



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“GESTIÓN INTEGRAL DE LA MEDICIÓN DE
HIDROCARBUROS”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

ANA KARENINA DEL ANGEL DEL ANGEL



DIRECTOR DE TESIS:
ING. ULISES NERI FLORES

CD, UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F

2012



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.

Agradecimientos

Antes que nada debo reconocer que son tantas las personas que me han apoyado a lo largo de mi vida, que es casi imposible poder mencionarlas en este momento.

Te agradezco Diosito por permanecer a mi lado siempre y guiarme a ser una persona de bien; por protegerme y darme energía para continuar con mi carrera; y sobre todo te doy gracias porque a pesar de las adversidades que se han cruzado en mi camino, éstas han sido la pauta para ser mejor día a día y preparar mi destino para alcanzar el éxito.

Agradezco infinitamente a la UNAM, la máxima casa de estudios y mi alma mater, porque con todas las oportunidades que me brindó, pude terminar orgullosa mis estudios y con la frente en alto por pertenecer a tan honorable institución.

Papá, muchas gracias por apoyarme siempre tanto económicamente como moralmente, por ser un gran ejemplo de éxito y de triunfo, y así tenerme como mi modelo a seguir. Te quiero muchísimo y tu ser ocupa una gran parte de mi corazón. Gracias por mantenerme a mi lado en cualquier momento, sea bueno o sea malo. Gracias por entenderme y quererme tanto, por darme las herramientas para concentrarme en mi carrera y por tratar de hacer mi vida más feliz. Te adoro papá!

Mamá, a ti te agradezco absolutamente todo!! Eres una persona tan especial para mí y mi amor hacia ti es tan grande, que es difícil expresar con palabras mis sentimientos respecto a tu persona. Eres una madre tan fuerte, tenaz, valiente, tierna, cariñosa, hermosa... y tantas cosas más, que simplemente no sé cómo puedes combinar tantas virtudes en un mismo ser. Te admiro y quiero tantísimo que solo me queda decirte por el momento: Gracias por tus consejos, por tus acciones, por escucharme y preocuparte por mí siempre. Eres de lo mejor que tengo en la vida y te adoro.

Julio, no le pude haber perdido a Dios más hermanos porque tú cumples con absolutamente todo lo que cualquiera pudiera tener. No solo has sido un hermano, también has sido un amigo, padre y madre a la vez. Me has dado los mejores consejos y has llenado de felicidad mi vida. Te quiero muchísimo y espero poder regresararte algún día todo lo que has hecho por mí.

Agradecimientos

Además agradezco a Leonardito, ya que es ese niño tan especial que vino a iluminar nuestras vidas con esa carisma que naturalmente posee, y convirtió cualquier momento malo en alegría, gracia y amor en nuestra familia; a ti también te quiero muchísimo Leo y espero que cuando crezcas puedas leer esto que con tanto cariño te dedico.

Abuelita Mimí y abuelito Tacho, los quiero muchísimo y gracias por apoyarme bajo cualquier circunstancia; su fortaleza y alegría me han inspirado para ver las cosas en forma positiva y que cualquier reto no sea lo suficientemente desafiante para ser un obstáculo para conseguir mis metas. Les agradezco también el hecho de mantenernos unidos como familia y tratar a toda costa que la pasemos bien esas fechas tan especiales.

Abuelita Vita, eres una mujer tan emprendedora y fuerte que no me sorprende que yo tenga las mismas aspiraciones. Me siento halagada porque siempre dices que nos parecemos pero hay una gran diferencia, tú eres una mujer con tanta experiencia y sabiduría de la vida, que aún no puedo llegar a compararme contigo ya que aún me falta un gran camino por recorrer.

Qué más quisiera yo que tener a mi abuelito Melquiades con vida, me llenaría de felicidad que él estuviera en estos momentos tan especiales a mi lado, pero el destino de cada quién es diferente y Diosito decidió darle una mejor vida pero muy triste para nosotros ya que lo extrañamos mucho. Especialmente a él quiero hacerle una dedicatoria especial de mi tesis. Gracias abuelito por ser tan bueno y regalarle una sonrisa con tu forma de ser a todos los que te rodábamos.

Quiero agradecer a mi tía Lety y a mí tío Marco por todo el apoyo que siempre me han brindado, sin ustedes no sé cómo habría salido adelante en las primeras etapas de mi licenciatura. Gracias por brindarme un hogar y una familia durante mi estancia en esta ciudad; siempre los tendré en resguardados en un lugar especial en mi corazón.

Debo agradecer también a mi primo Toño y a mi prima Lety, gracias por ser como una hermana y amiga para mí, sigo extrañando todas las cosas que pasamos juntas y espero que perduren como momentos clave en la transición de nuestra madurez; bueno aunque todavía nos falta porque aun somos muy jóvenes ☺

Agradecimientos

Tío Hugo y tía Vero, los quiero muchísimo y les agradezco por todas las atenciones que han tenido no solo conmigo sino con las personas más queridas para mí. Son personas tan buenas y generosas que verdaderamente admiro y quisiera que permanezcan siempre en mi vida. Sobre todo quiero expresar mi especial admiración ya que son triunfadores y excelentes tanto para su familia como para su trabajo. Felicidades!!! Actualmente eso es algo ejemplar y sinceramente espero que perdure siempre.

Le dedico también esta tesis a mi director, el Ing. Ulises Neri Flores, además de agradecerle mucho todo su apoyo con información, tiempo, comprensión, paciencia; quiero expresarle toda mi admiración ya que es una persona buena, responsable, amable y compartida; y espero poder devolverle en el futuro todas las atenciones que ha tenido conmigo.

Quiero agradecer el apoyo de mis sinodales; el Ing. Israel Castro Herrera, el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, el M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, y el Ing. Octavio Steffani Vargas, por su absoluta disposición y ayuda para corregir y enriquecer esta tesis.

Agradezco enormemente a mis amigos de la Universidad Carlitos, Chapo, Everardo, Isaí, Nage, Liz, Eliel, Juanito, Andrés, Viri, Orlando, Osvaldo, Danielita, Pau, Alberto, Armando, Abraham, Gaby, Karensita, Erick, Mario, Uriel, Diego, Fidel, Humberto,... y a mis también amigos y ex-roomies Gerardo, Mario, Isa, Lalo, Paski, Fanis, Marbe,... por ser parte importante en mi vida y carrera, soy muy feliz de haberlos conocido y la verdad los admiro muchísimo y espero encontrarlos y seguir compartiendo momentos con ustedes en el futuro.

Les agradezco a Jacky y Olguis, mis dos amigas tan bellas y especiales con las que estuve compartiendo cosas muy padres en toda la carrera; las felicito por no rendirse ni un momento y qué bueno que Dios las envió a mi lado para que juntas sembráramos una gran amistad, las quiero mucho y siempre estarán en mi corazón.

Queridísimo amigo Oscarín, te agradezco mucho por compartir conmigo momentos tan importantes y brindarme siempre tu comprensión, apoyo y buenos consejos, eres una

Agradecimientos

persona muy especial para mí y quiero conservar tu amistad siempre. Te ofrezco mi apoyo y cariño hoy y siempre.

Dianita! La verdad me encanto haber convivido mas contigo la última etapa de la carrera, eres una niña muy especial a la que quiero mucho y agradezco todas las atenciones, consejos, cariño y amistad. Espero que en el futuro podamos volver a estar juntas o por lo menos no tan distantes y así fortalecer nuestra amistad.

Pekito José Luis, te agradezco mucho todo el cariño y amor que me has brindado a lo largo de nuestro noviazgo, eso y todos los consejos y apoyo me han ayudado mucho a ser una persona más fuerte, segura y sobretodo autosuficiente. Gracias por hacerme recuperar mi autoestima para poder armarme de valor y sentirme lista para enfrentar todo aquello que me depara el futuro.

Agradezco también a mis ami@s Rebecca, Dianita, Moni, Stephie, Ara, Divis, Kokiri, Domingo, Pollo, Tavo, Choko,... Me siento muy feliz de que formaran parte de mi vida en una etapa tan padre. Les extraño mucho y me gustaría poder verlos más seguido y nunca perder su amistad.

Quiero agradecer infinitamente el apoyo de mi gran amigo, el Ing. Amador Esteban González, ya que sin él no habría obtenido la preparación adecuada y suficiente para haber aprobado exitosamente mi examen de admisión a mi tan querida y respetada UNAM.

Atentamente

Ana Karenina Del Angel Del Angel

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Contenido

GESTIÓN INTEGRAL DE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	4
i.1 Antecedentes históricos	6
1. FUNDAMENTOS DE METROLOGÍA Y MEDICIÓN	8
1.1. Conceptos básicos y definiciones de metrología y medición.....	8
1.2. Importancia de la medición de los hidrocarburos.....	15
1.3. Importancia de la normatividad en la medición	18
1.4. Importancia de la calidad de los hidrocarburos	19
1.5. Medición física de los de hidrocarburos	21
1.6. Comportamiento de flujo a través de los medidores.....	23
1.6.1. Perfiles de flujo y efectos de la tubería.....	27
1.6.2. Disturbios del flujo.....	28
1.6.3. Acondicionamiento de flujo	29
1.6.4. Efecto de presión y temperatura en los medidores	31
1.7. Criterios de selección de medidores.....	32
2. ADMINISTRACIÓN GENERAL DE LA MEDICIÓN	34
2.1. Gestión y gerencia de la medición.....	34
2.2. Mantenimiento y calibraciones de los sistemas de medición	36
2.2.1. Procedimientos de Calibración.....	37
2.3. Muestreo y análisis.....	39
2.3.1. Muestreo de Líquidos	39
2.3.2. Muestreo de Gases	40
2.4. Documentación	41
2.4.1. Documentación de diseño.....	41
2.4.2. Documentación de Operación y Calibración	42
2.4.3. Manual de configuraciones	42
2.4.4. Certificaciones	42
2.4.5. Tolerancias	43

Contenido

2.4.6.	Bitácora de Registro (Log Book).....	43
2.5.	Validación de datos	44
2.5.1.	Métodos de validación de datos.....	44
2.5.2.	Seguridad.....	45
2.5.3.	Almacenamiento.....	45
2.6.	Control de software	45
2.7.	Errores y fallas en la medición	46
2.7.1.	Calidad de la medición	46
2.7.2.	Identificación de una medición errónea	46
2.7.3.	Reporte de las Mediciones Erróneas	47
2.7.4.	Diferencias de medición.....	47
2.8.	Estimación de la incertidumbre	48
2.8.1.	Incertidumbre en la medición de aceite y gas.....	49
2.8.2.	Incertidumbre vs Costo	50
2.8.3.	Incertidumbres típicas en los puntos de medición.....	50
3.	MEDIDORES Y PAQUETES DE MEDICIÓN	52
3.1.	Medidor de flujo por presión diferencial.....	52
3.1.1.	Medidores de placa de orificio	52
3.2.	Medidores de flujo por desplazamiento positivo.....	57
3.2.1.	Principio de operación	57
3.2.2.	Instalación	60
3.2.3.	Ventajas y desventajas.....	62
3.3.	Medidor de turbina	63
3.3.1.	Principio de operación	63
3.3.2.	Instalación	66
3.3.3.	Ventajas y desventajas.....	68
3.4.	Medidor tipo Coriolis.....	69
3.4.1.	Principio de operación	71
3.4.2.	Instalación	75
3.4.3.	Ventajas y desventajas.....	78
3.5.	Medidores Ultrasónicos.....	79
3.5.1.	Principio de operación	79

Contenido

3.5.2.	Instalación	82
3.5.3.	Ventajas y desventajas	87
4.	SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	88
4.1.	Condiciones de funcionamiento de un sistema de medición de líquidos	88
4.2.	Límites de aplicación de los sistemas de medición	89
4.3.	Componentes de un sistema de medición.....	90
4.4.	Control metrológico de un sistema de medición	94
4.5.	Instalación de sistemas de medición	97
4.5.1.	Consideraciones de diseño.....	97
4.5.2.	Localización física del sistema de medición	97
4.6.	Sistemas de medición de aceite	98
4.6.1.	Medidores	99
4.6.2.	Medición electrónica de flujo (EFM).....	99
4.7.	Sistemas de medición de gas	101
4.7.1	Diseño general y criterios de instalación para sistemas de medición de gas	102
5.	MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN.....	104
5.1.	Consideraciones generales para la selección del método de medición	104
5.2.	Medición en boca de pozo y en pruebas de pozo	106
5.2.1	Medición de pruebas de pozo	108
5.2.2	Medición multifásica de hidrocarburos	111
5.2.3	Medición de gas húmedo.....	115
5.3.	Medición en batería de producción	115
5.3.1.	Medición en separador de producción	116
5.3.2.	Medición en tanque	117
5.4.	Medición en transferencia de custodia	119
5.5.	Prorrato de producción.....	120
5.5.1.	Prorrato de pruebas de pozos	121
5.5.2.	Contabilización del prorrato de aceite de la batería.....	122
5.5.3.	Baterías con prorrato de gas	122
5.6.	Medición de quema y venteo de gas.....	123
5.6.1.	Importancia de la medición de quema y venteo de gas	123
5.6.2.	Estimación y medición de gas quemado y venteado	125

Contenido

5.6.3. Categorías de medición.....	129
5.6.4. Métodos de medición	131
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
LISTA DE FIGURAS	142
LISTA DE IMAGENES	142
LISTA DE ILUSTRACIONES	143
LISTA DE TABLAS	143
LISTA DE ANEXOS	143
BIBLIOGRAFÍA	146

Resumen

RESUMEN

Siempre que se habla de cantidad y calidad de hidrocarburos, se habla de volúmenes, gastos o ritmos de producción, inversiones, instalaciones; todo esto, junto con otros aspectos más, están involucrados en el monitoreo del volumen de hidrocarburos que produce en cualquiera de sus fases, uno o varios pozos petroleros.

En vista a lo mencionado anteriormente y aunado a otros factores de interés, el tema de la medición es de gran importancia en toda la cadena productiva y de transporte de los hidrocarburos; a su vez hay que destacar que es aún más importante que esta medición se realice de la mejor manera y alcanzando los niveles de incertidumbre deseados, ya sea en transferencia de custodia o en los puntos de venta. Es así como se remarca que la gestión en la medición de los hidrocarburos es fundamental en todo el proceso de la cadena de valor de explotación y producción de hidrocarburos.

La presente tesis trata en forma generalizada los elementos principales que se deben de tomar en cuenta para llevar a cabo la contabilización adecuada de hidrocarburos dentro del proceso de producción y transporte, así como también en los puntos de transferencia de custodia, venta y/o exportación.

En la introducción, se dará a conocer lo importante que es el contar con un sistema de medición, así como también como ha sido su evolución a través del tiempo.

En el primer capítulo se definen conceptos básicos e importantes referentes a la metrología y medición del flujo, los cuales serán útiles para poder comprender a detalle los capítulos posteriores. Además, también trata de la importancia que amerita la medición y la normatividad de esta misma dependiendo de las problemáticas que se puedan evitar y controlar con el análisis de dicha información. En forma general, se tocan temas de gran relevancia relacionados con el comportamiento de flujo a través de los medidores y en las tuberías rectificadoras.

