinidad de aplicaciones prácticas en diversos campos y a la fecha este proceso continuo siendo parte de diversos procesos innovadores.

Los generadores ultrasónicos modernos pueden producir frecuencias de varios Giga hercios (GHz, equivale a 1,000 millones de Hz) convirtiendo corrientes eléctricas alternas en oscilaciones mecánicas con muchas aplicaciones.

La frecuencia de una onda de sonido es una medida del número de vibraciones por segundo de un punto determinado. La distancia entre dos compresiones o dos enrarecimientos sucesivos de la onda se denomina longitud de onda. El producto de la longitud de onda y la frecuencia es igual a la velocidad de propagación de la onda, que es la misma para sonidos de cualquier frecuencia (cuando el sonido se propaga por el mismo medio a la misma temperatura), este es la característica que se aprovecha y más adelante se explica del funcionamiento de los medidores ultrasónicos.

Así pues la velocidad de propagación del sonido en aire seco a una temperatura de 0 °C es de 331,6 m/s. Al aumentar la temperatura aumenta la velocidad del sonido; por ejemplo, a 20 °C, la velocidad es de 344 m/s. Los cambios de presión a densidad constante no tienen prácticamente ningún efecto sobre la velocidad del sonido. En muchos otros gases, la velocidad sólo depende de su densidad. Si las moléculas son pesadas, se mueven con más dificultad, y el sonido avanza más despacio por el medio. Por ejemplo, el sonido avanza ligeramente más deprisa en aire húmedo que en aire seco, porque el primero contiene un número mayor de moléculas más ligeras. En la

mayoría de los gases, la velocidad del sonido también depende de otro factor, el calor específico, que afecta a la propagación de las ondas de sonido.

Generalmente, el sonido se mueve a mayor velocidad en líquidos y sólidos que en gases. Tanto en los líquidos como en los sólidos, la densidad tiene el mismo efecto que en los gases; la velocidad del sonido varía de forma inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la densidad. La velocidad también varía de forma proporcional a la raíz cuadrada de la elasticidad. Por ejemplo, la velocidad del sonido en agua es de unos 1,500 m/s a temperaturas ordinarias, pero aumenta mucho cuando sube la temperatura. La velocidad del sonido en el cobre es de unos 3,500 m/s a temperaturas normales y decrece a medida que aumenta la temperatura (debido a la disminución de la elasticidad). En el acero, más elástico, el sonido se desplaza a unos 5,000 m/s; su propagación es muy eficiente.

SUSTANCIA VELOCIDAD DEL SONIDO (m/s)

Aire (0 °C)	331,6
Aire (20 °C)	344
Hidrógeno (0 °C)	1.280
Agua (0 °C)	1.390
Agua (20 °C)	1.484
Cobre (20 °C)	3.580
Acero (20 °C)	5.050
Vidrio (20 °C)	5.200

2.2. LA MEDICIÓN

Magnitud es algo cuantificable, es decir, medible o ponderable. Las magnitudes pueden ser directamente apreciables por nuestros sentidos, como los tamaños y pesos de las cosas, o más indirectas (aceleraciones, energías). Medir⁴⁹ implica realizar un experimento de cuantificación, normalmente con un instrumento especial (reloj, balanza, termómetro) que para nuestro caso se trata de un medidor de flujo ultrasónico.

Cuando se consigue que la cuantificación sea objetiva (no dependa del observador y todos coincidan en la medida) se llama magnitud física (tiempos, longitudes, masas, temperaturas, aceleraciones, energías). Hay otras magnitudes que no resultan cuantificables universalmente: gustos, sabores, colores, ruidos, texturas, aunque puede existir alguna propiedad física relacionada, como la potencia sonora con el ruido, la longitud de onda de la luz con el color, etc.

2.2.1. Definición

Medir es relacionar una magnitud con otra u otras (de la misma especie o no) que se consideran patrones universalmente aceptados, estableciendo una comparación de igualdad, de orden y de número. Es decir, el resultado de una medida lleva asociado tres entidades: una magnitud (dimensiones), una unidad (suele indicar también las dimensiones) y una precisión (normalmente entendida como una incertidumbre del 50% en la post-última cifra significativa). Ejemplo: medir, dentro de cierto margen, si dos cuerpos tienen la misma masa o la misma temperatura, medir cual de los dos cuerpos tiene más masa o más temperatura, medir cuánta más masa o más temperatura tiene uno respecto al otro. *La incertidumbre es innata a la medida; puede ser disminuida pero nunca anulada*⁸. En este sentido la tendencia es a disminuir hasta donde técnicamente sea posible la incertidumbre para así contar con elementos de medida equitativos y tecnológicamente adecuados para las tareas que se estén realizando

2.2.2. *Importancia de la medición*

Reflexionando en este sentido, de la importancia de la medición, tal vez la primera necesidad fue medir el tiempo, para planificar citas tribales, labores agrícolas, etc. y con ese fin se estableció un calendario y se adoptó como unidad básica de tiempo el día. Para darse cuenta de la dificultad de los acuerdos universales, baste considerar que todavía hoy, tras varios milenios, hay regiones que siguen calendarios distintos

Después surgiría la necesidad de medir al desarrollarse el comercio, pues había que cuantificar el intercambio de bienes y, salvo en el caso de las cabezas de ganado, debió de presentar grandes dificultades el ponerse de acuerdo sobre la unidad para medir grano (que obviamente no puede ser tan pequeña como el grano mismo) o para medir líquidos (vino, aceites, miel), minerales, alhajas, etc.

Parece razonable suponer que al principio se confundirían las medidas de masa con las de volumen, debido a la escasa gama de densidades de los líquidos y los sólidos. Incluso hoy día se confunden las medidas de masa y peso, debido a las pequeñísimas variaciones de la gravedad local y de la densidad del aire

Casi al mismo tiempo debió de surgir la necesidad de saber cuanta agua debía de llevarse al pueblo para ser almacenada y resistir los embates del clima. Así sucesivamente la humanidad se ha venido tecnificando y al mismo tiempo perfeccionando su forma de medir; y lo mide todo prácticamente en nuestros días, desde la cantidad de pasos que hay desde su casa a la puerta, hasta la cantidad de materia contenida en 12g de carbono 12.

Éste concepto nace por simple evolución natural del proceso de pensamiento humano y es el mismo quien lo desarrolla para su beneficio.

Reflexionando ante este panorama nos enfrentamos ante la disyuntiva inicial de saber donde estamos y hacia donde vamos.

Sentencias breves	
Medir ¿qué es?	Es comparar una magnitud con una unidad (y sus múltiplos y submúltiplos).
Medir ¿para qué sirve?	Para conocer, para cuantificar volúmenes, masas, para reproducir cantidades o estados, para controlar, etc.
Medir ¿cómo?	Estableciendo una relación de orden cuantificada con una referencia universalmente aceptada.
Medir ¿cuándo?	Cuando no se tenga fe en los datos y ante situaciones nuevas; o cuando las necesidades así lo exijan.
Medir ¿qué?	Es medible todo lo cuantificable en términos de una unidad. Quien dice que sólo deberían tratarse las magnitudes "observables" es que no se ha parado a pensar qué es la luz. Quien dice que hay que distinguir entre variables "observables" como el peso o la temperatura, y variables "hipotéticas" como la carga del electrón o la entropía, es que no se ha parado a pensar qué es el conocimiento y cómo se ratifica (sanciona).
Medir ¿con beneficio?	"No usarás distintas pesas (para comprar y vender)", Deuteronomio-25:13,15.

Resumiendo, La medición es la técnica por medio de la cual asignamos un número a una propiedad física, como resultado de una comparación de dicha propiedad con otra similar tomada como patrón, la cual se ha adoptado como unidad.

Los patrones⁷⁵ básicos se llaman a su vez unidades de medida. Para especificar el valor de una magnitud hay que dar la unidad de medida y el número que relaciona ambos valores. Incluso si toda la Humanidad llegase a usar exclusivamente un único sistema de unidades sin múltiplos ni submúltiplos, se seguiría indicando la unidad patrón para reconocer el tipo de magnitud física involucrada.

2.3. ESQUEMAS CLÁSICOS DE MEDICIÓN DE FLUJO

Recordemos que el proceso Sistemas de medición, hablando en particular de flujo de fluidos, los hay en una amplia gama, y cada uno de ellos ofrece ciertas características que los hacen atractivos para uno u otro tipos de operaciones.

Tradicionalmente hoy en día utilizamos sistemas que fueron desarrollados durante los siglos XIX y XX, que se fundamentan en el la observación de ciertos fenómenos derivados del paso del fluido a través de un medio en específico entre los que encontramos los de tipo presión diferencial, máscos, los magnéticos, y últimamente los desplazamiento positivo.

Pero si bien éstos nos han brindado durante décadas un buen servicio, en la actualidad, entrando al siglo XXI, distan de satisfacer todas las necesidades inherentes a los nuevos procesos productivos dominados por la automatización y la robótica y desde luego, la globalización. Debe quedar en claro que existe un medidor adecuado para cada aplicación. Hay un medidor para cada aplicación y no necesariamente una aplicación para cada medidor.

La medición, aunque es de notable importancia hoy para toda actividad, no había adquirido matices de criticidad a menos que el fluido que se tratase o midiese sea clave en cantidad o valor; citemos por ejemplo si se trata de la materia prima que se suministra a un proceso o a una reacción catalítica; o si se trata del producto final de nuestra planta y es nuestro deseo hacerlo llegar a nuestro cliente para así facturararlo; o simplemente en caso contrario, se trata solo de saber cuanta agua de servicio necesitamos para que operen nuestras plantas. Se requiere un tipo especial de medidor para cada caso.

En los primeros casos hablamos de procesos “críticos” donde la fiabilidad, rangeabilidad, exactitud y precisión tienen un significado y peso preponderante; mientras que en el último nos basta con saber un el “grueso” de flujo a suministrar.

El presente trabajo se ocupa precisamente del análisis de los medidores destinados a trabajar con estos casos críticos donde las implicaciones técnicas y económicas juegan un papel muy importante dado lo relativamente nuevo e innovador que es la medición ultrasónica.

A lo largo de la historia la humanidad ha venido buscando y aplicando diferentes esquemas para medir flujo, en éste particular comenzaremos por establecer que entendemos por flujo.

El flujo es la cantidad de fluido (compresible o incompresible) que circula por un conducto en una determinada unidad de tiempo.

De acuerdo a la naturaleza del fluido, este debe mantenerse confinado (cuando es altamente tóxico, por ejemplo) o evitar su desperdicio (cuando este es de un valor elevado), en este último caso se debe calcular con exactitud la cantidad de fluido transferido o consumido. A ésta última le llamaremos operación crítica.

De igual forma otra operación crítica en una planta o proceso es cuando requiere la alimentación de las materias primas en cantidades casi estequiométricas por tratarse de un aditivo, un catalizador, etc.; por lo que si la medición del flujo o caudal no es exacta la calidad del producto obtenido puede desmeritar en calidad, y no cumplir con las especificaciones esperadas.

Aunque hay múltiples dispositivos para medir el flujo, los más empleados son los que a continuación se explican brevemente y nos darán los elementos necesarios para hacer

una comparación entre ellos mismos y entre éstos y los medidores de flujo ultrasónicos, tema de esta tesis:

2.3.1. Medidores de presión diferencial (DP)

Consisten en un elemento primario, que genera una diferencia de presión en la línea, y un elemento secundario, el cual es capaz de medir dicha presión y mostrarla o registrarla.

La operación de estos medidores parte de la propiedad que tienen los fluidos de sufrir una caída o disminución de presión cuando, en una tubería, se les hace circular a través de una restricción. Son de los dispositivos más difundidos en la industria debido a su fabricación sencilla, su facilidad de instalación y su precio accesible.

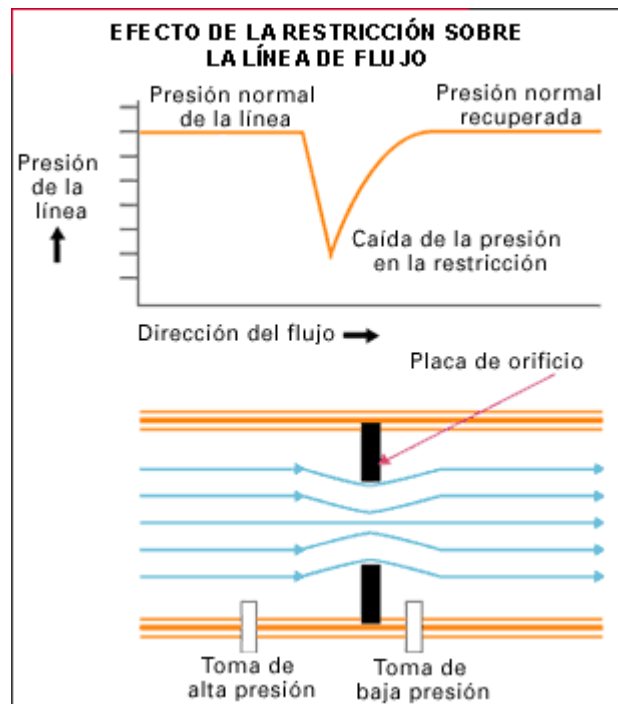
Placa de orificio:

Es el elemento de medición primario más sencillo, se trata de una placa metálica circular con un orificio, por lo regular en su centro, que se coloca en una brida montada en forma conveniente en la tubería donde circula el fluido.

El grado de restricción de la línea dependerá del tamaño del orificio; un orificio grande presenta una restricción baja y una presión diferencial de baja magnitud. Por otro lado, un orificio chico presenta una gran restricción y una presión diferencial elevada. La presión diferencial desarrollada entre ambos extremos del orificio siempre es proporcional a la velocidad del fluido que circula a través del mismo. Una velocidad elevada produce una diferencia de presión alta y una velocidad baja produce una presión diferencial baja.

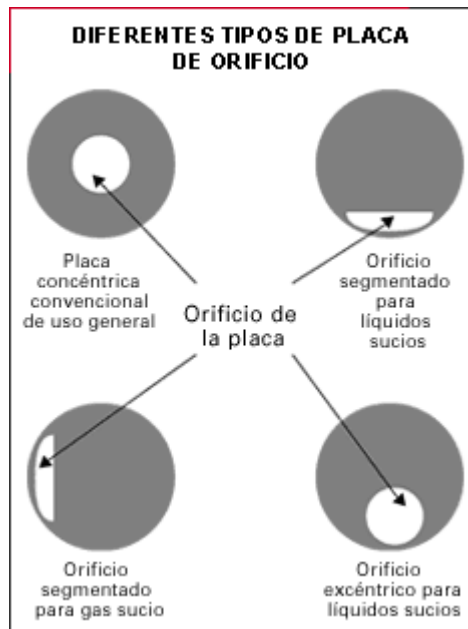
Sin embargo, la presión diferencial producida a través de una placa de orificio es de pequeña magnitud, por lo que se utilizan escalas graduadas en pulgadas de agua para tomar la lectura de éstos.

En la siguiente grafica se puede apreciar este fenómeno.



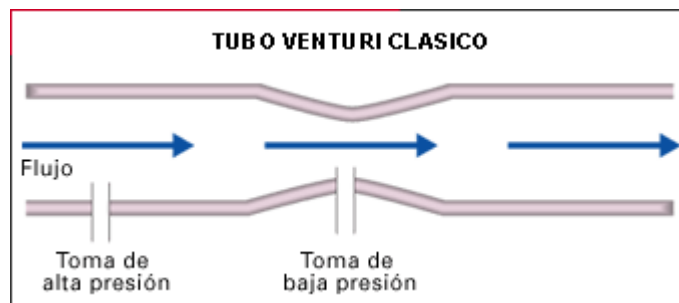
La principal ventaja de utilizar una placa de orificio para la medición de flujo es que su fabricación e instalación tienen un costo reducido y se puede modificar el diámetro del orificio para ajustarse a otras condiciones de operación. La principal desventaja es que los fluidos sucios (con sedimentos o muy viscosos) tienden a tapan o modificar el diámetro del orificio, lo que provoca que la presión diferencial desarrollada ya no corresponda al flujo real que circula en la tubería.

El orificio en la placa puede ser concéntrico, excéntrico o segmental con un pequeño orificio de purga para los pequeños arrastres sólidos o gaseosos que puede llevar el fluido. Los dos últimos permiten medir caudales de fluidos que contengan una cantidad pequeña de sólidos y de gases.



El tubo Venturi:

Es un dispositivo que opera bajo el principio de presión diferencial por medio de una restricción. La principal ventaja es su resistencia a la contaminación por sedimentos o por el propio fluido que circula a través de él, adicionalmente opera a un rango de velocidad de flujo más alto que la placa de orificio; sus principales desventajas son el costo considerablemente más elevado y que sus características de operación no pueden modificarse en campo. Este tipo de medidores se suministran con unas dimensiones y rango de operación calculados a las condiciones de operación especificadas.



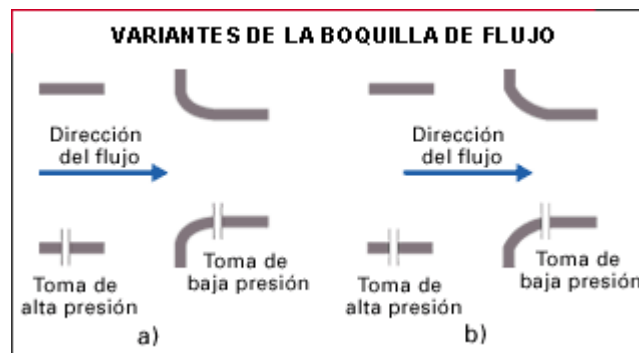
Este posee una gran precisión y permite el paso de fluidos con un porcentaje relativamente grande de sólidos, si bien, los sólidos abrasivos influyen en su forma afectando la exactitud de la medida.

La tobera:

Es un dispositivo situado en la tubería con dos tomas, una anterior y la otra en el centro de la sección más pequeña. La tobera permite caudales de 60% superiores a los de la placa-orificio en las mismas condiciones de servicio. Su pérdida de carga es de 30 a 80% de la presión diferencial. Puede emplearse para fluidos que arrastren sólidos en pequeña cantidad, pero hay que tener en cuenta que si estos sólidos son abrasivos se puede afectar la precisión del elemento.

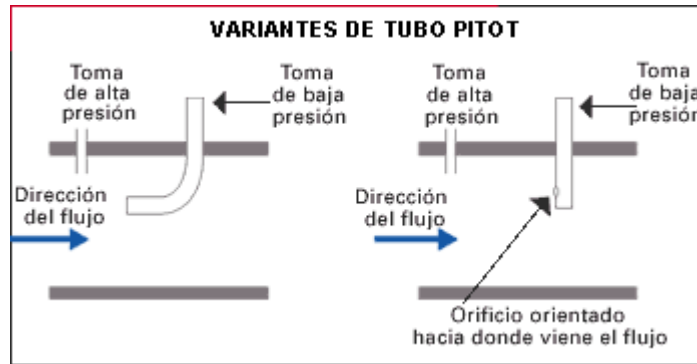
Boquilla de flujo

Es otro de los dispositivos que opera bajo estos principios. La ventaja que tiene sobre el tubo Venturi es una menor longitud y, por lo tanto, un costo menor. Es igualmente apropiado para aplicaciones de fluidos con un alto grado de sedimentos.



El tubo Pitot:

Consiste en un tubo doblado hacia la dirección donde viene el flujo. Otra variación de diseño se construye mediante un tubo recto con una perforación en el lado orientado hacia donde viene el flujo. La fuerza de impacto del fluido sobre el extremo u orificio en el tubo es una rama de la presión diferencial. La otra rama es la presión estática del fluido.



Este dispositivo se utiliza para tuberías de gran diámetro y tiene como ventajas su bajo costo y sencillez de fabricación, la desventaja es que sólo mide el flujo en el punto de impacto, es sensible a las variaciones en la distribución de velocidades en la sección transversal de la tubería. Se ha tratado de superar ésta desventaja suministrando tubos Pitot con varias perforaciones orientadas hacia donde viene el flujo. De ésta manera, la presión diferencial promedio que se genera representa la velocidad de fluido con mayor precisión.

Su precisión es baja, del orden de 1,5 % a 4 %, y se emplea normalmente para la medición de grandes caudales de fluidos limpios con una baja pérdida de carga.

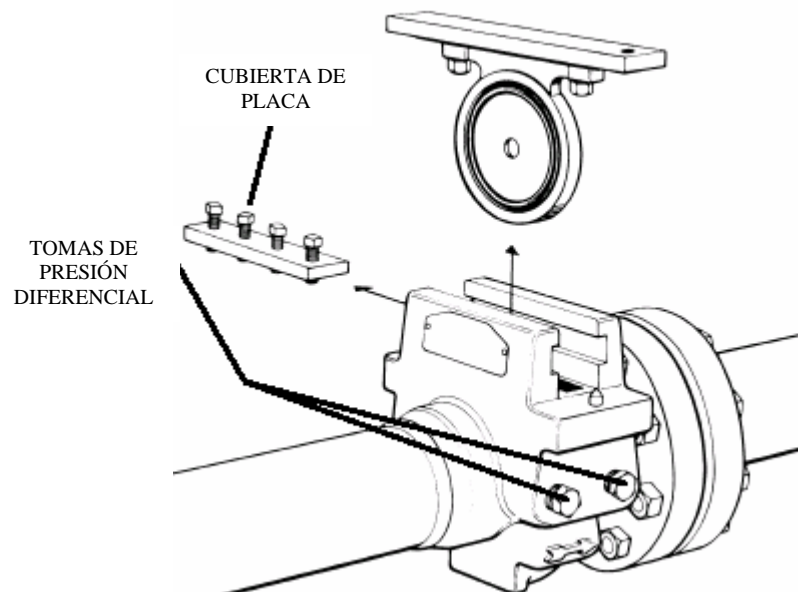
El tubo Annubar:

Es una innovación del tubo Pitot y consta de dos tubos, el de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y consta de varios orificios de posición crítica determinada por computador, que cubren cada uno la presión total en un anillo del área transversal de la tubería. Estos anillos tienen áreas iguales. En tuberías de tamaño mayor que 1" se dispone en el interior del tubo otro que promedia las presiones obtenidas en los orificios. El tubo que mide la presión estática se encuentra detrás del de presión total con su orificio en el centro de la tubería y aguas debajo de la misma.

Conforme ha avanzado la tecnología se han venido desarrollando sistemas que involucran elementos que pretenden disminuir el margen de error la discrecionalidad en la toma de las lecturas del flujo, entre esto podemos contar a los siguientes:

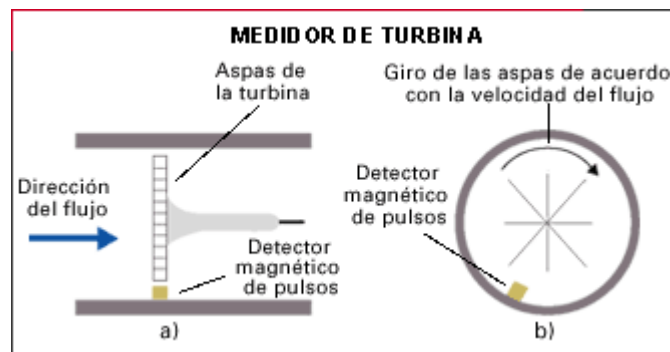
Medidor de placa

Consiste en una placa instalada directamente en el centro de la tubería, que es sometida al empuje del fluido. La fuerza originada es proporcional a la energía cinética del fluido y depende del área anular entre las paredes de la tubería y la placa. La placa está conectada a un transductor eléctrico de cargas extensométricas. Las cargas forman parte de un puente de Wheastone de tal modo que la variación de resistencia es una función del caudal. El caudal es proporcional a la raíz cuadrada de la fuerza de impacto del fluido sobre la placa y por lo tanto, a la raíz cuadrada de la señal transmitida.



Medidores de turbina

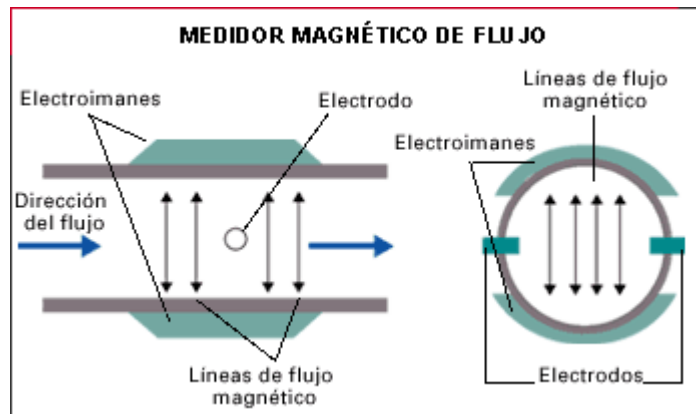
Consisten en un rotor que gira al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional al caudal. Su construcción consta de un rotor montado sobre unos cojinetes y empotrado dentro de un compartimiento. Cuando el fluido a medir circula a través de este compartimiento, el rotor empieza a girar libremente a una frecuencia proporcional a la cantidad de fluido que está pasando en un momento dado.



Estos dispositivos tienen una precisión muy elevada, del orden de 0,3% y gran resistencia mecánica. La máxima precisión se consigue con un régimen laminar instalando el instrumento en una tubería recta de longitudes mínimas.

Medidores de flujo magnético

Un medidor magnético de flujo consiste básicamente en un campo magnético producido por un par de electroimanes y dos electrodos. Todo esto se encuentra montado en un tubo apropiado que se puede intercalar en la tubería que transporta el fluido que se desea medir.



El voltaje que se produce entre los electrodos está en función de la distancia entre ellos, la densidad del flujo magnético y la velocidad del fluido. Como los primeros dos parámetros no varían se puede considerar que el potencial entre los electrodos es proporcional a la velocidad del fluido. Al medir este potencial es posible determinar la velocidad de flujo. Pese a que el diseño del medidor de flujo magnético es muy complejo, la instalación, la calibración y el mantenimiento son muy sencillos.

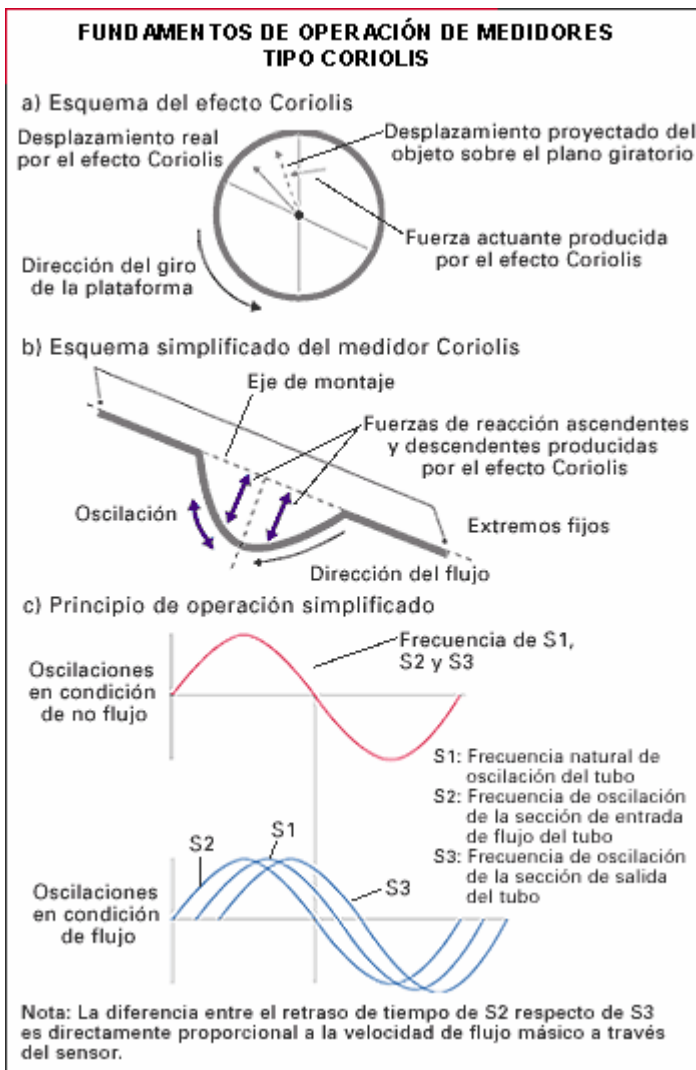
La principal ventaja de estos dispositivos es su capacidad para medir fluidos de alta densidad, como los que se presentan en la industria del papel y el azúcar (pulpa, melaza, etcétera). La desventaja principal es su alto costo y que los fluidos que circulen deben tener ciertas características conductoras de electricidad.

Medidores Coriolis

Este tipo de sistema de medición en lugar de medir la velocidad del fluido que circula en una tubería mide la cantidad de masa por unidad de tiempo. Los dispositivos basados en flujo másico son de los más usados debido a que son casi inmunes a los cambios en las características de operación (densidad, viscosidad, presión, temperatura).

La fabricación es muy sencilla; basta canalizar la línea de flujo a través de un segmento de tubo en forma de joroba. A este tubo, que se encuentra montado en un bastidor, se le adapta algún tipo de vibrador para provocar un movimiento de oscilación continuo.

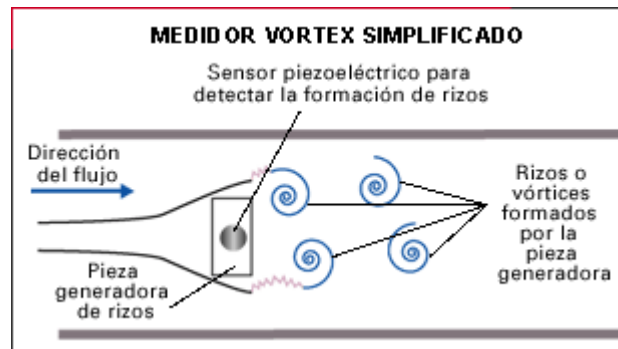
El efecto Coriolis se presenta en el fluido que circula dentro del tubo con una intensidad proporcional a la velocidad, la masa y la frecuencia de oscilación aplicada. Entre mayor sea la cantidad de materia que circule por el tubo, el efecto es más intenso. La fuerza provocada por este efecto produce un desfase en la frecuencia de oscilación proporcional a la cantidad de masa de fluido que pasa en un momento dado. Este desfase se traduce mecánicamente en una alteración de la magnitud de oscilación del tubo, la cual es proporcional a la cantidad de fluido que pasa por el tubo y se mide con un detector de movimiento apropiado.



Para completar el arreglo se agrega un segundo tubo de referencia en el que no circula ningún fluido, sino que se encuentra lleno de algún compuesto de referencia. El propósito del mismo es compensar por algunas diferencias mecánicas producidas por factores externos, tales como temperatura ambiental y variaciones en la frecuencia de oscilación del generador. Finalmente, la salida del detector de movimiento se alimenta a algún circuito electrónico que acondiciona la señal para representarla en una escala graduada en unidades de masa.