El segundo capítulo trata sobre la administración general de la medición, en donde, se introduce el concepto de la gestión y gerencia de la medición abarcando la conceptualización, diseño y manufactura de los equipos y sistemas a utilizar; y dentro de esta misma se denota que la interrelación de los procedimientos, equipo e instrumentación y el personal, es elemental para

Resumen

conseguir una medición exitosa. En esta sección también se define la incertidumbre y las distintas partes del proceso donde esta se acentúa en mayor medida.

En el tercer capítulo se describe de forma explícita y específica los medidores y paquetes de medición, principios de medición, instalación y, ventajas y desventajas de medidores que mayormente se emplean en la industria petrolera, particularmente en el área de medición de hidrocarburos previos a refinación. También se hace referencia en cuáles son las normas recomendables a consultar para saber mayores detalles acerca de los dispositivos y técnicas de medición; y en algunos de estos medidores también se incluyen criterios para su diseño en forma muy general.

Una vez que se tienen nociones claras de los capítulos anteriormente mencionados, se trata el capítulo cuatro, en el se describe el conjunto de elementos que junto con el dispositivo principal de medición conforman lo que es definido como sistema de medición. Es por esto que en el cuarto capítulo se señalan cuales son las condiciones, límites y componentes de un sistema de medición, al igual que las consideraciones de diseño e instalación para su diseño y localización. En esta parte también se introduce la conceptualización de la medición electrónica de flujo y las variables que conllevan a su desempeño óptimo, esto es debido ya que al realizar una medición de éste tipo, se da un gran paso para el avance y actualización del monitoreo del flujo.

Para finalizar esta tesis, en el último capítulo se explican los diferentes métodos y procedimientos de medición o contabilización de producción, primeramente señalando las consideraciones para la selección del método más adecuado, para que posteriormente se elija el más eficiente para cualquier punto de medición dependiendo de la etapa del proceso donde se encuentre el hidrocarburo. Debido a lo anterior, se describe la medición a boca de pozo ya sea multifásica o en una prueba de pozo, la medición con el empleo del separador de producción, la medición en transferencia de custodia, y la medición de quema y venteo de gas.

A lo largo del desarrollo del tema, se entenderá poco a poco todo lo que implica la medición, como se puede realizar dicha tarea, cuales son los elementos clave que la llevan al éxito, algunas tecnologías que han surgido para resolver parte de los problemas a los que se enfrenta la industria en la actualidad, esto entre otras variables más las cuales se involucran en la medición de hidrocarburos. El enfoque de este trabajo es de carácter informativo y propositivo para la

Resumen

adopción de nuevas técnicas y mejores prácticas que se llevan a cabo en países con un avance trascendental en los últimos años dentro del sector de la industria petrolera. Posteriormente, se incluyen las recomendaciones y conclusiones de la tesis.

Introducción

INTRODUCCIÓN

Una compañía petrolera debe de contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en todos y cada uno de los pozos, baterías de separación de aceite y gas y ductos sean estos en tierra o costa afuera, hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y a clientes en puntos de venta para su exportación en el caso del petróleo crudo. Además, debe disponer de sistemas de medición en cantidad y calidad con dos objetivos principales, el técnico y el fiscal, en cuanto al objetivo técnico, la medición permitirá ratificar los volúmenes de hidrocarburos factibles de ser producidos de acuerdo a la estimación de reservas y de esta manera, optimizar los sistemas de producción en el pozo y la infraestructura necesaria para el transporte y el manejo de los hidrocarburos en instalaciones terrestres y costa fuera. En cuanto a la medición fiscal, la correcta medición de los hidrocarburos en calidad y cantidad permitirá establecer las ventas y los ingresos para la compañía.

Inicialmente la medición de flujo en la industria era de poca importancia pero recientemente el interés se ha enfocado sobre la obtención razonable de la medición de flujo exacto para monitorear y mejorar la eficiencia de procesos, conocer la calidad de productos y asegurar la transferencia de custodia, por ende ahora se enfoca a obtener mediciones con la menor incertidumbre posible.

Cuando la medición de flujo se usa para propósitos de facturación o transferencia de custodia, es sumamente importante que la medición sea lo más exacta posible y que ambas partes vendedor y comprador estén de acuerdo con la medición debido al valor económico del producto. En la medición industrial se utilizan diferentes escalas y unidades de medición como pueden ser metros cúbicos para valores grandes, litros para volúmenes pequeños y en el caso de los hidrocarburos lo común es usar barriles.

Ya que los valores de volumen son fácilmente afectados por cambios de presión o temperatura, se solucionó parcialmente esto dando mediciones compensadas de estos dos factores. Estas medidas están dadas en unidades estándar compensadas a 1 Atm. de presión y 60°F de temperatura.

Introducción

El flujo se puede definir como la cantidad de fluido que pasa, a través de un punto determinado en un intervalo de tiempo está dado en unidades de volumen o masa sobre unidad de tiempo.

La medición de flujo es la medición de materia en movimiento, por lo tanto, entender la medición de flujo es entender el medio y las condiciones donde se mide, así como las características dinámicas que generan su movimiento, lo cual también incluye las propiedades del fluido.

La medición de flujo ha ido evolucionando a lo largo de los años debido a la necesidad de cuantificar productos a niveles de exactitud más avanzados y diferentes condiciones de flujo, las cuales pueden conllevar al uso de herramientas tecnológicas complejas e innovadoras para incrementar la calidad de las mediciones y a su vez obtener mayores beneficios tanto técnicos como económicos.

Al mismo tiempo, de reciente desarrollo existen nuevos medidores que puedan ser empleados en otras áreas de la medición de flujo, como es el caso de los medidores de vórtice, ultrasónicos, magnéticos, de turbina y los de tipo láser para flujo multifásico.

La medición de flujo continuará con su evolución, mientras las necesidades de la industria precisen de ello. Por ahora no se vislumbra un fin ante tal evolución, ya que la humanidad precisa de los recursos energéticos, como es el caso del aceite y del gas, los cuales requieren de mejores mediciones de flujo día con día y a su vez, que éstas sean soportadas por los conceptos metrologógicos.

Entre los principales factores que se pueden considerar importantes para la medición de hidrocarburos, se encuentran:

1. **Metrología:** Estableciendo un conjunto de procesos, lo cuales se tienen que llevar a cabo en el medidor para verificar que está cumpliendo con los requisitos necesarios de calibración, y así asegurar que se están llevando a cabo mediciones de calidad con su trazabilidad correspondiente.
2. **Control de una variable en proceso:** Mediante la cuantificación del volumen de hidrocarburos que circula a través de un medidor, se puede conocer la calidad y

Introducción

desempeño del proceso de flujo a nivel de pozo, cabezal de recolección, batería y transferencia de custodia.

3. **Obtener especificaciones deseadas de los productos:** Conociendo la cantidad y calidad de los hidrocarburos mediante la medición y muestreo de estos mismos, podemos realizar análisis de lo que se está produciendo, y así aplicar el tratamiento correcto para llegar a las especificaciones requeridas.
4. **Seguridad:** La razón de flujo o ritmo de producción de hidrocarburos, puede indicarnos la operación segura del sitio donde se mide.
5. **Tomar decisiones objetivas y correctas:** Por ejemplo, con la medición de hidrocarburos a nivel de pozo, podemos identificar si es necesario realizar una operación de limpieza o mantenimiento o acciones para el restablecimiento de la producción.

i.1 Antecedentes históricos

A mediados del siglo XIX, en Londres, los medidores de desplazamiento positivo comenzaron a incursionar para llegar a ser de uso comercial.

Posteriormente, a principios del siglo XX, la industria del gas empezó a desarrollarse en Estados Unidos con la compañía Baltimore GasLight. Una práctica inicial en este país fue la de cobrar el gas, ya que este era usado para el suministro de luz; inclusive, los primeros medidores de desplazamiento positivo fueron clasificados como de 5 y de 10 luces, la razón se debía al número de luces previamente registradas por casa.

Los medidores rotatorios se encontraron disponibles hasta el siglo XX. A su vez, el profesor Robinson, en el estado de Ohio, empleaba el tubo de Pitot para realizar la medición de flujos de gas de los pozos. Weymouth calibró una serie de medidores de orificio con placa delgada y de borde cuadrado acoplado con medias bridas. Su investigación fue reportada en un artículo para la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, en el año de 1912, el cual llevaba el título de "Medición del Gas Natural". Otras pruebas similares fueron llevadas a cabo por Pugh y Cooper.

Introducción

En este periodo de tiempo, el profesor Judd, en el estado de Ohio, realizó pruebas con placas de orificio concéntricas, excéntricas y segmentadas. Para estudiar la información y coordinar los resultados, un Comité de la Asociación Americana de Gas en, 1925, comenzó a realizar pruebas adicionales.

Dicha investigación culminó con la publicación del Reporte No. 1 de la AGA en el año de 1930, el cual presentó resultados obtenidos hasta esa fecha, los cuales fueron el resultado de los programas llevados a cabo. Inmediatamente después se comenzó a laborar en el Reporte No.2, el cual fue publicado en el año de 1935. El Reporte No. 3 de la AGA fue publicado en 1955 por primera vez.

El extenso trabajo adicional llevado a cabo desde esos tiempos, se ve reflejado en la información de nuevos reportes que continuamente son publicados. Por ejemplo, la edición más reciente del Reporte No. 3 de la AGA, presenta información relevante acerca del coeficiente de descarga y los nuevos requerimientos para llevar a cabo la instalación. Los estudios recientemente hechos, han evaluado la necesidad de realizar revisiones y modificaciones posteriores.

1. FUNDAMENTOS DE METROLOGÍA Y MEDICIÓN

1.1. Conceptos básicos y definiciones de metrología y medición

Ajuste: Conjunto de operaciones realizadas sobre un sistema de medida para que proporcione indicaciones prescritas, correspondientes a valores dados de una magnitud a medir. Después de un ajuste, generalmente un sistema de medida debe ser calibrado nuevamente.

Auditoría: Evaluación formal, crítica, sistemática y detallada, para determinar hasta qué punto se están cumpliendo los objetivos y requerimientos establecidos, así como también, para identificar las posibles oportunidades de mejora en procesos y recursos.

Calibración: Operación mediante la cual se compara el medidor a calibrar con un aparato patrón para ver si el error se encuentra dentro de los límites indicados por el patrón del medidor. Debido a que el aparato patrón no permite medir exactamente un valor verdadero, es decir, también posee un error y además en la operación de comparación intervienen diversas fuentes de error, no es posible caracterizar la medida por un valor único, lo que da lugar a la llamada incertidumbre.

Campo de medida (rango): Conjunto de valores de la variable medida que están comprendidos dentro de los límites superior e inferior de la capacidad de medida o transmisión del medidor, es expresado estableciendo los dos valores extremos.

Confirmación metrológica: Conjunto de operaciones que se realizan para asegurar que el equipo de medición está conforme a los requisitos del uso pretendido. Esta incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesaria, y la subsiguiente calibración, la comparación con los requisitos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido. Un ejemplo de los pasos que se siguen en un proceso de confirmación metrológica se denotan en la ilustración 1-1.

Deadwood: Objeto dentro de la estructura de un tanque de almacenamiento que ocasionaría un desplazamiento del fluido, como es el caso de las columnas y puntuales que conforman los soportes del techo, escaleras y tubos giratorios. A su vez, cualquier objeto que comunique con el exterior de la estructura, el cual pudiera contener aceite y de esta forma incrementar la capacidad

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

del tanque, como es el caso de las conexiones de tubería, bocas de inspección, y aperturas para efectuar la limpieza, son también considerados como parte del deadwood.

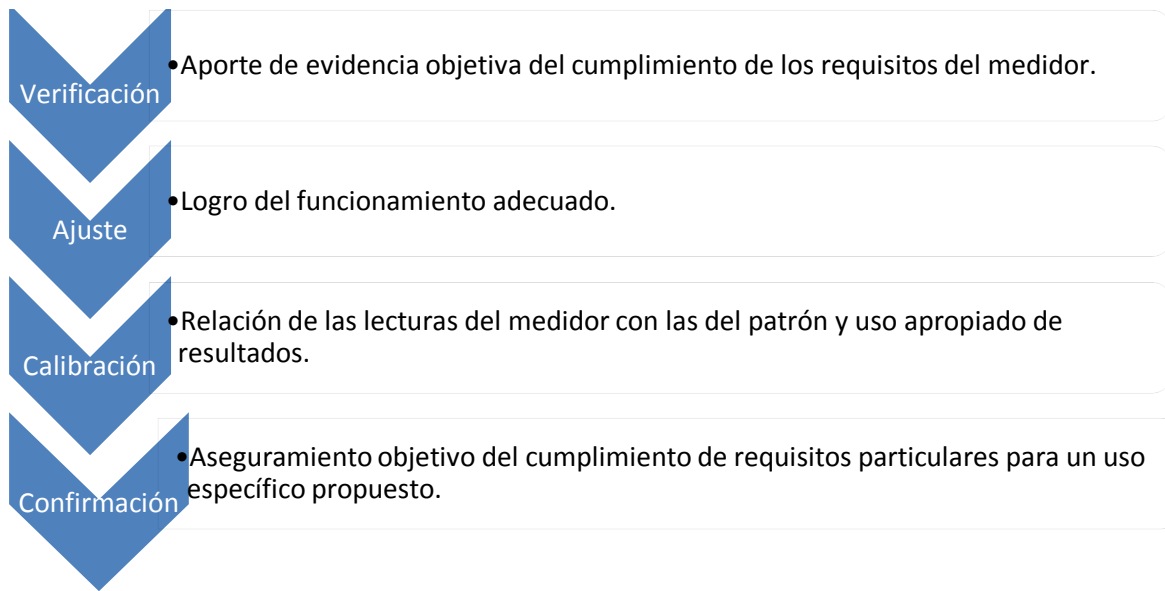


Ilustración 1-1 Proceso de confirmación metrológica

Deriva instrumental: Variación continua o incremental de una indicación a lo largo del tiempo, debida a variaciones de las características metrológicas de un instrumento de medición.

Elementos primarios: Son aquellos elementos que se encuentran dentro de la tubería y captan la variable a medir, producen cambios en propiedades físicas que luego pueden transformarse en una señal.

Elementos secundarios: Captan la señal elaborada por el elemento primario y la transforman en una señal de salida o generan una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota.

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

$$Error (\%) = \frac{V_{leído} - V_{real}}{V_{real}} \times 100$$

Error aleatorio: Es aquel tipo de error que varía de manera impredecible cuando se llevan a cabo mediciones repetidas.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Error esporádico: Es aquel tipo de error que resulta de una falla obvia y que puede ser identificado y documentado.

Error sistemático: Es aquel tipo de error que permanece constante o puede variar de manera predecible cuando se realiza una serie de mediciones repetidas. Este tipo de error puede y debe ser eliminado calibrando el equipo en campo bajo condiciones operativas.

Estabilidad del instrumento: Aptitud de un instrumento de medida para conservar constantes sus características metrológicas a lo largo del tiempo.

Exactitud de medición: Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. La exactitud es cuantitativa.

Factor del medidor: Es un número adimensional empleado para corregir los volúmenes indicados por el medidor a volúmenes ajustados si sus valores difieren debido a condiciones operacionales (entrada de gas en el líquido, revestimientos del medidor, etc.). El factor del medidor es entonces aplicado al volumen indicado por el medidor para determinar el volumen ajustado. Si el medidor está conectado a una lectura de salida electrónica, el factor del medidor puede ser incorporado en el software de forma tal que el volumen indicado por el medidor sea ya corregido para leer el volumen ajustado.

Factor "K": Es el factor usado para convertir el número de pulsos generados por un medidor cuya operación es basada en tecnología electrónica de pulsos, a unidades de volumen. El factor "K" es comúnmente determinado por el fabricante del medidor pero éste no toma en cuenta todas las condiciones operacionales específicas a las que el medidor puede estar sujeto.

Histéresis: Fenómeno por el que el estado de un material depende de su historia previa. Se manifiesta por el retraso del efecto sobre la causa que lo produce.

Incertidumbre de medición: El concepto de incertidumbre es un concepto estadístico, significa que el valor verdadero debe encontrarse dentro de un intervalo del resultado corregido con una cierta (alta) probabilidad.

Instrumento de medición: Dispositivo para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos complementarios.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Jerarquía de calibración: Secuencia de calibraciones desde una referencia hasta el sistema de medición final, en la cual el resultado de cada calibración depende del resultado de la calibración precedente. La incertidumbre de medida va aumentando necesariamente a lo largo de la secuencia de calibraciones.

Linealidad: Desviación entre la curva de calibración de un dispositivo de medición y una línea recta. Correlación entre variables donde el cambio de una de estas variables provoca un cambio preciso y proporcional a la otra variable.

Magnitud: Propiedad de un fenómeno, de un cuerpo o de una sustancia que se puede expresar mediante un número y una referencia.

Magnitud de influencia: Magnitud que, en una medición directa, no afecta a la magnitud que realmente se está midiendo, pero sí afecta a la relación entre la indicación y el resultado de la medición.

Material de referencia: Material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades especificadas, establecido como apto para su uso previsto en una medición o en un examen de propiedades cualitativas.

Material de referencia certificado: Material de referencia acompañado por la documentación emitida por un organismo autorizado, que proporciona uno o varios valores de propiedades específicas, con incertidumbre y trazabilidad asociadas, empleando procedimientos válidos.

Medición: Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden ser atribuidos razonablemente a una magnitud.

Medida materializada: Instrumento de medición que reproduce o proporciona de manera permanente durante su utilización, magnitudes de una o varias naturalezas, cada una de ellas con un valor asignado. Una medida materializada puede ser un patrón, y la indicación de una medida materializada es un valor asignado.

Medidor maestro: Se refiere a un medidor de exactitud conocida que es conectado en serie con otro medidor para propósito de verificación de exactitud del segundo medidor y para proporcionar un factor del medidor. En la ilustración 1-2 se presenta una forma de este medidor.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición



Ilustración 1-2 Medidor maestro

Mensurado: Magnitud que se desea medir; esta puede ser en forma directa e indirecta. En la medición directa, el mensurado se obtiene de forma simple con una única medición y con el uso de algún instrumento patrón. En la medición indirecta, el mensurado no se obtiene de una sola medición, sino que hay que medir una serie de otras magnitudes (denominadas magnitudes de entrada) y calcular el mensurado a partir de los resultados de estas mediciones.

Método de medición: Descripción genérica de la secuencia lógica de operaciones que se realizan en una medición.

Patrón de medición: Realización de la definición de una magnitud dada, establecida mediante un sistema de medida, una medida materializada o un material de referencia.

Precisión de medición: Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto o de objetos similares, bajo condiciones especificadas.

Principio de medición: Fenómeno que sirve como base de una medición.

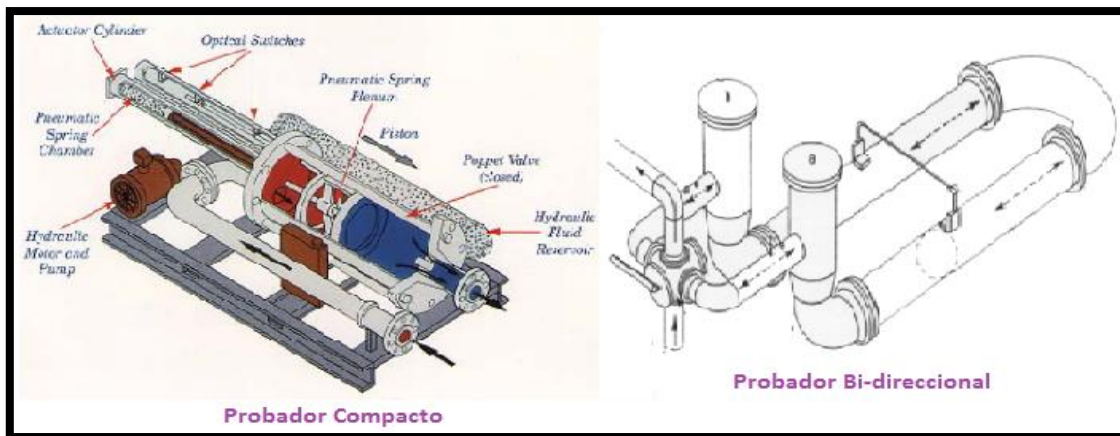


Ilustración 1-3 Probador Compacto y Probador Bi-direccional

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Probador: Dispositivo para calibración del medidor del flujo dinámico, usado para coleccionar y determinar el volumen de una muestra de fluido que ha pasado a través del medidor. Los probadores comúnmente usan medios volumétricos o gravimétricos para determinar la cantidad de la muestra. En la ilustración 1-3 se distinguen dos distintos tipos de probadores.

Procedimiento de medición: Descripción detallada de una medición conforme a uno o más principios de medición y a un método de medición dado, basado en un modelo de medición y que incluye los cálculos necesarios para obtener un resultado de medición. Un procedimiento de medición se documenta habitualmente con suficiente detalle para que un operador pueda realizar la medición de forma adecuada.

Prueba: Se refiere a los procedimientos u operaciones en donde un volumen medido en el probador también es pasado a través del medidor y dichos resultados son comparados (ambos corregidos a las condiciones de presión y temperatura apropiadas). El volumen del probador dividido por el volumen indicado en el medidor produce un factor del medidor.

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

Repetibilidad de medición: Precisión de medición bajo un conjunto de características que ameritan una repetición; tales como, el mismo procedimiento de medición, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo objeto o de un objeto similar.

Reproducibilidad de medición: Precisión de medición dentro de un conjunto de condiciones que incluyen diferentes lugares, operadores, sistemas de medida y mediciones repetidas de los mismos objetos u objetos similares. Los diferentes sistemas de medición pueden utilizar diferentes procedimientos de medida.

Resolución: Mínima variación de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Sistemas de información y telemetría: Son aquellos sistemas electrónicos y telemétricos que entregan información oportuna y en tiempo real, de todas las actividades de medición de aceite, gas, agua y condensado en puntos de transferencia de custodia y/o en puntos de venta interna y externa.

Sistema de medición: Conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o a diferentes divisiones de la misma entidad. Un sistema de medición consiste de una parte mecánica, una parte instrumental y computador, al igual que accesorios relacionados con la documentación y procedimientos de uso.

Transductor: Dispositivo de un medidor encargado de cambiar la naturaleza de la señal medida.

Trazabilidad: Concepto relacionado a la confiabilidad de la medición; es la propiedad de un resultado de medición por lo cual dicho resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medición. Cabe mencionar que el instrumento no es el que posee la trazabilidad, lo que la tiene es el resultado de la medición que se realiza con dicho instrumento.

Las causas que pueden distorsionar la trazabilidad son:

- Cambios en las variables presión-temperatura, temperatura-temperatura, densidad-temperatura
- Aire en los sistemas de medición de líquidos
- Condensados o agua en sistemas de medición de gas
- Ruido electromagnético, corrosión en las líneas, etc.

Para garantizar los resultados de trazabilidad en cualquier sistema de medición, no solamente es necesario calibrar correctamente los instrumentos, sino operarlos y mantenerlos en condiciones equivalentes a las que prevalecieron durante la calibración.

Es importante demostrar que se tiene trazabilidad, para esto también se debe asegurar que el operador sepa mantener siempre dicha trazabilidad.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

También es importante, documentar no solo las calibraciones sino todos los eventos que se desarrollan como consecuencia de los mismos.

La trazabilidad metrológica requiere una jerarquía de medición establecida. En las mediciones con más de una magnitud de entrada en el modelo de medición, cada valor de entrada debiera ser metrológicamente trazable y la jerarquía de calibración puede tener forma estructurada ramificada o de red.

La trazabilidad se demuestra por registros cuando la calibración es interna o por certificados e informes cuando es externa, y para cualquiera de estos casos debe estar declarada la incertidumbre.

Validación: Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso determinado.

Valor nominal: El cual se define como el valor redondeado o aproximando de una magnitud característica de un instrumento o sistema de medición, que sirve de guía para su utilización adecuada.

Veracidad de medida: Proximidad entre la medida de un número infinito de valores repetidos y un valor de referencia.

1.2. Importancia de la medición de los hidrocarburos

Siempre que se está trabajando con un fluido, existe la necesidad de contabilizar la cantidad que se tiene; no solo por motivos de venta sino que también en la mayoría de los procesos industriales se necesita tener información real y confiable de la capacidad de producción de sus instalaciones, con la finalidad de poder programar, planear y asignar recursos para optimizar la capacidad de recepción, proceso, almacenamiento y transporte en cada caso que se requiera.

Es por esto que la medición de hidrocarburos en la industria petrolera tiene como objetivo fundamental, cuantificar el gasto másico o volumétrico producido por un pozo o un conjunto de éstos, y así poder diseñar las instalaciones que se requieren para manejar los fluidos y conducirlos

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

hasta sus respectivas centrales de separación y/o procesamiento, y almacenamiento en el caso del crudo, además de certificar dicha cantidad para la compra-venta entre distintas industrias y países.

Dentro de la medición de la cantidad y calidad de hidrocarburos, las variables que más comúnmente se miden son:

- Flujo de gas
- Flujo de aceite
- Presión
- Temperatura
- Volumen

Así como también, en el laboratorio de calidad de hidrocarburos suele medirse:

- Densidad
- Viscosidad
- Agua y sedimentos
- Presión Reid
- Azufre

El petróleo es un recurso natural estratégico cuya importancia no se limita a las esferas económicas y energéticas. Hablar de petróleo y la industria petrolera nacional es sinónimo de **energía, materias primas, divisas, financiamiento y desarrollo.**

Al ser un recurso natural estratégico y agotable, la exigencia por proveer sistemas de medición confiables del hidrocarburo es cada día mayor; además de que los aspectos normativos y regulatorios también deben considerarse.

En México, una adecuada medición en los hidrocarburos es de vital importancia ya que en el balance energético nacional, los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía producida en el país, con una aportación de 35% de los ingresos monetarios del país¹.

¹ Ramses Pech, "Aspectos del presupuesto 2012 en PEMEX-PEP", Revista Energía a Debate, 30 de Agosto de 2012.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Algunos ejemplos de medidores que son utilizados en la industria petrolera son los de desplazamiento positivo, turbina, coriolis, ultrasónicos, para líquidos; y de placa de orificio, coriolis, ultrasónico o turbina, para gas.

Los que más comúnmente se emplean son el de placas de orificio para gas y desplazamiento positivo y/o turbina para líquidos, están basados en condiciones de operación aparentemente constantes, sin embargo, la presión y temperatura suelen variar, provocando así errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección adecuados de acuerdo a las condiciones reales de trabajo.

Los medidores introducen diferencias en las mediciones cuando están sometidos a condiciones de operación cambiantes, principalmente por el gasto y la viscosidad, así como también por cambios mecánicos debido al desgaste de sus partes internas.

Para tratar de evitar dicha problemática, cada unidad de medición debe de ser periódicamente verificada con respecto a un patrón y así poder determinar el error o variación en la medición. Si estas correcciones no son realizadas, el error de medición o la variación del funcionamiento pueden tener un efecto significativo en el volumen que se está midiendo.

Categorías de la medición de flujo

Los requisitos de medición de flujo en la industria del petróleo y gas son probablemente los más complejos de todos los sectores industriales. La medición de caudal y los requisitos de medición en esta industria pueden ser tratados en tres diferentes categorías, tal como se muestra en la ilustración 1-4.

Algunas consideraciones para la **medición directa a boca de pozo** son:

- A éste nivel se producen hidrocarburos con agua, arena e impurezas como el N_2 , CO_2 , H_2S , etc.
- Es conocida típicamente como “allocation measurement” y son aquellas realizadas a boca de pozo o de instalación interna (corriente abajo del pozo).
- Estas mediciones son de gran reto pues requieren tecnologías de medición muy difíciles y sus incertidumbres asociadas a la medición son altas debido a las condiciones del proceso,

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

por lo que estas deben ser utilizadas solo como retroalimentación para el control de la producción del pozo.

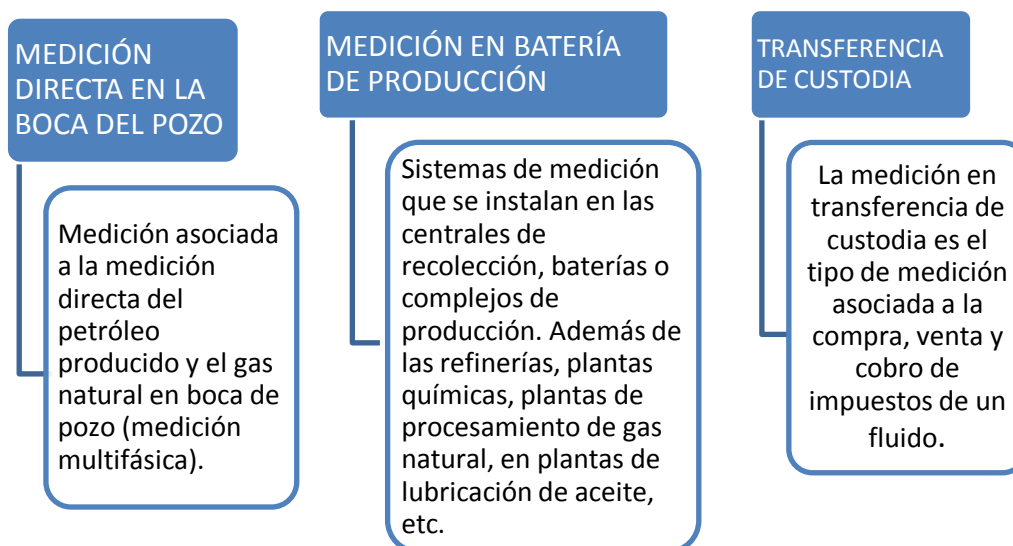


Ilustración 1-4 Categorías de medición de flujo en la industria petrolera.