Medidores Vortex (vórtice)

El medidor está formado fundamentalmente por tres componentes: un elemento generador de remolinos o vórtices; un detector, que convierte la energía de los remolinos en una señal eléctrica, y un transmisor, capaz de amplificar ésta señal y producir un registro sobre una escala graduada en unidades de velocidad de flujo.



El elemento más importante es el detector de remolinos, generalmente hay dos maneras de montar el detector: en forma directa sobre la pieza generadora de remolinos o inmediatamente después de que la corriente pase este obstáculo. Lo que el detector debe medir es la frecuencia de formación de remolinos, directamente proporcional al flujo que circula a través del cuerpo del medidor.

Se pueden emplear sensores, montados en la pieza generadora (que detectan el momento en que se genera cada nuevo remolino) o localizados inmediatamente después de la pieza generadora (para medir las fluctuaciones de presión provocadas por el paso de los remolinos que se generan en la corriente). En ambos casos se necesita que un circuito electrónico para que interprete la frecuencia de los pulsos producidos por el detector de remolinos y despliegue una lectura expresada en unidades de velocidad de flujo.

Este tipo de medidor se comporta con mucha eficiencia cuando es un fluido limpio, ya sea líquido, gas o vapor. Presenta problemas en su desempeño cuando se pretende

medir gases de baja densidad, ya que los remolinos formados quedan enmascarados por el proceso mismo.

Medidores Térmicos de Flujo

Este tipo de medidores se basan en la transferencia de calor de la corriente de fluido, generalmente gas o vapor, un primer tipo considera el calentamiento constante de la corriente, la diferencia de temperatura entre el fluido que entra y sale es directamente proporcional al flujo.

Un segundo tipo de medidor opera con un principio eléctrico, se calienta la tubería y un arreglo de termocoples mide el enfriamiento causado por el flujo de gas que pasa por la tubería.

El tercer tipo consiste en una probeta o alambre insertado en la corriente, cuando el elemento se enfría por el paso del fluido la resistencia cambia; este cambio de resistencia puede medirse y relacionarse con el flujo másico del fluido.

Rotámetro

Son medidores de caudal de área variable en los cuales un flotador cambia su posición dentro de un tubo cónico en posición vertical, proporcionalmente al flujo del fluido.

El flotador se eleva hasta un punto en que se establezca el equilibrio, cada punto de equilibrio, equivale a un caudal. El flotador alcanza un punto de equilibrio, cuando la fuerza ascensional ejercida por el fluido, iguala la fuerza de gravedad. Una variación de caudal, altera el equilibrio de fuerzas desplazando el flotador ascendente o descendente, hasta una nueva posición de equilibrio.

2.3.2. Medidor de desplazamiento positivo

Estos miden el caudal en volumen contando o integrando volúmenes separados de fluido. Las partes mecánicas del instrumento se mueven aprovechando la energía del fluido y dan lugar a una pérdida de carga. La precisión depende de los huelgos entre las partes móviles y las fijas y aumenta con la calidad de la mecanización y con el tamaño del instrumento.

De éstos tenemos básicamente 3 tipos:

Medidor tipo diafragma: Instrumento diseñado para cuantificar el volumen de fluido que pasa a través del mismo, mediante el llenado y vaciado periódico de cámaras de medición provistas de diafragmas.

Este instrumento está constituido básicamente por los siguientes elementos:

- a) Cámara de medición, que es un recipiente de volumen determinado, integrado por dos compartimientos cada uno de ellos con su correspondiente diafragma.
- b) Juego de válvulas deslizables, que canalizan el gas hacia dentro y hacia afuera de la cámara de medición.
- c) Contador o índice que indica el volumen de gas que ha pasado a través del instrumento, el cual es directamente proporcional al número de veces que la cámara de medición se llena o vacía.
- d) Mecanismo de funcionamiento que interconecta a los diafragmas, válvulas deslizables y contador. Este mecanismo puede estar provisto de un dispositivo de ajuste.
- e) Caja o cuerpo del medidor, recipiente que contiene el mecanismo de medición.

Medidor de pistón oscilante: Este se compone de una cámara de medida cilíndrica con una placa divisora que separa los orificios de entrada y de salida. La única parte

móvil es un pistón cilíndrico que oscila suavemente en un movimiento circular entre las dos caras planas de la cámara, y que está provisto de una ranura que desplaza en la placa divisora fija que hace de guía del movimiento oscilante. El eje del pistón al girar, transmite su movimiento a un tren de engranajes y a un contador. El par disponible es elevado de modo que el instrumento puede accionar los accesorios mecánicos que sean necesarios.

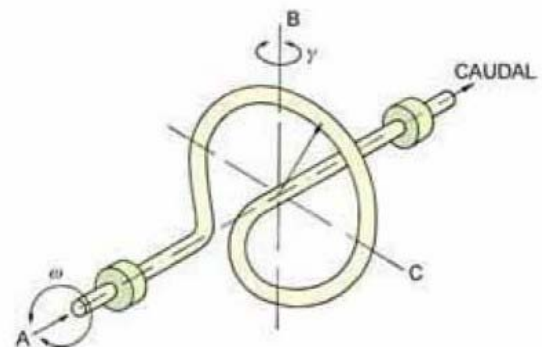
La precisión normal es del 1% pudiéndose llegar a los 0,2% con pistón metálico y 0,5 % con pistón sintético. Estos medidores se usan normalmente en la edición de caudales de agua y de líquidos viscosos o corrosivos.

Medidor de pistón alternativo: Este es el más antiguo de los medidores de desplazamiento positivo. El instrumento se fabrica en muchas formas: de varios pistones, pistones de doble acción, válvulas rotativas, válvulas deslizantes horizontales. Estos instrumentos se han empleado mucho en la industria petroquímica y pueden alcanzar una precisión del 0,2%. Su capacidad es pequeña, su costo es alto y son difíciles de reparar.

Medidor de par giroscópico

Consiste en un tubo de forma especial cuyo eje A se ve sometido a una vibración oscilante de velocidad angular constante (ω).

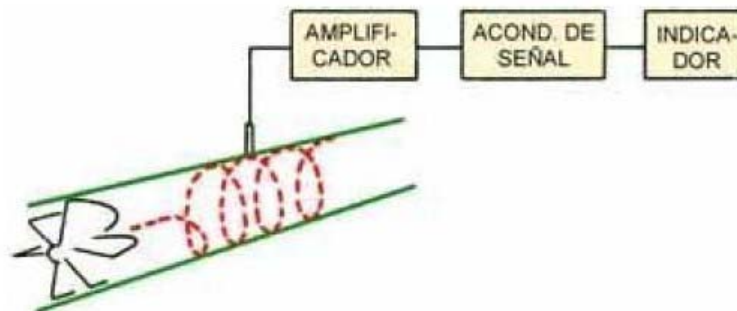
El movimiento del fluido en la tubería, da lugar a un momento de precisión alrededor del eje B que es captado por un elemento sensible. Este momento es directamente proporcional al flujo masa. Este instrumento es muy poco usado en la industria debido a su gran tamaño y a sus pocas posibilidades de medir caudales



elevados. Su precisión es del orden de 0,5 a 1% y su intervalo de medida es de 10 a 1.

Transductor de torbellinos

El medidor de caudal por torbellino se basa en determinación de la frecuencia del torbellino producido por una hélice estática situada dentro de la tubería a cuyo través pasa el fluido (gas). La frecuencia del torbellino es proporcional al caudal volumétrico. La detección de la frecuencia se logra con una termistancia de muy baja inercia térmica que sigue los efectos de refrigeración del torbellino generado en el gas. La termistancia es alimentada con una corriente continua constante y las variaciones de resistencia que se producen dan lugar a variaciones de tensión que son amplificadas obteniéndose como señal de salida una tensión senoidal constante y de frecuencia igual a la del torbellino al pasar por la termistancia. Los transductores de torbellino son adecuados en la medida de caudales de gases. Su precisión es de 0,75%.

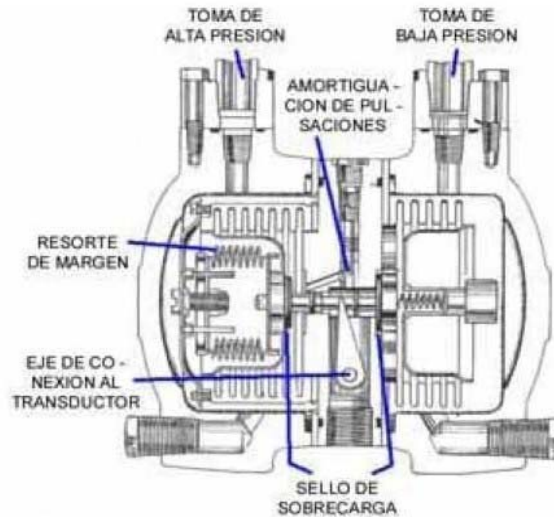


2.3.3. Medidores de Flujo Mecánicos

El transmisor de fuelle

Contiene dos cámaras para el alta y la baja presión. La alta presión comprime el fuelle correspondiente, arrastrando la palanca de unión, el cable y un eje exterior, cuyo movimiento actúa sobre el transductor eléctrico. Un muelle de margen permite disponer de varias gamas de presión diferencial. La protección contra sobrecargas está asegurada por dos anillos de sello que cierran herméticamente el paso del líquido de llenado de un fuelle al otro, e impiden su destrucción ante una maniobra incorrecta.

Otro accesorio es una válvula contra pulsaciones de caudal que restringe el paso de líquido de llenado entre los fuelles.

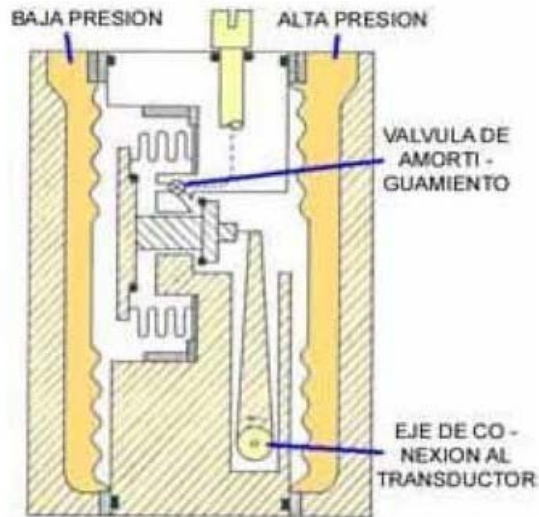


Transmisor de diafragma

Se diferencian de los de fuelle en que la separación entre las dos cámaras se efectúa mediante diafragmas, en lugar de fuelles con lo cual el desplazamiento volumétrico es casi nulo. El cuerpo de estos transmisores suele ser de acero al carbono, acero inoxidable o aluminio, el fuelle o diafragma de acero inoxidable 316 y el líquido de llenado silicona.

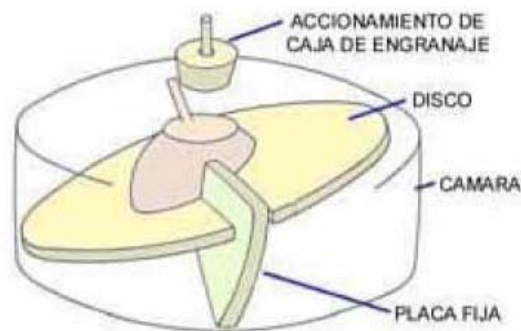
Las conexiones entre la toma del diafragma y el convertidor de presión diferencial deben ser adecuadas al fluido a medir. Hay que señalar que, en caso de medida de caudal de vapor con transmisores de fuelle es preciso usar cámaras de condensación para compensar los cambios de volumen de las cámaras del fuelle al variar el caudal. Esto no es necesario en los transmisores de diafragma por ser el desplazamiento volumétrico despreciable.

Los elementos citados utilizan o bien un transductor eléctrico de equilibrio de fuerzas o bien un transductor de silicio difundido.



Medidor de disco giratorio

El instrumento dispone de una cámara circular con un disco plano móvil dotado de una ranura en la que está intercalada una placa fija. Ésta placa separa la entrada de la salida e impide el giro del disco durante el paso del fluido. La cara baja del disco está siempre en contacto con la parte inferior de la cámara, mientras que su parte superior roza con la parte superior de la cámara en el lado opuesto. De este modo la cámara está dividida en compartimientos separados de volumen conocido.



Cuando pasa el fluido, el disco toma un movimiento de giro inclinado como un trompo caído y su eje transmite el movimiento a un tren de engranajes. El par disponible es pequeño, lo que pone un límite en la utilización de accesorios mecánicos. Es empleado industrialmente en la medición de caudales de agua fría, agua caliente, aceite y líquidos alimenticios.

Medidor rotativo

Este tipo de instrumento tiene válvulas rotativas que giran excéntricamente rozando con las paredes de una cámara circular y transportan el líquido en forma creciente de la entrada a la salida. Se emplean mucho en la industria petroquímica para la medida de crudos y de gasolina. Hay varios tipos de medidores rotativos:

Cicloidales

Contienen dos lóbulos del tipo "Root" engranados entre sí que giran en direcciones opuestas manteniendo una posición relativa fija y desplazando un volumen fijo de fluido líquido o gas en cada revolución. Se fabrican en tamaños que van de 2" a 24". Su precisión es de 1%.

Sistema birrotor

Consiste en dos rotores sin contacto mecánico entre sí que giran como únicos elementos móviles en la cámara de medida. La relación de giro mutuo se mantiene gracias a un conjunto de engranajes helicoidales totalmente cerrado y sin contacto con el líquido. Los rotores están equilibrados estática y dinámicamente y se apoyan en rodamientos de bolas de acero inoxidable. Al no existir contacto mecánico entre los rotores, la vida útil es larga y el mantenimiento es fácil. El instrumento puede trabajar con bajas presiones diferenciales.

Son reversibles, admiten sobrevelocidades esporádicas sin daño alguno, no requieren filtros, admiten el paso de partículas extrañas y permiten desmontar fácilmente la unidad

de medida sin necesidad de desmontar el conjunto completo. Su ajuste es sencillo y son de fácil calibración mientras el instrumento está bajo presión y sin pérdida de líquido.

Medidores ovales

Disponen de dos ruedas ovales que engranan entre sí y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el líquido. La acción del líquido va actuando alternativamente sobre cada una de las ruedas dando lugar a un giro suave de un par casi constante. La cámara de medida y las ruedas están mecanizadas con gran precisión para conseguir un deslizamiento mínimo entre las mismas, sin formación de bolsas o espacios muertos en la cámara de medida y barriendo completamente la misma en cada rotación.

2.3.4. *Medidores de flujo Electrónicos instrumentados. Tercera Generación*

Medidores Ultrasónicos

De estos trataremos más adelante en el capítulo 3; pero podemos abundar a grandes rasgos como los medidores que se encargan de medir el flujo por diferencia de velocidades del sonido al propagarse éste en el sentido del flujo del fluido y en el sentido contrario. Los sensores están situados en una tubería de la que se conocen el área y el perfil de velocidades. Los principios de funcionamiento de estos instrumentos son variados.

Uno de los modelos más sencillos es el de diferencia de tiempo, fase o frecuencia, en el cual la velocidad del fluido queda determinada por la siguiente fórmula:

$$V = C^2 \tan(\alpha) \Delta t \cdot 2\varphi$$

Donde:

V = velocidad del fluido

C = velocidad del sonido en el fluido

α = ángulo del haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería

φ = diámetro interior de la tubería

Δt = diferencia entre los tiempos de tránsito del sonido aguas arriba y agua abajo del fluido.

Existe otro método, denominado desviación de haz, en el cual la velocidad se mide desviando el haz de sonido emitido por un transductor perpendicularmente a la tubería.

El otro es el **método Doppler**. En el se proyectan ondas sónicas a lo largo del flujo del fluido y se mide la variación de frecuencia que experimenta la señal de retorno al reflejarse el sonido en partículas contenida en el fluido. El método viene limitado por la necesidad de la presencia de partículas, pero permite medir algunos caudales de fluidos difíciles tales como mezclas gas-líquido, fangos, etc.

En todos estos sistemas se usan **transductores piezoeléctricos** tanto para la emisión como para la recepción de las ondas ultrasónicas. Los transductores sónicos tienen una precisión del 2%. Son adecuados en la medida de la mayor parte de líquidos, en particular de los líquidos con sólidos en suspensión con una salvedad de que las partículas o las burbujas de aire que pueda contener el líquido no deben compararse en tamaño con la longitud de la onda acústica.

Medidor magnético

La ley de Faraday dice que, la tensión inducida a través de cualquier fluido conductor, al moverse éste perpendicularmente a través de un campo magnético es proporcional a la velocidad del conductor.

La fórmula del caudal que da la ley de Faraday es:

$$E_s = k B l v$$

Donde:

ES = tensión generada en el conductor

k = constante

B = densidad del campo magnético

l = longitud del conductor

v = velocidad del movimiento

En el medidor magnético de caudal el conductor es el líquido y es la señal generada; la señal es captada por dos electrodos rasantes con la superficie interior del tubo y diametralmente opuestos. Realmente la única zona del líquido en movimiento que contribuye a la f.e.m. (Fuerza electromagnética) es la que une en línea recta a los dos electrodos. La tensión obtenida en el medidor se compara en el receptor con una tensión de referencia (ER). Ésta señal de referencia se toma de un arrollamiento colocado en los bobinados del campo que generan el flujo magnético. En la figura de la siguiente puede verse un esquema de conexiones del elemento de medida.

El valor de referencia se escoge de tal forma que la relación ES / ER se hace constante en todos los medidores de caudal. De este modo se logra su intercambiabilidad con cualquier receptor. La conductividad del flujo es la única característica propia del líquido que puede limitar el empleo del medidor magnético de caudal. La conductividad eléctrica en los gases es generalmente mucho más baja.

Por eso, el medidor magnético no puede emplearse para la medida de caudales de gases. Los tamaños de los tubos van desde 0,1" hasta las 72". Los electrodos son de acero 316 o bien de platino, de tantalio y de otros materiales. La selección de estos materiales se basa en su resistencia a la corrosión en el caso de aplicaciones químicas o en su resistencia a la abrasión para este tipo de aplicaciones.

La señal de C.A. (corriente alterna) captada por el medidor esta acoplada a un convertidor de impedancias. La señal de tensión es amplificada y pasa a un

transformador sumador. La tensión de referencia generada también en el medidor es desfasada para acoplarse a la señal de tensión y conectarse a un multiplicador. Los receptores empleados son del tipo de puente de impedancias y aseguran una gran sencillez, una alta velocidad de respuesta y una alta precisión en la medición.

Con este sistema se obtiene una precisión del 1% y con una calibración especial se llega a la precisión del 0.25 %. La sensibilidad es de 0,1 % y la linealidad es de 0,5 %.

Los medidores magnéticos de caudal son adecuados para la medida de caudales de líquidos conductores, en particular los líquidos fangosos y fluidos corrosivos.

2.3.5. Esquema General de cálculo de sistemas de medición de flujo clásicos

Como se ha podido notar los sistemas de medición de flujo de fluidos son muy diversos, y cada uno de ellos obedece a un principio distinto de funcionamiento y operación. Podemos resumir en términos de cálculo que estos sistemas se encuentran representados por el conjunto de ecuaciones que a continuación se muestra (cuadro 2A)₂.

Cuadro 2A. Esquema de cálculo para sistemas de medición de flujo

TIPO DE FLUIDO	TIPO DE MEDIDOR	PRINCIPIO DE MEDICIÓN
GASES	TURBINA DE DESPLAZAMIENTO	MASA
		VOLUMEN
	PLACA DE ORIFICIO	MASA
		VOLUMEN
LÍQUIDOS	TURBINA O DESPLAZAMIENTO	MASA
		VOLUMEN
	PLACA DE ORIFICIO	MASA
		VOLUMEN
VAPOR	PLACA DE ORIFICIO	MASA

	$lb/hr = MF \cdot CNT$
	$scf/hr = F_{pb} \cdot F_{im} \cdot F_m \cdot S \cdot MF \cdot CNT \cdot F_{ib}$
	$lb/hr = \sqrt{h_w} \cdot F_b \cdot \sqrt{1.0618} \cdot F_g \cdot F_a \cdot Y$
	$scf/hr = \sqrt{h_w} \cdot \sqrt{P_f} \cdot F_{ph} \cdot F_{if} \cdot F_{pv} \cdot F_g \cdot F_r \cdot Y \cdot F_{th} \cdot F_a$
	$lb/hr = MF \cdot CNT$
	$gph = C_{tl} \cdot C_{pl} \cdot MF \cdot CNT$
	$lb/hr = \sqrt{h_w} \cdot F_b \cdot \sqrt{1.0618} \cdot F_g \cdot F_a$
	$gph = \sqrt{h_w} \cdot F_b \cdot F_{gt} \cdot F_r \cdot F_a$
	$lb/hr = \sqrt{h_w} \cdot F_b \cdot \sqrt{f} \cdot F_b \cdot F_s \cdot F_r \cdot Y \cdot F_a$

OTRAS ECUACIONES

$$F_{pb} = \frac{14.73}{P_b}$$

$$F_{ib} = \frac{460 + T_b}{520}$$

$$F_{if} = \sqrt{\frac{520}{460 + T_f}}$$

$$F_g = \sqrt{\frac{1.0000}{G}} \quad F_{gt} = \frac{1.0057}{\sqrt{G_1}} \cdot \sqrt{\frac{G_f}{G_1}}$$

$$Q = C' \cdot \sqrt{h_w \cdot P_f}$$

$$C' = F_b \cdot F_{pb} \cdot F_{if} \cdot F_{pv} \cdot F_g \cdot F_r \cdot Y \cdot F_{ib} \cdot F_a$$

$$F_a = 1 + [0.0000185(T_f - T_{meas})] \text{ for 304/316 Stainless Steel}$$

$$C_{pl} = \frac{1}{1 - (F \cdot D_p)}$$

De la ecuación es anteriores se deriva que éstas dependen de varios tipos de variables, que en resumen podemos agrupar como sigue (cuadro 2B)₂:

Cuadro 2B. Variables de cálculo en sistemas de medición.

```

    graph TD
      GASES --> G1[Turbina o Desplazamiento +]
      GASES --> G2[Orificio]
      LIQUIDOS --> L1[Orificio]
      LIQUIDOS --> L2[Turbina o Desplazamiento +]
      VAPOR --> V1[Orificio]
    
```

FACTORES	Unidades	GASES - Turbina o Desplazamiento +		GASES - Orificio		LÍQUIDOS - Orificio		LÍQUIDOS - Turbina o Desplazamiento +		VAPOR - Orificio
		Masa	Vol.	Masa	Vol.	Masa	Vol.	Masa	Vol.	Masa
Unidad de Medición		lb/hr	scf/hr	lb/hr	scf/hr	lb/hr	gph	lb/hr	gph	lb/hr
Raíz cuadrada de la diferencial	$\sqrt{h_w}$	—	—	•	•	•	•	—	—	•
Raíz cuadrada de la presión estática	$\sqrt{P_f}$	—	—	—	•	—	—	—	—	—
Factor del orificio	F_b	—	—	•	•	•	•	—	—	•
Factor base de Presión	F_{pb}	—	•	—	•	—	—	—	—	—
Factor de flujo por temperatura	F_{tf}	—	—	—	•	—	—	—	—	—
Factor por temperatura	F_{tm}	—	•	—	—	—	—	—	—	—
Factor de corrección por Temperatura	C_{tl}	—	—	—	—	—	—	—	•	—
Factor de corrección de Presión (líquidos)	C_{pl}	—	—	—	—	—	—	—	•	—
Factor de Presión	F_{pm}	—	•	—	—	—	—	—	—	—
Factor de supercompresibilidad	F_{pv}	—	—	—	•	—	—	—	—	—
Factor del cuadrado de supercompresibilidad	S	—	•	—	—	—	—	—	—	—
Densidad	ρ	•	—	—	—	—	—	•	—	—
Cuadrado de la densidad	$\sqrt{\rho}$	—	—	•	—	•	—	—	—	•
Gravedad Específica (gases)	F_g	—	—	—	•	—	—	—	—	—
Gravedad-Fact. Temperatura-Líquidos	F_{gt}	—	—	—	—	—	•	—	—	—
Factor de corrección del medidor	MF	•	•	—	—	—	—	•	•	—
Conteo	CNT	•	•	—	—	—	—	•	•	—
Constante				1.0618		1.0618				
Factor de vapor	F_s									•
Factor. Numero de Reynolds	F_R	—	—	•	•	•	•	—	—	•
Factor de expansión	Y	—	—	•	•	—	—	—	—	•
Factor. Base. Temperatura	F_{tb}	—	•	—	•	—	—	—	—	—
Factor. Expansión térmica del orificio	F_a	—	—	•	•	•	•	—	—	•

2.4. CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA DE MEDIDORES DE FLUJO.

Una vez expuestos los principios de operación de los diferentes sistemas de medición de flujo para casi cualquier fluido, procedemos a analizarlos, empezando por contestar esto. ¿Son todos ellos medidores Útiles para sistemas críticos? (refiriéndonos a nuestra hipótesis)

2.4.1. *Variables Técnicas*

Para ello seleccionaremos las variables que les sean comunes a todos y que en función de ellas podamos discriminar y comparar las virtudes y desventajas que ofrecen cada uno de ellos en el sentido de comprobar nuestros 3 postulados de hipótesis.

Observamos que para que un medidor cumpla con funciones de fiscalización, es decir de custodia y transferencia, es necesario según el CENAM₇₅ cuente con una exactitud muy alta (superior 99.5%). Esto deja fuera a casi la totalidad de los sistemas de primera generación y segunda generación de medidores.

Todos los medidores no importando su naturaleza nos darán un resultado dentro del límite de sus capacidades pero este resultado siendo analizado bajo el marco de las exigencias necesarias para ser una lectura útil como producto de una operación de transferencia de custodia queda por demás descartado sino satisface los lineamientos técnicos previstos en este caso en el AGA 9 y que son comunes a cualquier medición como concepto mas no como valor. Estas variables son:

Variables Técnicas de Estudio^{7.2.2}:

- Exactitud e incertidumbre
- Precisión
- Operabilidad

- Universalidad
- Rangeabilidad

Estas variables obedecen a conceptos, que aunque no son desarrollados por el momento (Ver sección de vocabulario 7.2) representan el pilar de validación de una lectura de flujo como buena.

Por otra parte, y volviendo en primera instancia a tratar los medidores diferenciales de presión, recordemos que estos caracterizan por contar con un elemento primario que crea una diferencia o caída de presión entre 2 puntos y cuyo valor dependerá indirectamente de la velocidad y densidad del fluido, la diferencia será registrada por un elemento secundario. Es sencillo y rápido el proceso, pero no necesariamente el mejor.

Muy diversos tipos de elementos primarios han sido usados para producir la diferencia de presión, pero los más comunes ya los mencionamos en el apartado anterior.

En éste sentido podemos comenzar por citar que cada uno de éstos medidores, presentan ciertas limitaciones, algunas de ellas de índole operativa; y otras de carácter inherente a su diseño. Por ejemplo, hablando de los medidores basados en el principio de presión diferencial, tenemos que al presentarse dicha caída de presión los materiales de construcción se ven expuestos a un desgaste degenerativo del elemento medidor, tratase este de la placa misma o del tubo o del la contractura de la línea. Esto representa erosión, lo cual modifica la geometría original de sistema.

En lo que respecta a su dependencia por las características del fluido que miden, no hay más que echar un vistazo a sus ecuaciones de diseño (sección 2.2.5). Todo depende de la densidad; la viscosidad; la temperatura; la presión. En resumen estos sistemas, en el mejor de los casos nos dan un porcentaje de desviación cercano entre el 1.0 al 3.0%.

Resumiendo, veamos las desviaciones típicas que se presentan en los medidores de presión diferencial₃₃ comparadas contra las generadas por medidores de tercera generación:

Tabla 2C. Incertidumbre en Medición

TIPO DE MEDIDOR DE FLUJO	% INCERTIDUMBRE PROMEDIO.
Venturi	2.00
Placa de orificio	3.00
Tobera	3.5
Boquilla de Flujo	2.5
Pitot	3.0
Turbina	0.3 Promedio
Coriolis	<0.5

A simple vista es notable que los sistemas de medición basados en presión diferencial, cuya desviación o incertidumbre oscila entre un 1-3% siendo su condición de equipos nuevos y hasta un 7% cuando lleva más de 5 años de operación continua, no representa una alternativa viable para los fines que buscamos, que recordemos es tener una lectura con un error máximo permisible de **0.3%**.

2.4.2. Impacto Económico

Reflexionemos que mayores desviaciones representan en términos reales pérdidas millonarias; si se considera por ejemplo que nuestras importaciones de gas natural en el 2004 en promedio ascendieron a 766 MMPCSD (21.69 millones de metros cúbicos), estos accedieron al país por algún lugar y fueron medidos en alguna o algunas de las estaciones de transferencia con que contamos, si suponemos que nuestros sistemas de medición tienen una incertidumbre promedio del 3%, esto representaría que aproximadamente 650,700m³/día (22.98 MMPCSD) se estarían perdiendo por algún lugar, y representa para la nación una pérdida económica muy fuerte.

Analizando el punto, tenemos que el precio promedio del gas natural promedio fue de 4.5\$/MMBTU reportado por la CRE (Comisión Reguladora de Energía) en 2004, por lo que si consideramos que el gas natural es un combustible particularmente calorífico y su poder calorífico esta entre es de 9,000 a 12,000 kcal/m³ (35,714.88 a 47,619.84 BTU/m³)

Para el caso de estudio si consideramos esta perdida tendríamos:

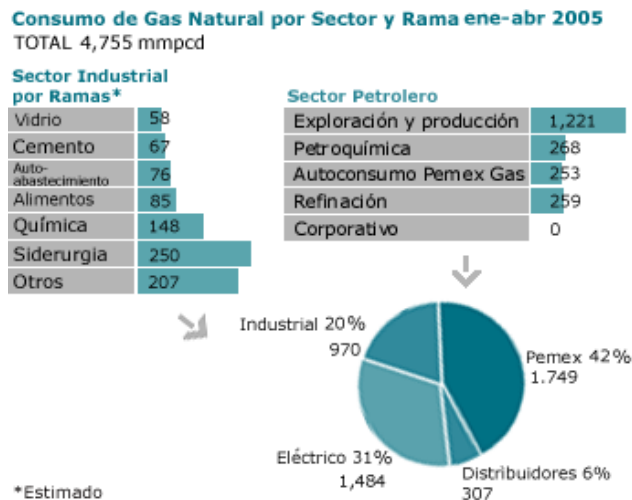
$$650,700 \text{ m}^3 / \text{D} * \left(\frac{36,000 \text{ BTU}}{\text{m}^3} \right) = 23,425.2 \times 10^6 \text{ BTU} / \text{dia}$$

Lo cual representa:

$$23,425.2 \times 10^6 \text{ BTU} / \text{dia} * \left(\frac{4.5 \text{ USD}}{10^6 \text{ BTU}} \right) = 105,413.4 \text{ USD} / \text{dia}$$

Esto representa alrededor de \$38,475,891.00 USD al año solo por no medir con el instrumento adecuado.

Resulta sorprendentemente una suma millonaria. Parece no ser tanto nominativamente hablando refiriéndonos a un país, pero para productos como este la demanda es muy amplia.



Cuadro 2D. Distribución del Consumo Nacional de Gas Natural

Por otra parte, y aunque nos es motivo central de este trabajo pero puede ser mas ilustrativo si se tratara de un medidor de flujo para LÍQUIDOS tendríamos que analizar el caso del crudo, vital para México. Las exportaciones de crudo del año 2004 (ver anexo 7.3) éstas están del orden de 1,843,000.00 bbd, el 3.0% (valor promedio de un sistema tradicional) es equivalente a 55,290 bbd. Si su valor de venta fue de \$32.29 USD³, en promedio, tenemos una perdida de \$1,785,314 USD diarios (651,639,610.00 dólares). Cifra por demás considerable tomando en cuenta que es imputable solo a No medir adecuadamente. Obviamente, en ningún momento debemos permitimos hacer esto.

Ambos ejercicios son asombrosos y nos dan mucho de que pensar si tomamos en cuenta que el presupuesto para instituciones como la Universidad Nacional tienen un presupuesto anual no mayor a 15,000 millones de pesos, es decir 1,327 millones de dólares⁴. 34 veces el presupuesto de nuestra alma Mater.

Reflexionando sobre lo expuesto por los ejercicio anteriores nos hacen ver la magnitud de ese aparentemente insignificativo error de 3.0%, el cual es el mas conservador referente. Recordemos que muchos de ellos con el uso y la falta de mantenimiento llegan a desviarse hasta un 7.0%.

Afortunadamente existen alternativas tecnológicas que nos ofrecen un mejor panorama además de los medidores ultrasónicos como lo son los medidores de flujo tipo turbina y los medidores de desplazamiento positivo (2 de los sistemas de última generación) cuyo uso es muy usual en operaciones de custodia y transferencia, el problema es que lamentablemente estos adolecen de ciertas limitaciones como alteraciones en lectura por variaciones en las condiciones de operación tales como: temperatura, presión, densidad, viscosidad. Además de ser muy sensibles a cambios en el régimen de flujo y en las condiciones de instalación. Esto afecta notablemente su viabilidad operativa en sistemas críticos, porque son muchas las variables que alteran su lectura; esto quiere decir de

³ Valor promedio 3° semana de noviembre, 2004

⁴ Dolar a 11.30 pesos por unidad

ninguna forma que sean malos medidores, sólo que, dependen de más variables para dar su lectura, aun cuando su incertidumbre esta por debajo del **0.3%**. Límite propuesto por el Centro Nacional de Metrología (CENAM)⁷⁹.

Todos y cada uno de los sistemas de medición ofrecen ciertas ventajas a las que no podemos dar la espalda si de lo que se trata es solo medir o cuantificar en bulto la cantidad de materia. La importancia real radica en determinar cuando estos sistemas nos ofrecen una alternativa real de medición con un porcentaje de error mínimo. Esto reduce considerablemente la lista de candidatos, básicamente hasta quedar solo los llamados de tercera generación²⁹. De estos trataremos en el capítulo siguiente a mayor detalle.

Capítulo 3

MEDICIÓN DE FLUJO ULTRASÓNICA

3.1. ANTECEDENTES

La medición ha sido una de las actividades que desde la antigüedad ha apasionado al hombre y con la evolución de este se ha venido sofisticando cada vez más al grado que en la actualidad nos encontramos inmersos en un ambiente gobernado por la medición de casi cualquier cosa que se pueda imaginar.

En el campo de la ciencia, particularmente de la ingeniería, la medición es una práctica que es por completo imprescindible en todo momento; especialmente en lo que se refiere a magnitudes físicas escalares, la masa, el volumen, el tiempo, el peso, etc., y combinaciones de éstas, como lo es el flujo ya sea éste másico o volumétrico por ejemplo.

Los matices que adquiere conocer cuanto estamos manejando de las cosas nos dan cierto poder. Poder para decidir que hacer con el, nos permite planear, ahorrar, da idea de nuestros alcances y limitaciones, y esto es realmente cada vez más importante. El conocimiento es poder.

En este sentido la medición de la cantidad de dinero que tenemos; o de la cantidad de víveres que se tienen almacenados para pasar el invierno, o la cantidad de gente que hay que alimentar con esos víveres resulta crítico para cualquier líder de alguna tribu antigua; y no han cambiado mucho las cosas en la actualidad, la necesidad de saber nuestra posición en el mercado es primordial.

En el campo de la ingeniería nos es importante saber cuanta materia se alimenta a un reactor; cuanto catalizador se debe suministrar a la torre y en cuanto tiempo se debe de hacer; cuanta agua se debe suministrar desde nuestro sistema de agua de enfriamiento a los intercambiadores de calor; o simplemente cuanto debo de cobrar por el crudo o gas natural que le estoy suministrando a un cliente u otra planta del complejo. Son

preguntas realmente básicas y casi imperceptibles dentro de lo complejo que es el mundo industrial en el que estamos inmersos.

Llevar cierta cantidad un fluido desde un punto "A" a un destino "B" resulta no ser tan trivial en estos términos. El origen y destino en estricto sentido no importa para los fines de este trabajo; lo que importa es como hacemos para medir y saber que en verdad enviamos la cantidad que queremos. Esa es la clave del juego.

Entrando en materia, en lo que se refiere a la medición de flujo se han venido manejando distintos sistemas que van desde el uso la vieja placa de orificio, el tubo Venturi del siglo antepasado, hasta el uso de medidores de turbina, Vortex, que operan en nuestras instalaciones desde la segunda mitad del siglo XX hasta nuestros días. Los principios de operación son por demás distintos y similares al mismo tiempo entre ellos, pero obedecen a una tecnología hoy por hoy obsoleta y poco exacta y por mucho menos precisa, que si bien dan una buena idea de la proporción, no dan los resultados esperados cuando lo que interesa es tener lecturas con un porcentaje de error menor al 0.5% del flujo lo cual en altos volúmenes, representa sumas millonarias.

Cuando queremos saber cuanta agua nos llega nuestros hogares para así pagar por ella, realmente no es importante si esto se hace con un medidor Vortex o con un medidor de propela, ya que el valor del producto hasta el día de hoy es muy "barato"; pero esto cobra matices de importancia estratégica cuando se trata de la cantidad de gas natural que se compra o se vende en volúmenes de millones de pies cúbicos; o quizá cuando exportamos vía dúcto millones de barriles de crudo a un precio promedio de \$38.00 USD cada uno. Una desviación en la lectura del volumen facturado representa pérdidas realmente millonarias como lo vimos en el ensayo del capítulo anterior. Es decir el valor inherente al producto nos obliga a cuidar mejor de él.

3.2. PRINCIPIO DE MEDICIÓN ULTRASÓNICA

Una vez analizados los distintos beneficios y aportaciones que nos ofrecen los sistemas de medición actuales, y entrando en materia sobre las ventajas que pueden dar sobre ellos el uso de medidores de última generación como los medidores de flujo ultrasónicos, nos referiremos a que en principio para estos últimos existen 2 principios de operación y en consecuencia dos vertientes tecnológicas (como se comentó brevemente en el capítulo anterior).

- Tiempo de tránsito
- Doppler.

En principio los métodos de la medida son absolutamente diferentes. Los medidores de flujo del tipo tiempo del tránsito utilizan en principio dos transductores para enviar una señal ultrasónica a partir de un lado de la tubería al otro. Un transductor es un remitente y el otro es un receptor. La señal ultrasónica se envía con el flujo y contra el flujo. Cuando la señal viaja con el flujo, tiene una velocidad más alta que cuando viaja contra el flujo. La diferencia entre estas dos velocidades es proporcional al **índice de flujo**.

Al igual que los medidores de flujo del tipo "tiempo del tránsito", los medidores de Doppler utilizan los transductores para enviar una señal ultrasónica en el flujo. Sin embargo, en vez de enviar la señal a un receptor en el otro lado de la tubería, los medidores de Doppler despiden la señal al encontrarse con burbujas o de partículas en la corriente de flujo (ideal para fluidos no limpios). El encontrarse con pequeños obstáculos implica desviación en las señales emitidas por el transductor lo cual a su vez da por resultado un cambio en la frecuencia. Este cambio de la frecuencia es proporcional al **índice de flujo** bajo ésta tecnología.

Los medidores de flujo ultrasónicos de "tiempo del tránsito" trabajan particularmente en su mayoría con **los fluidos limpios**, aunque los avances en tecnología de proceso

electrónica les han permitido ser utilizados con los líquidos que contenían algunas impurezas.

Los medidores de flujo de Doppler, por el contrario, requieren la **presencia de impurezas** en la corriente de flujo. La exactitud de los medidores de flujo del tiempo del tránsito es mejor que la de los medidores de flujo de Doppler. Sin embargo, medir el flujo de líquidos sucios es una medida más difícil que la medición del flujo de líquidos limpios; pero no por eso menos importante. Recordemos que para el caso de nuestro país, en lo que se refiere a hidrocarburos, los nuestros se caracterizan por tener un alto contenido de pesados e impurezas que aún cuando refinado y convertido en mezcla mexicana, se vende en cantidades muy importantes al extranjero.

3.2.1. Innovaciones en el Diseño de Medidores Ultrasónicos.

La innovación es el elemento clave que explica la competitividad como se menciona en el capítulo 2. Tradicionalmente referirnos a medidores de flujo ultrasónicos, nuestra mente lo asocia casi de inmediato con los equipos robustos de antaño que solían ser sujetados por cinturones o abrazaderas a la línea de proceso, Esos prácticamente para operaciones de custodia, son parte de la historia. Su aportación histórica fue buena, pero en nuestros días muy limitada pero no en desuso ya que estos han encontrado cabida en operaciones con otros fluidos y con otros objetivos.

Así pues entre tanto operativamente se ha determinado que **Todos los medidores de flujos ultrasónicos para gas** se basan en el **principio del tiempo del tránsito** en línea; Los medidores ultrasónicos de abrazaderas o cinturones hoy en día se utilizan para hacer lecturas de flujo en líneas que se encuentran remotas o en cuya localización no es factible instalar otro sistema por las implicaciones logísticas de éste. Los medidores de flujo de abrazaderas dentro del mercado ultrasónico del flujo ocupan un sitio que esta fuera del alcance de este trabajo. No por tratarse de un sistema que sea malo, sino que simplemente no cumple con los requerimientos de custodia y transferencia. Recordemos

que estos medidores solo se montaban sobre la línea; se sujetaban; y median a través de enviar la señal ultrasónica a través de la pared de la tubería a un transductor montado en el otro lado de una tubería, lo cual necesariamente aumenta considerablemente el porcentaje de error.

En sus inicios estos medidores presentaron una gran ventaja dado que eran y son capaces de medir un flujo sin que ningún elemento entre en contacto directo con el fluido, es decir son medidores totalmente no-intrusivos; pero a su vez aportaban también un margen de error en las lecturas ya que introducen algunas incertidumbres en la medida del flujo. El material en la pared de la tubería desvía la onda acústica, así que es provechoso saber la composición del material de la pared de la tubería al montar en el la abrazadera del medidor de flujo (lo cual es poco probable). El material de la pared también tiene el efecto de debilitar la señal ultrasónica sin contar además que el diámetro interior de la tubería se puede disminuir por la acumulación en la tubería.

El uso de los transductores (sensores emisores y/o receptores de la onda ultrasónica) que entran en contacto con el fluido se les llama sensores mojados y son instalados en los medidores ultrasónicos Spoolpiece (carrete) que se utilizan para medir el flujo de gas y el flujo líquido. Es sobre este tipo de medidores que nos enfocaremos y no al de abrazaderas.

Bajo este esquema, y hablando solo de los medidores montados en carrete (o spoolpiece) se han hecho esfuerzos considerables por documentar la experiencia lograda tanto en diseño, como en instalación y operación de estos sistemas; de modo que instituciones como la ***Groupe Europeen de Recherche GaziSres (GERG)*** publicó la monografía técnica sobre este tema en el No. 8 de su edición de 1995⁴². Éste documento organizó y presentó los criterios para usar los medidores de flujo ultrasónicos para la transferencia de la custodia del gas natural. Lo cual causó en Europa un aumento en el uso de medidores de flujo ultrasónicos para la transferencia de la custodia.

En junio de 1998, la asociación americana del gas (AGA)⁴¹ siguió el ejemplo de sus homólogos europeos y publicó su reporte AGA-9, que también enumeró los criterios para usar los medidores de flujo ultrasónicos para la transferencia de la custodia del gas natural. Desde 1998, el mercado ultrasónico para medir flujo del gas de la transferencia de la custodia se ha convertido en el segmento cada vez mayor y más rápido del mercado del medidor de flujo.

Los factores económicos, más que los técnicos han favorecido el desarrollo y proliferación de sistemas de medición de flujo ultrasónica, particularmente para gas; pero con la creciente alza de los precios del petróleo que también subieron sobre los \$30.00 dólares por barril durante el invierno de 2004 han hecho dar cuenta que se tiene que tomar medidas para estandarizar los lineamientos de diseño y construcción de los sistemas de medición de flujo para líquidos.

El Instituto Americano del Petróleo (API), siguiendo el ejemplo de la AGA y la *GERG*, ha dado el primer paso y ha publicado un primer estándar borrador (draft)₂₀ que marca los lineamientos para el diseño, instalación y utilización de los medidores de flujo ultrasónicos para la medida líquida del flujo. Estos progresos contribuye a desarrollar la documentación de la experiencia adquirida en el desarrollo de estos sistemas, que aún cuando operan bajo el mismo principio que los de gas, la naturaleza del fluido es por demás distinta.

México no se ha quedado al margen de ésta posición, y aunque lentamente, se ha manifestado por probar y beneficiarse de las virtudes que éstos sistemas le pueden ofrecer; particularmente nos referimos a la investigación, desarrollo y presentación del proyecto de norma NFR-081-PEMEX-2004, que fue concebida y desarrollada al paralelo del presente trabajo y en cuyos inicios se contó con la colaboración de algunos de sus técnicos participantes, en particular sobre esta última podemos abundar que representa

por si misma un esfuerzo por estandarizar el uso de este sistema de medición ya que se proyecta ser uno de los sistemas de medición del futuro hoy..

Es un hecho que esta despertando el interés de las naciones, y es por ello también qué es importante presentarlo como un proyecto de implementación y adopción de una tecnología nueva.

Entrando en materia, a la fecha ha existido e incomodado un mito en relación con la proporcionalidad existente entre el número de trayectorias (y por consiguiente número de sensores) que debe tener un medidor de flujo ultrasónico. Se dice que entre más trayectorias tenga un medidor, mejor cubre el espectro de flujo y su lectura será "mas exacta"; por el contrario la antitesis dicta que entre más trayectorias existan se aumenta el error de lectura, ya que cada sensor tiene asociado una incertidumbre, por lo que a más sensores más incertidumbre. En este trabajo se abordan ambas hipótesis y aunque de cierta forma son completamente validas no presentan elementos suficientes para poder ser aceptadas como aseveraciones universales ya que son mucho más las variables implicadas en este juego.

Los medidores de flujo ultrasónicos usados para la transferencia de la custodia del gas natural tienen "tradicionalmente" cuatro, cinco, o seis trayectorias, dependiendo de la tecnología del fabricante. Pero algunos los manejan de dos o de 1 o quizá de 18 trayectorias, como el que desarrollo la compañía Herman Faure en 2002; la realidad es que mientras no exista todavía un consenso técnico sustentable que defina que factores son los que influyen y tienen un efecto directo sobre la exactitud del medidor, aumentar el número de trayectorias más allá de seises es puramente ocioso.

Algunos especialistas sostienen que un número creciente de trayectorias proporciona más información sobre el proceso. Así los fabricantes y diseñadores pueden esperar continuar haciendo la investigación sobre los méritos del tener más trayectorias en sus

medidores de flujo ultrasónicos. Una desventaja potencial del tener más trayectorias es que proporciona una fuente del error potencial adicional, como se menciono anteriormente.

Los medidores de flujo ultrasónicos son una de las tecnologías cada vez más utilizadas, son más rápidas en dar respuesta a la lectura de la medida del flujo, con una precisión excepcional lo que en el mundo le ha ganado la aceptación completa con el reconocimiento de sus capacidades únicas.

Se utilizan con éxito en una amplia cantidad de procesos. Ganaron renombre mientras que los progresos tecnológicos aumentaron substancialmente su exactitud y gama de condiciones de proceso que pueden manejar. Las mejoras en medidas altamente exactas del tiempo del tránsito abrieron una brecha para los medidor de flujos ultrasónicos en el proceso de señal mejorado en los 80's. En los inicios de los 90's dieron lugar a la capacidad de medir los líquidos no totalmente limpios. Con la introducción de los diseños de canal múltiples algunos fabricantes han desarrollado el primer medidor de flujo ultrasónico líquido en el mundo bastante exacto para los usos de la transferencia de la custodia del aceite y de los productos de aceite, y hoy en día de petróleo, gasolinas, diesel y otras sustancias químicas de alto valor agregado.

Los medidor de flujos ultrasónicos pueden utilizar principios de operación sencillos y distintos, como lo mencionamos en el capítulo anterior, pero sea éste el principio del tiempo del tránsito o de la cambio de Doppler ambos ofrecen lo que buscamos, precisión, exactitud en tiempo real.

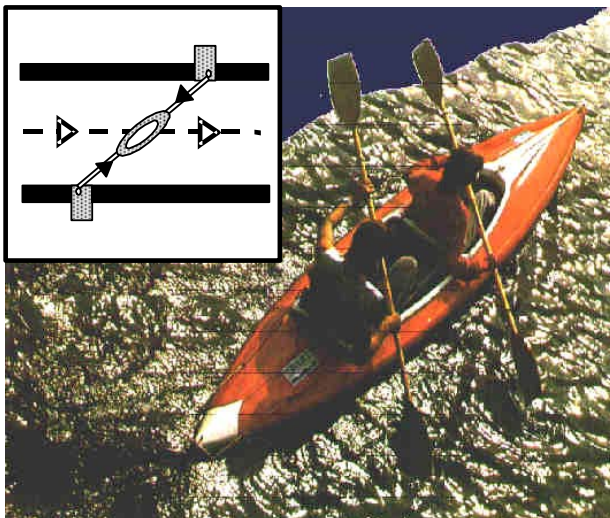
Cada uno de estos dos principios es desglosado a continuación de forma que sea posible presentar una visión general de los alcances que tienen y que se pueden desarrollar de ésta alternativa de medición basada bajo éstos 2 principios operativos y en consecuencia

poder apreciar los criterios e innovaciones que a la vanguardia los mantienen en el creciente mercado operativo.

3.2.2. *Principio de Tiempo de tránsito*

La idea básica del método diferenciado del tiempo del tránsito es absolutamente simple y se puede ilustrar con el ejemplo ya clásico de las dos canoas que cruzan el excedente del río la misma línea diagonal en direcciones opuestas, una que va río abajo con el flujo y una que va contra la corriente contra el flujo. La canoa que va con el flujo tomará menos tiempo para alcanzar el otro lado que la que está que se mueve contra el flujo

Los medidores de flujo ultrasónicos utilizan las ondas acústicas o los pulsos enviados con el medio para establecer el flujo volumétrico. Las ondas acústicas o las señales acústicas se comportan de manera semejante como las canoas en el ejemplo anterior. Un transductor transmite una señal río abajo con el flujo. Un segundo transductor transmite una señal contra la corriente contra el flujo a lo largo de la misma trayectoria. Una onda acústica que va con el flujo viaja más rápidamente de uno contra el flujo. El tiempo que los pulsos acústicos toman al recorrido a través, con y contra el flujo, se mide hoy en día con mucha exactitud. La diferencia en tiempos del tránsito es directamente proporcional a la velocidad media de flujo en el medio. **El flujo volumétrico es el producto de la velocidad media multiplicada por la sección transversal de la tubería.**

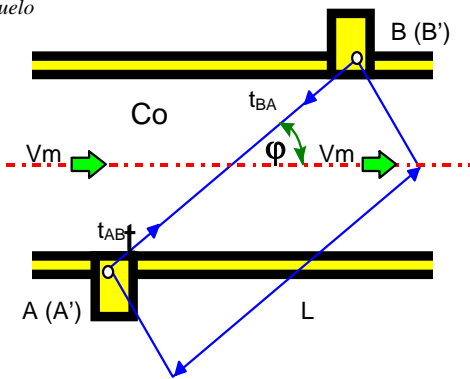


Un par de los transductores, **A** y **B**, se coloca de cualquier lado de una tubería (véase el cuadro 3.1). La trayectoria entre los puntos **AB** tiene una longitud **L**. Entonces la velocidad promedio en el medio la línea de medida es V_m . La trayectoria de medida L forma un ángulo φ con la componente

vectorial de la velocidad promedio en el medio.

Cuando la se transmite una señal desde A hasta B, éstas necesitan un tiempo T_{AB} para llegar a B. El tiempo T_{AB} es igual a la longitud de la línea de medición L, dividida por la velocidad de propagación o caudal (V_{AB}) de la señal acústica entre a y B. De modo que la velocidad V_{AB} es igual a la velocidad de la luz (C_0) en el medio mas la velocidad del medio en la dirección de BA ($V_m \cos \varphi$)

Cuadro 3.1: Tiempo del tránsito o Principio de vuelo



En la dirección B a A la señal requiere de más tiempo para hacer su recorrido, aún cuando este siga siendo la misma distancia L, ya que ahora va en contra de la corriente de flujo. V_{BA} es igual a la velocidad del sonido en el medio (C_0), menos la velocidad del medio en la dirección del BA ($V_M \cos \varphi$).

- A (A') = sensor A, transmisor y receptor
- B (B') = sensor B, transmisor y receptor
- C_0 = velocidad sonido del fluido que fluye
- GK = factor del medidor
- L = longitud de la viga que mide, distancia entre el sensor A y B
- T_{AB}, T_{BA} = tiempo del tránsito de ondas ultrasónicas del sensor A al sensor B y B a A.
- V_{AB}, V_{BA} = índice de la propagación de ondas ultrasónicas entre el sensor A y B, y B y A
- V_m = velocidad media del líquido que fluye
- φ = ángulo entre el eje de la tubería y L

El tiempo del tránsito en la dirección en sentido descendente, el punto A a B, está:

$$(1) \quad T_{AB} = \frac{\text{Long. ruta acustica}}{\text{Velocidad de la onda de sonido}} = \frac{L}{V_{AB}} = \frac{L}{C_0 + V_m(x) \cdot \cos(\varphi)}$$

El tiempo del tránsito en la dirección por aguas arriba, el punto B a A, está

$$(2) \quad T_{BA} = \frac{\text{Long. de ruta acústica}}{\text{Velocidad de la onda de sonido}} = \frac{L}{V_{BA}} = \frac{L}{C_0 - V_m(x) \cdot \cos(\varphi)}$$

De acuerdo con estas primeras dos ecuaciones la diferencia en tiempos del tránsito puede ser calculada como:

$$(3) \quad \Delta T = \frac{2 \cdot L \cdot V_m \cdot \cos \varphi}{C_0^2 - V_m^2 \cdot \cos^2 \varphi} = \frac{V_m \cdot 2 \cdot L \cdot \cos \varphi \cdot (T_{AB} \cdot T_{BA})}{L^2}$$

Sabemos que la diferencia en tiempos del tránsito es proporcional a la velocidad media de flujo en el medio. De acuerdo con las ecuaciones antedichas podemos deducir que la velocidad media V_m es:

$$(4) \quad V_M = \frac{L}{2 \cdot \cos \varphi} * \frac{T_A - T_B}{T_{AB} \cdot T_{BA}}$$

El primer factor $\left[\frac{L}{2 \cdot \cos \varphi} \right]$ se conoce como el factor- k (**GK**), el cual es una constante del medidor que se pueda definir por la calibración.

De este análisis es posible darnos cuenta que, basándonos en el principio de medición de flujo ultrasónica que en relación a la ruta acústica que recorre la onda a través del medio, esta:

- Es independiente de la densidad.
- Independiente de la Viscosidad.
- Independiente de la velocidad del sonido.

Esto es una conclusión importante, porque significa que el medidor de flujo ultrasónico para líquido (en este caso) se puede calibrar en el agua y utilizar en productos de aceite sin una recalibración utilizando específicamente el producto para el que fue puesto en servicio.

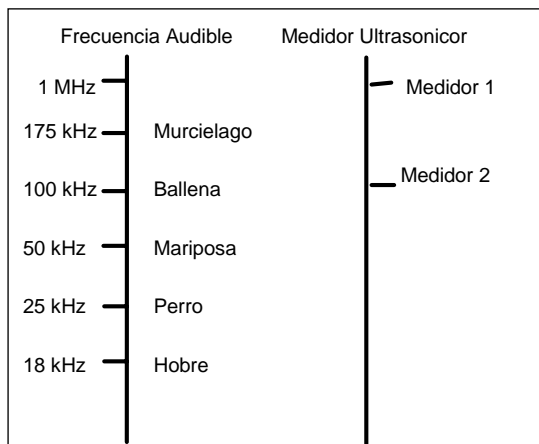
Por otra parte en lo que se refiere a la velocidad del sonido en si misma depende del medio en que se propague, así por ejemplo podemos citar algunos ejemplos de velocidades (Tabla 3.1) que pueden ayudarnos a identificar en que rango se encuentran las ondas ultrasónicas utilizadas en la medición.

Tabla 3.1. Velocidades de propagación del sonido

Gases	Velocidad	Líquidos	Velocidad	Sólidos	
Aire	1,082 ft/s	Agua	4,869 ft/s	Acero	19,357 ft/s
Metano	689 ft/s	Agua	4,921 ft/s	RVS	18,996 ft/s
Cloro	689 ft/s	kerosene	4,331 ft/s	PVC	6,955 ft/s
Helio	3,166 ft/s	Crudo	4,429 ft/s	Vidrio	18,373 ft/s
Oxígeno	1,037 ft/s	Glicerol	6,234 ft/s	Bronce	15,420 ft/s
Nitrógeno	1,096 ft/s	Agua de mar	5,020 ft/s	Plomo	5,030 ft/s
				Berilio	42,323 ft/s

1ft= 0.254m

Para ser más claro, las frecuencias utilizadas por los medidores ultrasónicos están por



debajo de las que podría un humano detectar con su oído. En teoría se dice que una ballena es capaz de captar dichas frecuencias pero para nuestro caso bastaría comentar que un medidor de flujo ultrasónico trabaja con ondas con frecuencias de 10 a 100 veces más grandes (fig. 3.2).

Fig. 3.2 Perfil de frecuencia de ondas sónicas y ultrasónicas.

3.2.3. Perfil de flujo y número de Reynolds

En vista de la trayectoria de la medida de la velocidad de las ondas acústicas es cuantificable, parece obvio que la velocidad media del flujo entre los detectores

acústicos está medida completamente; pero en realidad ésta velocidad medida no representa la velocidad media requerida del flujo, debido al hecho de que la velocidad del flujo a través de la tubería no es completamente uniforme en el interior de la tubería, sino que presenta una distribución que a su vez tiene una cierta proporcionalidad con el perfil de flujo. Dos éstas podemos distinguir principalmente 2 principales. Éstos son flujo laminar y el flujo turbulento (Fig. 3.3).

Por medio del número de Reynolds (Re) es posible determinar cuáles de los dos perfiles del flujo están presentes dentro de la tubería. El número de Reynolds refleja el comportamiento de los líquidos que atraviesan una tubería, y como sabemos representa el cociente entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas en fluidos.

$$R_e = \frac{\rho \times \bar{v} \times D}{\eta}$$

El número de Reynolds se puede calcular como

Donde " ρ " es la densidad, " v " es la velocidad media, " D " es el diámetro interno de la tubería, y " η " es la habilidad para generar esfuerzo debido a la viscosidad.

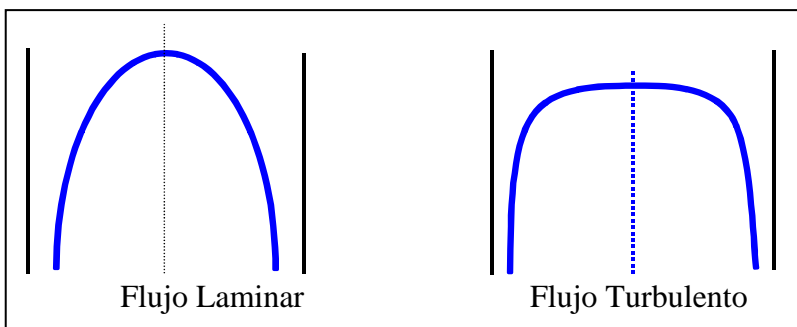


Figura 3.3: Perfil de Flujo Laminar y turbulento

En la teoría para los números $Re > 2300$ allí serán un perfil turbulento del flujo (forma aplanada), mientras que para los números $Re < 2300$ el perfil laminar (forma parabólica) habrá sido establecido.

En la práctica sin embargo, existe también una zona llamada de flujo transicional donde es más difícil de poder determinar el perfil que aparecerá y que de alguna manera podría decirse afecta la operación de los medidores; ésta zona situada entre los 1500 y 4000 representa un intervalo que es conveniente tener cuidado de no estar si estamos en la etapa de diseño del medidor.

3.2.4. Efecto del Perfil de Velocidad en Líquidos

Existen pocos efectos directos que distorsionen la lectura de un medidor de flujo. Podemos afirmar que para los líquidos con las partículas y para los gases las burbujas influenciarán directamente la velocidad media.

Los progresos en tecnología de proceso electrónica durante los 20 años pasados han mejorado drásticamente la capacidad de los medidores de flujos ultrasónicos del tipo tiempo del tránsito para medir exactamente los líquidos en los cuales las partículas y las burbujas del gas están presentes. En el general para las medidas exactas se dan las pautas siguientes para colocar las trayectorias.