Algunas consideraciones para **mediciones en batería de producción** son:

- Una referencia de información útil respecto a estándares del valor de la incertidumbre para determinadas aplicaciones es: <http://www.oiml.org> y <http://www.oiml.org/certificates/>

Algunas consideraciones para la **transferencia de custodia** son:

- *Considerar el riesgo compartido:* Muchas transacciones en el pasado se hacían con riesgo compartido, esto es el que vende corre el riesgo de dar de más, y el que compra corre riesgo de llevarse menos.

Lo ideal sería de juzgar el cumplimiento a partir de un mejor conocimiento de la medición con la estimación de la correspondiente incertidumbre.

1.3. Importancia de la normatividad en la medición

La normatividad es importante porque permite que se lleve a cabo la fabricación, instalación y operación de los sistemas de medición de hidrocarburos, en forma tal que dichos procedimientos

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

sean estandarizados para que se realicen de la manera más pertinente de acuerdo al objetivo de su aplicación.

Los documentos que deben revisarse para la correcta aplicación de normatividad en nuestro país son:

1. La constitución
2. Las normas mexicanas (NOM, NMX)
3. Las normas internacionales (ISO)
4. Las normas regionales (API, AGA, ASME, etc.)

Dichos documentos están mencionados en orden de importancia para la revisión. Después de la constitución, tienen mayor peso las normas mexicanas, pues fueron desarrolladas especialmente para nuestro país. En caso, de que para determinada aplicación, no exista una norma mexicana, puede utilizarse una norma internacional, y en caso de que no la exista, se debería usar una norma regional.

1.4. Importancia de la calidad de los hidrocarburos

La importancia en la calidad de los hidrocarburos radica en que estos tienen que cumplir ciertos estándares para su exportación, venta y /o refinación. El cumplimiento de estos estándares es crítico para que el valor de los hidrocarburos se respete, evitando así cualquier tipo de penalización debido a que el porcentaje de las impurezas en los hidrocarburos sea mayor de lo permisible, así como también por una mala estabilización del aceite.

Para el mercado de exportación² se preparan cuatro variedades de petróleo:

- **Altamira:** Crudo pesado con densidad de 16.8 api y con contenido de de 5.5% de azufre;
- **Maya:** Crudo pesado con densidad de 22 °API y con un contenido de 3.3% de azufre;
- **Istmo:** Crudo ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre, y
- **Olmecca:** Crudo súperligero con densidad de 39.3 °API y 0.8% de azufre.

Las variedades más sencillas para medir son el olmecca y el istmo.

² CENAM.- “Taller de flujo y volumen para ejecutivos”, Unidad 2.Metrología de flujo y volumen, Tema 2.3 Medición de hidrocarburos líquidos, 2.3.1 Petróleo crudo

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Los medidores de flujo tanto en calidad como en cantidad, se consideran importantes también por los ingresos que generan ya que son como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja registradora está mal calibrada, afecta sin duda la equidad de transacción de alguna de sus partes interesadas, llámese comprador, vendedor o recaudador de impuestos.

Cuando los sistemas de medición de cantidad y calidad se ven bajo esta perspectiva, nuestras actitudes y entendimiento del proceso deben ser más proactivas.

Si bien las mediciones de hidrocarburo para las transacciones se realizan en volumen, desde el punto de vista energético debe considerarse además de esa magnitud, la densidad y el poder calorífico y otros aspectos de calidad.

Calidad de Crudo

La calidad en las mediciones de crudo, puede verse afectada por contaminantes como el silicio, los cloruros, las sales, el agua, las emulsiones, etc.

En general, los factores que hacen que la medición de flujo sea compleja y pueda resultar afectada, son:

- Temperatura
- Presión
- Densidad
- Viscosidad
- Estabilidad de flujo
- Condiciones de instalación del sistema de medición
- Distorsión y vórtices en el perfil de velocidades
- El método de medición empleado para llevar a cabo la calibración
- El nivel de preparación técnica del personal que realice las pruebas de calibración.

Calidad de Gas

La calidad de las mediciones de gas natural, tiene consideraciones enfocadas al comercio y a la seguridad. El primer caso se debe al aporte de energía que tiene el gas natural y va ligado a la

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

cantidad en volumen y al poder calorífico de este mismo. Respecto a seguridad e integridad, va referido en su mayoría a la cantidad de contaminantes como sulfuros, agua, y condensables, y como estos elementos presentan riesgos para la medición e incluso para el propio sistema de medición.

Las problemáticas que pueden presentarse durante la medición de hidrocarburos gaseosos son:

- **Medición multifásica:** Las incertidumbres asociadas a la medición multifásica son muy altas, en comparación de la medición de cada uno de los componentes por separado. Además, el costo del instrumento es muy elevado
- **Venteo:** En muchas ocasiones el fluido se encuentra en más de dos fases originando desviaciones importantes en la medición del fluido.
- **Altos índices de CO₂:** Como se ha mencionado anteriormente, el CO₂ amortigua algunas señales para la medición de fluidos, tal es el caso de la medición de fluidos con ultrasonido.

El CO₂ es un elemento que se podía considerar como inocuo, aunque es indeseable porque no aporta poder calorífico; pero hay una razón por la que debe atenderse pues podría afectar la integridad del sistema de medición. Por ejemplo, gas natural con alto contenido de CO₂, que es medido con sistemas basados en el principio de ultrasonido, pueden tener problemas por atenuación debida a la presencia de este mismo.

- **Corrosión:** La corrosión provoca la degradación del material en todo el sistema de medición, lo cual repercute directamente el resultado de la medición.

1.5. Medición física de los de hidrocarburos

Algunos equipos miden rapidez de circulación; otros miden por cantidad (como los de desplazamiento positivo) la cual podría expresarse que el mensurado es seccionado en pequeños volúmenes conocidos, en términos coloquiales como una especie de medición por 'cubetadas'

Los **medidores de rapidez de circulación** entregan en forma directa la velocidad, conociendo la sección transversal, se deducen los caudales. Entre ellos podemos encontrar a los medidores electromagnéticos y los ultrasónicos.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Para obtener el caudal, se multiplica la velocidad por el área, y si eso se multiplica por la densidad se obtiene el flujo másico.

Para mediciones de gas, son ampliamente utilizados los sistemas de medición de placas de orificio, los tubos Venturi, y los V-Cone.

Los **medidores por cantidad** miden caudales al considerar el tiempo. Los *medidores de flujo de desplazamiento positivo*, tienen aplicaciones con fluidos de alta viscosidad. Por ejemplo, los de paletas deslizantes tienen una carcasa, un eje y unas paletas las cuales van dividiendo el flujo en volúmenes parciales. Cuando se calibran este tipo de medidores se determina el volumen por revolución; existen complicaciones que pueden presentarse ocasionadas por las fugas internas las cuales se reducen en la medida que la viscosidad es más grande. Cuando se presentan gradientes de temperatura altos en este tipo de medidores, se complica la medición de volumen.

Otros medidores por cantidad son los de tipo **vórtice o vortex**, a la entrada del medidor tienen una especie de pared que cuando el fluido choca se separa; son usados típicamente para medir vapor.

Algunas tecnologías que se usan en las mediciones de flujo de gas de altos caudales se presentan a continuación. Estos medidores tienen un muy buen desempeño cuando se miden en el 40% y 80% de su capacidad, fuera de este rango suelen presentarse problemáticas.

En general, los medidores a los que se acude con más frecuencia son:

- Placas de orificio
- Ultrasónicos
- V-Cone
- De Flujo Másico
- Turbinas

El medidor V-Cone está siendo muy utilizado pero una desventaja de este es que por el momento no está normado su diseño, construcción e instalación.

Una instalación adecuada debe seguir la normatividad establecida y las recomendaciones del fabricante.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Para la selección de la tecnología adecuada de medición, el Centro Nacional de Metrología recomienda consultar las siguientes referencias:

- Guía británica BS7405:1991 'Guide to selection and application of flowmeters for the measurement of fluid Flow in closed conduits', en la cual se encuentra información sobre los distintos medidores de flujo.
- Flow measurement handbook: Industrial designs, operating principles performance and applications/Roger C. Baker.- Cambridge: Cambridge University c2000(ISBN 0-521-48010-8)
- Flow measurement handbook, Richard Miller, Mc Graw Hill, contiene varios ejemplos de cálculo.
- Flow measurement and industrial applications, editado por ISA(Sociedad de instrumentistas de América)
- www.tuvnel.com
- www.ceesi.com (buscar en technical library).

1.6. Comportamiento de flujo a través de los medidores

Debido a que el flujo es movimiento, la medición de flujo es una medición dinámica, de hecho las señales de medición de flujo son descriptas como "ruidosas" lo cual es un reconocimiento natural de la dinámica cambiante de flujo. Una calidad de medición es requerida bajo esas condiciones y puede ser hecha con un entendimiento del medio fluyendo, así como los cambios o efectos que se pueden generar en él, con su paso a través de la tubería y del medidor.

La característica de la materia en movimiento específicamente en flujo de fluidos es derivada de los siguientes principios:

I. Ecuación de continuidad:

La relación de flujo volumétrico (Q) que pasa en un punto es igual a la sección transversal normal (A) en ese punto por el promedio de velocidad a través del área (V). La figura 1.1 denota dicho comportamiento.

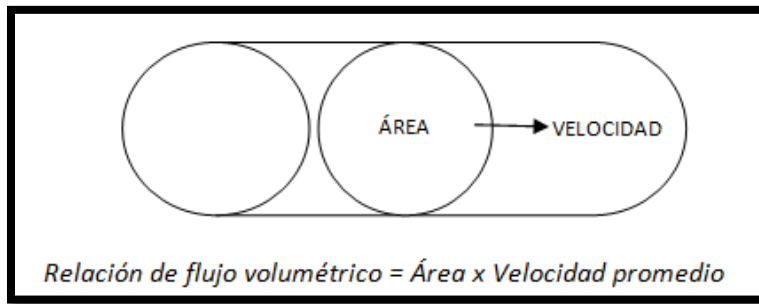


Fig. 1.1 Representación de flujo volumétrico de acuerdo a la ecuación de continuidad.

Si hay una relación de flujo volumétrico constante para un cambio de área (un cambio de diámetro de tubería) existe un cambio inverso de la velocidad promedio. La fig. 1.2 representa una forma de expresar a la ecuación de continuidad; en donde se denota que al disminuir el diámetro por el cual atraviesa el flujo, la velocidad del fluido aumenta y el gasto volumétrico es constante.

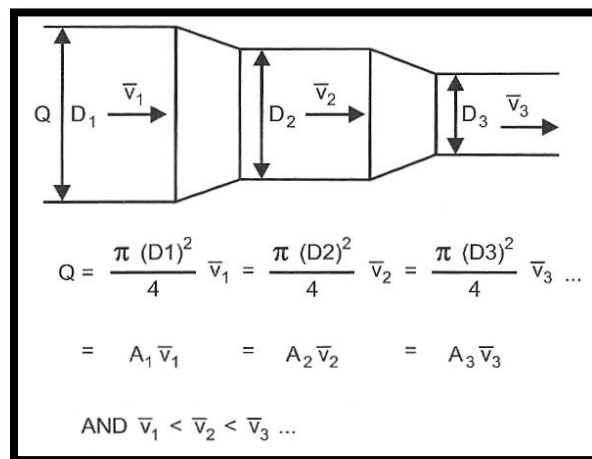


Fig. 1.2 Gasto constante para diferentes áreas y velocidades.

II. Teorema de Bernoulli:

Daniel Bernoulli (1700-1782) comprobó experimentalmente que "la presión interna de un fluido (líquido o gas) disminuye en la medida que la velocidad del fluido se incrementa", o dicho de otra forma "en un fluido en movimiento, la suma de la presión y la velocidad en un punto cualquiera permanece constante", es decir que $p + v = k$.

Para que se mantenga constante k , si una partícula aumenta su velocidad "v" tendrá que disminuir su presión "p", y a la inversa.

III. El trabajo de Reynolds Osborne:

A finales del siglo XIX, Reynolds efectúa un experimento, inyectando tinta en la corriente de un flujo y observó cambios significantes en el movimiento de la tinta. A una velocidad de flujos bajos (alta viscosidad), la tinta traza una línea recta desde el punto de inyección y él la llama flujo directo; hoy en día este tipo de flujo es llamado laminar debido a que el fluido se está moviendo como si este fuera compuesto de laminaciones o placas.

Al incrementar la velocidad, se alcanza la condición donde la tinta inicia como una línea recta, pero empezando a generar inestabilidad y al aumentar la velocidad se genera una inmediata dispersión de la tinta a través de la corriente de flujo, llamando a este flujo sinuoso y hoy se llama flujo turbulento.

En la fig. 1.3 puede denotarse a grandes rasgos el resultado del experimento de Reynolds en el cual se demuestran las circunstancias en las que el movimiento de la tinta era directo o sinuoso (laminar o turbulento).

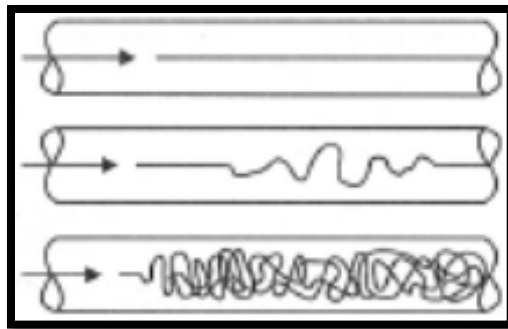


Fig. 1.3 Experimentos de Osborne Reynolds (1883).

El trabajo de Reynolds demostró que en el flujo laminar, el comportamiento del fluido está dominado por las fuerzas viscosas (fricción interna del fluido) y un análisis de las velocidades locales a través de la tubería definen un perfil parabólico con una velocidad al centro de la tubería, que es dos veces la velocidad promedio. En el flujo turbulento, las fuerzas dinámicas dominan el comportamiento del fluido, lo que provoca la dispersión de la tinta. El perfil es cuadrado y varía con el cambio de velocidad del fluido y de la viscosidad.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

En mecánica de fluidos, el número de Reynolds se define como un número adimensional que relaciona las fuerzas inerciales y viscosas del flujo en movimiento a través de una tubería. Este número puede emplearse para caracterizar los diferentes regímenes de flujo, tales como laminar y turbulento. El flujo laminar ocurre a bajos números de Reynolds, donde las fuerzas viscosas son dominantes, y se caracteriza por movimientos suaves y constantes. El flujo turbulento se produce a altos números de Reynolds y es dominado por las fuerzas de inercia que tienden a producir remolinos, flujo caótico e inestable. El número de Reynolds se define de la siguiente manera:

$$\text{Núm. Reynolds} = \frac{D \times V \times \rho}{\mu}$$

En donde:

- D Diámetro interno de la tubería
- V Velocidad
- ρ Densidad
- μ Viscosidad dinámica del fluido

El valor resultante del número de Reynolds definirá el régimen de flujo en la tubería y dicho valor puede variar de acuerdo a diferentes autores. Una aproximación puede ser que para valores menores a 2000 el régimen de flujo será laminar; para valores mayores o iguales a 2000 pero menores a 4000 el régimen de flujo estará en una etapa de transición; para valores mayores a 4000 el régimen de flujo será turbulento.