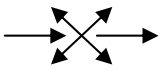
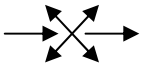
Valores de guía		
- Burbujas de Gas	≤1% (Vol %)	
- Sólidos / Partículas	≤5% (Vol %)	

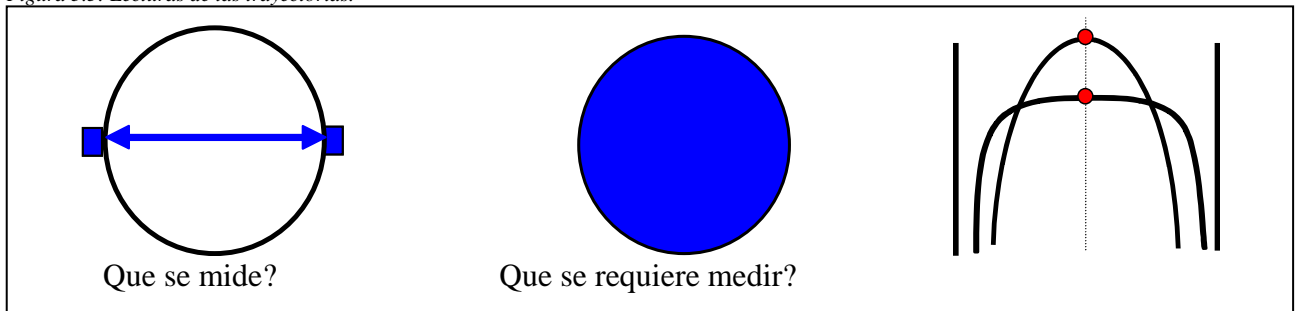
Figura 3.4: Guías de flujo

Medidor de flujos Ultrasónicos en línea para líquidos

Con los medidores de flujos ultrasónicos de un solo haz, los sensores A y B están situados en un arreglo simétrico en el exterior del tubo que mide en ángulo de 180°. La velocidad media del flujo se mide sobre una línea entre dos sensores. La medida del

flujo total es un producto de la velocidad media por el diámetro de la tubería. Entonces el flujo medio se hace sobre una línea, porque lecturas exactas es importante tener un perfil simétrico y completamente desarrollado del flujo. Uno quisiera idealmente medir la velocidad media sobre la sección transversal total de la tubería, en vez de la velocidad media sobre una línea.

Figura 3.5: Lecturas de las trayectorias.



Los medidores de flujo ultrasónicos de un haz o haz dual en la práctica no dan necesariamente la mejor lectura que se podría obtener además de que el requisito de un perfil simétrico y similar del flujo no pueden ser resueltos siempre. Para disminuir los efectos en el flujo asociados con cambios en viscosidad por ejemplo, se han desarrollado medidores de flujo ultrasónicos con dos o más trayectorias. El incrementar el número de trayectorias genera una mayor cantidad de información sobre el perfil del flujo, un funcionamiento mejor con respecto a perfiles de flujo no-asimétricos y consecuentemente lecturas más exactas.

Las ventajas de dos trayectorias (con sus transductores) se pueden demostrar en la figura 3.6 a la derecha.

Los suficientes funcionamientos en tramos rectos ayudan en gran medida para tener perfiles de flujo regulares, los cuales evidentemente al verse sometidos a cambios de dirección, por ejemplo, favorecen la asimetría en el perfil, lo cual a su vez afecta el funcionamiento del medidor.

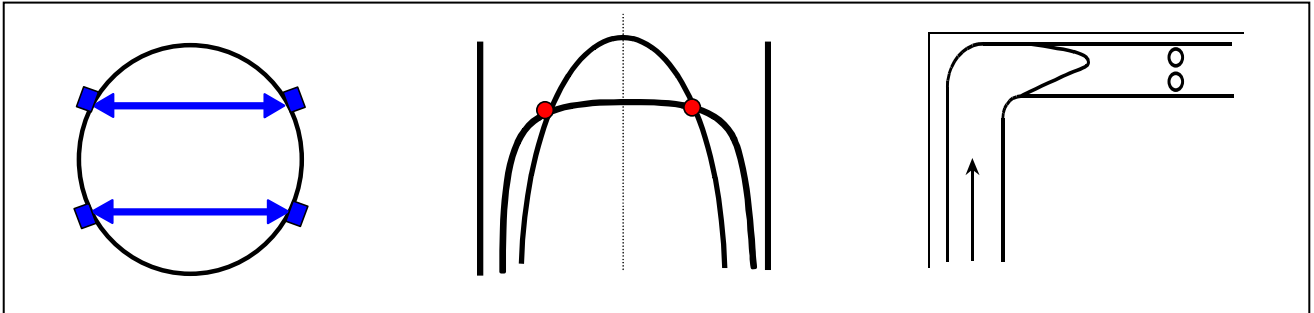


Figura 3.6: Lectura y trayectorias en la tubería recta.

Por otra parte, un Medidor de flujo Ultrasónico de Cinco trayectorias o transductores ofrecen una mayor cobertura frente a los datos que aporta uno con dos trayectorias y en consecuencia mejora substancialmente la exactitud de la medida, sin embargo, para los usos de la transferencia de la custodia, que es el caso que nos ocupa en este trabajo, se requiere una exactitud incluso más alta.

Después de una investigación extensa, algunas fabricantes/tecnólogos, introdujeron el primer medidor de flujo ultrasónico para resolver los requisitos rigurosos para la transferencia de la custodia de los productos de petróleo de alto valor. Las mejoras principales en exactitud se alcanzan, según la investigación, con la introducción de hasta cinco canales de la medida (diez sensores). Recordando lo que se menciona al inicio de este capítulo, en el sentido de la relación que existe entre el número de sensores y la exactitud, se encontró experimentalmente que se presenta una asintota si graficamos el número de canales con sensores vs. el por ciento de error; esto es más allá de 5 canales de medida no mejora substancialmente la precisión y exactitud con la que el medidor registra el flujo, lo cual vuelve ocioso colocar más de 5 canales; a menos de que por alguna razón no necesariamente técnica, así se quiera.

El acercamiento logrado con 5 canales de sensores da lugar a una abundancia de la información sobre el perfil del flujo, en condiciones laminares y en turbulentas del flujo. Permite medidas altamente exactas de la velocidad media de un flujo sobre la sección

transversal de la tubería y en consecuencia del caudal volumétrico. No se requieren en términos prácticos de más.

En el caso del comportamiento de los medidores en situaciones con perfiles asimétricos del flujo y que remolinan (región turbulenta), con 5 canales se aseguran obtener medidas altamente exactas del flujo sin que llegue la redundancia de información a convertirse en un problema de paralaje.

El perfil real de flujo poco a poco se ira generando con la ayuda de la tecnología que efectúa los cálculos ya antes mencionados en fracciones de segundo con lo que podemos obtener un barrido de las condiciones reales de una manera más real como lo vemos en la fig. 3.7.

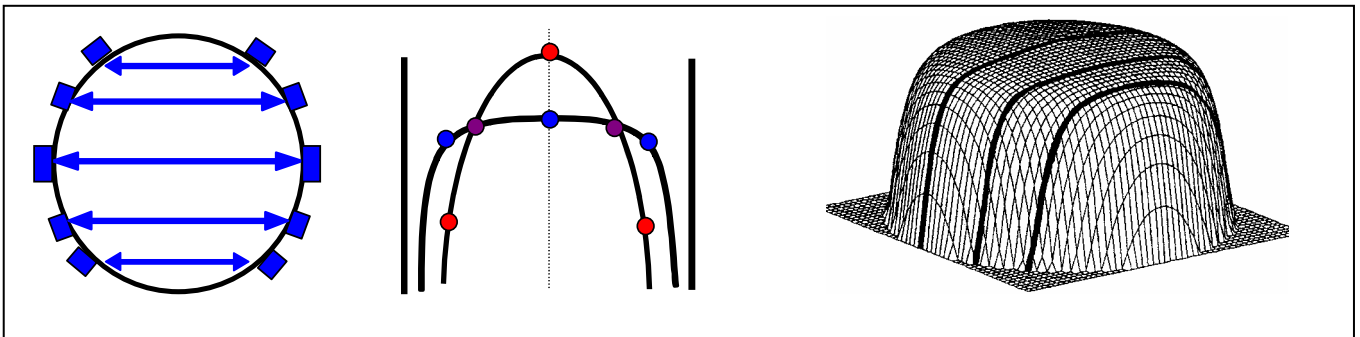


Figura 3.7: Perfil de lectura y trayectorias en la tubería.

Después de muchos años de investigación, también se ha logrado innovar en como hacer para reducir los efectos y dependencia en el diseño de estos sistemas, del perfil de flujo. Existe un método muy sencillo para favorecer la reconfiguración de perfiles de flujo ligeramente asimétricos, volviéndolos simétricos, sin provocar cambios considerables en las condiciones de transporte. El dispositivo es un confusor o acondicionador de flujo, el cual es simplemente una pequeña reducción concéntrica que reorganiza el perfil de flujo al afectar ligeramente uno de los elementos del Reynolds (el diámetro). Ver fig. 3.8.

Otro elemento que es importante mencionar, refiriéndonos a fluidos incompresibles, es que es posible eliminar el efecto que la viscosidad pueda tener sobre los sistemas de medición de flujo ultrasónicos, para lo cual observando la fig. 3.8

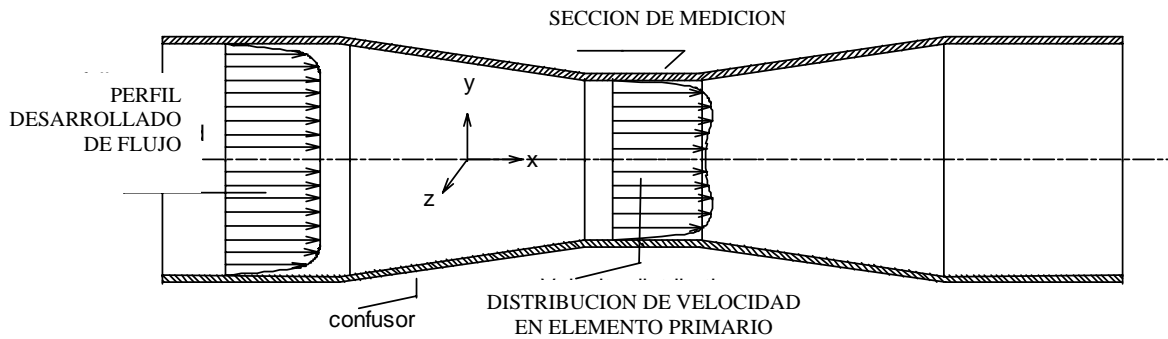


Figura 3.8: Perfil de lectura y trayectorias en la tubería.

La distribución de la velocidad o el perfil del flujo del flujo entrante es convertido completamente y asimétrico. La lectura asimétrica se construye, y por lo tanto el perfil del flujo en la sección que mide es asimétrico también. La distribución de la velocidad se puede definir como: $v(x, y) = f$ (distribución de la velocidad en la sección de entrada, el medidor de la geometría)

En caso de que de un flujo completamente desarrollado, la distribución de la velocidad en la sección de entrada dependa del número de Reynolds (Re). Con una geometría fija del medidor, la distribución de la velocidad en la sección que mide es una función de Reynolds también: $v=f(x,y,Re)$

La velocidad media a lo largo de una sección representativa del medidor es:

$$(1) \quad \langle v \rangle = \frac{1}{\pi R^2} \int_{-R}^R \int_{-\sqrt{R^2-x^2}}^{\sqrt{R^2-x^2}} v(x, y, Re) dx dy$$

R: radio del medidor sección transversal

$v(x,y,Re)$: velocidad de distribución.

El $V_m(x)$ medio de la velocidad a lo largo de una línea que mide m puede ser formulado como sigue:

$$(2) \quad v_m(x, Re) = \frac{1}{2 \cdot \sqrt{R^2 - x^2}} \int_{-\sqrt{R^2 - x^2}}^{\sqrt{R^2 - x^2}} v(x, y, Re) dy$$

Si en la fórmula (2) se aplica a la fórmula (1) la fórmula siguiente puede ser deducida (3)

$$\langle v \rangle = \frac{1}{\pi R^2} \int_{-R}^R 2\sqrt{R^2 - x^2} \cdot v_m(x, Re) dx$$

Para las líneas que miden de N , esta ecuación es aproximada en la práctica por los términos de N :

$$(4) \quad \langle v \rangle = \sum_{i=1}^N w_i \cdot v_m(x_i) + \varepsilon(Re)$$

Donde:

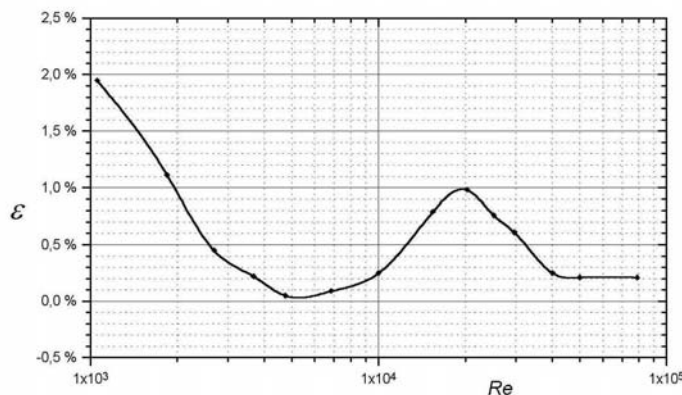
$V_m(x_i)$: Velocidad promedio a lo largo de x_i ,

w_i : Factor Constante de peso;

$\varepsilon(Re)$: Término residual originado como resultado discrecional

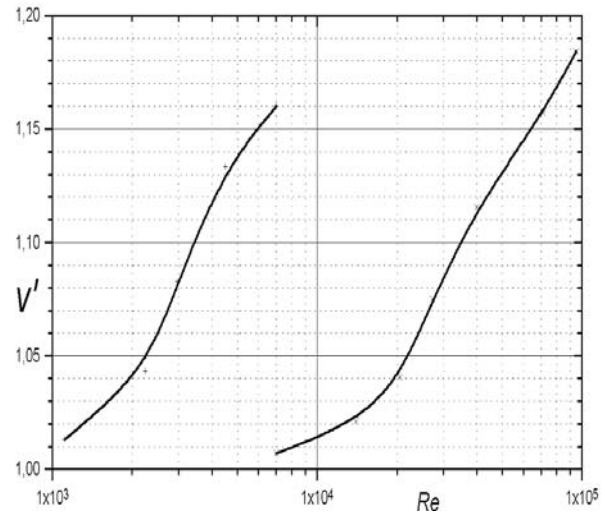
La localización óptima de los sensores X_i , y los factores de peso w_i son determinados de una manera tal que se reduce a un término residual del Reynolds (Re).

Según lo descrito antes, la distribución adimensional que con la velocidad en la sección transversal de la tubería por donde pasa es medida, es una función del número de Reynolds.



Para dar un ejemplo, en la fig 3.8, se muestra la dependencia directa y proporcional entre el Re y $\varepsilon(Re)$:

Durante la etapa de calibración de un medidor, ésta relación medida se almacena analiza y procesa convirtiéndose en un factor de corrección ϵ (Re). Entre la corrección, la cuál tendrá que ser aplicada al Re, se determina de las relaciones típicas entre las velocidades. Después, midiendo las relaciones de la velocidad en tiempo real, se determina Re. Esto permite determinarse el factor de corrección.



Con éstos valores se linealiza el medidor de flujo se corrige en tiempo real.

Recordemos y confirmemos, el ángulo de la refracción no es una función de: Viscosidad, De la Velocidad de Sonido; De la Temperatura ni de la Densidad

3.2.5. *Efecto del sonido sobre los sistemas de medición de Flujo Ultrasónicos*

Como se había comentado en el capítulo 2. El sonido o mejor dicho velocidad de propagación de este en un medio determinado, es el pilar del desarrollo de las dos teorías que en materia de medición ultrasónica existe.

Si la frecuencia de una onda de sonido es una medida del número de vibraciones por segundo de un punto determinado. La distancia entre dos compresiones o dos enrarecimientos sucesivos de la onda se denomina longitud de onda. Entonces la velocidad de propagación de la onda será el producto de la longitud de onda y la frecuencia, siendo esta la misma para sonidos de cualquier frecuencia (cuando el sonido se propaga por el mismo medio a la misma temperatura)

Los cambios de presión a densidad constante no tienen prácticamente ningún efecto sobre la velocidad del sonido. En muchos otros gases, la velocidad sólo depende de su densidad, como es el caso del gas natural, del cual se abundara mas adelante.

Si las moléculas del fluido "son pesadas", se mueven con más dificultad, y el sonido avanza más despacio por el medio. En la mayoría de los gases, la velocidad del sonido también depende de otro factor, el calor específico, que afecta a la propagación de las ondas de sonido.

Uno de los principios básicos del flujo de fluidos compresible es que la densidad de un gas cambia cuando el gas se ve sometido a grandes cambios de velocidad y presión. Al mismo tiempo, su temperatura también cambia, lo que lleva a problemas de análisis más complejos.

El comportamiento de flujo de un gas compresible depende de si la velocidad de flujo es mayor o menor que la velocidad del sonido. El sonido es la propagación de una pequeña perturbación, u onda de presión, dentro de un fluido. Para un gas, la velocidad del sonido es proporcional a la raíz cuadrada de su temperatura absoluta. Si la velocidad de flujo es menor que la velocidad del sonido (flujo subsónico), las ondas de presión pueden transmitirse a través de todo el fluido y así adaptar el flujo que se dirige hacia un objeto. En el flujo supersónico, las ondas de presión no pueden viajar corriente arriba para adaptar el flujo. Frecuentemente se identifican los flujos supersónicos por su número de Mach, que es el cociente entre la velocidad de flujo y la velocidad del sonido. Por tanto, los flujos supersónicos tienen un número de Mach superior a 1.

Es evidente que la velocidad del sonido cambia para cada medio y es por eso que se aprovecha esto como una constante, o valor conocido que nos permite referenciar y cuantificar los tiempos que tardan en regresar las ondas enviadas a atravesar el flujo a través de los transductores o sensores colocados en la periferia de la tubería. El sonido y la velocidad de propagación de este representan nuestra base y el pilar de desarrollo de la tecnología de medición ultrasónica.

3.2.6. *Propagación del sonido*

“Propagación del sonido. Velocidad de propagación”

Las ondas sonoras son ondas materiales, necesitan un medio material para propagarse, su velocidad depende del medio en que se propaga como se mencionó en la sección anterior.

En general la velocidad del sonido es mayor en los sólidos y menor en los gases. En los gases las partículas están más alejadas unas de otras y por tanto la frecuencia de las interacciones es menor que en los líquidos y los sólidos.

- **En los gases** la velocidad aumenta al aumentar la temperatura ya que el aumento de la velocidad de las moléculas hace que aumente la frecuencia de las interacciones y por tanto aumenta la velocidad del sonido. Lógicamente cuanto más pesadas sean las moléculas más lentamente se moverán, a una temperatura dada, y por ello al aumentar la masa molecular media del gas disminuye la velocidad del sonido. Todo ello queda reflejado en la siguiente expresión:

$$v = \sqrt{\frac{\gamma RT}{M}}$$

Donde:

γ : Es el coeficiente adiabático del gas, para el aire en el S.I. $\gamma = 1,4$

R : Es la constante universal de los gases = 8,31 J/mol K

- **En los sólidos** la velocidad viene dada por la expresión:

$$v = \sqrt{\frac{J}{\rho}}$$

Donde:

J es una constante que mide la rigidez y la elasticidad del sólido y se llama Módulo de Joung.

ρ : es la densidad del sólido.

- **En los líquidos:**

$$v = \sqrt{\frac{B}{\rho}}$$

Donde: B es el módulo volumétrico del líquido, una constante que mide su elasticidad y compresibilidad.

En el aire, a temperatura y presión normal, la velocidad del sonido es aproximadamente 340 m/s

Es notable que el efecto que ejerce el sonido sobre la materia en lo general representa una muy buena guía para poder determinar el estado dinámico de los fluidos así como su comportamiento en el espacio; y es eso precisamente lo que se aprovecha para poder referenciar los tiempos que tardan en regresar las señales de los canales de sensores instalados alrededor del carrete de medición de nuestro medidor de flujo.

Las innovaciones en ésta materia se reducen simplemente a la aplicación y aprovechamiento del comportamiento natural de los elementos, apoyados desde luego, por herramientas y tecnología de última generación para poder medir, calcular y presentar los resultados en tiempo real.

3.3. Aplicaciones Practicas de la Medición de Flujo ultrasónica

Una vez asimilado el entorno teórico de cómo funciona un medidor de flujo tipo ultrasónico, sea este empleado para medir el flujo de gases (como es el caso que nos ocupa) o líquidos, debemos de tener en cuenta claramente que éste forma parte de un sistema integral de medición, y aunque sea el corazón mismo del sistema ninguno por si solo dará la lectura directa o por lo menos no la podremos interpretar directamente del flujo que queremos cuantificar. Para ello requerimos de valernos de otros elementos que nos interpreten lo que un conjunto de pulsos quieren decir.

Tradicionalmente como se comento en la etapa introductoria de este trabajo, se suele asociar a los medidores de flujo ultrasónicos a la tarea que en un inicio se solía emplear. La medición de campo. Hoy en día la medición de campo a través del uso de un sistema constituido básicamente por un cinturón (con el que se abraza la tubería) con soportes para montar transductores y un pequeño configurador que hace las veces de computador, era la herramienta para determinar cuando una línea llevaba flujo, y en el mejor de los casos tener una idea de orden de magnitud de este flujo, es una operación aun vigente pero que se encuentra muy lejos de la infinidad de aplicaciones actuales que trabajan bajo este principio. Ahora es posible medir más que solo flujos en una línea remota instalada en lo más remoto de una selva.

Actualmente la aplicación en lo que a flujo se refiere, que es mas investigada, probada y desarrollada desde finales de la última de cada del siglo XX es la de aplicaciones críticas de proceso o de venta como:

- Flujo en líneas de proceso (line flow)
- Plataformas marinas (Offshore)
- Transferencia de custodia. (custody Tranfer)
- Almacenamiento de gas (gas storage)
- Flujo a quemadores (flare gas)

De estas la que nos ocupa en este trabajo es la referente a la de transferencia de custodia.

3.3.1. *Estaciones de Transferencia de Custodia*

Una estación de transferencia de custodia físicamente es una instalación frontera de trabajo y de intereses, en la que 2 entidades por mutuo acuerdo colocan una serie de dispositivos que le permiten medir y fiscalizar la cantidad de flujo (en este caso) que pasa de la entidad "A" a la "B"; Estas entidades pueden empresas, dependencias, o simplemente etapas de un proceso en un complejo petroquímico. Cualesquiera que sea la denominación de estas si esta implícito y asociado a esta transferencia de custodia un pago por la cantidad de materia transferida, sea ésta en unidades de masa, volumen, calidad energética u otra por unidad de tiempo, es decir flujos.

Las estaciones de transferencia de custodia regularmente se encuentran aisladas de cualquier otra área de proceso, de la planta o incluso enclavadas en medio de la sierra como es el caso de la estaciones de gas en México.

A estas estaciones se les suele llamar coloquialmente CITY GATE, y en ellas guardan el corazón de la fiscalización de fluidos. Estas están básicamente constituidas por un área de alineamiento de la tubería de arribo (línea agua arriba) y la de reparto o salida (aguas abajo) respecto a la posición del medidor.

La configuración típica de estas dada por:

- Área de acondicionamiento de flujo
- Área de Medición.
- Área de rectificación y salida.
- Área de control.

En el área de acondicionamiento de flujo se cuida la configuración y arreglo de tuberías que la sección previa a donde esta instalado el carrete del medido cuente con la distancia mínima de 10 diámetros para asegurar las condiciones optimas de medición sin que se presente un régimen de flujo no apropiado para hacer las lecturas en tiempo real. En caso de que por la configuración y/o el espacio destinado a esta área no permita tener los 10 diámetros requeridos, en esta sección se deberá de instalar el acondicionador de flujo, de preferencia retirado por lo menos 5 diámetros entre brida y brida del medidor.

El área de Medición es el espacio que soportara físicamente el cuerpo del carrete de medición "spool piece", y deberá de contar con todos los servicios como suministro eléctrico, una guarda para el clima, así como todo aquel elemento que facilite su mantenimiento. En esta sección el concepto de mantenimiento es básicamente protocolario dado que la arquitectura y electrónica de estos sistemas se encuentra plenamente resguardada y dificilmente se ve averiada por causas naturales, sin embargo se debe contar con los elementos típicos de limpieza como si se tratara de un manómetro o un termómetro de proceso.



FIG. 3A. Carrete de Medición. Medidor Ultrasónico contado en línea.

En el área de salida o de rectificación se suele colocar los medidores y transmisores de apoyo, sean estos para medir básicamente temperatura y presión del fluido. Los datos que estos colectan son enviados al computador de flujo ubicado a un costado del

medidor y/o en el cuarto de control para llevar a cabo alguna corrección si esta se requiere a la lectura de flujo dada por el medidor. Esta sección en sistemas unidireccionales ocupa un espacio mínimo de 5 diámetros y deben de ubicarse dentro de este los instrumentos básicos de lectura de presión y temperatura con sus respectivos transmisores.

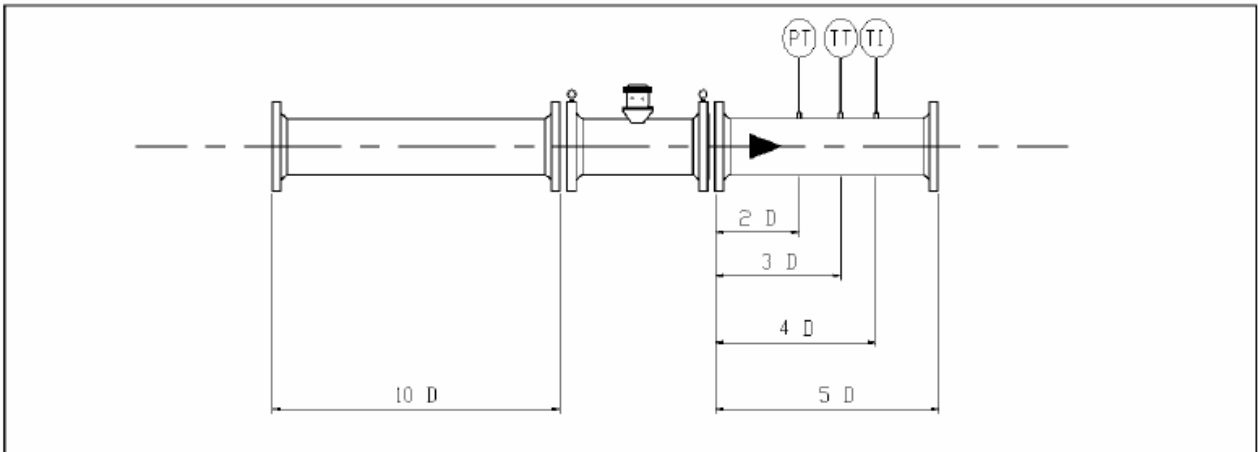


FIG. 3B. Arreglo unidireccional. Patín de medición.

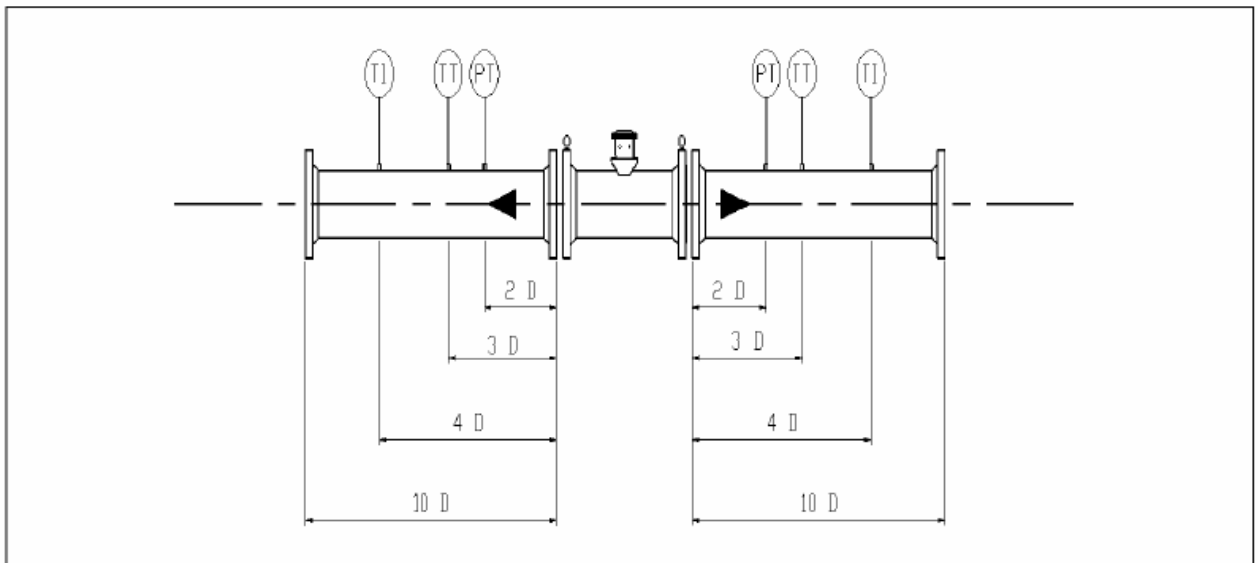


FIG. 3C. Arreglo Bi-direccional. Patín de medición.

Al final de este carrete de salida o de instrumentación, se acostumbra colocar un arreglo de desviación de corriente hacia un "prober" o probador de flujo, el cual es un

dispositivo calibrado que cuenta con otro medidor que servirá de referencia en caso de requerirse la rectificación del flujo medido.

La electrónica de los medidores de flujo ultrasónica dará una señal de salida a través de al menos 3 canales disponibles en la unidad de procesamiento. Dos de ellas corresponden a frecuencia, las cuales son proporcionales al volumen medido a condiciones de flujo, y una tercera que será interfase de datos en puerto serial, para acceder al equipo directamente con una PC. La frecuencia de salida esta entre 0-5000Hz. Todo este conjunto de elementos de acuerdo a la configuración de la instalación, se encontrara alojada en un cuarto de control o en su defecto en un pequeño cobertizo adjunto al medidor.



FIG. 3D. Integración de señales.

3.3.2. Limitaciones.

Los sistemas de medición ultrasónica no están libres de limitaciones y todas y cada una de ellas representan un punto que puede ser perfectible; en este sentido para los medidores de flujo ultrasónicos tenemos que:

Limitaciones operativas

- Se recomienda su utilización para diámetros de líneas mayores o iguales a 6"
- La presión de operación de la línea de proceso deberá estar entre las 150-2500psig
- Temperatura de operación max. -20 hasta 70°C
- Resolución de 0.001 m/s (0.003 ft/s)
- CO₂ menor a 20%
- Temperatura Ambiente -40 °F +140 F
- Nivel de H₂S: depende del tipo de transductor
- Velocidades de flujo: No superiores a 100 fps)

Tamaño del medidor (mm)	Tamaño del medidor (pulgadas)	Velocidad mínima (m/s)	Velocidad mínima (ft/s)	Velocidad máxima (m/s)	Velocidad máxima (ft/s)
152,4	6	0,9	3	26	85
203,2	8	0,9	3	26	85
254	10	0,9	3	26	85
304,8	12	0,9	3	26	85
406,4	16	0,9	3	26	85
508	20	0,9	3	26	85
609,6	24	0,9	3	26	85
762	30	0,9	3	21	68
914,4	36	0,9	3	21	68
1016	40	0,9	3	15	50

FIG. 3E. Límite de Velocidades manejadas para medidores de Flujo Ultrasónicos.

Estas limitaciones en realidad acotan el conjunto de casos en el que el 80% de los tipos de fluidos (en este caso gases) se encuentran. Para nuestro caso en particular, refiriéndonos hacia el gas natural, los medidores de flujo ultrasónico han sido capaces de medir estos provenga la mezcla de hidrocarburos de donde sea. Sin embargo a través de la experiencia se han podido determinar un conjunto de recomendaciones generales, las

cuales ya se han mencionado antes, que favorecen que el funcionamiento del sistema sea óptimo, entre estas tenemos:

Recomendaciones generales de instalación

- Contar con al menos 10D de tubería corriente arriba del medidor
- Contar con al menos 5D corriente abajo del medidor.
- Evitar contar con Tee inmediatamente a la salida aguas abajo del medidor.
- Contar con un Acondicionador de flujo opcional si el arreglo de tuberías no favorece el régimen de flujo
- Evitar integrar en las inmediaciones del arreglo válvulas de control con caídas de presión >200 psi, ya que el ruido que generan estas interfieren directamente en la lectura que da el medidor.
- Contar con un prover de Calibración de flujo opcional para reforzar y validar el funcionamiento del sistema.

Consideraciones Generales (arreglo de tuberías)

- Diámetro de la línea aguas arriba de acuerdo a AGA 9
- Acabado de la tubería: Relativamente sin importancia
- Usar alineadores de pins/bridas: opcional
- Instalación de Termocoples a distancias de 2-5 D (3-5 para bi-direccional) de la brida del medidor para evitar interferencias
- Contar con Protección catódica para disminuir el grado de corrosión del sistema (recordemos que están al intemperie)
- Contar con un cobertizo o cuarto dedicado para mantenimiento de así requerirse.

No se debe de olvidar el carácter opcional que tiene una recomendación, sin embargo es responsabilidad del diseñador o el integrador de cada sistema en cada estación asumir y razonar el impacto que estos pueden tener en el funcionamiento de la unidad de medición. Así por ejemplo cuando se ha mencionado que los alineadores de flujo ayudan

a homogenizar el perfil de flujo que le llega al medidor, no siempre es conveniente colocarlo, o cuando menos debe tomar en cuenta que:

- Los acondicionadores de flujo en ocasiones ayudan a aumentar la repetibilidad (dependiendo del arreglo de tuberías).
- Los acondicionadores de flujo pueden incrementar la caída de presión, limitar la capacidad del medidor, crear ruido o simplemente incrementar los costos de la unidad.

En resumen lo mejor que se puede hacer es analizar cuidadosamente nuestro sistema, documentarnos, consultar con el fabricante del equipo para saber la viabilidad de estos aditamentos y las consecuencias de usarlos. Esto nos deja de si que “No todos los acondicionadores de flujo ayudan el medidor”, por citar un ejemplo.

En el sentido que se acaba de tratar sobre los acondicionadores de flujo también podríamos de otros tantos elementos que son parte integral del arreglo de la estación donde se encuentra el medidor o que simplemente corresponden a el arreglo de tuberías previo a la integración de nuestro sistema y que por alguna razón no es conveniente remover como es el caso de válvulas de control, tee, etc. Por ejemplo tratándose de las válvulas de control debemos de tomar en cuenta que aunque se recomienda no tenerlas presentes en nuestro arreglo muchas veces no se puede evitar, con esto no se quiere dar a entender que todo está perdido, recordemos que hay que analizar cada elemento de nuestro caso particular por que en este sentido no todas las válvulas de control generan el mismo nivel de ruido, y no todo el ruido es nocivo a nuestro equipo, y si así fuere existen algunos recursos para atenuar este, como lo es utilizar Tee y codo después de la válvula de control y hasta antes del medidor. Es decir no hay un arreglo perfecto ni tecnología infalible. Todo es perfectible.

3.4. POSICIÓN EN EL MUNDO.

El mercado de los medidores de flujo tipo ultrasónico, más allá de los que se ha tratado, es una tecnología que viene con un empuje muy fuerte dados los excelentes resultados que ha dado su instalación para fiscalizar un sin número de aplicaciones, generando con ello, considerables ahorros en todos sentidos, no solo desde el punto de vista económico; sino operativo y de control lo cual le prevé reafirmar en el mediano plazo el éxito ya alcanzado en como alternativa de medición de flujo en estaciones de transferencia de custodia.

3.4.1. *Posicionamiento actual*

A nivel mundial la tendencia desde hace algunos años a la fecha, para ser exactos desde



Grafico 3F. Tendencia mundial de embarques.

1992, ha sido por regenerar o sustituir por sistemas más eficiente la plataforma actualmente instalada en el mundo de medidores de flujo. No existe en realidad una estadística que nos aporte el total de aplicaciones que están siguiendo ésta tendencia, pero los volúmenes de ventas de estos equipos han venido en aumento como se puede observar en el grafico 3F.³⁶

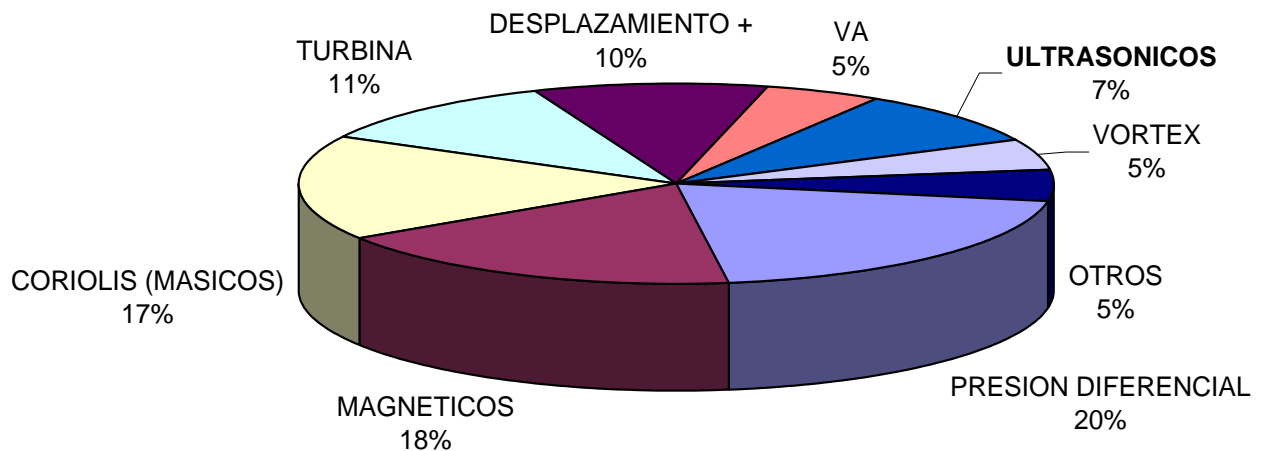
En México la situación ha seguido una tendencia muy parecida, pero se ha movido con cierta parálisis respecto a como reaccionan los socios comerciales más importantes de

nuestro país como lo son Estados Unidos, Canadá, La Unión Europea o incluso recientemente el llamado "tigre Asiático". La realidad estriba en que el momento de la toma de decisiones está expirando y cualquier movimiento que se haga en este u otro sentido, tendrá un costo por demás elevado.

Los registros y estadísticas mundiales coinciden en la necesidad de migrar a sistemas cada vez más confiables pero la realidad es cruda en este sentido. En la gráfica 3G, se puede observar que aún a la fecha, pese a lo avanzado de la tecnología, se siguen utilizando mayoritariamente los medidores de presión diferencial sobre el resto de las tecnologías, de forma que los ultrasónicos se ven en competencia real por asegurarse un lugar en la preferencia de los usuarios, ya que en materia de medición todos los días se encuentra algún avance.

Gráfica 3G.

TECNOLOGIA INSTALADA EN MATERIA DE MEDICION
DE FLUJO
APLICACIONES CRITICAS



De acuerdo con lo que se expresó en el capítulo 1 en la *sección 1.3.4 (planteamiento de estudio)* se ha llegado al esquema descrito en éste capítulo.

Es notoria que aún a la fecha los sistemas de medición que más son utilizados para aplicaciones generales son los de tipo mecánico, o por presión diferencial; y para aplicaciones “críticas los medidores de tipo turbina o incluso los másicos, sin embargo debemos recordar que ésta es una tecnología relativamente nueva y su proceso de implementación y pruebas aún es muy joven respecto del resto de sistemas de 3° generación. Aún así se ha podido observar que estos presentan a corto y largo plazo ventajas operativas que los ponen en ventaja, pero no será sino hasta que sea de conocimiento general sus virtudes cuando se valore en su totalidad su potencial. Por ejemplo podríamos citar algunas virtudes de manera general que favorecen a los sistemas de medición de flujo ultrasónicos. En la tabla se citan algunas de estas

Tabla H: Medidor Ultrasónico vs. Otros tipos de medidores

Tipo de medidor de flujo.	Ventajas del Medidor de flujo ultrasónico
Coriolis	Puede medir el flujo en tamaños de tubería de grandes a medianos.
Magnético	Puede medir el flujo de gas, vapor y líquidos no conductivos.
Vortex	Puede medir pequeños flujos; Son menos intrusivos.
DP (Presión Diferencial)	Puede manejar fluidos no-intrusivos o intrusivos dependiendo del arreglo. Pequeña o ninguna caída de presión. Menor necesidad de recalibración.
Turbina	Puede manejar fluidos no-intrusivos o intrusivos dependiendo del arreglo. No cuenta con partes móviles que implique mantenimiento que saque de operación al sistema.

En particular tratándose del sistema Vortex el sistema ultrasónico ofrece las siguientes Ventajas:

- El UFM es capaz de medir flujo de gas, vapor y líquidos.
- Los ultrasónicos pueden medir flujo volumétrico y másico
- Los ultrasónicos pueden operar a altas temperaturas, superiores a los 800°F. Alta presión.
- Menor precio unitario respecto del Vortex.

- Son Bajos costo de mantenimiento.
- Excelente resistencia a la vibración.

Así mismo el Medidor ultrasónico frente al Vortex presenta las siguientes desventajas:

- Desgaste por erosión en el cuerpo.
- Incrustación en sensores en presencia de fluidos sucios.
- Disponibilidad Limitada de diámetros mayores de 16"
- Poco preciso a niveles de flujo bajo.
- Alta dependencia de la viscosidad y numero de Reynolds
- Alta probabilidad de daño por usarse no apropiadamente.

En conclusión, el Vortex pese a ser como el ultrasónico un medidor de flujo de última generación es mas dependiente de las variables del fluido y presenta un alto desgaste aunado a que tiene un limitado margen de aplicación por tamaño.

De la misma forma podríamos hacer la comparación con medidores como el Coriolis o la turbina, y obtendremos resultados semejantes. En resumen cada uno de estos por lo general tiene ya un mercado ya por demás conocido y al que sirven enteramente.

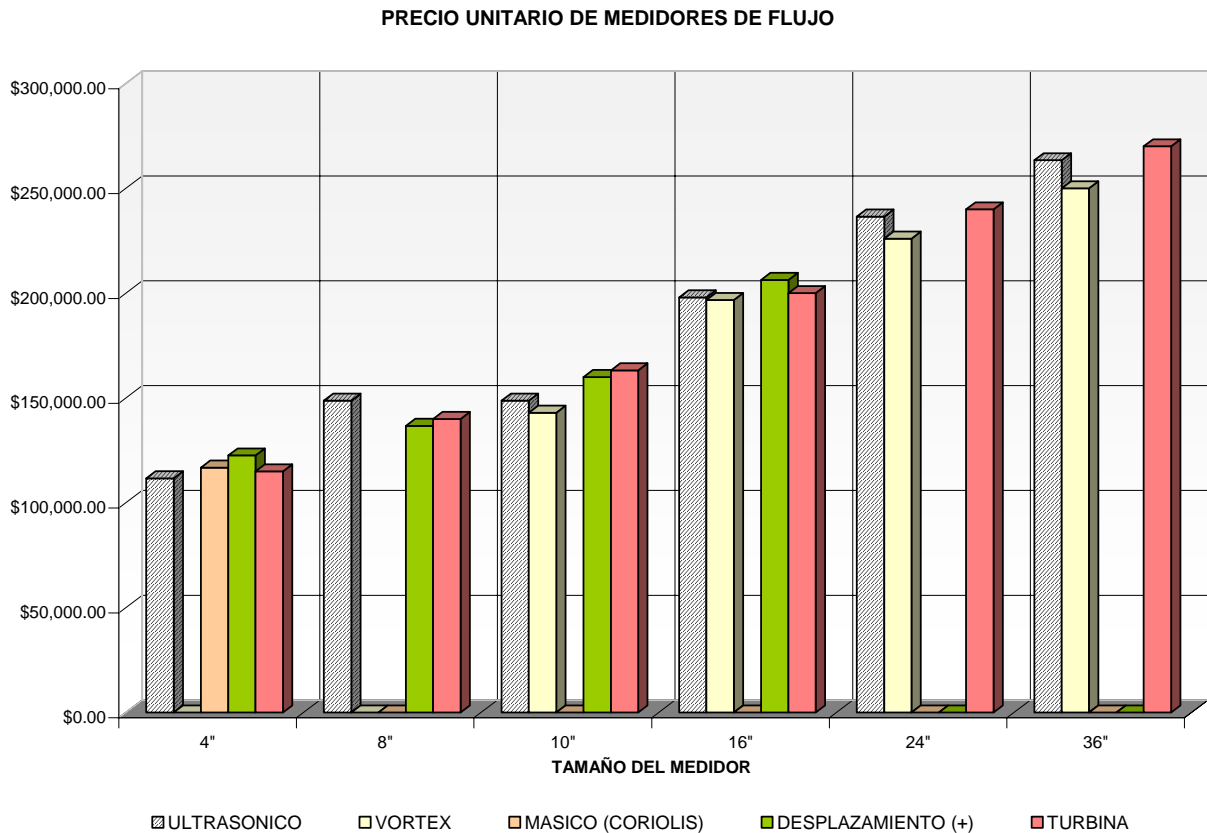
3.4.2. Análisis General Costos Promedio

Debe quedarnos claro ahora que no todos los medidores los tenemos siempre presentes en todos los tamaños ni para todas las aplicaciones. Es por ello que se procedió a solicitar vía solicitud de cotización los precios de estos medidores con lo que se integro la Tabla I. Los sistemas de medición ultrasónica tienen un costo fijo correspondiente solo al rubro unitario de equipo, pero debe de tomarse en cuenta para hacer una comparación en costos homogénea el sistema, es decir el medidor y los elementos asociados a su funcionamiento. Tomando como caso ejemplo para comparación a los medidores de tercera generación de Turbina y desplazamiento positivo sabemos que ambos frente al ultrasónicos dan lecturas igualmente aceptables por norma en aplicaciones de transferencia de custodia, pero que requieren de un arreglo de tuberías, instrumentación y arquitectura de control muy diferentes entre si, se observa que cuantitativamente en precio unitarios no difieren mucho en diámetros superiores a 10" , no así en diámetros menores a esta marca, en cualquier caso no sobrepasa la diferencia en precios el intervalo de 4-9% de mas respecto a ellos.

TIPO DE MEDIDOR DE FLUJO	TAMAÑO DEL MEDIDOR					
	4"	8"	10"	16"	24"	36"
ULTRASÓNICO	\$111,665.00	\$148,694.00	\$148,694.00	\$198,002.11	\$236,500.00	\$263,400.00
VORTEX	\$ -	\$ -	\$143,000.00	\$196,703.00	\$226,000.00	\$250,000.00
MASICO (CORIOLIS)	\$116,800.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
DESPLAZAMIENTO (+)	\$122,600.00	\$136,700.00	\$160,000.00	\$206,300.00	\$ -	\$ -
TURBINA	\$115,000.00	\$140,000.00	\$163,200.00	\$200,000.00	\$240,000.00	\$270,000.00

Tabla I: Precio unitario de Medidores de Flujo (Precios en USD @Nov/04)⁵⁷⁻⁶⁰

Grafica 12: Precio unitario de Medidores de Flujo (Precios en USD @Nov/04)



Los costos mostrados en la tabla I, nos ofrecen una muy buena referencia de la tendencia que se sigue respecto a precio unitario de cómo son los precios y que tanto cuesta una tecnología frente a otra. Ahora sin perder de vista lo anterior hay que recordar analizaremos el sistema de medición, es decir incluyendo el equipo asociado que ya sea ofrece al sistema las condiciones necesarias de operación, o simplemente proveen de datos para que el obtener la lectura es decir el computador, registrador, PLC o cualesquiera de los sistemas de registro y cálculo ejecute la tarea de cálculo. Sobre este particular resumiremos agrupándolos en 3 grupos más:

- ✓ Instalación
- ✓ Instrumentación

✓ Mantenimiento

Uno de los puntos que no se deben de tomar en cuenta en el análisis de los sistemas de medición es tomar en cuenta que no nacen los sistemas en el sitio, de debe ver el espacio destinado a ellos, considerar las maniobras que se deben hacer para su instalación y en consecuencia determinar la cantidad de trabajo y personal que se requiere, en este sentido tenemos que cada sistema de medición requiere distintos cuidados y en consecuencia requiere mas o menos recursos. En la siguiente Tabla podemos ver la tendencia que guarda esto, donde es evidente la complejidad que guarda instalar los demás sistemas de medición frente al ultrasónico.

TIPO DE MEDIDOR DE FLUJO	INSTALACIÓN					
	4"	8"	10"	16"	24"	36"
ULTRASÓNICO	\$ 27,916.25	\$ 30,916.25	\$ 33,916.25	\$ 36,916.25	\$ 39,916.25	\$ 42,916.25
VORTEX	\$ -	\$ -	\$ 14,300.00	\$ 16,300.00	\$ 18,300.00	\$ 20,300.00
MASICO (CORIOLIS)	\$ 23,360.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
DESPLAZAMIENTO (+)	\$ 31,972.00	\$ 32,340.00	\$ 37,000.00	\$ 46,260.00	\$ -	\$ -
TURBINA	\$ 29,000.00	\$ 34,000.00	\$ 38,640.00	\$ 46,000.00	\$ 54,000.00	\$ 60,000.00

Tabla J: Precio unitario de Medidores de Flujo (Precios en USD @Nov/04)

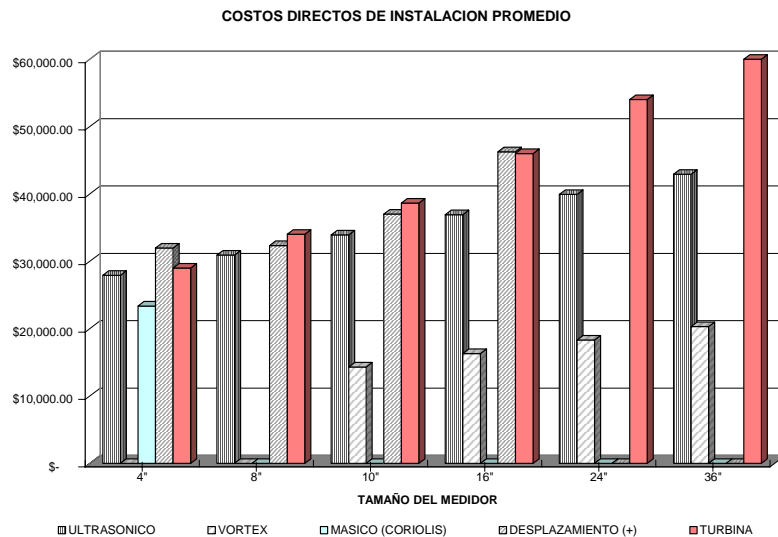


Grafico J2: Precio unitario de Medidores de Flujo (Precios en USD @Nov/04)

Los Medidores ultrasónicos requieren de instrumentación, recordemos que es un sistema electrónico de tercera generación. Este equipo electrónico toma la lectura de las variables del proceso y las lleva al concentrador. Algunas tecnologías requieren de un concentrador y un computador de flujo, pero en general la función sigue siendo la misma, no así el costo asociado. Un computador de flujo tiene un precio comercial de alrededor de \$3,000.00-\$6000.00 USD. En la práctica los especialistas consideran que el computador (solo 1) cuesta aproximadamente del 6% del valor del medidor, pero si consideramos que hay topologías que exigen la doble redundancia en cómputo esto puede aumentar. Por otra parte además de los computadores hay que llevar la señal presión, temperatura y densidad o la variable que el medidor requiera para corregir o calibrar su cálculo. Esto representa otro costo directo extra. A este concepto se le asocia un costo de entre el 10-15% del precio unitario del medidor, en este rubro. Bajo este esquema, en la tabla K, vemos como estaría distribuida la partida asociada a instrumentación de nuestros sistemas.

TIPO DE MEDIDOR DE FLUJO	INSTRUMENTACIÓN					
	4"	8"	10"	16"	24"	36"
ULTRASÓNICO	\$ 16,749.75	\$ 22,304.10	\$ 22,304.10	\$ 29,700.32	\$ 35,475.00	\$ 39,510.00
VORTEX	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
MASICO (CORIOLIS)	\$ 17,520.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
DESPLAZAMIENTO (+)	\$ 18,390.00	\$ 20,505.00	\$ 24,000.00	\$ 30,945.00	\$ -	\$ -
TURBINA	\$ 17,250.00	\$ 21,000.00	\$ 24,480.00	\$ 30,000.00	\$ 36,000.00	\$ 40,500.00

Tabla K: Costos asociados a Instrumentación (Precios en USD, @Nov/04)

Cada sistema tiene un índice de costos asociados a instrumentación y control particular a su principio de operación, pero aún tomando como referencia el mismo tipo de instrumentación, el cual es típico para casi todos los sistemas operados y controlados automáticamente y remotos, el requerido por el sistema ultrasónico es ligeramente menor al 6% respecto a un medidor de turbina por ejemplo en cada tamaño.

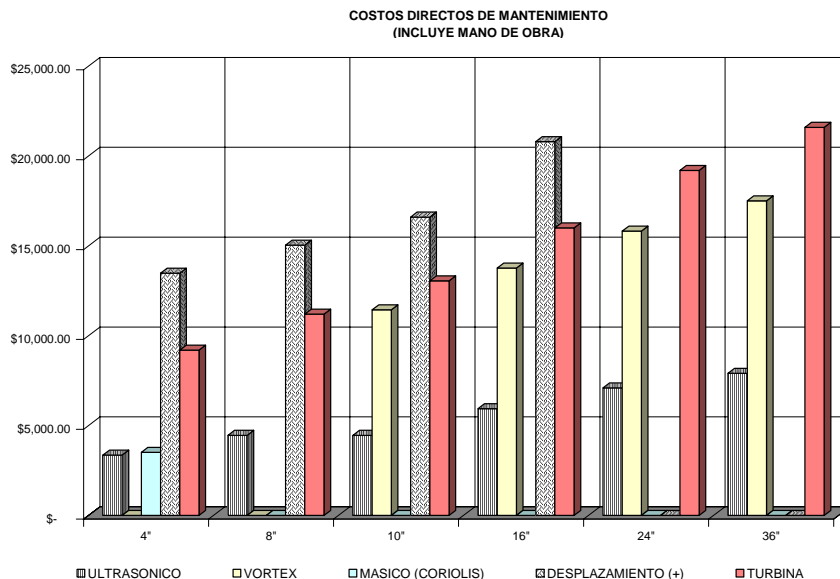
En lo que respecta al concepto de mantenimiento, los sistemas ultrasónicos no requieren de programas de mantenimiento extenso y mucho menos caro.

De este grafico se puede observar como se comporta el binomio precio unitario de equipo-instrumentación. La inversión inicial es decir la que resulta de adquirir un sistema ultrasónico es mayor al resto de sistemas. Hay que considerar por otra parte que en el grafico anterior se encuentran reflejados la mayoría de los sistemas o los más representativos y no solo los dedicados a la fiscalización de flujo, Es por ello que la tendencia se ve más acentuada.

En lo que se refiere a mantenimiento la tendencia cambia notablemente quedando los sistemas ultrasónicos como aquellos que menos mantenimiento requieren por período de tiempo.

Tabla L: Costos asociados a Mantenimiento Anual (Precios en USD)

TIPO DE MEDIDOR DE FLUJO	MANTENIMIENTO ANUAL					
	4"	8"	10"	16"	24"	36"
ULTRASÓNICO	\$ 3,349.95	\$ 4,460.82	\$ 4,460.82	\$ 5,940.06	\$ 7,095.00	\$ 7,902.00
VORTEX	\$ -	\$ -	\$ 11,440.00	\$ 13,769.21	\$ 15,820.00	\$ 17,500.00
MASICO (CORIOLIS)	\$ 3,504.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
DESPLAZAMIENTO (+)	\$ 13,486.00	\$ 15,037.00	\$ 16,600.00	\$ 20,800.00	\$ -	\$ -
TURBINA	\$ 9,200.00	\$ 11,200.00	\$ 13,056.00	\$ 16,000.00	\$ 19,200.00	\$ 21,600.00



Grafica L2: Costos asociados a Mantenimiento Anual (Precios en USD)

La importancia real a tomar en cuenta al seleccionar un sistema de medición, al margen de la utilidad técnica, es determinar qué implicaciones tendremos operativamente por que puede ser poca la inversión inicial pero alto el costo operativo y de mantenimiento. Al final todo se equilibra y resulta que los sistemas ultrasónicos son equitativamente comparables con cualesquiera de sus rivales operativos, la diferencia estriba en determinar si la función objetivo perseguida justifica la instalación de estos sistemas.

3.4.3. Costo-Beneficio

La factibilidad y viabilidad de un sistema frente a la implementación de otro no siempre se ve regido por los criterios puramente técnicos. Recordemos que toda actividad productiva tiene un fin de lucro, y como tal se debe cuidar maximizar las ganancias, reducir pedidas, hacer un uso eficiente de recursos, generar y desarrollar un plan de crecimiento y de negocios, etc.

Los sistemas de medición no están exentos de este patrón dado su importancia estratégica.

Saber que un sistema es técnicamente mas adecuado rente a otro es una cosa, pero conocer cual de estos es el mas adecuado para satisfacer nuestras necesidades es muy distinto.

Basándonos en los puntos expuestos en este trabajo, se ha podido determinar que los sistemas de medición tipo ultrasónica presentan más virtudes que desventajas operativas frente a sistemas igualmente o más tecnificados que estos. La pregunta ahora estriba en determinar si en verdad nos representan un beneficio integro, directo y sustancial; para ello nos valdremos del análisis expuesto en el punto 2.4.2 donde damos

pie a un calculo sencillo que da sentido físico a los números y la importancia de la certidumbre en ellos.

Para reforzar lo anterior cerrando los datos de la sección anterior veremos que en todos los casos el costo integral y total de poner un sistema u otro favorece a optar por los ultrasónicos. Como vemos así fuera el más caro de los sistemas ninguno de ellos sobrepasa el millón de dólares.

Tabla M: Costos Totales de instalación y operación de Sistemas de medición (Precios en USD. 1 año de servicio, 1 solo medidor)

TIPO DE MEDIDOR DE FLUJO	MANTENIMIENTO ANUAL					
	4"	8"	10"	16"	24"	36"
ULTRASÓNICO	\$159,680.95	\$206,375.17	\$209,375.17	\$270,558.74	\$318,986.25	\$353,728.25
VORTEX	\$ -	\$ -	\$168,740.00	\$226,772.21	\$260,120.00	\$287,800.00
MASICO (CORIOLIS)	\$161,184.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
DESPLAZAMIENTO (+)	\$186,448.00	\$204,582.00	\$237,600.00	\$304,305.00	\$ -	\$ -
TURBINA	\$170,450.00	\$206,200.00	\$239,376.00	\$292,000.00	\$349,200.00	\$392,100.00

La misma tendencia habría si se tratase de otro fluido incluso siendo este un líquido como los el crudo (pensando en otra naturaleza de fluido distinto) aun cuando los precios de estos medidores respecto de los dedicados a gases son diferentes.

Incertidumbre de la medición %	Asuma una Producción de Petróleo: Asuma un valor de mercado:		100.000	30	Barriles/día \$/Barril
	Error diario de flujo Barriles/Día	Costo error diario \$/Día	Error anual de flujo Barriles/Año	Costo del error anual de flujo \$/Año	
0,10	100,00	3.000,00	36,500.00	1.095.000,00	
0,20	200,00	6.000,00	73,000.00	2.190.000,00	
0,25	250,00	7.500,00	91,250.00	2.737.500,00	
0,30	300,00	9.000,00	109,500.00	3.285.000,00	
0,50	500,00	15.000,00	182,500.00	5.475.000,00	
1,00	1.000,00	30.000,00	365,000.00	10.950.000,00	

Tabla N. COSTO DE LA INCERTIDUMBRE EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Las pérdidas nuevamente se ven millonarias, pero además de esto podemos ver que aun tratándose de medidores de última generación la diferencia entre 0.1% de incertidumbre y 1.0% representan una diferencia representa efectos del orden de los millones de dólares. Y nuevamente. Ningún sistema de medición, entendiendo por este el trinomio Medidor-Computador-instrumentación, en conjunción con el mantenimiento supera la inversión inicial de 1, 000,000.00 USD. Es decir el sistema se ve pagado desde el mismo momento en que evita continúen las pérdidas por no usarlo en un período cercano a los 9 meses y de ahí en adelante el solo concepto de ahorro de pérdidas lo valida potencialmente como viable.

Capítulo 4

DISEÑO DE MEDIDORES DE FLUJO ULTRASÓNICOS

4.1. DISEÑO DE MEDIDORES DE FLUJO.

No es objeto de este trabajo inventar el hilo negro en materia de diseño, lo que se busca es mostrar a través de un proyecto de análisis, los elementos principales que intervienen en el diseño de este tipo de sistemas de medición, donde las innovaciones principales en conjunto con los marcos y lineamientos en materia de diseño, se encuentran ahí, y una vez analizado el marco económico, conceptual y técnico podemos referirnos a los códigos mandatorios, que aún que no son una ley, entiéndase ésta por una forma única de proceder, si marca la pauta en materia de diseño.

En el caso de los medidores de flujo para hidrocarburos, como se había mencionado anteriormente, se encuentra regulada por el *American Petroleum Institute*²⁰, quien a través de su Estándar propone los lineamientos a tomar en cuenta durante el diseño de este singular tipo de medidores de flujo.

4.1.1. *Consideraciones de diseño.*

El diseño de todo medidor de flujo esta en función de un sinnúmero de consideraciones, de las cuales se han resumido las siguientes, que por su importancia, son pieza fundamental en el avance y desarrollo de estos sistemas.

Independientemente de las variables de cálculo que se tratan en el diseño de cualquier medidor, es necesario contar con una idea clara de que queremos medir, como lo queremos hacer, donde colocaremos el medidor, etc., ya que el mejor diseño nunca estará exento de fallas, muchas de ellas asociadas a factores casi inimaginables.