En la figura 1.4 se muestra cómo se comporta el régimen de flujo en diferentes etapas de acuerdo al número de Reynolds:

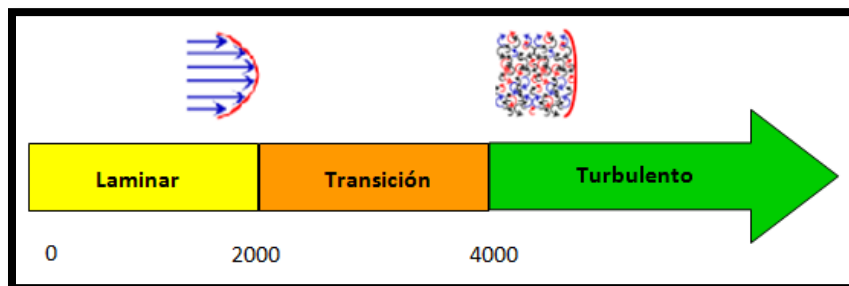


Fig. 1.4 Cambio de régimen de flujo de acuerdo al número de Reynolds

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

1.6.1. Perfiles de flujo y efectos de la tubería

Los cálculos del número de Reynolds son válidos para perfiles simétricos. Sin embargo, como el flujo se mueve a través de una tubería, los perfiles se distorsionan o son asimétricos. Un simple codo de 90°, distorsiona el perfil de flujo. Cuando el flujo se mueve a través de un codo, alrededor y hacia fuera de la curva el flujo se acelera, por el contrario, dentro de la curva el flujo disminuye. Dicha distorsión puede distinguirse en la figura 1.5.

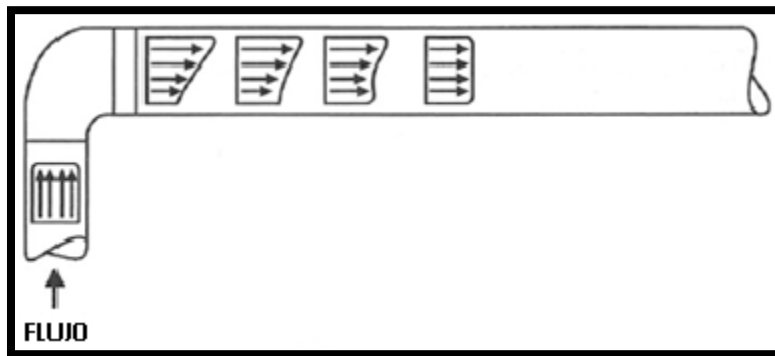


Fig. 1.5 Distorsión del perfil de flujo a través de un codo de la tubería.

Si el flujo es turbulento, las fuerzas dinámicas causan mezclado de flujo y el perfil es gradualmente restaurado y si no existe otro disturbio retorna a un perfil turbulento.

Cuando existen dos codos, el perfil es distorsionado dos veces en diferente plano. Este fenómeno es muy persistente y toma gran longitud de tubería para que el perfil de flujo retome su perfil de flujo original. La geometría de perfil puede resultar en perfil distorsionado, girando o arremolinándose y en algunos casos, el flujo se va deteniendo conforme se mueve en la tubería. Estos movimientos son desfavorables en muchos de los medidores de flujo.

Debido a esto, es usual y práctico instalar medidores de flujo a una adecuada distancia a partir de los disturbios, por lo que se requiere generalmente efectuar su instalación a ciertas longitudes de corriente aguas arriba.

Conforme el fluido se mueve en la tubería tiene un efecto en los medidores de flujo y son dependientes del Número de Reynolds. Existe una zona a altos números de Reynolds donde la curva es casi lineal, es decir, existe un coeficiente constante del medidor. Esta zona es donde mejor se aplican los medidores de flujo. El comportamiento mencionado anteriormente se denota en la ilustración 1-5.

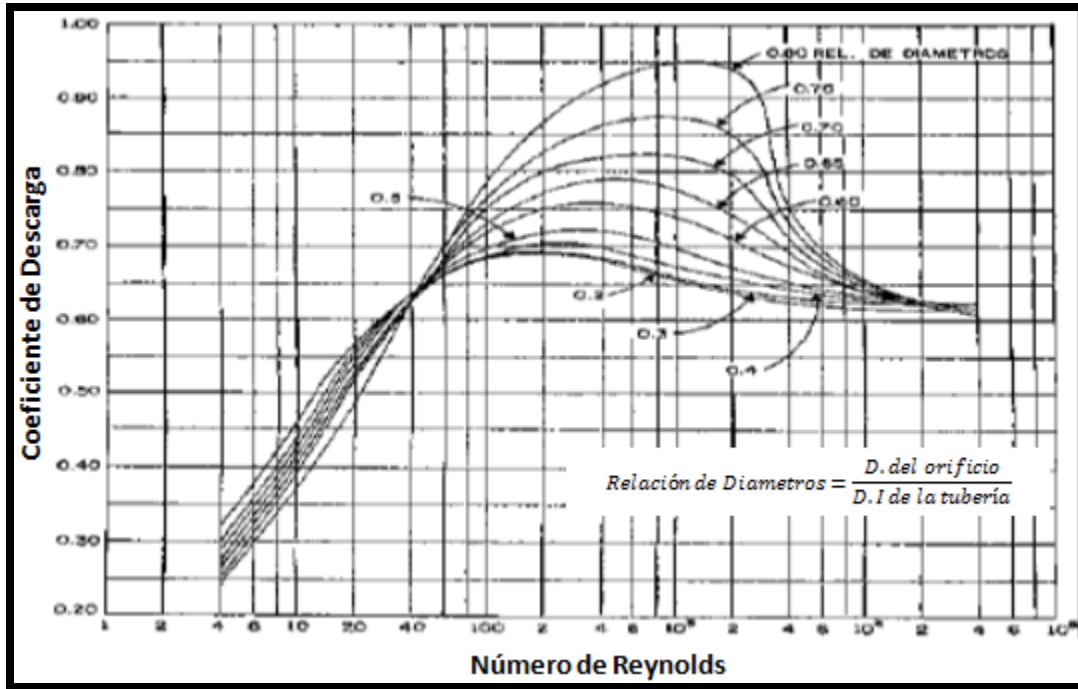


Ilustración 1-5 Variación del coeficiente de descarga en orificios conforme cambia el número de Reynolds

1.6.2. Disturbios del flujo

Remolino – Condición en la cual el fluido hace espirales dentro de todo el diámetro de la tubería. Esto es comúnmente causado por dos codos en la tubería que están fuera del plano una de la otra.

Asimetría – Condición en la cual la velocidad máxima no está en el centro de la línea. Esto es comúnmente causado por una válvula parcialmente cerrada o una obstrucción en la línea.

Cruce de Flujo – Condición típicamente causada por el flujo a través de un codo en la tubería resultando dos vórtices rotando uno con respecto del otro.

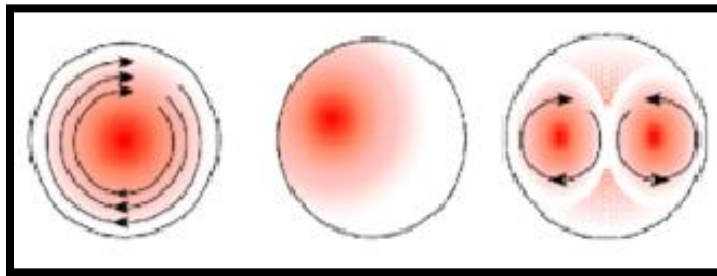


Fig. 1.6 Disturbios de flujo (remolino, asimetría y cruce de flujo) respectivamente.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

En la figura 1.6 se ilustra la presencia de los disturbios de flujo mencionados anteriormente, en una sección de tubería.

El tipo de medidor que mejor maneja los disturbios del flujo es el ultrasónico de múltiples trayectorias.

1.6.3. Acondicionamiento de flujo

Los alineadores y acondicionadores de flujo han sido usados por muchos años para intentar reordenar un perfil de velocidades el cual es debido a los disturbios generados por los accesorios corriente arriba.

Un acondicionador de flujo es un dispositivo auxiliar para restaurar el perfil de flujo o de velocidades que pasara a través del elemento primario, y de esta forma puede crear nuevamente un perfil turbulento completamente desarrollado. Sin embargo este reordenamiento puede direccionar tanto a la forma del perfil promedio y al patrón de arremolinamiento turbulento.

Para maximizar su desempeño, los acondicionadores deben instalarse según sean las especificaciones del fabricante o bien, típicamente 5 diámetros antes del elemento primario. En la figura 1.7 pueden apreciarse algunos alineadores y acondicionadores de flujo comunes en la industria.

Aunque la mayor parte de los acondicionadores de flujo como Sprengle, Zanker, Mitsubishi y Vortab, son efectivos en la eliminación de perfiles de flujo distorsionado, chorros y remolinos persistentes, su principal desventaja es que generan caída de presión.

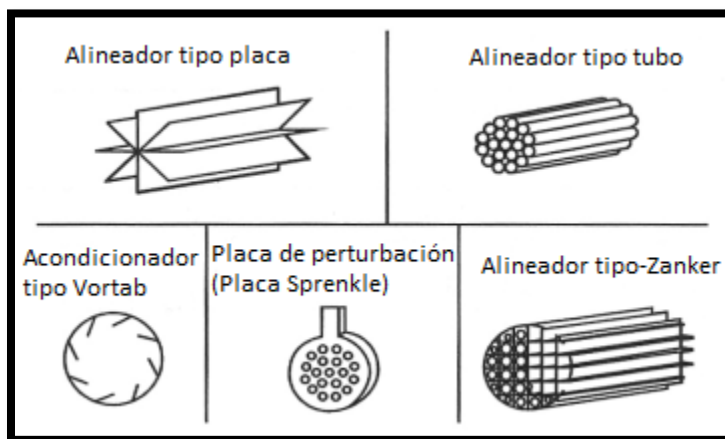


Fig. 1.7 Algunos alineadores y acondicionadores de flujo.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

En la tabla 1-1 se presenta una clasificación de acondicionadores de flujo conforme a la caída de presión que generan.

Acondicionador de flujo	Caída de presión (4 es la más alta)
Sprenkle	4
Zanker	3
Mitsubishi	2
Vortab	1

Tabla 1-1 Clasificación de los acondicionadores de flujo conforme a la caída de presión que generan.

La pérdida permanente de presión (PPP) es una función de tres factores:

- 1) Densidad del fluido, ρ_f
- 2) Velocidad del fluido, V_f
- 3) El monto de obstrucción o factor “K” creado por el medidor, dicho factor es dependiente de la tecnología que se seleccione.

Esta se puede calcular de la siguiente forma:

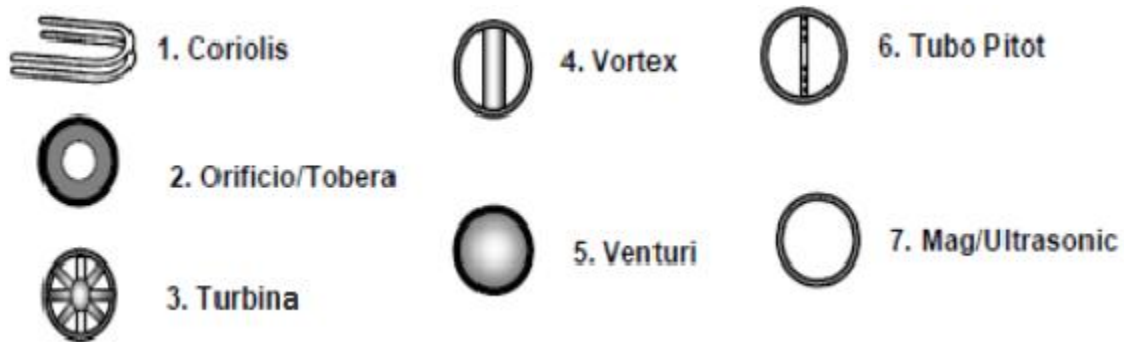
$$PPP = \frac{K_{medidor} \times \rho_{fluido} \times (V_{fluido})^2}{2}$$

Para nuevos procesos, las pérdidas permanentes de presión en el total del sistema impactan en el tamaño de compresores o bombas así como en la capacidad y/o diseño del proceso. Para procesos existentes, las pérdidas permanentes de presión guían directamente al incremento en las pérdidas de energía de compresores o bombas— que impactan en los costos anuales de operación.

El factor “K”, como ya se señaló en las definiciones, es la señal de salida de un medidor de flujo, expresada en número de pulsos por unidad de volumen. Dicho factor puede variar de acuerdo a la calibración a la que se someta al medidor en condiciones operativas y con el tipo de fluido que maneje.

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

A continuación se enlistan los medidores de acuerdo al factor “K” desde el más alto (1) hasta el más bajo (7):



Sabemos que la presión es energía, por lo cual, es de suma importancia reducir lo mayor posible las causas de su pérdida. Con la definición de PPP señalada anteriormente, podemos concluir que para la selección de un medidor, el incremento del factor “K” altera las condiciones de flujo que pasa a través de este.

1.6.4. Efecto de presión y temperatura en los medidores

Para cada líquido corresponde una “presión de vapor” es decir, si la presión es reducida debajo de la presión de vapor a una temperatura dada puede haber un cambio de estado de líquido a fase gas. Este fenómeno puede ocurrir en los medidores de flujo que tengan una pérdida de presión al medir el flujo particularmente en líquidos de alta presión de vapor.

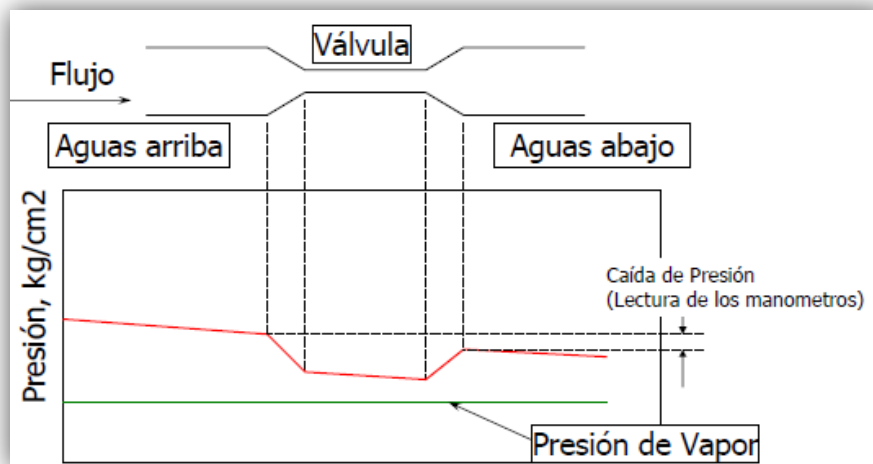


Fig. 1.8 Comportamiento de la caída de presión a través de una válvula

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

Para explicar el fenómeno de presión de vapor en este caso, podemos utilizar la ecuación de Bernoulli la cual es verdadera para cada punto dentro de la tubería, así que si la velocidad (flujo) incrementa, se debe a la reducción de área dentro de la tubería y la presión debe corresponder con el decremento. Si en un medidor el área de flujo es de menor tamaño que el área en la entrada y salida de la tubería, la velocidad será alta y la presión caerá, tal como se muestra en la figura 1.8.