Recordemos que un sistema de medición como el que estamos tratando esta constituido básicamente por:

- **Carrete aguas arriba** (antes del medidor)
- **Medidor** (tipo Ultrasónico)
- **Carrete aguas abajo.** (después del medidor)
- **Instrumentación** (que toma y alimenta datos al computador del flujo del medidor)
- **Sopotería.** (ya que no flotan)

Patín de medición

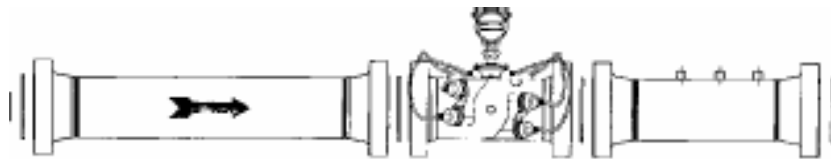


Fig 4A: Arreglo típico d ePatín)

De este arreglo, el corazón es el medidor de flujo, del cual ya tratamos su principio de operación y funcionamiento; pero éste está integrado dentro de un sistema, un sistema de medición, en el que cada uno de sus elementos juega un papel importante para el diseño óptimo de éstos.

Sabido esto, es especialmente importante considerar, y tener muy presente el alcance que tendrá nuestro medidor, es decir su dimensionamiento; para ello, como en el diseño de cualquier otro equipo, es necesario tener presente:

Las condiciones de operación a las que estará sujeto el sistema

- Flujo máximo
- Flujo mínimo
- Temperaturas
- Presiones
- Etc.

Adicionalmente se debe de considerar las propiedades físicas y químicas de la especie o fluido que transitara por nuestro sistema:

- Viscosidad
- Densidad relativa
- Presión de vapor
- etc.

Hasta el momento nada extraordinario.

En el diseño de estos arreglos, el secreto estriba en el acomodo, el orden en que se coloquen los elementos; recordemos que este sistema trabaja con ondas ultrasónicas y ciertas obstrucciones afectan directamente su poder de lectura.

Se recomienda Un rasgo operativo que ha dado excelentes resultados es tener la posibilidad de poder censar las condiciones que guarda nuestro fluido en transito, para ello es conveniente poner un termopozo con su respectivo termómetro colocado inmediatamente aguas abajo del medidor, lo más próximo a este.

Ningún elemento de presión se deberá de colocar inmediatamente aguas abajo del medidor, es decir después de este.

4.1.2. Consideraciones Operativas y de Instalación.

La instalación de los medidores de flujo ultrasónico aún cuando aparentemente es un sistema muy sofisticado en realidad lo podemos dividir en 3 seccioné básicas

- El medidor
- El computador
- El alineador de flujo

El Anexo X1 muestra un arreglo típico que ilustra la relación y dependencia que existe entre estos tres elementos, dejando de manifiesto que su función como sistema es inseparable aún cuando como se ha demostrado no tienen un efecto directo que afecte la validez de las lecturas que dan, si ofrece información que en la mayoría de los casos, es muy valiosa, además de que es útil para transformar la lectura tomada a otro sistema de referencia distinto.

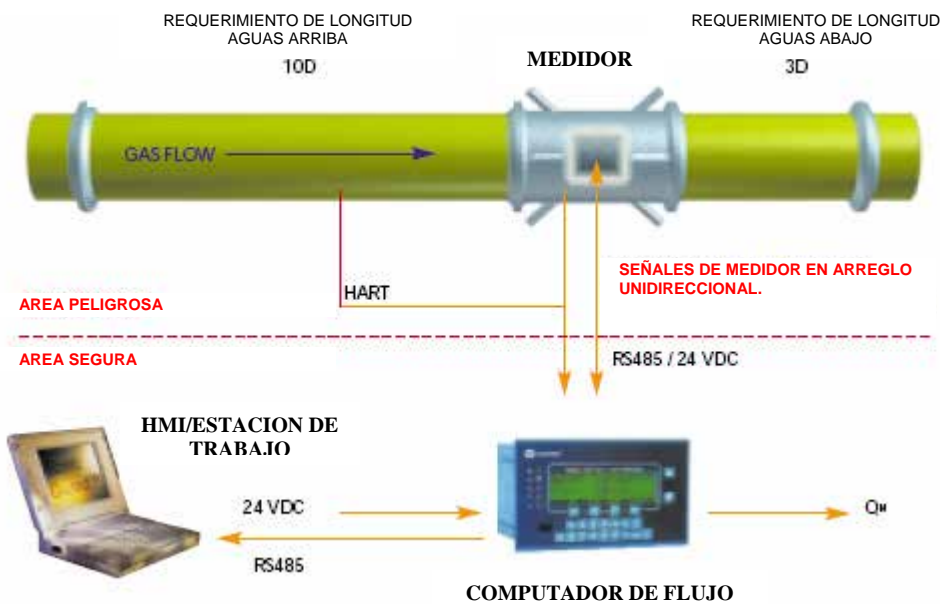


Tabla 4B: Configuración Típica Sistema de medición Ultrasónica.

Cada uno de estos elementos tiene una función definida, que al margen del principio de funcionamiento, proporcionan las condiciones necesarias para poder tomar las lecturas apropiadamente y por consiguiente eliminar o reducir el que en otros sistemas sería el error de paralaje.

- **El medidor** propiamente es un carrete de tubería el cual aloja los transductores o sensores de que hablamos en el capítulo 3. y su función básica es de soporte y protección. Dentro de éste de desarrollara el fenómeno de emisión de ondas, la

reflexión de éstas, el censo, etc. para posteriormente enviar la señal a el computador de flujo.

- **El computador de flujo** tiene la función de recibir y operar con la información que le llega del medidor a través de señales analógicas. En este ordenador se realizan las operaciones y ajustes necesarios para dar como salida una señal con la información en tiempo real de flujo y condiciones de operación, que a su vez, en la mayoría de los casos son presentados en la HMI del cuarto de control.
- **El alineador de flujo** en cambio tiene una función de índole más físico. Es decir éste se encarga de dar las condiciones de flujo tales que el Reynolds este dentro de los límites sugeridos por los fabricantes, los cuales a su vez están determinados por la dependencia y proporcionalidad entre el perfil de flujo con la exactitud, precisión y rangeabilidad del sistema; y es aquí donde se pone de manifiesto su valor agregado.

Fig. 4C: Configuración en línea. Sistema de Medición Ultrasónica de Flujo.



4.1.3. Innovaciones. Métodos de control y corrección

El sistema de Medición Ultrasónico por si mismo representa una innovación en términos de medición de flujo a través del uso de ondas ultrasónicas bajo el principio ya desarrollado ampliamente en el capítulo anterior, pero pensando en puntos perfectibles de este debemos reconocer en primera instancia que el medidor por si mismo tiene o presenta cierto grado de error debido a que como mencionamos el error es inherente a la medida, pero más que nada se busca eliminar las condiciones que hagan que este error se vea incrementado. La razón es muy sencilla. No hay sistemas infalibles.

En la búsqueda de estos factores podemos asumir que podríamos realizarla básicamente en 2 rubros:

- ✓ Técnico
- ✓ Operativo.

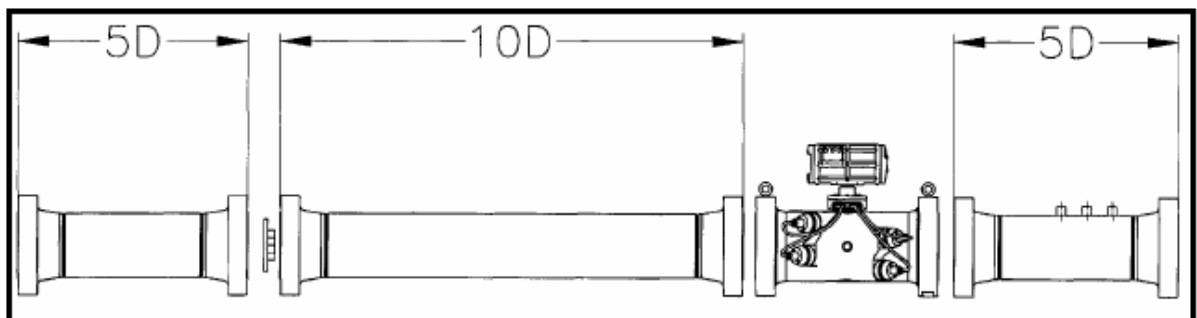
Desde el punto de vista técnico podríamos mencionar que existe alrededor del mundo grupos enteros de técnicos de los fabricantes de estos equipos buscando hacer de este producto un producto comparativamente mejor respecto de sus competidores en marca y especie. De este año con año han salido innovaciones en calidad de materiales, en electrónica, lógica de comunicación, etc. Que difícilmente podrían ser superados en talleres caseros o de algún usuario interesado aun cuando este fuera experto. Sobre estos avances no trataremos precisamente en este trabajo. Se trabajara sobre lo que podemos mejorar de él en la operación. Conociendo bien sus limitaciones se podrán reforzar sus virtudes.

En lo que a la parte Operativa, la cual es la que se enfrenta a los problemas diarios se ha recopilado información muy valiosa. Del análisis de las variables de campo recopiladas de las bitácoras de operación de equipos instalados, y de las observaciones en los patios de calibración, se pueden deriva el siguiente conjunto de recomendaciones

que buscan alcanzar la minimización del error, y en consecuencia son pilares o focos de análisis para perfeccionar el diseño de estos medidores. Entre éstos podemos citar:

1. Evitar localizar el sistema cerca de otros equipos que emitan ondas sonoras por arriba de los 90dB. Un equipo clásico es por ejemplo las válvulas de control.
2. Buscar tener un espacio antes y después del medidor de por lo menos 10 y 5 diámetros respectivamente con el fin de garantizar que el perfil de flujo sea el correcto. Ésta regla puede cambiar en el caso de que el sistema sea bidireccional, en cuyo caso los 10 diámetros deberán estar presentes antes y después del medidor.
3. Se recomienda contar con una sección previa o posterior de regulación de flujo y presión cuando se trata de fluidos compresibles dado que esto ayuda más que el alineador de flujo a mantener un estado lo más estacionario posible al paso por el medidor. Como ya se menciona antes, es recomendable contar con un perfil uniforme de flujo

Tabla 4D: Arreglo típico de montaje



Arreglo típico

4.1.4. *Calibración y Ajuste*

La calibración es una practica venida a normalización, que se origino por la necesidad de tener un parámetro con el cual poder determinar qué tan bien o qué tan confiables son

las lecturas de un instrumento proporciona, para ello, como se ha mencionado anteriormente, se han creado instituciones dedicadas a llevar a cabo ésta función. Las hay de tipo privado que son las que hacen las pruebas FAT (pruebas de fabrica); y también las hay del tipo gubernamental, cuando lo que esta en juego es un bien nacional o en su defecto cuando la normatividad del país en particular así lo exige. Ese es el caso de México, en donde como se menciona el CENAM dictamina que pruebas y que medidores se pueden utilizar en México.

Al margen de la legislación local, existen parámetros universales que seguir y cumplir en materia de calibración de medidores de flujo ultrasónicos.

Los laboratorios de pruebas y calibración, son instalaciones que montan y conectan el equipo directamente en una línea de las características del sitio donde va a operar, se alimenta una corriente de fluido y se procede a tomar las lecturas haciendo variaciones en el flujo, la presión y la temperatura. Con estos datos determinan al menos de 6 a 8 puntos de prueba donde no deben desviarse entre ellas más allá de **0.05%** de la lectura nominal. Como testigo se debe contar con un patín de rectificación que a su vez también registra cuanto flujo esta pasando. Es una operación por demás sencilla, pero a la vez muy delicada dada la condición de precisión que se quiere adquirir²⁵.

Con los datos generados de la prueba se determina el factor GK, del que hablamos en el capítulo 3 y con ello eliminamos (en realidad disminuimos) el error asociado al instrumento.

En lo que se refiere al ajuste, como se comento en el capítulo 2 y en la sección anterior, casi todos los sistemas de medición tienen un factor, en este caso de origen matemático traducido a condiciones físicas que nos permite ajustar las posibles desviaciones que pudiera tener nuestro sistema derivado del armado, de la frecuencia de medición, del arreglo mecánico de tuberías, etc. Este ajuste es un valor que se determina durante la

calibración que se haga al medidor, ya que como dicta la ley particularmente en México, todo sistema destinado a la fiscalización debe ser calibrado y certificado. Este valor es único e inherente al sistema, de modo que aún en mantenimiento siempre Será posible volver a programar el sistema.

4.1.5. Auditoría de funcionamiento.

Dentro del marco normativo Nacional tenemos que los elementos que vigilan el correcto funcionamiento de todo sistema de medición son la ley nacional de metrología y el centro nacional de Metrología los cuales han llevado a cabo la recopilación de mucha información derivada de los registros de prueba y arranque de estos y otros equipos, lo cual representa una fuente de información rica en ensayos en infinidad de condiciones de operación y de manejo muchos productos que nos pueden ayudar a buscar perfeccionar estos sistemas de medición.

La función primaria de es dictaminar cuando a un medidor se le permite operar y cuando no dentro del territorio nacional, aún cuando este venga probado y calibrado de fabrica.

Muchas veces ésta inspección es solo documental y visual dado que no siempre se cuenta con el equipo ni los instrumentos adecuados para este fin como ha sido el caso en México para los medidores ultrasónicos.

En la practica la calibración y la auditoria del funcionamiento de estos equipos esta en manos de Laboratorios acreditados en los cuales el medidor es sujeto a varia pruebas de funcionamiento en diversas condiciones de operación, utilizando en muchos casos el mismo fluido que maneja una vez instalado (esto no es necesariamente necesario) y comparándolo contra un medidor patrón.

Con los datos obtenidos se hace un análisis estadístico y se determina el factor de ajuste del que se menciona existe en la parte del análisis matemático de la operación de medidores ultrasónicos vista en el capítulo 3 de este trabajo, el cual se convierte prácticamente en una constante durante toda la vida útil del medidor.

Particularmente refiriéndonos a los medidores de flujo ultrasónicos existen no más de 5 compañías Internacionales que cuentan con la capacidad para probar y calibrar estos equipos, una en Canadá, 2 en los estados Unidos, y 2 más en Europa. A la fecha, ninguna existe en Oceanía o en Asia. Es un mercado reducido y hasta hoy cautivo⁴⁰.

Estas compañías emiten un dictamen de fabrica que debe ser avalado por la autoridad local correspondiente con el cual debemos estar seguros nos garantiza tener realmente la lectura deseada con el mínimo de error.



Fig. 4D. Calibración de Medidor de ultrasónico de Flujo en Laboratorio.

Capítulo 5

PROYECTO ESTRATÉGICO

5.1. VARIABLES DE ESTUDIO.

5.1.1. *Entorno Actual en México*

En la actualidad nuestro país está sujeto a los retos que la apertura de mercados y la globalización de éstos en pos de contar con más y mejores productos con precios competitivos y sobre todo de calidad internacional. No es secreto pues que contar con materia prima adecuada, con planes de negocios realistas pero ambiciosos las empresas quieran acceder a los frutos de la productividad sana y sin pérdidas y mermas.

Para el caso que nos ocupa, el llevar a cabo el proceso de medición y lectura de la cantidad de flujo que vendemos y/o compramos puede llegar a representar, como se ha expuesto, la diferencia entre la desaparición y supervivencia. Para Petróleos Mexicanos, la mayor de las empresas existentes en el país los esfuerzos documentados han sido muchos, pero los desequilibrios entre la producción y el consumo de gas llegaron ya a niveles críticos. El futuro se nos está adelantando.

La puesta en marcha de diversos proyectos en período 2003-2005 parece insuficiente para librar a la empresa de la insuficiencia de abasto que habrá de afectar a diferentes industrias, entre ellas la eléctrica y al propio sector petrolero apenas termine este año 2006.

Las estadísticas muestran que en 2004 la producción estimada de gas seco para el mercado interno llegará a casi cuatro mil millones de pies cúbicos promedio diarios, mientras que la demanda en el país se ubicará en cinco mil 200 millones, lo que representará un crecimiento promedio del 21%. Así mismo en lo que respecta a el consumo de gas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se estima en casi mil 900 millones de pies cúbicos diarios, 47 por ciento más que el año 2003.

Se prevé que el sector industrial y las empresas distribuidoras aumenten la demanda de gas en nueve por ciento dicen los especialistas, para alcanzar un poco más de mil 240 millones de pies cúbicos diarios. Por su parte, PEMEX también tiene estimado aumentar su consumo a casi dos mil 100 millones de pies cúbicos por día, 12 por ciento más que en 2002.

Reflexionando en este sentido, si se utiliza al máximo la capacidad de importación, PEMEX podría disponer de una oferta de gas de casi cinco mil 100 millones de pies cúbicos diarios, cuatro mil de producción nacional y mil 100 de adquisiciones del exterior, tanto de orden logístico como de balance.

Esto significa un faltante de alrededor de 100 millones de pies cúbicos diarios, particularmente en los primeros ocho meses del año 2006, aún con la entrada en operación, en el mes de abril de 2005, del nuevo dúcto de Kinder-Morgan que interconectará, vía Reynosa, a ambos lados de la frontera.

La capacidad para transportar gas del norte al sur del país podemos deducir se verá rebasada en cerca de 200 millones de pies cúbicos diarios⁷⁷, sobre todo en los primeros nueve meses del año, antes de que entre en operación el ducto de la estación 19 en Reynosa a San Fernando, que programó su inicio de operaciones para finales del 2005 y del que aun no se cuenta con estadística alguna.

Estos factores han provocado que, en coordinación con las autoridades energéticas y los clientes de PEMEX, la paraestatal tenga necesidad de reducir en este año 2005 la disponibilidad de gas para la CFE a mil 700 millones de pies cúbicos diarios, volumen que representa una disminución de 200 millones, respecto a la última demanda estimada por el sector eléctrico en diciembre 2004, que fue de mil 900 millones.

Ante la menor oferta de gas que se presentó desde el inicio de 2003, Petróleos Mexicanos hizo ajustes no sólo en sus entregas a la CFE, sino a los consumos de otros clientes, principalmente plantas siderúrgicas, empresas distribuidoras de gas y el propio PEMEX. Prácticamente, las importaciones se han mantenido al máximo nivel desde enero pasado y el sistema de distribución opera en rangos críticos, debido al exceso de demanda que debe de cubrir nuestro país, el cual aun cuando cuenta con yacimientos de gas que, de desarrollarse, le permitirían cubrir la demanda interna a un menor costo del que representa la importación de gas. Es más barato producir gas en nuestro país, que importarlo, nos puede parecer, pero de que sirve cuidar esto o preocuparse por generar gas nosotros mismos si simplemente no sabemos sacarle provecho, cobrarlo o venderlo bien en condiciones justas.

Cualquier derroche en nuestras instalaciones sea por falta de inversión o por mala operación repercutirá directamente en los recursos que se reciban. Se ha citado en esta sección a PEMEX, pero cualquier otra industria con proyección se verá en el dilema de atacar los aparentemente pequeños proyectos en pro de mejorar sus sistemas de facturación en lugar de querer alcanzar metas más grandes

5.1.2. *Visión hacia el Futuro.*

La medición es un tema por demás cuidado y en el sentido de la fiscalización, en particular para toda entidad donde exista intercambio comercial y todos en la medida de sus posibilidades llevan un proceso continuo de mejora, si quieren llegar competitivamente fuertes al futuro que se nos acerca. Refiriéndonos en particular por ejemplo a PEMEX enfrentar estos problemas como cara de la nación y dar frente al grave problema de abasto oportuno y suficiente de gas, ha requerido de tomar fuertes iniciativas como los Contratos de Servicios Múltiples, que de activarse podrían ayudar a resolver este problema de desabasto, que al margen de permitir tener lo necesario se

debe cuidar los que ya tenemos. No nos podemos dar el lujo de perder recursos con fugas, malas mediciones, falta de inversión, etc.

Mas allá de promover la construcción de nuevos complejos o centro procesadores de gas es imperativo reducir las pérdidas en facturación, en la compra venta de materia prima y productos como el que aquí nos ocupó como ejemplo.

La decisión y el destino de PEMEX y de México esta en nuestras manos. Tenemos el compromiso ineludible de buscar el fortalecimiento de la industria del gas, el incremento en la producción en cerca de mil millones de pies cúbicos por día cada año; el ahorro de divisas al reducirse a la mitad las importaciones programadas para el 2006; reducción de costos de operación y mantenimiento en nuestros proceso productivos; simplificación de la administración de contratos de obra; captación de recursos fiscales; apoyo al suministro de este energético para generar energía eléctrica; creación de empleos; crecimiento de la economía regional y mayor demanda de bienes y servicios de origen mexicano. Ver anexo 7.3

México vive en una circunstancia internacional sumamente compleja, ya que la inestabilidad y la falta de fuerza de la economía mundial le plantean a nuestro país retos muy difíciles de afrontar en todos los sentidos.

México tiene una amplia riqueza de productos de valor agregado, pero hay que cuidarla.

5.1.3. *Medición Electrónica de Gas (MEGAS)*

Dentro de los esfuerzos que en materia de desarrollo de México a través de PEMEX se encuentra el Proyecto MEGAS (Medición electrónica de Gas), el cual contempla la integración del total de las de las mediciones electrónicas de flujo en puntos de fiscalización a través del SCADA.

El MEGAS representa un claro ejemplo de un esfuerzo particular (por tratarse solo de PEMEX) muy importante, que tiene el objetivo de sustituir en el futuro las principales mediciones convencionales de gas natural que aún se hacen a través de placa de orificio, por medición con dispositivos ultrasónicos y computadores de flujo que permitan la medición electrónica en las estaciones de transferencia de custodia y dada su tecnología su integración al SCADA, para propósitos de facturación.

Entre las metas que se han fijado para llegar al objetivo planteado destacan:

- Incorporación de nuevas tecnologías en sustitución de los viejos esquemas de medición de flujo.
- Confiabilidad en la medición a través de la instalación de sistemas de medición de tercera generación.
- Transparencia de resultados por su inmediata comunicación con el centro de control sin la interferencia directa de operarios.

Las Acciones hasta el momento tomadas son:

- Sustitución gradual de una porción de los medidores de placa de orificio por Medidores ultrasónicos, principalmente en los puntos de frontera de exportación/importación con Estados Unidos.
- Migrar las señales generadas por los medidores y sus computadores de flujo al módulo GMAS del SCADA.
- Validar información SCADA-GMAS a través de validar cada sistema individualmente y colocando candados de seguridad en las comunicaciones hacia el banco de datos del SCADA.

Los avances al cierre del año 2005 son:

- 104 de los principales clientes de gas Natural de PEMEX ya cuentan con su información en tiempo real vía Internet, y saben que volumen de producto están comprando
- De los 145 equipos de medición electrónica integrados a SCADA, 121 ya están validados, 90 de los cuales se encuentran facturando.

Los retos hacia el 2010:

- Lograr que la Medición ultrasónica abarque al menos el 50% del volumen de gas transportado.
- Reducción en la desviación de inyecciones-extracciones a niveles inferiores a 1%.
- Lograr con éxito llevar la información de fiscalización a clientes en tiempo real vía Internet de volúmenes, energía y calidad de gas.
- Lograr la Certificación de la medición en City Gates y plantas eléctricas por autoridad técnica autorizada.

Actualmente METCO genera para los clientes de la Gerencia de Medición de PEMEX un expediente histórico "MMD" (Measurement Management Dossier) que define una metodología para organizar y administrar todas las funciones relacionadas con los equipos y sistemas de medición de flujo, proporcionado dentro de un sistema de administración integrada, además el Dossier asegura el cumplimiento con los lineamientos de las directivas nacionales y estándares técnicos establecidos por las autoridades nacionales en el país donde el proyecto esta siendo llevado a cabo.

Este esquema representa el grupo y conjunto de entidades involucradas para hacer realidad en un futuro la completa automatización de las mediciones de flujo de gas.

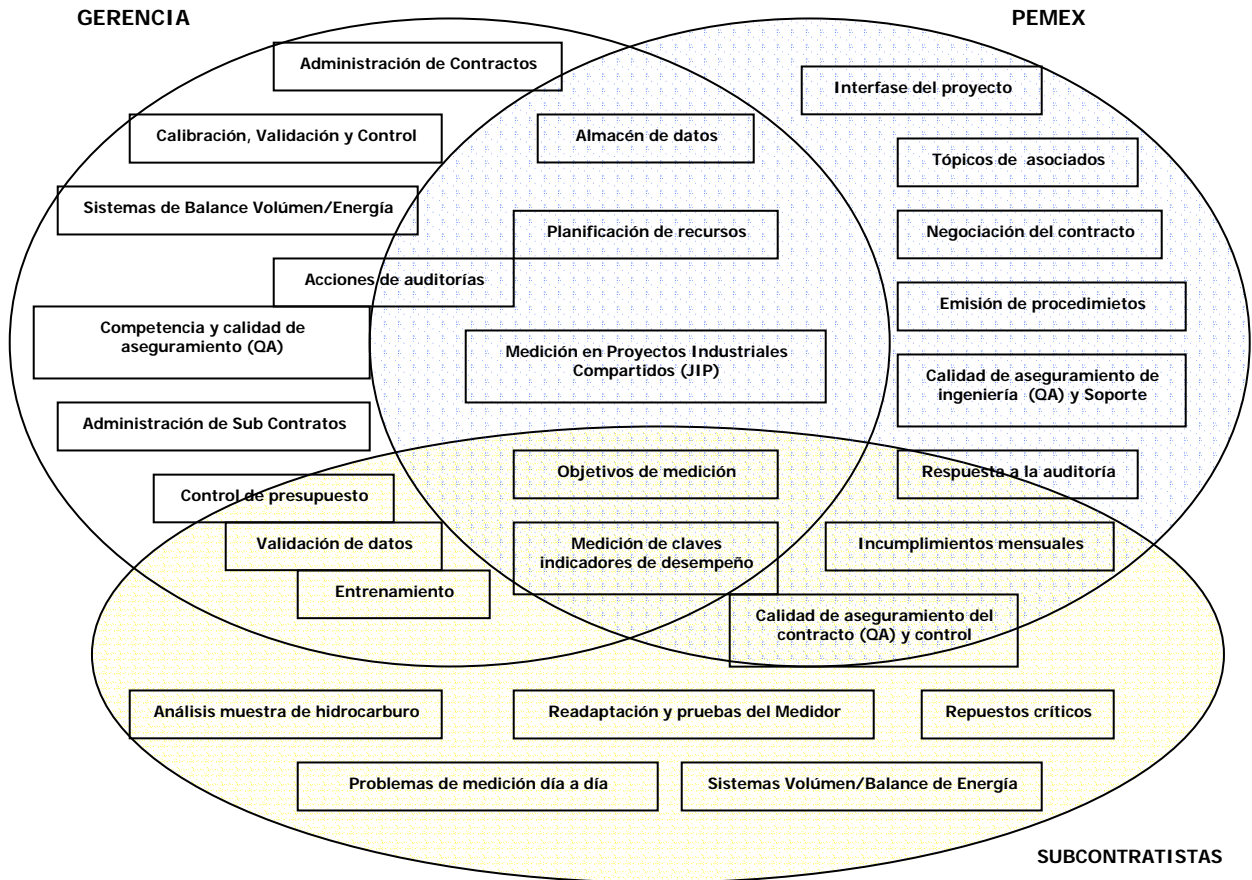


Fig. 5A: Grupo de trabajo interdisciplinario. Implementaciones MEGAS

Parece ser una obra enorme, pero es necesaria para el desarrollo del país.

La iniciativa privada no debe dar la espalda a retos como éste, dentro de los límites de sus necesidades y alcance.

5.1.4. *Proyección Económica y operativa*

Ningún tipo de evaluación técnica económica entre los sistemas de medición tipo ultrasónico estaría completa si no se contemplan los gastos inherentes a la instalación y el mantenimiento de estos sistemas, independientemente del valor mismo del equipo, el cual a primera instancia se encuentra apenas un 18%₂₈ por arriba del costo de un medidor de flujo másico tipo coriolis, por ejemplo.

Las condiciones de estos sistemas con otras tecnologías depende de varias variables, de las cuales la más importante es la rangeabilidad del sistema, es decir, que tan pequeño es el flujo mínimo respecto del flujo máximo que le es posible manejar al medidor sin perder o cuando menos desmeritar su exactitud. El valor mínimo permitido que garantiza que el medidor es robusto implica una rangeabilidad de 20:1₂₀.

Otras variables como la bi-direccionalidad, la temperatura, los rangos de presión de operación, las condiciones de la tubería, todas en conjunto ayudan a determinar que sistema operativamente puede ser más atractivo, no siendo esto precisamente la mejor opción. La realidad es que se debe tratar todo como conjunto, como un sistema. Resulta prácticamente imposible saber que tanto más se invierte o cuanto se ahorra sin tomar en cuenta estas variables.

Una de las razones por las que los sistemas de medición tipo ultrasónico han continuado creciendo en la preferencia de los usuarios es porque presentan una disminución muy considerable en los costos operativos y de mantenimiento en el largo plazo; de alrededor del 68%₂₈ en comparación al promedio de los sistemas que usan otras tecnologías. Un ahorro por demás considerable. Aún así, de éstos, el factor asociado al mantenimiento es el de mayor peso, ya que este tipo de sistemas puede entrar en ésta etapa sin salir de operación la línea; la configuración puede hacerse vía remota a través de radios de telecomunicación o por medio de teléfonos dial up o simplemente desde la HMI del

cuarto de control. Esto sin lugar a dudas es una gran ventaja aún no superada por los demás sistemas.

Refiriéndonos a la capacidad que ofrecen los medidores ultrasónicos cabe hacer notar que, cuando un sistema mecánico o de presión diferencial opera en rangos de flujo máximo de entre 50-60 ft/s; los medidores más avanzados como la turbina ofrecen lecturas muy confiables (0.05% incertidumbre promedio) en rangos de 80 a 95 ft/s. Como se puede observar muy superior a los sistemas tradicionales, pero resulta que los sistemas ultrasónicos son capaces de operar aún por arriba de los 100 ft/s sin que se desmerite la precisión de su lectura, claro cada caso exige ser tratado individualmente ya que no es una regla natural sino heurística. Misma que en general dice que el medidor ultrasónico ofrecerá servicio en rangos por lo menos 1.5 veces mayores que los sistemas clásicos de medición²⁵

Fig. 5B: Arreglo en campo. Patín de Medición Ultrasónica.



No olvidemos el análisis del capítulo 3, cuantitativamente por precio no necesariamente el equipo más económico es el más adecuado.

Capítulo 6

CONCLUSIONES

6.1. VALIDACIÓN DE HIPÓTESIS.

6.1.1. *Hipótesis A.*

Las innovaciones actuales en materia de medición de flujo tienden a favorecer la utilización de sistemas de medición del tipo ultrasónico en aplicaciones de sistemas críticos o de custodia y transferencia.

Se confirma la hipótesis.

En lo que respecta a fluidos compresibles, particularmente refiriéndonos a productos de alto valor agregado como el gas natural, la tendencia a utilizar este tipo de sistemas es muy acentuada. Muestra de ello institucionalmente hablando podemos mencionar la generación del proyecto de norma NRF-081-2004 "Medición Ultrasónica de Hidrocarburos en fase gaseosa"; así como el programa MEGAS El cual desde mediados del año 2001 inicio un programa de sustitución de sistemas de medición de gas por sistemas ultrasónicos⁷⁷ con el fin de llegar a automatizar su sistema de medición haciendo uso de este tipo de medidores de flujo para sus puntos de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos y de gas natural.

En lo que respecta a fluidos incompresibles, la tendencia es menos acentuada, sin embargo esto se debe en gran medida a que hasta no hace mucho tiempo, particularmente el año 2001 se publico un estándar API₂₀ que dicta las recomendaciones para la estandarización de su utilización, diseño y configuración. En la actualidad también se han generado programas de sustitución por parte de la paraestatal más grande del país.

Existe una fuerte tendencia a favorecer la implementación de sistemas de medición ultrasónicos a nivel mundial como lo demuestran los reportes de ventas mundiales

reportados en la sección 3.4.1, sin embargo son sistemas que deben de ser probados y conocidos más por el área usuaria y operativa con el fin de retroalimentar la información que se genere en campo de las posibles fallas o anomalías que quizá hasta el momento no han sido descubiertas y que serán de mucha ayuda a los equipos multidisciplinarios de diseño y desarrollo que trabajan con los fabricantes con el fin de generar un sistema tecnológicamente cada vez mejor que lo posicione favorablemente frente a los sistemas de medición que compiten por la supremacía en la medición aplicada en transferencia de custodia.

6.1.2. Hipótesis B.

Todos los sistemas de medición de flujo tipo ultrasónico fijo son económicamente factibles respecto a el resto de las alternativas tecnológicas existentes hasta el momento cuando se trata de tener un sistema con una desviación de error no superior al 0.5⁵ %.

Se confirma.

Refiriéndonos exclusivamente a operaciones críticas como la transferencia de custodia, invertir en un sistema de medición cuya media de desviación disminuye su grado de pérdidas a por lo menos la décima parte de la que típicamente se acostumbraba tener resulta completamente factible y necesario. Por otra parte debemos tener en cuenta que determinar si la Medición ultrasónica representa la mejor opción depende de muchos otros más aspectos, no necesariamente involucrados con el sistema sino con la política del usuario.

Si el sistema de medición ultrasónica es técnicamente favorable en por lo menos igualdad de circunstancias que los otros sistemas de medición, el medidor ultrasónico resultaría la mejor opción como se observo en el capítulo 3.

Desde el punto de vista técnico y pese a que las diferencia en inversión frente a otros sistemas de tercera generación el juego de las variables *inversión – instalación – operación y mantenimiento*, resulta ser favorable a los ultrasónicos siendo éste amortiguado por concepto de mantenimiento en un plazo mayor 1 año.

⁵ Valor recomendado por el CENAM para sistemas de medición de flujo de custodia y transferencia

La viabilidad económica frente a la técnica para instalar este tipo de sistemas de medición de flujo no debe ser fortuita. Los responsables de ésta tarea debe ser gente conocedora de este entorno y dedicada a la medición.

El uso de una nueva tecnología representa por sí misma un privilegio por la inversión requerida, pero los beneficios son igualmente generosos.

Las diferencias en precio de inversión inicial no debe ser el factor primario que determine la selección entre un sistema de medición y otro. Como se ha visto aún cuando por ejemplo un ultrasónico puede costar 18% más que una turbina, esta última por el solo concepto de montaje y mantenimiento podría alcanzar lo que unitariamente cuesta un ultrasónico.

6.1.3. Hipótesis C.

La medición de flujo ultrasónica es igualmente efectiva, independientemente de la naturaleza del fluido que se trate. (Compresible o incompresible.)

Se confirma

Matemáticamente se comprueba que la dependencia existente entre las características físicas del fluido, particularmente hablando de la densidad y viscosidad no juegan un papel determinante en la exactitud que pueda tener el medidor, sino que sólo se convierten en elementos variables dentro de una cadena de cálculos, es decir son variables independientes.

Por otra parte aún cuando la naturaleza del fluido no afecta su funcionamiento, no así las características del arreglo y operación. Estas son las variables que realmente afectan el funcionamiento de los sistemas de medición ultrasónicos más que las condiciones de operación y del fluido, y es ahí donde se centra actualmente los trabajos de innovación y mejora.

En los que respecta a medición de gases, a la fecha se cuenta con un acervo muy amplio de experiencia exitosa en el funcionamiento de los medidores, sin embargo aunque matemáticamente se sabe que su aplicación en fluidos líquidos no se debe ver muy afectada, el desarrollo tecnológico y de pruebas lleva cierto retraso que se espera disminuya pronto. Experiencias exitosas ya han logrado acelerar el proceso de regulación y desde el 2001 se cuenta con un draft de API que es la primera piedra, el primer avance hacia la estandarización y reconocimiento de su funcionalidad para operaciones de transferencia de custodia.

6.1.4. Conclusiones Generales

Los sistemas de medición ultrasónicos son una alternativa tecnológica de medición y fiscalización muy confiables y con una exactitud hasta el momento casi insuperable y/o equiparable con otros sistemas como la turbina, sin embargo no se puede afirmar completamente si uno es mejor que otro. Ambos se acercan a la meta que es tener el menor índice de error, la lectura con menos incertidumbre sin que esto represente dejar en la bancarrota a la Compañía, la diferencia estriba básicamente en como lo hacen y que se requiere para que lo hagan; factores como espacio, traducido en arreglo de tuberías, factor de servicio que representa tiempos muertos, costos directos negativos por el tiempo que esta fuera de operación el equipo y por la utilización de las cuadrillas de trabajos de mantenimiento, la longevidad traducida en la disponibilidad de refacciones y de disposición con soporte técnico que significa tiempo, y dinero.

Una realidad es que los sistemas de medición ultrasónica para aplicaciones críticas son relativamente nuevos y ha evolucionado de un concepto por demás distinto e innovador que no ha detenido su marcha en su proceso de desarrollo y mejora; para nuestros fines es un medio muy confiable que ofrece una alternativa real para la medición de flujo en sistemas críticos es decir de fiscalización en servicios de custodia y transferencia de fluidos.

Recordemos Innovar es dar el paso hacia delante, esto es medir sin partes mecánicas, medir utilizando un dispositivo montado en carrete del mismo diámetro que la línea de proceso, medir con un elemento no más grande que 3 diámetros la línea donde está montado, medir sin caídas de presión, medir con un dispositivo que no le importa si está colocado horizontal o verticalmente (incluso inclinado), medir con un elemento que no le afecta si se trata de líquido o gas (no en todos los casos), medir incluso fluidos sucios, medir flujo utilizando ondas ultrasónicas. Medir como no se había medido antes el flujo

con este grado de exactitud, precisión en una rangeabilidad y repetibilidad excelente, que se traduce en un elemento con incertidumbre por debajo de lo normativamente es aceptable y al borde de los que tecnológicamente se puede llegar.

No existe un medidor infalible y que pueda medirlo todo ni para todo. Existe un medidor adecuado para cada aplicación, el estado del arte sigue siendo abstraer el problema que queremos solucionar y definir la función objetivo lo más claramente posible. No solamente el medidor más exacto o el más económico es el adecuado, se tiene que llevar a cabo todo un proceso de evaluación de todas las variables que están en juego y así tener elementos con los cuales tomar las decisiones.

Los medidores ultrasónicos de flujo tienen una gran proyección a futuro en el corto, mediano y largo plazo, la frontera la dicta hasta ahora la economía, la competencia y la calidad dentro del entorno de la globalización de mercados. En la visión del nuevo siglo la selección tecnológica de herramientas se deberá abstraer y desarrollar con conocimiento integral del entorno para poder proyectar los esquemas de trabajo a futuro con menor incertidumbre y así lograr los resultados deseados en tiempo y forma.

ANEXOS

7.1. RECOMENDACIONES FINALES.

7.1.1. *Consideraciones generales en la selección del sistema de medición de flujo.*

El estado de arte de la selección del sistema de medición mas adecuado frente a opciones tecnológicas equivalentes en los resultados que ofrecen, exigen tener un conocimiento completo de las ventajas y desventajas que cada tecnología ofrece. Es necesario saber que terreno estamos pisando. La siguiente lista resulta una guía de primer acercamiento para iniciar este proceso y saber que te conviene.

LISTA DE VERIFICACIÓN.

- a) Saber y conocer las características del fluido que queremos medir.
- b) Determinar la función objetivo del servicio.
- c) Verificar si las condiciones de operación permiten utilizar un UMF
- d) Verificar si se requiere un nivel de exactitud menor al 1%, es decir condición de custodia y transferencia.
- e) Verificar cual es el grado de seguridad necesario para el área de medición.
- f) Verificar si es necesario que el medidor se calibre.
- g) Determinar si la medición requiere ser unidireccional o bidireccional.
- h) Evaluar y balancear entre el costo mínimo del medidor o el funcionamiento máximo
- i) Determinar si se cuenta con el suficiente espacio para instalar el sistema para su operación
- j) Verificar la existencia de equipos existentes que puedan alterar la lectura del medidor, como lo pueden ser las válvulas de control.
- k) Verificar y seleccionar que mecanismo se puede utilizar para homogenizar el perfil de flujo. Se instalara acondicionador de flujo o se optara por la utilización de diámetros de acondicionamiento

- l) Seleccionar los materiales de construcción de acuerdo a las características del fluido que se va a manejar
- m) Especificar el recubrimiento exterior que se deberá aplicar de acuerdo a las condiciones climatológicas del área donde se instalara el medidor.
- n) Verificar si se les harán pruebas de desempeño o se requieren documentación especial: Cert de I.E:x-ray/ H-stat/Charpy/material
- o) Determinar dónde se calibrara y con cuantos puntos de referencias.
- p) Calcular y ajustar el máximo ruido de ambiente emitido por el sistema que se ha permitido.
- q) Verificar el tipo de conexiones que requiere el sistema. Rebordes del RF o de RTJ
- r) Vigilar los estándares mecánicos de la conformidad
- s) Vigilar los estándares de la conformidad de la medida.
- t) Vigilar los estándares de la conformidad de seguridad
- u) Vigilar los requisitos especiales contractuales
- v) Vigilar la Inspección intermedia del paso
- w) Determinar el tipo y vigencia de la calibración

Esta es solo una guía de orden de ideas de cuya comprobación e interpretación correcta puede ayudar a evitar pasar por alto ni al más mínimo detalle, que por insignificante que parezca puede hacer la diferencia. Desde problemas de relacionados con las accesibilidad para el mantenimiento hasta la reconfiguración del arreglo materiales utilizados en el, todo obviamente dentro del marco normativo.

7.2. VOCABULARIO

7.2.1. *Símbolos y Abreviaturas*

UMF.	MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO
AGA.	AMERICAN GAS ASSOCIATION
API.	AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE
ANSI.	AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE
PMI.	PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE
RF.	RELIEF FACE
RTJ.	RING JOINT
FAT	FACTORY APPROVAL TEST
SAT	SITE APPROVAL TEST
CENAM	CENTRO NACIONAL DE METROLOGÍA
FPS.	FEETS PER SECOND
BBD	BARRILES POR DIA
USD	DOLARES, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.

7.2.2. *Conceptos y Definiciones*

- **Acreditación:** el acto por el cual una entidad de acreditación reconoce la competencia técnica y confiabilidad de los organismos de certificación, de los laboratorios de prueba, de los laboratorios de calibración y de las unidades de verificación para la evaluación de la conformidad.
- **Calibración:** el conjunto de operaciones que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento para medir y de ser necesario, otras características metrológicas.
- **Certificación:** procedimiento por el cual se asegura que un producto, proceso, sistema o servicio se ajusta.
- **Patrón:** medida materializada, aparato de medición o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores conocidos de una magnitud para transmitirlos por comparación a otros instrumentos de medición.
- **Acondicionador de Flujo.** Dispositivo mecánico diseñado para conformar el perfil de velocidad de un flujo irregular a un perfil de velocidad de flujo completamente desarrollado.
- **Calibración (Calibration).** Conjunto de operaciones que tienen por finalidad determinar, los errores de un instrumento para medir y, de ser necesario, otras características metrológicas, con respecto a un patrón de referencia.
- **Carrete (Spool)** conjunto de elementos constituyentes de un carrete de medición con sensores húmedos.
- **Corriente abajo (Downstream)** corriente abajo, respecto al medidor
- **Corriente Arriba (Upstream)** corriente arriba, respecto al medidor
- **Densidad Relativa o gravedad específica.** Relación entre la densidad del hidrocarburo en fase gaseosa entre la densidad del aire.
- **Desviación.** Valor mayor o menor al de su referencia. Magnitud con la cual se aleja un cierto valor de aquel determinado como patrón.

- **Error.** Desviación observada en un medidor, calculada como:
$$\% \text{Error} = \frac{\text{Lectura medidor bajo prueba} - \text{Lectura medidor referencia}}{\text{Lectura medidor referencia}} \times 100$$
- **Estación de transferencia de Custodia (CITY GATE).** Nombre con el que se le conoce a las estaciones de medición de custodia y transferencia.
- **Exactitud (Accuracy).** Grado en el cual la información se muestra verdadera o con valores aceptables. La exactitud es un asunto perteneciente a la cualidad de los datos y al número de errores contenidos en un conjunto de datos. El nivel de exactitud requerido puede variar enormemente de unos casos a otros.
- **Factor de calibración (Pulse scaling Factor).** Coeficiente programado en el medidor ya sea por el fabricante o el usuario, que define la relación entre el número de pulsos de salida con la cantidad de volumen censado.
- **Gas a ventas (Sales gas).** Gas crudo, después de ser procesado para remover LPG, condensado y bióxido de carbono. Gas a ventas consiste de metano y etano.
- **Gas amargo (Sour gas).** Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico. El gas amargo se trata usualmente con trietanolamina para remover los elementos indeseables.
- **Gas asociado (Associated gas).** Gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite.
- **Gas Combustible (Fuel gas).** Se refiere a combustibles gaseosos, capaces de ser distribuidos mediante tubería, tales como gas natural, gas líquido de petróleo, gas de hulla y gas de refinería.
- **Gas discontinuo (Interruptible gas).** Gas disponible sujeto a acuerdos que permiten la terminación o la interrupción de la entrega por los abastecedores, usualmente durante un número limitado de días en un período especificado. Lo opuesto es "gas continuo".
- **Gas doméstico (Town gas).** Gas enviado a consumidores desde una planta de gas. Puede comprender gas manufacturado, así como gas natural para enriquecimiento.

- **Gas dulce (Sweet gas).** Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.
- **Gas húmedo (Wet gas).** a).- Lo mismo que gas rico, es decir, gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente. b).- Gas que contiene vapor de agua.
- **Gas inerte (Inert gas).** Un gas químicamente inerte, resistente a reacciones químicas con otras sustancias.
- **Gas licuado de petróleo (Liquefied Petroleum Gas - LPG).** Gas compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.
- **Gas Natural (Natural gas).** a).- Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas. b).- El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.
- **Gas natural crudo (Raw natural gas).** Gas natural que contiene impurezas y sustancias indeseables tales como: agua, nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico gaseoso y helio. Estos se remueven antes de que el gas se venda.
- **Gas natural licuado (Liquefied Natural Gas - LNG).** Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (LNG).
- **Gas pobre o gas seco (Lean gas or dry gas).** Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de

1,000 Btu/pié cúbico estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

- **Gas rico (Rich gas).** Gas predominantemente con metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos. Muchos de estos hidrocarburos normalmente se separan como líquidos del gas natural.
- **Gas seco (Dry gas).** a).- Lo mismo que gas pobre, o sea que no contiene hidrocarburos que se licuarán a temperatura y presión ambiente. b).- Gas que no contiene vapor de agua, o sea gas "sin agua".
- **Laboratorio de Calibración.** Institución acreditada para realizar calibraciones de instrumentos de medición.
- **Meter Run.** Sección de tubería que incluye la sección de acondicionamiento de flujo aguas arriba y aguas abajo, además del medidor de flujo.
- **MMPCS (MMSCF).** Millones de pies cúbicos estándar.
- **MMPCS/D (MMSCF).** Millones de pies cúbicos estándar por día.
- **Precisión.** Referencia a la medida y exactitud de las descripciones en las base de datos. Los atributos de información precisos pueden especificar la característica de los elementos con gran detalle. Es importante resaltar que, no obstante, que los datos sean precisos - no importando el cuidado en su medida - pueden ser inexactos. El nivel de precisión requerido puede variar enormemente de unos casos a otros. Los proyectos de ingeniería, y las herramientas de construcción, requieren una muy precisa medida, de milímetros a decenas de centímetros. Obtener datos altamente precisos puede ser verdaderamente difícil y costoso.
- **Protocolo de Prueba.** Procedimiento donde se especifican las actividades detalladas de las pruebas a realizar a cada uno de los equipos, incluyendo las pruebas definidas por el fabricante y las pruebas solicitadas por el cliente.
- **Prueba Hidrostática (Hydrostatic Test).** Procedimiento que consiste en presurizar (generalmente con agua) el equipo sin estar en funcionamiento y desenergizado, desconectado en sus partes mecánicas y neumáticas a una temperatura no mayor de 40°C, con graficador de presión o manómetro calibrado

conectado al equipo, hasta una presión de prueba que debe de ser 25% superior a la máxima presión de trabajo establecida por el fabricante.

- **Pruebas de aceptación de Fabrica (FAT).** Conjunto de pruebas y verificaciones realizadas dentro de las instalaciones del fabricante, bajo condiciones de trabajo simuladas, cuyo objetivo es demostrar que los bienes cumplen con las tolerancias o requerimientos especificados.
- **Pruebas de Aceptación en Sitio (SAT).** Conjunto de pruebas y verificaciones realizadas en el sitio, bajo condiciones de trabajo reales, cuyo objetivo es demostrar que los bienes y sus servicios asociados, incluyendo ingeniería, instalación y puesta en marcha, cumplen con las tolerancias o requerimientos especificados.
- **Qi.** Volumen medido de gas medido a través del medidor bajo condiciones de flujo de prueba.
- **Qmax.** Máximo volumen medido a condiciones de flujo de hidrocarburo en fase gaseosa, que pasa a través de un medidor ultrasónico de flujo que puede ser medido dentro de los límites de error expandido.
- **Qt.** Volumen medido a condiciones de flujo de hidrocarburo en fase gaseosa. Volumen de transición debajo del cual el límite de error expandido es aplicable y donde $qt \leq 0.1 Q_{max}$.
- **Rangeabilidad (rangeability).** Es el grado de fiabilidad del medidor respecto de la amplitud en que la lectura que da el equipo es tecnológicamente válida y dentro de los lineamientos mínimos de fabricación. Es decir, que tan pequeño es el flujo mínimo respecto del flujo máximo que le es posible manejar al medidor sin perder o cuando menos desmeritar su exactitud.
- **Red de gas (Gas grid).** Término usado para la red de transmisión de gas y de tuberías de distribución en una región o país, a través de las cuales se transporta el gas hasta los usuarios industriales, comerciales y domésticos.
- **Refresh time.** Tiempo que tarda un sistema es volver a registrar una lectura de una variable

- **Repetibilidad (R).** Proximidad entre los resultados de mediciones sucesivas de un mismo medidor, con las mediciones realizadas bajo las siguientes condiciones: mismo procedimiento de medición, mismo observador, mismo instrumento de medición, mismas condiciones de medición, mismo lugar y repetición de medición dentro de un período corto de tiempo establecido. $R = \frac{Q(i) - Q(i-1)}{Q(i)} \times 100$
- **Resolución.** Magnitud de los cambios de la señal de salida. Grado con que el instrumento puede discriminar los valores equivalentes de una cantidad.
- **Tiempo de transito (Transit Time).** Tiempo que tarda una onda en atravesar la distancia L entre 2 transductores.
- **Transductor (Transducer)** Elemento codificador de señales
- **Trayectoria acústica (Acoustic Path).** Trayectoria que sigue la señal acústica que se propaga a través de la sección del medidor entre los elementos transductores.
- **Trazabilidad.** Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón, tal que puede ser relacionado con referencias determinadas, generalmente llamadas "patrones nacionales" (o internacionales), por medio de una cadena interrumpida de comparaciones, teniendo todas las incertidumbre determinadas.
- **Unidad de Procesamiento (Signal Processing Unit, SPU).** Unidad de Procesamiento, encargada de computar y codificar las señales que recibe de los instrumentos de campo.
- **Velocidad de flujo axial.** Es la componente del flujo velocidad del líquido en un punto en la sección de medición que es paralela al eje de medición y en dirección del flujo del fluido.
- **Volumen de prueba (Proof Volume).** Equivalente a la suma de todos los volúmenes obtenidos de todas las corridas para determinar el factor del medidor durante la calibración.

7.3. ESTADÍSTICAS COMERCIALES Y DE PRODUCCIÓN

Producción de hidrocarburos líquidos

(miles de barriles diarios)

	Total	Petróleo Crudo							Líquidos del gas ^b
		Total Crudo	Por tipo ^a			Por región			
			Pesado	Ligero	Superligero	Regiones Marinas	Región Sur	Región Norte	
1999	3,343	2,906	1,563	806	536	2,238	587	81	437
2000	3,450	3,012	1,774	733	505	2,385	550	77	438
2001	3,560	3,127	1,997	659	471	2,540	509	79	433
2002	3,585	3,177	2,168	552	458	2,604	498	75	408
Enero	3,695	3,253	2,195	590	468	2,671	504	78	442
Febrero	3,560	3,142	2,092	590	460	2,568	497	77	418
Marzo	3,536	3,125	2,090	582	452	2,557	491	77	411
Abril	3,596	3,178	2,157	564	457	2,606	495	77	419
Mayo	3,539	3,136	2,111	553	471	2,549	510	77	403
Junio	3,567	3,158	2,136	560	462	2,579	503	76	409
Julio	3,555	3,145	2,134	550	461	2,569	501	75	410
Agosto	3,615	3,214	2,207	544	463	2,634	506	74	401
Septiembre	3,562	3,162	2,199	507	456	2,588	500	73	400
Octubre	3,654	3,257	2,272	534	451	2,689	495	73	397
Noviembre	3,468	3,080	2,106	526	448	2,519	489	73	387
Diciembre	3,666	3,269	2,303	520	446	2,709	489	71	397
2003	3,789	3,371	2,419	512	439	2,814	483	74	418
Enero	3,738	3,330	2,353	522	455	2,758	500	71	409
Febrero	3,748	3,324	2,346	526	452	2,755	498	71	424
Marzo	3,739	3,317	2,359	514	444	2,756	490	71	422
Abril	3,707	3,282	2,336	508	439	2,729	482	71	425
Mayo	3,731	3,320	2,359	516	445	2,759	489	72	411
Junio	3,788	3,396	2,445	511	440	2,840	484	72	392
Julio	3,812	3,400	2,449	514	437	2,845	481	74	412
Agosto	3,851	3,426	2,470	516	440	2,868	484	74	425
Septiembre	3,826	3,417	2,485	499	433	2,867	476	75	409
Octubre	3,833	3,398	2,466	502	430	2,849	473	77	435
Noviembre	3,799	3,380	2,442	510	428	2,833	470	77	419
Diciembre	3,891	3,455	2,511	512	431	2,904	474	77	437
2004	3,845	3,401	2,474	794	134	2,847	474	81	444
Enero	3,849	3,417	2,487	809	121	2,865	474	78	431
Febrero	3,794	3,360	2,429	805	126	2,804	476	80	434
Marzo	3,820	3,368	2,448	791	128	2,817	471	80	452
Abril	3,897	3,439	2,514	794	131	2,890	468	80	458
Mayo	3,849	3,394	2,466	792	135	2,840	473	80	455
Junio	3,893	3,436	2,507	791	138	2,883	472	81	457
Julio	3,805	3,363	2,432	790	141	2,804	476	83	443
Agosto	3,781	3,354	2,424	789	141	2,797	475	82	427
Septiembre	3,870	3,431	2,504	789	138	2,874	475	81	439
Octubre	3,891	3,451	2,525	788	138	2,893	476	82	439

a. A partir de 2004, el tipo de crudo se clasifica directamente desde el pozo.

b. Incluye condensados.

Valor de las Exportaciones de Petróleo Crudo

(millones de dólares)

	Total	Istmo	Maya	Olmeca	Por Región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^a
1999	8,830	1,211	4,788	2,831	7,615	944	270
2000	14,553	1,120	9,213	4,220	12,657	1,537	359
2001	11,936	706	8,454	2,776	10,392	1,235	309
2002	13,396	404	10,769	2,223	11,630	1,400	365
Enero	829	42	635	152	724	75	30
Febrero	776	28	582	167	689	87	0
Marzo	1,056	45	851	160	880	97	79
Abril	1,120	24	903	193	1,015	104	0
Mayo	1,147	18	914	215	988	122	37
Junio	1,056	24	868	164	917	139	0
Julio	1,213	30	995	188	1,043	171	0
Agosto	1,217	45	979	193	1,060	111	46
Septiembre	1,207	35	988	185	1,008	200	0
Octubre	1,373	18	1,109	247	1,234	101	38
Noviembre	1,050	65	847	138	832	134	85
Diciembre	1,351	32	1,098	221	1,240	60	52
2003	16,665	244	14,113	2,308	14,610	1,495	560
Enero	1,679	23	1,441	214	1,434	148	96
Febrero	1,465	36	1,235	194	1,269	149	46
Marzo	1,189	23	972	194	1,095	94	0
Abril	1,196	36	1,004	157	1,036	112	48
Mayo	1,161	0	1,000	161	1,051	111	0
Junio	1,308	31	1,092	185	1,127	131	50
Julio	1,465	0	1,300	165	1,252	172	40
Agosto	1,530	0	1,341	189	1,347	139	44
Septiembre	1,314	4	1,117	193	1,134	137	43
Octubre	1,407	0	1,181	226	1,275	132	0
Noviembre	1,272	18	1,040	214	1,211	61	0
Diciembre	1,679	73	1,390	216	1,378	109	192
2004	17,643	213	14,835	2,595	15,691	1,544	408
Enero	1,548	15	1,275	258	1,405	96	46
Febrero	1,325	0	1,111	215	1,184	90	51
Marzo	1,545	0	1,320	225	1,379	166	0
Abril	1,525	0	1,303	223	1,383	142	0
Mayo	1,932	0	1,678	254	1,713	161	57
Junio	1,663	17	1,433	213	1,489	116	58
Julio	1,779	27	1,513	240	1,498	224	57
Agosto	1,906	16	1,573	317	1,710	195	0
Septiembre ^R	1,994	85	1,619	290	1,705	221	69
Octubre	2,425	54	2,010	362	2,225	131	69

a. Incluye otras regiones.

Precio Promedio de Exportación de Petróleo Crudo

(dólares por barril)

	Total	Istmo	Maya	Olmeca	Por Región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^a
1999	15.57	17.45	14.13	17.85	15.69	14.65	15.74
2000	24.79	27.87	22.99	29.00	25.08	22.65	24.78
2001	18.61	22.27	17.18	23.96	18.62	18.40	19.30
2002	21.53	23.63	20.90	24.87	21.57	21.20	21.46
Enero	14.91	20.08	14.03	18.79	14.79	15.57	16.45
Febrero	16.18	18.73	15.28	19.85	16.03	17.42	0.00
Marzo	20.05	22.36	19.41	23.63	19.87	20.32	21.92
Abril	22.48	24.24	21.90	25.51	22.53	22.08	0.00
Mayo	22.60	25.19	21.99	25.46	22.88	21.13	20.52
Junio	21.94	24.34	21.51	24.20	22.02	21.44	0.00
Julio	22.93	25.24	22.39	25.88	23.08	22.06	0.00
Agosto	23.84	25.84	23.25	26.80	23.90	23.64	23.02
Septiembre	25.09	27.61	24.51	28.22	25.22	24.49	0.00
Octubre	23.61	26.25	22.83	27.82	24.06	20.84	18.88
Noviembre	20.66	23.36	20.00	24.47	20.49	20.87	22.10
Diciembre	24.03	26.25	23.28	28.42	24.02	22.76	25.83
2003	24.77	27.99	24.13	29.32	24.97	23.30	23.81
Enero	27.61	30.42	27.07	31.60	28.09	25.50	24.57
Febrero	27.75	31.50	27.01	32.86	28.38	25.63	20.76
Marzo	24.68	27.91	23.66	31.00	25.03	21.29	0.00
Abril	21.11	23.85	20.46	25.85	21.30	19.58	20.79
Mayo	22.49	0.00	21.90	27.03	22.56	21.80	0.00
Junio	24.21	26.05	23.57	28.47	24.33	22.86	25.17
Julio	25.32	0.00	24.91	29.10	25.59	24.19	22.39
Agosto	25.67	0.00	25.17	29.90	25.93	23.70	24.47
Septiembre	23.05	29.26	22.51	26.76	23.03	22.95	24.07
Octubre	24.82	0.00	24.14	29.14	24.89	24.20	0.00
Noviembre	24.93	27.88	24.17	29.22	24.97	24.25	0.00
Diciembre	25.29	29.02	24.44	30.99	25.50	23.40	24.98
2004	31.23	39.94	30.14	38.60	31.49	28.94	30.70
Enero	26.33	30.63	25.32	32.57	26.58	23.37	25.80
Febrero	26.08	0.00	25.16	32.24	26.15	25.29	25.96
Marzo	27.86	0.00	26.96	34.81	28.16	25.64	0.00
Abril	28.78	0.00	28.01	34.40	28.86	28.08	0.00
Mayo	31.68	0.00	30.82	38.81	32.24	27.46	28.97
Junio	30.04	34.26	29.25	36.56	30.22	27.11	32.06
Julio	31.79	36.62	30.77	39.44	32.04	30.20	31.77
Agosto	33.85	41.19	32.40	43.32	34.12	31.65	0.00
Septiembre	^R 35.07	40.37	^R 33.67	43.54	^R 35.11	^R 34.79	^R 35.10
Octubre	39.50	47.55	37.96	49.60	40.14	32.78	35.07

a. Incluye otras regiones.