Si la presión (en algún punto) decrece por debajo de la presión de vapor, la señal de flujo másico comenzará a verse afectada por ruido, debido al flujo en dos fases (gas y líquido).

1.7. Criterios de selección de medidores

Los criterios que deben de tomarse en cuenta en la selección de medidores son:

- Consideraciones de desempeño
- Consideraciones del proceso
- Condiciones ambientales
- Costos

En el anexo 1 se ilustran las consideraciones elementales que deben ser tomadas en cuenta para una adecuada selección del medidor.

De acuerdo a la información que se requiera, la medición puede ser por relación de flujo o por acumulación total de flujo; sin embargo, en algunos casos ambas formas de información pueden ser requeridas. Los medidores de flujo pueden entonces ser clasificados como dispositivos de relación de flujo o dispositivos de totalización.

Existen consideraciones asociadas a la selección de un medidor de flujo para aplicaciones específicas; por ejemplo, si el medidor tiene partes en movimiento, la presencia de partículas sólidas es un problema ya que desgastará el material del medidor. Debido a esto se puede considerar como regla general que los medidores con partes en movimiento tienen tolerancia baja a sólidos, particularmente partículas abrasivas. Así como este caso, existen otros que requieren tomar en cuenta variables de acuerdo a la aplicación del medidor; en el anexo 2 se presenta una

Capítulo I.- Fundamentos de Metrología y Medición

breve guía de lo que se debe tomar en cuenta para seleccionar el medidor de acuerdo a las aplicaciones de este mismo.

Una efectiva selección del medidor precisa de un completo entendimiento de la tecnología de medición, así como de un conocimiento práctico del proceso y de las características y propiedades físicas del fluido a ser medido. La dificultad para poder traer estas facetas a la medición de flujo provoca dificultades para elegir el equipo más adecuado.

Tradicionalmente en México, la medición periódica de la producción aportada por los pozos, se ha venido llevando a cabo de dos formas principalmente; mediante el uso de tanques atmosféricos y separadores de prueba, y con medidores de placa de orificio, para poder de esta forma cuantificar los gastos de líquido y gas.

Diferentes países en la actualidad han venido desarrollando una tecnología que permite cuantificar con fines de referencia a la producción de aceite y gas de los pozos petroleros, esta tecnología recibe el nombre de sistema de medición multifásica y se encuentra sustituyendo el uso de sistemas de medición convencionales.

Los medidores multifásicos son muy compactos y trabajan bajo distintos principios de operación, algunos requieren la separación total de las fases, otros en forma parcial y los más compactos pueden trabajar con ellas sin la necesidad de ser separadas.

Estos no cumplen las características de exactitud necesarias para el nivel de transferencia de custodia; sin embargo, son una buena herramienta para la predicción del comportamiento de la producción y de monitoreo en tiempo real de esta misma a nivel de pozo, además de poseer otras ventajas que permiten hacer esta tecnología rentable y segura.

2. ADMINISTRACIÓN GENERAL DE LA MEDICIÓN

2.1. Gestión y gerencia de la medición

El concepto Gestión y Gerencia de Medición de los Hidrocarburos es esencial para alcanzar las expectativas en cuanto a los niveles de incertidumbre en los datos generados por los sistemas de medición.

La Gestión y Gerencia cubre el concepto de la medición, la selección de los principios de medición en los medidores primarios, el diseño, las especificaciones de los equipos y sistemas, sus arreglos mecánicos e instalación, la operación, el mantenimiento, la calibración, la verificación y el aseguramiento, entre otros.

En este sentido es muy importante enfatizar que el éxito en la medición de los hidrocarburos resulta de una combinación de factores, de los cuales destacan tres:

- Equipos e instrumentación.
- Procedimientos.
- Personal.

Estos factores deben fungir conjuntamente para asegurar una medición exitosa. La interrelación entre estos elementos claves se manifiesta en la siguiente figura 2.1.



Fig. 2.1 Interrelación de los elementos clave para el éxito en la medición.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

La Gestión y Gerencia de la medición es un proceso continuo que comienza con la conceptualización, diseño y manufactura de los equipos y sistemas a utilizar. Durante este proceso es importante aplicar el conocimiento, tomar decisiones basadas en experiencia y vigilar el cumplimiento de las normas y estándares. Los errores que ocurren en esta fase inicial son relativamente fáciles de resolver, no obstante se vuelven difíciles de erradicar mientras el proceso avanza.

Para asegurar el éxito de dicho proceso se requiere que una vez instalados y puestos en marcha los sistemas de medición, éstos sean provistos de un manejo y operación adecuados, de una verificación continua y atención a los registros históricos, reportes, documentación, sistemas informáticos, del mantenimiento de la seguridad y protección de la información y del entrenamiento del personal operativo y técnico en el uso y mantenimiento de los equipos y el análisis de información producida.

Para cerciorarse que los sistemas de medición y sus procedimientos operen a los niveles adecuados se requiere de auditorías y/o supervisiones internas y externas en intervalos razonables de tiempo en donde se evalúe y verifique la eficacia de los equipos, procedimientos y personal.

Por lo anterior, la Gestión y Gerencia de la Medición será el conjunto de elementos físicos y normativos que produce un buen resultado en la medición. Estos elementos, se sintetizan en la figura 2.2.



Fig. 2.2 Conjunto de elementos físicos y normativos responsables del resultado de una buena medición conforme lo plantea la gestión y gerencia de medición.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

Otro aspecto fundamental en la Gerencia de la Medición es mantenerse al tanto de los cambios en los requerimientos, incertidumbres y cualquier otro elemento que esté involucrado en la medición.

Algunos aspectos a considerar con respecto a la Gestión y Gerencia de Medición incluyen entre otros:

- Los cambios en los requerimientos en las condiciones de proceso o en la medición.
- El grado de incertidumbre, así como los posibles cambios en él.
- La aplicación de nuevas tecnologías o procedimientos.

2.2. Mantenimiento y calibraciones de los sistemas de medición

Con el fin de asegurar el buen desempeño del sistema de medición, es necesaria la existencia de una rutina de calibración y validación en dicho sistema. La naturaleza de esta rutina puede variar significativamente dependiendo de los equipos de medición utilizados, sin embargo, las siguientes acciones enlistadas no pueden faltar dentro de la rutina:

- La calibración, inspección y/o el cambio del elemento primario.
- Calibración y/o sustitución de instrumentación secundaria (presión, temperatura, etc.)
- Verificación de la instrumentación.
- Validación de los circuitos de las señales.
- La validación de todos los cálculos realizados y las constantes utilizadas.
- Verificación de la integridad de válvulas (de bloqueo).
- Verificación de los sistemas de alarma.
- Revisión y/o monitoreo de la condición de los datos (p.ej. los factores de medición, la deriva del instrumento, entre otros).

Estas acciones deben realizarse con la frecuencia necesaria para mantener los niveles de certidumbre y las condiciones operativas en los rangos adecuados.

Aunado a lo anterior y como parte de la gestión y gerencia, en la norma ISO 9001:2008, se establecen en el punto 7.6- Control de equipos de seguimiento y de medición, los siguientes requisitos;

Capítulo II.- Administración General de la Medición

La organización debe:

- ✓ Determinar las actividades de medición y seguimiento para proporcionar evidencia de la conformidad del producto con los requisitos especificados.
- ✓ Establecer procesos para asegurar que las mediciones pueden realizarse, y las que se estén realizando, cumplan de manera coherente con los requisitos de medición.
- ✓ Evaluar y registrar la validez de los resultados de las mediciones anteriores cuando se determine que el equipo no esté conforme con los requisitos. Deben mantenerse registrados los resultados de la calibración y verificación.

Los equipos de medición deben:

- ✓ Calibrarse o verificarse a intervalos específicos o antes de su uso, contra patrones de medición trazables a patrones nacionales o internacionales.
- ✓ Protegerse contra ajustes que puedan invalidar el resultado de la medida.

2.2.1. Procedimientos de Calibración

Se debe establecer un grupo de procedimientos detallados para la calibración, los cuales garanticen que estas acciones se llevan a cabo cuando es necesario. Dichos procedimientos deben ser preparados por personal con conocimientos de medición y experiencia suficiente. Para detectar los procedimientos necesarios es recomendable una visita al lugar para inspeccionar el equipo y operación, así como la revisión documental necesaria para determinar las necesidades exactas.

Estos procedimientos de calibración deben ser específicos y entendibles, para que puedan actuar como guía para personal sin experiencia previa en el sistema.

Es recomendable el uso de sistemas telemétricos a través de paquetes de software de calibración. Estos paquetes permiten al operador comparar los resultados actuales con los valores de referencia, así como almacenar los resultados de la calibración en un formato estándar de forma local o remota, esto permite el fácil acceso a terceros.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

El uso de este software reduce el tiempo necesario para realizar y documentar las calibraciones, además de evitar el error humano en los cálculos, los cuales pueden ocasionar costos de recalibración o reemplazo innecesario de equipos funcionales.

Los estándares de medición aplicables deben ser trazables a los estándares nacionales e internacionales. La frecuencia de las calibraciones y verificaciones deben ser de acuerdo con la normativa nacional y por la información histórica del sistema.

Los probadores y otros instrumentos usados para la calibración de los dispositivos de medición deben ser examinados para comprobar su exactitud antes de ser usados, inmediatamente después de alguna reparación o alteración que se encuentre en estos, además se recomienda que sean sujetos a evaluación periódica.

Informática

Un paquete de software que permita realizar todos los cálculos necesarios con el fin de calibrar o validar los instrumentos o para verificar los cálculos del ordenador de flujo ofrece ventajas sobre un sistema manual o un sistema basado en hojas de cálculo.

Este tipo de software se desarrolla con el fin de garantizar la exactitud de los cálculos al reducir la incertidumbre por el error humano en el proceso de medición y, aumentando así la exactitud y consistencia para cada calibración o validación realizada.

El software debe almacenar todas las calibraciones históricas, permitiendo al usuario un fácil acceso al historial de rendimiento de cualquier instrumento en particular o de un ordenador de flujo. Esta función hace posible que las tendencias en el rendimiento puedan ser identificables y manejables. Asimismo, al reflejar el historial de calibraciones se facilita la detección de áreas de oportunidad. Esta información histórica también permite a los auditores evaluar la calibración y validación del desempeño de los equipos del sistema.

2.3. Muestreo y análisis

Además de la medición del volumen o de la masa, es necesario determinar la composición (a veces conocida como la calidad) de los productos de hidrocarburo, puesto que las propiedades de los productos impactan los aspectos económico y operacional.

Un muestreo y análisis eficaces sirven para:

- Determinar la composición de los fluidos.
- Validar las cantidades de líquidos medidos.
- Determinar los fluidos en una mezcla en los sistemas de transporte compartido.

2.3.1. Muestreo de Líquidos

El muestreo general de petróleo crudo tiene por objeto determinar:

- Contenido de agua.
- Contenido en sólidos.
- Contenido de azufre y otras impurezas.
- Viscosidad.
- Cualquier otro parámetro que puede afectar el valor del petróleo.

El muestro puede realizarse de manera manual o automática. Los muestreadores automáticos generalmente operan sobre una base de flujo proporcional, ya que toman muestras con mayor frecuencia con el aumento en el caudal.

Al final de cada período predeterminado, se toma una muestra de la muestra compuesta.

Los muestreadores automáticos pueden ser a presión o atmosférico. Las muestras a presión tienen la ventaja de ser más representativas del fluido, sin embargo resulta difícil mantener el estado de la muestra a través del transporte y el proceso de análisis.

Es recomendable tomar las muestras manualmente cuando un sistema automático se considera demasiado costoso o como un respaldo de seguridad en caso de fallo de un sistema automático.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

Es de vital importancia recordar que cualquier error en la toma, manejo o transporte de la muestra al laboratorio, puede poner en peligro la validez de los resultados finales.

Las normas que pueden consultarse para el muestreo de aceite son la API MPMS 8.1 para muestreo manual y API MPMS 8.2 para el muestreo automático.

La norma **API MPMS 8.1** trata acerca de los procedimientos para obtener muestras representativas de los envíos de los productos derivados del petróleo uniformes, excepto los aceites aislantes eléctricos y los fluidos de potencia hidráulica. También abarca el muestreo de petróleo crudo, productos petrolíferos no uniformes y envíos, sin tomar en cuenta el butano, propano, y líquidos gaseosos con una presión de vapor Reid mayor a 26 psi.

La norma **API MPMS 8.2** trata acerca de los procedimientos automáticos para obtener muestras representativas del petróleo y envíos no uniformes, excepto aceites aislantes eléctricos.

Otra norma que trata acerca del muestreo de fluidos en los sistemas de medición de hidrocarburos es la **ISO 3171**, esta describe que los sistemas de medición de aceite en la transferencia de custodia, deben ser provistos con sistemas automáticos de muestreo de flujo para la determinación del contenido de agua promedio, densidad promedio, y para propósitos de análisis.

2.3.2. Muestreo de Gases

En general, el muestreo de gas seco tiene por objeto determinar:

- La composición (a menudo utilizado para calcular la densidad y/o el valor calorífico).
- El contenido de sulfuro de hidrógeno y agua.
- Cualquier otro componente que pueda afectar el valor del gas.

Del mismo modo que ocurre para los líquidos, el muestreo para el gas puede ser manual o automático, aunque en ambos casos, la muestra debe ser a la presión y temperatura de la línea al fin de mantener la composición. Los sistemas automáticos son generalmente conectados a un sistema de análisis en línea compuesto de un cromatógrafo de gases, un analizador de H₂S y un analizador de H₂O.

2.4. Documentación

A fin de garantizar un sistema de medición bien diseñado, mantenido y operado, se debe verificar que un conjunto completo de documentación escrita sea producida y actualizada regularmente a lo largo de la vida del sistema de medición.

Esta documentación proporciona una valiosa fuente de referencia para las partes interesadas, y debe ser almacenada en las áreas donde se generan, así como en un área concentradora de dicha información.

La siguiente documentación se considera esencial. Sin embargo, esta lista no es exhaustiva y la responsabilidad recae en el operador para asegurarse de que se han tomado todas las medidas razonables para documentar el sistema de medición.

Se debe documentar el enfoque general de la medición, que cubre las siguientes áreas a un nivel ejecutivo. Los detalles específicos no se requieren en esta etapa.

- Ubicación del sistema, sus entradas y salidas (de los fluidos).
- Categoría de medición (de transferencia de custodia, operacional, referencial y/o de venta).
- Tecnologías de medición propuesta o posible.
- Niveles de incertidumbre previstos/requeridos.
- Plan(es) para la verificación y mantenimiento.

2.4.1. Documentación de diseño

La documentación de diseño esencialmente comprende todos los pasos en el diseño y las etapas de manufactura y ensamblaje. Esto debe incluir la especificación original de los requisitos del operador, las Especificaciones y Funciones del Diseño (FDS por sus siglas en Inglés), producido por el proveedor del sistema, junto con los registros completos de todo el proceso de puesta en marcha y las pruebas de aceptación en el sitio (SAT) realizadas en el sistema.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

2.4.2. Documentación de Operación y Calibración

En los procedimientos de operación se proveen detalles de todas las tareas operativas que se requieren durante la operación rutinaria del sistema de medición, mientras que en los procedimientos de calibración se provee la información completa sobre todos los procesos de verificación y calibración que son necesarios para garantizar la continuidad del desempeño del sistema de medición.

2.4.3. Manual de configuraciones

Debe contener todos los datos necesarios sobre la configuración de todos los medidores de flujo, instrumentos y computadores de flujo. Muchos medidores e instrumentos secundarios tienen una serie de parámetros internos que se pueden cambiar durante la instalación y calibración, por lo tanto es esencial que los valores correctos estén documentados y registrados con fines de verificación.

Los computadores de flujo también tienen una serie de constantes y parámetros que se deben establecer y cambiar según sea necesario. Es esencial producir y mantener un registro maestro de estos parámetros, con fines de verificación. Esta lista puede ser muy útil en la identificación de las entradas incorrectas y de los errores en las mediciones.

2.4.4. Certificaciones

Toda la instrumentación y equipo de campo, junto con todos los equipos de ensayo y calibración deben ser mantenidos, calibrados y, en su caso, certificados de forma independiente a las normas de la industria, las tolerancias y las frecuencias. Se debe mantener registros completos de las calibraciones y certificaciones, para su revisión.

Los certificados de calibración deben contener la siguiente información:

- Los números de referencia de los detectores de esfera y los sellos de detección usados en la calibración.
- El diámetro interno del probador y el espesor de la pared de este mismo.
- Los coeficientes de expansión de acero del probador

Capítulo II.- Administración General de la Medición

- El valor del modulo de Young del acero del probador
- Detalles de trazabilidad de acuerdo a los estándares nacionales de equipo de calibración.

2.4.5. Tolerancias

Cualquier medidor de flujo o instrumentación que requiera de calibración debe ser calibrado en referencia a un acuerdo dentro de una tolerancia especificada. Por tanto, debe mantenerse un registro de estas tolerancias para demostrar que la incertidumbre requerida del sistema de medición se está cumpliendo. Además, esta información debe utilizarse para evidenciar los cambios si en un futuro los requerimientos sobre la incertidumbre de medición requerida son más flexibles o estrictos.

2.4.6. Bitácora de Registro (Log Book)

Además de la documentación descrita anteriormente, uno de los aspectos más importantes en la operación de un sistema de medición es guardar los registros como un rastro auditable y completo de todas las operaciones de mantenimiento y verificación del desempeño del sistema, y la periodicidad de las mismas puede ser establecida de acuerdo las condiciones operativas de las instalaciones y/o definida por las áreas técnicas responsables.

Al inicio, todos los detalles de los equipos e instrumentos originales deben ser registrados en los libros de registro (Bitácoras) correspondientes, incluyendo marca, modelo, números de serie, número de etiqueta, los rangos de funcionamiento, etc. Cualquier cambio en el equipo o en su ubicación, su función y/o calibración a lo largo de la vida del sistema de medición debe ser registrado en la bitácora, la cual deberá ser de manera electrónica mediante un sistema o software.

Algunas de las actividades realizadas en el sistema de medición deben ser registradas en la bitácora, con información clara y concisa sobre las actividades. Los trabajos deben ser firmados, con hora y fecha, con todas las actividades en orden cronológico. Las actividades siguientes son sólo ejemplos de lo que debe ser registrado, sin embargo esta lista no es exhaustiva:

- Apertura y cierre de corrientes.
- El desmontaje de cualquier medidor o instrumento, por cualquier razón.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

- Resultados de Pruebas (proving).
- Calibración y mantenimiento de equipos.
- Fallos en los equipos.
- Cambios en la configuración de los Computadores de flujo.

En caso de que se presente un error en un sistema de medición, la bitácora de registro permitirá investigar posibles causas de mal funcionamiento de los sistemas, equipos e incluso operaciones defectuosas en éstos mismos.

2.5. Validación de datos

2.5.1. Métodos de validación de datos

Todos los datos de medición deben ser validados para identificar y limitar el impacto de los errores de las mediciones y/o errores de transmisión de datos. Hay varios métodos de validación que se pueden utilizar, dependiendo del sistema o las medidas que se consideran, como lo son:

- La verificación manual.- En donde los datos son revisados por el personal de operaciones e ingenieros, para comprobar si son correctos, con respecto a los niveles de producción esperados, las últimas tendencias, etc.
- La verificación automática.- En donde el software realiza la validación de datos con los mecanismos de control y tolerancias pre-determinados.
- La integridad de señales de pulsos.- Las señales de pulsos debe ser transmitidos con señales duales, lo que permite el cotejo entre éstas. La norma ISO 6551 proporciona orientación sobre este tipo de validación.
- Software.- El uso de software especializado puede ofrecer ventajas significativas en la validación de datos, ya que facilitan el almacenamiento y análisis de dichos datos, permiten un fácil monitoreo, así como realizar una gran cantidad de cálculos de flujo a fin de verificar el sistema de medición. Utilizar dicho software ofrece garantías de que los cálculos son trazables y que los algoritmos han sido verificados de forma independiente.

En cualquier sistema de datos, los datos finales medidos o calculados sólo podrán ser presentados a una resolución en línea con la incertidumbre de los parámetros medidos o calculados. No se

Capítulo II.- Administración General de la Medición

recomienda el uso excesivo de decimales; se sugiere determinar desde el comienzo de los cálculos la cantidad de decimales a utilizar, para evitar errores de redondeo.

2.5.2. Seguridad

Los datos de medición transmitidos no deben ser influenciados por:

- Interferencia eléctrica.
- Falla o interrupción en el suministro de potencia.
- Transmisiones de radio.
- Pérdida de calidad de señal a través de líneas de transmisión.

La norma ISO 6551 proporciona orientación limitada sobre las cuestiones antes mencionadas. Sin embargo, en general, la responsabilidad recae en el operador, puesto que él debe constatar que los sistemas de medición y sistemas de transmisión de datos que utiliza sean seguros.

2.5.3. Almacenamiento

Todos los datos de medición deben ser almacenados de forma segura para evitar su pérdida o alteración. El acceso a los datos de medición debe restringirse y debe estar disponible únicamente al personal autorizado.

Aunque es probable que haya un alto grado de duplicación en el almacenamiento de datos en todo el sistema de medición, es muy recomendable que periódicamente se realicen copias de seguridad de todos los datos generados y procedentes de las mediciones, en un sistema seguro.

Se deberá garantizar que los datos de medición se conservan de conformidad con los requisitos regulatorios y comerciales.

2.6. Control de software

Es probable que se requiera de software para el diseño, operación, mantenimiento y verificación del sistema de medición. Este software puede jugar un papel crítico en los niveles de incertidumbre de medición, en los equipos físicos y en la participación del operador, por

Capítulo II.- Administración General de la Medición

consiguiente, existe una fuerte necesidad de control de todo el software utilizado en el sistema de medición.

Todo el software utilizado en la gestión de los sistemas de medición debe estar sujeto al control de versiones por lo que se recomienda que se mantenga un registro de software.

Es muy probable que el software utilizado para controlar el funcionamiento del sistema de medición sea muy particular o específico, por lo tanto debe estar muy bien documentado para permitir a los usuarios o a los ingenieros de software entender fácilmente el funcionamiento y la funcionalidad del sistema.

Los paquetes de software utilizados en el sistema de medición deben ser desarrollados por persona(s) o empresa(s) con experiencia demostrable en el desarrollo de software.

El uso de software no controlado o mal controlado puede conducir a cálculos de medición incorrectos, o pérdida de datos.

2.7. Errores y fallas en la medición

2.7.1. Calidad de la medición

Una medición errónea es un cambio identificable en los parámetros de funcionamiento que provoca un sesgo en el sistema de medición durante un período de tiempo, tales como fallas en los equipos, la intervención manual (ejemplo, ajustando valores entorno a los valores nominales fijos durante el mantenimiento), y la desviación del instrumento.

2.7.2. Identificación de una medición errónea

Una medición errónea puede ser identificada de diferentes maneras dependiendo de la causa conocida o sospechada. Éstas pueden ser ocasionadas por:

- Variación de ajustes.
- Registro de datos incorrectos, por ejemplo de los coeficientes y las constantes en los computadores de flujo.
- Cambios repentinos en las condiciones de operación.

Capítulo II.- Administración General de la Medición

Los operadores deben tener en cuenta que, si bien algunos errores de las mediciones pueden ser relativamente fáciles de evaluar, en algunos casos puede ser extremadamente difícil, si no imposible, determinar la magnitud de los errores de medición.

2.7.3. Reporte de las Mediciones Erróneas

Una vez identificada la existencia de una medición errónea ésta debe ser registrada; dicho documento debe contener como mínimo la siguiente información:

- Tiempo de inicio y fin del período de la medición errónea.
- Lecturas del totalizador al inicio y al final del periodo.
- La magnitud del error determinado.
- El método usado para determinar la medición errónea.
- Causas raíz.

2.7.4. Diferencias de medición

Algunas de las inexactudes e incertidumbres que pueden causar diferencias de medición son:

- Medidores: Los medidores sensibles a cambios en las condiciones de operación, cambios de flujo, temperatura, densidad, contenido de agua, entre otros, ocasionan cambios en el factor de dicho medidor.
- Tanques: Se pueden tener errores por malas mediciones de nivel en tanques, determinación de la calidad del aceite almacenado, no tener tablas de calibración o que estas no estén actualizadas; medición de temperatura, tubos de medición defectuosos, exceso de sedimentos, entre otros.
- Sistema de medición en general: Termómetros, hidrómetros o manómetros descalibrados, cintas de medición dañadas. Uno de los errores más comunes son errores aritméticos o de procedimiento por parte del personal para el cálculo de volumen.
- Calidad de aceite: Mala localización de los puntos de muestreo, no aplicación de normatividad.

2.8. Estimación de la incertidumbre

Nuestra falta de un conocimiento completo de la naturaleza nos impide conocer con certeza absoluta el valor de un mensurando, por tal motivo se encuentra siempre un error asociado al resultado de la medición. Para conocer el valor verdadero del mensurado, se puede recurrir al siguiente modelo de medición:

$$Y = X - \varepsilon$$

Donde

- Y Valor verdadero del mensurando
- X Resultado de la medición
- ε Error que siempre se encuentra en la medida.

El error de medida se define como la diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. Está compuesto de dos tipos de errores, el aleatorio y el sistemático.

$$\varepsilon = \varepsilon_a + \varepsilon_s$$

Los efectos de los errores sistemáticos se pueden reducir, disminuyendo el uso de factores de corrección o correcciones. Por el contrario, los errores aleatorios no se pueden reducir ya que se desconoce su signo y magnitud.

Un mayor intervalo de aceptación para el valor de medición con relación al intervalo de tolerancia implica la necesidad de un menor valor de incertidumbre del resultado de la medición. Dicha incertidumbre se verá reflejada en los extremos, entre el intervalo de tolerancia y el intervalo aceptado, tal como se muestra en la figura 2.3. Debido a lo anterior, es importante tener un intervalo de tolerancia de menor amplitud o similar al intervalo de aceptación, para así disminuir la incertidumbre.

La incertidumbre de medición en un solo punto se relaciona con los límites aplicables al equipo y/o a los procedimientos usados para determinar el volumen específico de una sola fase en un solo punto de medición.

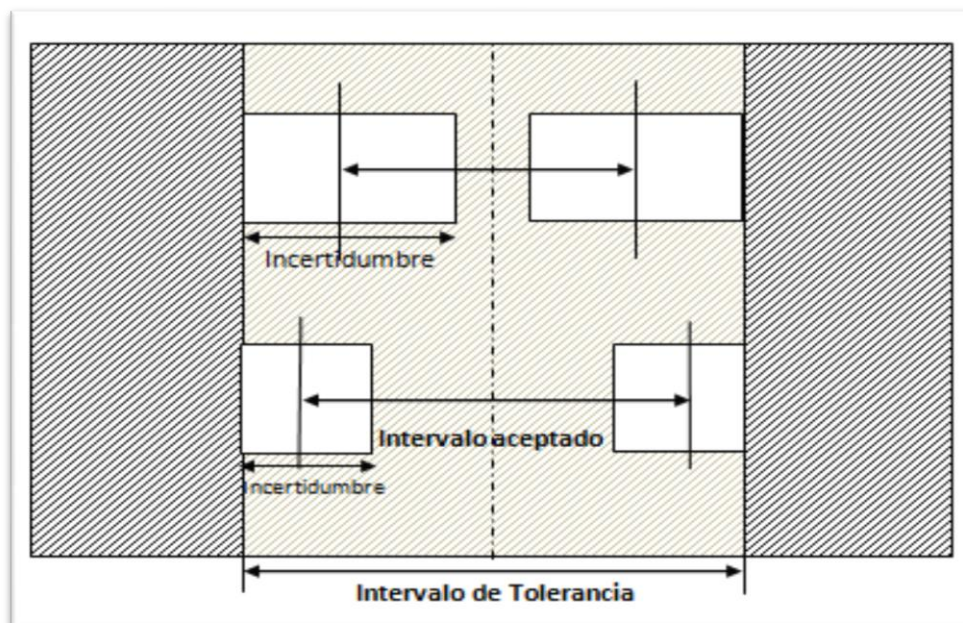


Fig. 2.3 Intervalo de tolerancia y valor de incertidumbre

Las incertidumbres están relacionadas a las precisiones asociadas a los dispositivos de medición, la calibración de los dispositivos, reunión de muestras y análisis, condiciones variables de operación, etc. Estas incertidumbres son para puntos de determinación de un volumen específico en una sola fase y de fluidos específicos (aceite, gas, o agua) o por la combinación de dos o más de esos puntos.

Los métodos a ser usados para determinar y combinar incertidumbres, son encontrados en la última edición de la **API, MPMS, Capítulo 13: Aspectos estadísticos de la medición o muestreo**; o en la última edición de la ISO, Standard 5168: Medición de flujo de fluidos –Estimación de la incertidumbre de la medición del gasto.

2.8.1. Incertidumbre en la medición de aceite y gas

La incertidumbre en los puntos de entrega del aceite proveniente de una batería, puede ser en: el punto de medición de aceite después del separador y antes de la terminal, el punto de medición de aceite después del separador y antes de la instalación de tratamiento de aceite, y/o el punto después del separador y antes de la entrega a otra subsidiaria. La incertidumbre en la medición de aceite, antes de que este llegue a la batería, es mucho mayor ya que el fluido no ha recibido

Capítulo II.- Administración General de la Medición

tratamiento de ningún tipo, y si se ha hecho algún tipo de separación de prueba, esta no se puede comparar con el que se realiza en una batería.