Volumen de las Exportaciones de Petróleo Crudo^a

(miles de barriles diarios)

	Total	Istmo	Maya	Olmeca	Por Región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^b
1999	1,554	190	929	434	1,330	177	47
2000	1,604	110	1,096	398	1,379	185	40
2001	1,757	87	1,353	317	1,529	184	44
2002	1,705	47	1,413	245	1,477	181	47
Enero	1,793	68	1,465	261	1,579	156	58
Febrero	1,714	53	1,361	300	1,535	179	0
Marzo	1,699	65	1,416	218	1,429	154	116
Abril	1,660	33	1,375	252	1,503	158	0
Mayo	1,637	23	1,342	273	1,393	186	58
Junio	1,604	32	1,345	226	1,388	215	0
Julio	1,707	38	1,434	235	1,457	249	0
Agosto	1,646	56	1,358	232	1,431	152	64
Septiembre	1,604	42	1,344	218	1,332	272	0
Octubre	1,876	22	1,568	286	1,654	157	65
Noviembre	1,694	92	1,413	189	1,353	214	128
Diciembre	1,814	40	1,524	251	1,665	85	65
2003	1,843	24	1,603	216	1,603	176	64
Enero	1,961	25	1,718	218	1,647	188	127
Febrero	1,886	41	1,634	211	1,598	208	80
Marzo	1,554	27	1,326	202	1,411	143	0
Abril	1,889	50	1,637	202	1,621	191	77
Mayo	1,666	0	1,474	192	1,503	164	0
Junio	1,801	40	1,544	216	1,544	191	66
Julio	1,866	0	1,683	183	1,579	230	58
Agosto	1,922	0	1,719	203	1,676	189	58
Septiembre	1,900	4	1,655	241	1,642	198	60
Octubre	1,829	0	1,578	250	1,653	176	0
Noviembre	1,700	21	1,435	244	1,616	84	0
Diciembre	2,141	81	1,836	225	1,744	150	248
2004	1,852	17	1,614	220	1,634	175	44
Enero	1,897	16	1,625	255	1,706	133	58
Febrero	1,752	0	1,523	230	1,561	123	68
Marzo	1,789	0	1,580	209	1,580	209	0
Abril	1,766	0	1,551	216	1,597	169	0
Mayo	1,967	0	1,756	211	1,714	189	64
Junio	1,846	17	1,635	194	1,643	143	60
Julio	1,806	24	1,586	196	1,508	240	58
Agosto	1,816	12	1,568	236	1,617	199	0
Septiembre	1,895	70	1,603	222	1,619	211	65
Octubre	1,981	36	1,709	235	1,788	129	64

a. Excluye la exportación temporal por concepto de procesamiento de crudo de 1999 a 2004 por 53.1, 103.3, 62.1, 130.0, 112.1 y 116.5 Mbd consecutivamente.

b. Incluye otras regiones.

Volumen de las Exportaciones de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Petroquímicos

(miles de barriles diarios)

	Total	Gas licuado ^a	Gasolinas ^b	Turbosina	Diesel	Combustóleo	Otros	Gas natural MMpcd	Petroquímicos Mt
1999	149.5	4.5	71.7	2.3	13.6	0.9	56.5	138.5	809.2
2000	111.5	5.5	69.7	3.6	4.4	0.1	28.1	23.6	1,116.2
2001	103.7	3.1	73.0	2.5	8.9	3.9	12.2	24.9	780.4
2002	155.9	0.4	70.7	6.3	8.0	24.9	45.6	4.4	831.8
Enero	134.4	0.5	91.4	7.2	15.2	5.7	14.4	28.4	96.6
Febrero	149.2	0.6	65.7	7.9	16.2	4.5	54.1	25.9	83.0
Marzo	210.2	0.4	68.9	7.3	16.9	46.4	70.3	0.0	92.9
Abril	147.1	0.4	69.5	7.4	0.1	20.1	49.6	0.0	106.1
Mayo	171.8	0.3	62.4	5.9	1.2	28.5	73.5	0.0	79.9
Junio	110.3	0.2	83.9	11.6	6.3	0.0	8.3	0.0	52.7
Julio	178.9	0.3	81.3	14.3	8.6	20.9	53.5	0.0	56.8
Agosto	165.3	0.3	72.2	0.1	10.3	35.4	47.0	0.0	52.6
Septiembre	147.8	0.4	65.3	0.1	9.6	36.4	36.0	0.0	32.9
Octubre	139.2	0.3	57.8	7.1	9.0	20.5	44.5	0.0	45.8
Noviembre	127.6	0.3	55.2	0.0	2.4	31.2	38.4	0.0	71.4
Diciembre	185.1	0.6	73.8	7.1	0.3	46.6	56.8	0.0	61.0
2003	177.2	0.3	70.7	7.6	2.9	21.4	74.2	0.0	808.8
Enero	236.1	0.6	79.4	7.1	20.2	56.7	72.0	0.0	74.5
Febrero	219.8	0.2	71.6	7.3	1.1	63.0	76.6	0.0	66.6
Marzo	142.5	0.3	82.3	0.0	0.3	24.7	34.9	0.0	53.6
Abril	164.5	0.3	68.1	11.3	0.4	8.5	76.0	0.0	61.7
Mayo	144.2	0.2	75.4	7.1	0.5	14.9	46.1	0.0	45.3
Junio	179.1	0.3	68.4	13.3	0.7	0.9	95.5	0.0	71.8
Julio	148.9	0.2	55.6	13.3	0.5	0.0	79.3	0.0	70.0
Agosto	157.9	0.2	76.4	0.4	0.6	0.0	80.2	0.0	61.9
Septiembre	151.9	0.4	58.9	11.8	0.5	0.0	80.4	0.0	75.5
Octubre	165.7	0.3	66.9	9.5	0.5	19.4	69.2	0.0	78.0
Noviembre	229.0	0.3	78.4	7.2	9.5	52.2	81.5	0.0	84.8
Diciembre	192.0	0.3	67.1	3.5	0.3	20.1	100.7	0.0	65.3
2004	153.4	0.3	75.7	7.6	9.2	3.2	57.6	0.0	767.8
Enero	190.7	0.2	68.1	11.8	17.3	9.7	83.6	0.0	101.4
Febrero	195.1	0.3	71.2	17.8	34.6	0.1	71.1	0.0	50.2
Marzo	152.5	0.3	78.5	7.7	31.2	0.0	34.8	0.0	110.4
Abril	162.3	0.3	79.9	7.9	5.4	11.0	57.8	0.0	69.6
Mayo	154.7	0.3	65.6	7.6	0.4	10.6	70.2	0.0	75.7
Junio	151.6	0.2	78.2	8.0	0.5	0.0	64.7	0.0	77.5
Julio	143.0	0.3	77.6	7.7	1.9	0.0	55.6	0.0	72.5
Agosto	121.0	0.2	78.7	0.6	0.6	0.0	40.8	0.0	75.7
Septiembre	146.6	0.3	91.0	6.6	0.6	0.0	48.1	0.0	60.2
Octubre	119.6	0.2	68.3	0.6	0.3	0.0	50.0	0.0	74.6

MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios

Mt = Miles de toneladas

a. Incluye propano y butano.

b. Incluye gasolinas naturales, pentanos, gasolinas terminadas y componentes de bajo octano.

Volumen de las Importaciones de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Petroquímicos ^a

(miles de barriles diarios)

	Total	Gas Licuado ^b	Gasolinas ^c	Diesel	Combustóleo	Otros	Gas Natural	Petroquímicos
							MMpcd	Mt
1999	325.3	93.8	103.7	27.5	93.1	7.1	148.9	106.2
2000	363.2	120.7	90.6	27.7	116.5	7.8	231.4	317.3
2001	335.3	99.8	136.0	6.7	85.2	7.6	292.2	128.1
2002	243.6	101.6	89.7	17.2	16.4	18.7	592.5	197.4
Enero	295.4	92.1	158.6	20.4	14.4	9.9	325.6	4.2
Febrero	180.6	109.6	65.8	0.0	4.3	0.9	292.4	0.8
Marzo	228.2	116.8	88.3	0.0	12.4	10.6	491.3	0.5
Abril	223.4	96.9	112.5	0.0	13.1	0.8	542.8	0.5
Mayo	148.6	66.2	23.5	6.4	32.1	20.4	612.6	0.7
Junio	220.6	82.4	82.0	2.6	42.7	10.9	676.9	21.0
Julio	201.4	71.6	92.7	14.2	22.3	0.7	708.8	43.7
Agosto	270.8	100.5	83.2	19.5	27.0	40.6	745.7	26.0
Septiembre	196.0	83.7	51.8	22.3	8.7	29.5	746.9	23.4
Octubre	308.2	137.1	116.1	25.2	11.8	18.1	701.2	39.2
Noviembre	292.9	109.5	100.7	52.4	0.4	29.9	600.7	28.9
Diciembre	350.2	152.0	99.1	42.2	6.5	50.5	641.9	8.5
2003	199.9	85.3	54.5	3.9	18.6	37.5	756.9	94.7
Enero	327.3	111.9	157.9	16.9	1.9	38.6	750.6	1.8
Febrero	301.4	98.8	118.1	16.0	5.0	63.4	748.6	1.5
Marzo	229.0	89.5	50.6	7.8	13.1	67.9	457.3	24.4
Abril	155.1	57.5	29.5	7.3	31.2	29.5	581.8	1.5
Mayo	226.2	66.6	61.3	0.0	25.7	72.6	873.8	1.8
Junio	184.6	74.1	31.1	0.0	41.7	37.6	933.7	0.8
Julio	163.2	61.3	26.3	0.0	47.1	28.5	788.6	7.0
Agosto	156.7	78.9	25.2	0.0	17.3	35.3	764.9	4.4
Septiembre	169.2	82.1	39.8	0.0	25.9	21.3	755.6	0.3
Octubre	192.6	97.7	60.8	0.0	9.7	24.4	786.2	11.4
Noviembre	148.2	100.4	33.7	0.0	4.0	10.0	861.3	17.5
Diciembre	150.2	105.6	22.9	0.0	0.0	21.8	783.1	22.3
2004	202.8	78.3	74.0	2.4	14.8	33.3	758.4	82.2
Enero	258.6	122.0	101.8	0.0	0.0	34.8	754.6	8.5
Febrero	172.0	86.7	54.4	0.0	10.6	20.4	726.6	0.4
Marzo	199.8	94.4	75.8	0.0	0.0	29.6	732.6	1.7
Abril	175.3	58.4	93.6	0.0	0.0	23.3	463.2	17.9
Mayo	157.4	50.2	66.9	0.0	0.0	40.3	693.1	0.4
Junio	198.7	84.0	40.9	8.1	22.0	43.7	832.2	2.6
Julio	123.1	53.9	25.0	0.0	0.0	44.3	821.6	3.2
Agosto	191.4	68.3	72.9	0.0	23.2	27.0	878.2	25.4
Septiembre	208.1	79.3	60.2	0.0	39.1	29.5	877.1	[*] 7.7
Octubre	340.8	85.9	146.7	15.7	53.6	38.9	799.3	14.5

MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios

Mt = Miles de toneladas

a. Excluye retorno de productos por concepto de maquila de crudo (cifras en Mbd): 36.6 de gasolinas y 7.9 de diesel para 1999; 73.3 de gasolinas y 14.3 de diesel para 2000; 42.1 de gasolinas y componentes, 1.6 de isobutano, 9.9 de diesel y 1.2 de turbosina para 2001; 94.5 de gasolinas y componentes, 1.2 de isobutano, 10.0 de diesel, 0.9 de turbosina y 1.2 de combustóleo para 2002; 87.2 de gasolinas y componentes, 0.9 de isobutano, 5.4 de diesel y 1.6 de combustóleo para 2003; y, 0.9 de diesel y 94.9 de gasolinas y componentes para 2004.

b. Incluye propano y butano.

c. Incluye MTBE, producto petroquímico usado en la formulación de gasolinas automotrices.

7.4. HOJA DE DATOS

UNIVERSIDAD NACIONAL HOJA DE DATOS TESIS DE MAESTRIA MIAP MEXICO		MEDIDOR DE FLUJO TIPO ULTRASONICO				Hoja X de Y		
		Rev. No.	Por	Fecha	Descripción	Spec. No.	Rev.	
							A	
						A		EJR
					Proyecto:			
					Fecha			
					11.05.04			
					Contrato			
					TESIS			
					Por	REV.	Apr.	
MEDIDOR	1	Número de identificación		UM-300				
	2	Servicio		MEDICION DE GAS				
	3	Localización del medidor		Estación Lázaro Cárdenas				
	4	Tamaño.		12" (CEDULA 80)				
	5	Conexiones externas		RF Brida				
	6	Rango del cuerpo		ANSI Clase 600				
	7	Salidas		Dual Frequency 0-10000 Hz				
	8	Rango		2'-100' per Second (0.6-30 Meter per Second)				
	9	Exactitud		Within 0.5%				
	10	Repetibilidad		Equal or < 0.2%, Ai-Directional Flow				
	11	Rango de Velocidad		-100' to +100' per Second (-30 to +30 Meter per Second)				
	12	Exterior		1' to 120' per Second (0.3 to 36 Meter per Second)				
	13	Materiales: cuerpo		API 5L X52				
	14	Bridas		ASTM A694 F52				
	15	Especificaciones		ASTM A52 Gr. A Pipe and 3 Coat Paint				
	16							
	17							
INSTRUMENTO SECUNDARIO	18	Instrumento secundario		3 Path 8 Chord				
	19	Transductor		Retractable 200 kHz				
	20	Aprovaciones		Clase I, Division 1, Group C and D				
	21	Electronicos		Meter Mounted 12/24 VDC				
	22	Tarjeta de frecuencia		Yes				
	23	Convertidor de telepuertos		Yes				
	24	Sdetware		Manufacturer Standard				
	25							
	26							
	27							
DATOS DE FLUIDO	37	Fluido		Gas Natural				
	38	Flujo: Min.	Max.	50 MMPCED	150 MMPCED			
	39	Flujo normal						
	40	Operación Presión						
	24	Contra presión						
	25	Temp Operación. Min.	Max.			100°F		
	26	Operacion especifica Operación						
	27	Rango Viscosidad						
	28	Porcentaje de solidos						
	29							
PATIN ESTANDARD SPOOL	30	Código de diseño del cuerpo		CFR 49 Part 192				
	31	Codigo de brida		ANSI A16.5 or MSS SP 44				
	32	Factor de diseño		0.5				
	33	Temperatura de diseño		-20° to 200°F (-28° to 93°C) Meter Aody Only				
	41	Presión de diseño						
	42	Presión de prueba		Manufacturer Standard				
	43	Rango del Transductor		Standard 220 to 2500 PSIG, -20° to 179°F				
	44	Proceso		Manufacturer Standard				
	45	Capa interna		Manufacturer Standard				
	46	Capa externa		Manufacturer Standard				
47								
48								
NOTAS:	49	Construccion		Instrumet				
	50	Modelo de medidor No.		Q.Sonic Q3				
NOTAS:		MPCSD: MILLONES DE PIES CUBICOS ESTÁNDAR DIA						

7.5. SOFTWARE DE CÁLCULO.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
DIMENSIONADOR MEDIDORES DE FLUJO TIPO ULTRASONICO
PARA LIQUIDOS

Seleccione tamaño del medidor:

Seleccione unidades para el flujo:

Seleccione unidades para densidad:

Seleccione unidades de Viscosidad:

Flujo → Gal/Min

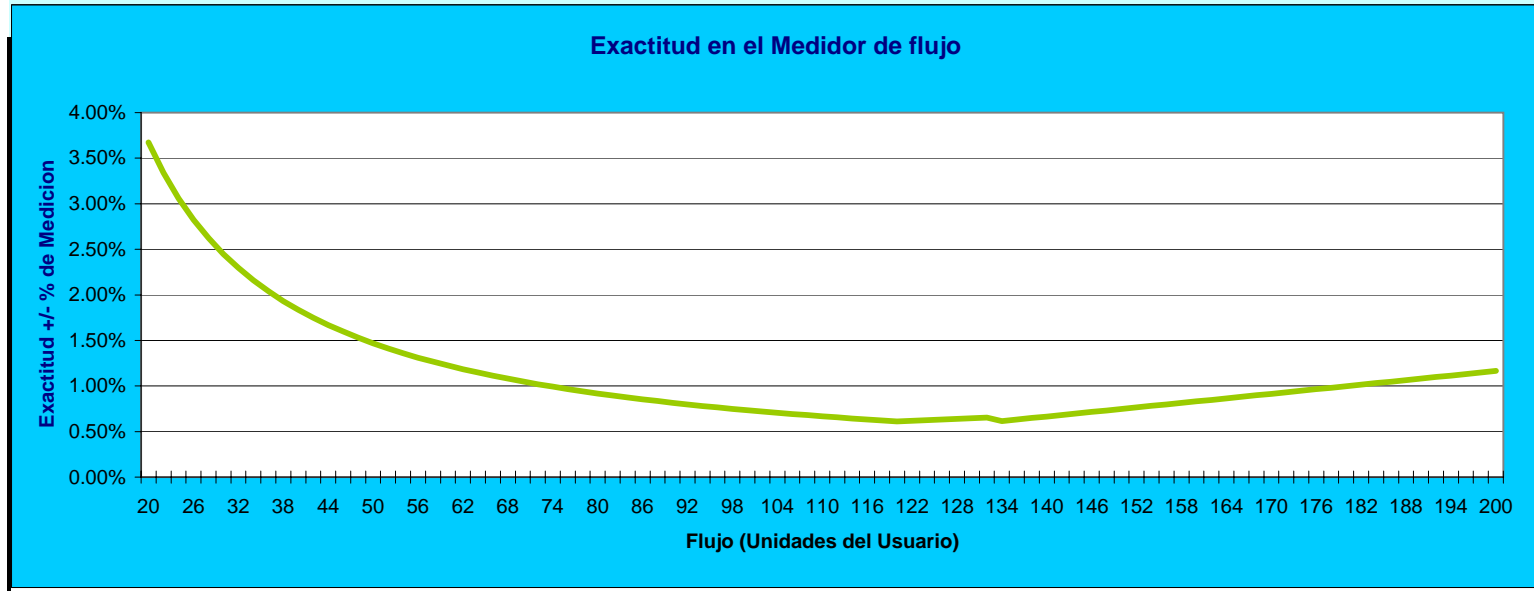
Densidad → S.G.

Viscosidad → Centipoise

Flujo volumetrico Gal/Min	Exactitud +/- % of Rate	Regimen de flujo
20.0	3.67%	Laminar
40.0	1.84%	Laminar
60.0	1.22%	Laminar
80.0	0.92%	Laminar
100.0	0.73%	Laminar
120.0	0.61%	Laminar
140.0	0.66%	Transitional
160.0	0.83%	Transitional
180.0	1.00%	Transitional
200.0	1.16%	Transitional

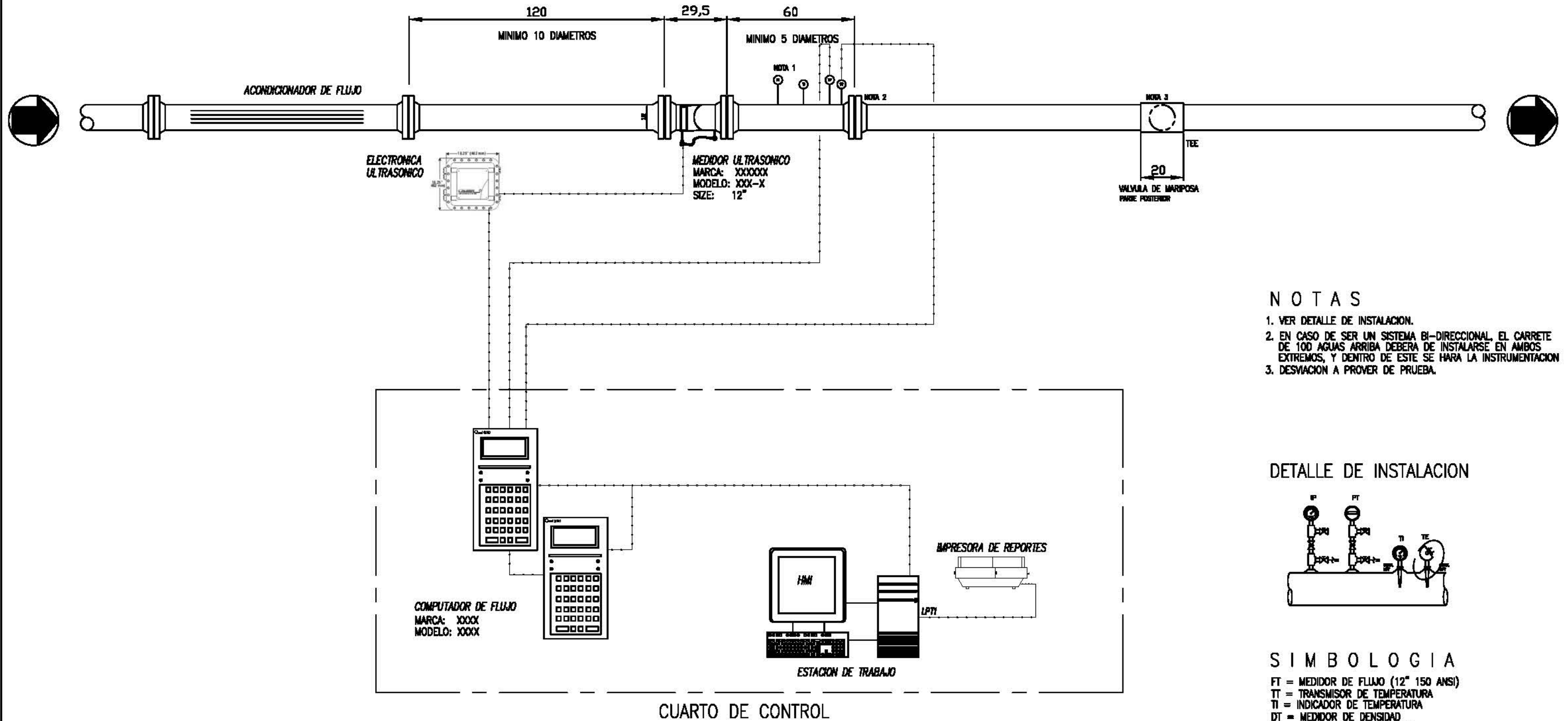
Veloc. Flujo @ Entered Rate =	2.27	Feet/sec
Exactitud at Entered Rate =	1.16%	of Rate
Número de Reynolds at Entered Rate =	1,664	Transitional
Flujo Min. for this size =	132.2	Gal/Min
Flujo max. for this size =	4,847.0	Gal/Min
Usable Turndown =	1.5 : 1	

Verifique exactitud e intente nuevamente



7.6. ARREGLO DE EQUIPO.

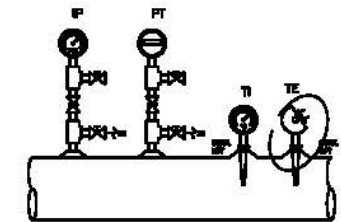
TIPICO DE INSTALACION PATIN MEDICION DE FLUJO TIPO ULTRASONICO



NOTAS

1. VER DETALLE DE INSTALACION.
2. EN CASO DE SER UN SISTEMA BI-DIRECCIONAL, EL CARRETE DE 100 AGUAS ARRIBA DEBERA DE INSTALARSE EN AMBOS EXTREMOS, Y DENTRO DE ESTE SE HARA LA INSTRUMENTACION.
3. DESVIACION A PROVER DE PRUEBA.

DETALLE DE INSTALACION



SIMBOLOGIA

- FT = MEDIDOR DE FLUJO (12" 150 ANSI)
- TT = TRANSMISOR DE TEMPERATURA
- TI = INDICADOR DE TEMPERATURA
- DT = MEDIDOR DE DENSIDAD
- PT = TRANSMISOR DE PRESION
- TW = TRANSMISOR DE PRESION
- TW = TERMOPOZO

CP	FECHA	REVISIONES				NUM.	DIBUJOS DE REFERENCIA	APROBADO POR		 UNAM	DIBUJO:	ING. E.J.R.	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO	MAESTRIA EN INGENIERIA Y ADMINISTRACION DE PROYECTOS		
		MCA	DESCRIPCION	FECHA	POR			Vc.Bo.	DIRECTOR PROYECTO					COORDINADOR DE PROYECTO	SUPERVISOR	TESIS
		0	APD	25/12/04	EJR	AAD	CAPITULO 4						INNOVACIONES EN EL DISEÑO DE MEDIDORES DE FLUJO TIPO ULTRASONICO. ALCANCES Y PERSPECTIVAS.			
													TOPOLOGIA DE INSTALACION			
													TESIS DE GRADO. ANEXO X1	PLANO No.	REV.	
													CIUDAD UNIVERSITARIA	ISM-A100	0	

7.7. FUENTES BIBLIOGRÁFICAS

7.7.1. *Libros*

1. Several Authors. Pipeline Rules of Thumb Handbook, 4th Ed. 2000
2. Several Authors. Engineering Data Book. Vol. 1, Sec. 3. Measurement. Gas Processors Suppliers Association. Ed. 11. 1998
3. Contandriopoulos AP. Champagne F. Potvin L, Denis JL, Boyle P. Preparar un proyecto de investigación. Barcelona: SG Editores; 1991.
4. P. Gerhart, R. Gross y J. Hochstein. Fundamentos de Mecánica de Fluidos (2ª Edición. Adison-Wesley Iberoamericana 1995.
5. Frank M. White. Mecánica de Fluidos. McGraw Hill 1979.
6. Victor L. Streeter y E. Benjamin Wylie. Mecánica de los Fluidos (8ª Edición). McGraw Hill 1986.
7. F.M, White; Klein, H.A. Mecánica de fluidos. Editorial McGraw Hill. 1984.
8. Armenteros, M. Carmen. La innovación tecnológica. Ed. Limusa, 1999
9. Ries & Truth. El Posicionamiento. 2 Ed.
10. Castro Díaz – Balart, F. Ciencia, innovación y futuro, Ed. 2002. -- p. 179-325
11. Pavón J. Y A. Hidalgo. Gestión e Innovación. Un enfoque estratégico. España (1997)
12. Machado, Fernández M. Gestión tecnológica para un salto en el desarrollo industrial, 1997 -- p. 35-62.

7.7.2. Artículos Técnicos

20. API DRAFT STANDARD. Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters Using Transit Time Technology. 1st edition 2002.
21. API Code. API Manual of petroleum Measurement Standards. Chapter 14, Section 3.
22. Chin, Wil. Versatility of ultrasonic flowmeters Driving Healthy Market Growth. ARC Advisory Group. 2004.
23. Decker, Herb. Proving Multi-Path Ultrasonic Flow Meter in liquid Custody Transfer Application. Krohne America Inc.
24. Decker, H. Leenhoven, T. Multibeam Ultrasonic Flowmeter, for custody transfer at tank farm; a long term trial. 2000
25. Lasing, J. Ultrasonic Meter Station Design Consideration. Daniel Industries, 2002
26. Lasing, J. Basics of Ultrasonic flow meters. ASGMT 2000, Houston, TX
27. Lasing, J. Benefits of flow Calibrating Ultrasonic Meters. AGA Operations Conference, Chicago, IL 2002
28. Grimley, T.A. Ultrasonic Meter Installation configuration Testing. AGA Southwest Research Institute, Denver, June, 2000.
29. Derr, C. W. Ultrasonic Gas Meter Station Design. Daniel Division of Emerson Process Management
30. Yoder, Jesse. Ultrasonic Meters: a Choice To Measure Gas Flow. Pipeline & Gas Journal. July issue 2000
31. Lasing, J. Dirty vs Clean Ultrasonic Gas Flow Meter Performance. Aga Operations Conference, Chicago IL. 2002.
32. Lasing, J. Field Verification Procedure for Ultrasonic Gas Meter. Aga Operations Conference, Chicago IL. 2001
33. Garcia, L. Teoría de la medición de caudales y volúmenes de agua e instrumental necesario disponible en el Mercado. Centro español de Metrología. Reporte ITG.

34. Yoder, Jesse. Ultrasonic Flowmeter Market is Expected to Grow Strongly. Pipeline & Gas Journal. April 2002.
35. Arellano, H. Medición de flujo de gas. PDVSA Posgrado de gas Universidad de Oriente. Santiago de Chile.
36. Yoder, Jesse. Ultrasonic Flowmeters. Many Paths to Successful Flow Measurement. Pipeline & Gas Journal. February, 2005
37. Estrada, Norma. Notas curso de Maestría en Dirección. Universidad Victoria, España. 2002.

7.7.3. Manuales, códigos y estándares

40. Catalog No. XQ9801. Transcanada Calibrations.
41. AGA REPORT No. 9 Measurement of gas by Multipath Ultrasonic Meters. American Gas Association. June 2000.
42. Documento No. 10.00.01/E/C.
43. Instromet Manual de usuario. Instromet, División de Medición Ultrasónica. 2003
44. Document No. 7.02371.21.00.
45. Krohne Fundamentals of Ultrasonic Flow Measurement for industrial applications
46. Incompressible Flow. Ronald L. Panton. John Wiley & Sons, Inc. 1984.
47. An Introduction to Fluid Dynamics. G. K. Batchelor. Cambridge Press 1967.
48. Viscous Fluid Flow (2ª Edición). Frank M- White. Mc Graw Hill 1974.
49. The science of measurement. A historical survey", Dover, 1974
50. Norma Oficial Mexicana NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P.-
51. Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural.
52. Ingeniería Química, Tomos 2 y 3. E. Costa Novella y otros. 1984. Alhambra Universidad.
53. Mecánica de fluidos. A. Crespo. Publicaciones E.T.S.I.I. Madrid. 1989
54. La mecánica de los fluidos. I.H. Shames. Editorial Castillo. 1979.
55. Ley Nacional de Metrología. Mayo 1999.
56. Proyecto de Norma. PROY-NRF-081-PEMEX-2004. Medición Ultrasónica de Hidrocarburos en Fase Gaseosa.
57. Cotizaciones de equipos. Varias marcar. Licitación 18576112-026-04.
58. Cotizaciones de equipos. Varias marcar. Licitación 18575055-026-03.
59. Cotizaciones de equipos. Varias marcar. Licitación 18577001-026-03
60. Cotizaciones de equipos. Varias marcar. Licitación 18577001-010-04.

61. Contrato PGPB: 5100019757 "Patines para la adecuación del área de regulación y medición de la caseta No. 2 de Exportación/importación en el municipio de Reynosa en el Estado de Tamaulipas".
62. Norma Mexicana. NMX-EC-17025-IMNC-2000. Requisitos Generales para la competencia de los laboratorios de Ensayos y de Calibración.
63. A.G.A. Engineering Technical Note M-96-2-3. "Ultrasonic Flow Measurement for Natural Gas Applications". American Gas Association. 1515 Wilson Boulevard, Arlington, VA 22209
64. Instromet International. The influence of fouling on ultrasonic gas flow measurement. Jan G Drethen & Fred H. Alberts. 1999

7.7.4. *Referencias Internet*

70. www.pmi.org Project Management Institute
71. www.aga.org American Gas Association
72. www.gas-training.com Sistemas de Medición Gas
73. <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/unidades/unidades>. Sistemas de unidades de medida
74. http://zenner.com.ar/elarchivo/e_industrial Transductores de Caudal de Fluidos, Ignacio López y Germán Mourenza,
75. <http://www.ciateq.mx/index/cenam>. Centro de investigación y desarrollo tecnológico. Patrón Nacional de Flujo de Líquidos.
76. <http://www1.ceit.es/asignaturas/Fluidos1>. Monografía de flujo de Fluidos
77. www.pemex.com Petróleos Mexicanos
78. www.economia.gob.mx Secretaria de Economía. Normas Oficiales Mexicanas
79. www.cenam.mx Centro Nacional De Metrología
80. <http://www.imp.mx/investigacion/ductos/tomografia.htm> Sistemas de Medición Tomograficos
81. <http://www.itlp.edu.mx/publica/tutoriales/desproyectos/> Tutorial Estudios de Viabilidad.
82. www.imp.mx Instituto Mexicano del Petróleo.
83. www.transcanada.com Transcanada Calibrations.
84. www.flowresearch.com . Flow Research, Inc.
85. www.api.org American Petroleum Institute.