Para la medición de gas podemos encontrar incertidumbre por:

- Las condiciones del proceso
- La calibración
- La variabilidad del proceso
- El uso de instrumentación secundaria

2.8.2. Incertidumbre vs Costo

A pesar que se crea que siempre es importante realizar mediciones con la menor incertidumbre posible, es necesario evaluar que magnitudes deben medirse con menor incertidumbre pues a menor incertidumbre mayor costo de la medición.

Esto es debido en primer lugar a que pueden existir limitaciones tecnológicas que no permitan llegar hasta el grado de exactitud deseado en una medición. En segundo lugar, porque en caso de ser posible, probablemente se requiera de un laboratorio muy especial, lo cual llevaría tiempo y seguramente su costo sería muy elevado.

Se debe seleccionar un instrumento de medición, siendo necesario definir con toda claridad el mensurado y la incertidumbre requerida u objetivo.

2.8.3. Incertidumbres típicas en los puntos de medición

Método	Incertidumbre típica en la medición del gasto	
	Líquido	Gas
Transferencia de custodia	0.25	1.0
Transferencia de custodia (sin impuestos)	0.25 – 1.0	n/a
Cabezal de Distribución	0.5 – 5	2 – 5
Prueba de pozo	10	
Medición multifásica	10 – 20	

Tabla 2-1 Incertidumbres típicas en diversos puntos de medición

Capítulo II.- Administración General de la Medición

En la tabla 2-1, se pueden apreciar las incertidumbres que comúnmente se tienen en los puntos de medición del hidrocarburo; de estos límites de incertidumbre, solo los de transferencia de custodia están claramente definidos por los consensos de la industria. Los restantes son aproximaciones, reflejadas por los rangos relativamente amplios citados aquí.

3. MEDIDORES Y PAQUETES DE MEDICIÓN

3.1. Medidor de flujo por presión diferencial

Los medidores de flujo de presión diferencial representan una de las tecnologías más comúnmente usadas en la medición de flujo. Su versatilidad, costo y simplicidad hace que estos sean atractivos para muchas aplicaciones. Los productos de presión diferencial pueden ser usados en casi todas las aplicaciones de medición de flujo líquido de baja viscosidad o en aplicaciones de medición de gas.

El dimensionamiento y ecuaciones de relación de flujo para todos los medidores de presión diferencial son idénticos. Las ecuaciones son desarrolladas a partir de suposiciones teóricas, modificadas por factores de corrección basados en evidencias empíricas y alteradas en consideraciones geométricas de dispositivos de geometría fija.

3.1.1. Medidores de placa de orificio

Los medidores de placas de orificio pueden emplearse tanto como para la medición de gas como para la medición de aceite.

La tecnología de la placa de orificio representa uno de los métodos más aceptados por su versatilidad para la medición de flujo. Su simplicidad es atractiva tanto en mantenimiento y perspectivas de aplicación. Sin embargo, para lograr su completa funcionalidad, deben ser atendidos y asistidos una considerable cantidad de detalles.

La rangeabilidad está limitada aproximadamente 10:1 mientras el flujo corriente abajo es usualmente limitado 3.5:1 debido a la naturaleza, de la salida cuadrada. Cuando la placa de orificio está midiendo el flujo a porciones bajas del rango (alcance) el error de medición total puede incrementarse dramáticamente.

Para asegurar la exactitud de la medición de flujo, el fluido que entra a la placa de orificio debe desarrollar un perfil de flujo libre de remolinos. La exactitud de una placa de orificio de borde cuadrado esta sobre el orden de $\pm 0.5\%$. Sin embargo, la exactitud del medidor de flujo es típicamente pobre debida a las incertidumbres en el proceso tal como la presión, temperatura,

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

compresibilidad, densidad y efectos de expansión, ya que estas pueden nuevamente adicionar inexactitudes a la medición de flujo.

3.1.1.1. Principio de operación

Su principio de funcionamiento se debe a la restricción brusca del flujo, provocando el aumento de velocidad del flujo y consecuentemente la caída de presión. Este método es basado en la ecuación de Bernoulli.

Los elementos de flujo que producen la presión diferencial utilizan correlaciones empíricas para cuantificar la relación entre la presión diferencial producida y el flujo volumétrico a través de una restricción cuidadosamente especificada en la tubería.

El gasto es proporcional a la caída de presión y puede ser definido de la siguiente forma:

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

Siendo K una constante que engloba el coeficiente de descarga y factores de corrección por variaciones del número de Reynolds, expansión, etc. El coeficiente de expansibilidad para líquidos es de 1, a diferencia del de gases en el que hay que evaluarlo en función de la presión y algunas otras propiedades de la mezcla.

La ecuación de flujo teórica calcula la relación de flujo verdadero cuando todas las suposiciones usadas para desarrollar son válidas, sin embargo esto es idealizado y por lo general el flujo verdadero es menor que el calculado teóricamente.

En la figura 3.1 se describe a grandes rasgos como ocurre la caída de presión debido al cambio repentino en el área de flujo.

3.1.1.2. Instalación

Las placas de orificio tienen exigencias de 'cilindricidad' en la zona adjunta a la placa (corriente arriba y corriente abajo), en la *rugosidad superficial tanto de la tubería adyacente como en la placa de orificio, planicidad de la placa, excentricidad de montaje, el ángulo de bisel*, las tomas de presión que son críticas, si son perpendiculares o no, si tienen bordes o no, o si el diámetro es adecuado; por mencionar algunas.

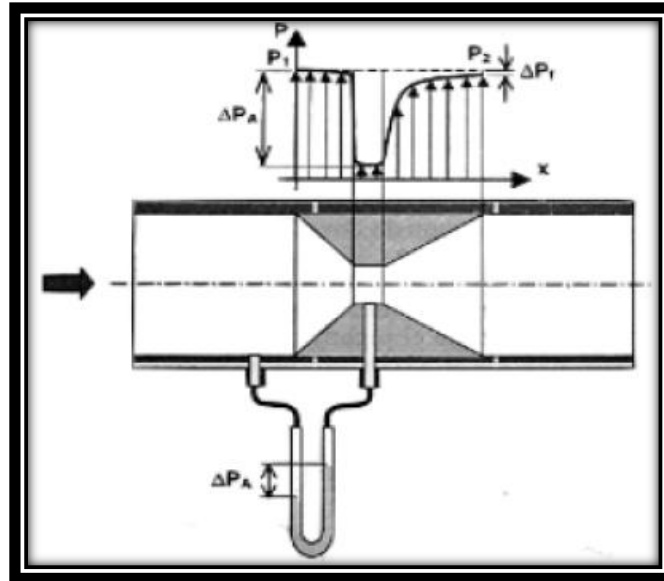


Fig. 3.1 Caída de presión por un cambio repentino en el área de flujo.

En la tabla 3-1 se muestran las normas que rigen la instalación y los requerimientos de los dispositivos de presión diferencial:

Norma	Aplicación
ISO 5167	Medición de flujo en dispositivos de presión diferencial en conductos de sección circular llenos- Principios y requerimientos generales.
ISO 5167-2	Requerimientos de instalación para dispositivos de presión diferencial conductos de sección circular llenos- Instalación y condiciones de operación de las placas de orificio.
AGA 3 / API 14.3	Requerimientos de instalación de las placas de orificio.
API 14.3 (Sección 2.6)	Coefficientes de descarga de las placas de orificio.

Tabla 3-1 Criterios y requerimientos de instalación para los medidores de desplazamiento positivo.

Cuando se lleva a cabo un examen de la placa de orificio en el campo, no es necesario realizar un examen completo de medición de lo dispuesto en la norma ISO 5167. Los principales puntos de enfoque para una inspección en campo de la placa de orificio son:

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

- Ausencia de daño en la superficie de la placa, particularmente daño o redondeo en el borde dentro del orificio corriente arriba.
- Orientación correcta dentro del portador de la placa
- Planicidad de la placa
- Limpieza de la placa.

Las placas de orificio son sensibles al perfil de velocidades del fluido que entra al medidor. Como resultado se tienen algunos requerimientos que deben cumplirse para efectuar una instalación satisfactoria. Entre ellos se puede encontrar cual es la distancia requerida entre la línea de alta presión y la de baja presión, etc.

Las tomas para servicio líquido pueden ser localizados sobre el lado lateral de la tubería; para servicio de gas seco, las tomas deben ser localizadas sobre el lado lateral de la parte de arriba de la tubería.

Para servicio de gas, usualmente se requiere que la línea toma de impulso sea auto-drenada así el condensado o impurezas no podrán acumularse sobre un lado del transmisor de presión diferencial. Tal acumulación puede causar un error con la presión diferencial reconocida que es equivalente a la presión del condensado.

Geometrías de la placa de orificio:

La placa está compuesta por un disco plano con un agujero concéntrico, excéntrico o segmentado de borde cortante en el anverso, mientras que el borde del reverso puede ser en ángulo recto si el disco es delgado o de 30° o 45° si es grueso.

La placa de orificio concéntrico es delgada y de metal, con una abertura generalmente circular y concéntrica, de resistencia suficiente para evitar deformaciones bajo presiones diferenciales normales. El orificio es circular y concéntrico con el diámetro exterior. Dicha placa se ilustra en la figura 3.2.

La placa de orificio excéntrico se usa especialmente para fluidos que tienen sólidos en suspensión. Se instala en forma tal, que el borde interior del orificio sea tangente con la superficie inferior del

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

tubo, con ello se evita la acumulación de sólidos en el lado de entrada de la placa. En la figura 3.3 se denota como es una placa de orificio excéntrico.

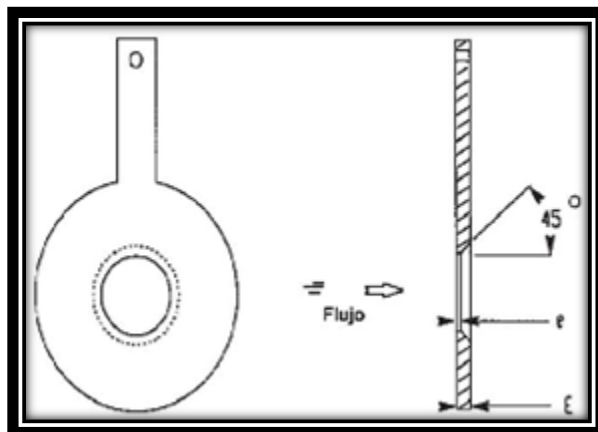


Fig. 3.2 Placa de Orificio Concéntrico

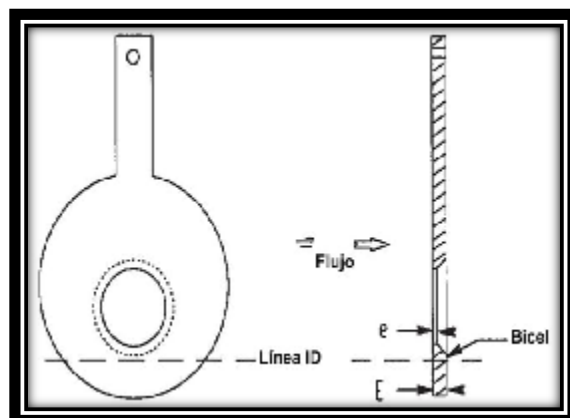


Fig. 3.3 Placa de Orificio Excéntrico

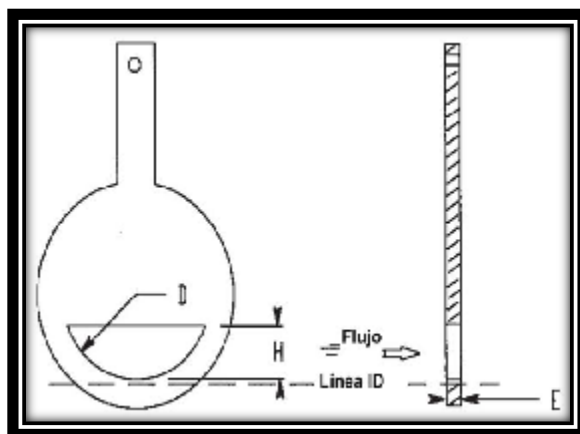


Fig. 3.4 Placa de Orificio Segmentado

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

El orificio segmentado es montado en forma tal, que la parte circular del segmento coincida con la superficie interior del tubo. Es apropiado para flujo de gases y líquidos que contienen muchos sólidos ya que previene la acumulación de estos mismos en el lado de entrada. En la figura 3.4 se muestra un ejemplo de la geometría de la placa de orificio segmentado.

3.1.1.3. Ventajas y desventajas

Ventajas

- ✓ Gran Flexibilidad
- ✓ Bajo costo, independiente del tamaño de la línea. Buena relación de precio en tamaño de líneas mayores
- ✓ Bueno para control – excelente respuesta de tiempo
- ✓ Múltiples variables (Q, DP, P & T) desde un dispositivo multi-variable
- ✓ Medición bi-direccional
- ✓ Ensamble pre-armado de fábrica mejora su desempeño en campo.

Desventajas:

- Existe riesgo de obstrucción de líneas de impulso en especial con transmisores remotos
- Múltiples puntos de fuga en especial con transmisores remotos
- Exactitud moderada para fluidos incompresibles y buena exactitud para fluidos compresibles
- Fallas en la instalación de los componentes puede degradar el desempeño
- No recomendado para fluidos con sólidos en suspensión.
- No recomendable para fluidos viscosos.
- El número de Reynolds máximo no debe exceder de 3.3×10^7

3.2. Medidores de flujo por desplazamiento positivo

3.2.1. Principio de operación

Los medidores de desplazamiento positivo entrapan una cantidad conocida de fluido, cuando el número de veces del fluido que está atrapado es conocido, también es posible conocer la cantidad de fluido que ha pasado a través del medidor de flujo. En la práctica, este tipo de

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

medidor de flujo cuantifica el fluido entrampado por generación de pulsos, cada uno de los cuales representa una fracción de la cantidad entrampada conocida. Cuando una señal del flujo es totalizada antes que la señal deseada, la frecuencia de pulso es convertida a una señal analógica.

Debido que hay diferentes tipos de medidores de flujo de desplazamiento positivo, los únicos elementos que pueden variar enormemente entre conceptos de diseño son los de construcción. Algunos elementos fundamentales de construcción que son comunes entre varios medidores incluyen una caja del medidor de flujo, una cámara de medición, un mecanismo de desplazamiento y un sistema para contar el número de segmentos de volumen conocido que han sido desplazados a través de la cámara de medición. Los indicadores de relación de flujo, totalizadores, y/o transmisores son instrumentos secundarios comúnmente suministrados con el sensor para proveer al usuario una indicación de relación de flujo o volumen total del fluido medido.

La caja externa es un recipiente a presión que contiene el fluido producto a ser medido, existen dos diseños, uno con simple caja y otro con doble caja. En aplicaciones de baja presión el diseño de simple caja es útil y menos costoso para los fabricantes. Aun en diseños de alta presión una construcción de caja sencilla puede funcionar satisfactoriamente y tener un costo razonable dependiendo del tamaño y diseño particular de la caja del medidor de flujo.

La construcción de la caja dual tiene dos principales ventajas particularmente para grandes tamaños del medidor.

La primera se debe a que las paredes de la cámara de medición censan solo la diferencia de presión entre la entrada y la salida del medidor de flujo, esto permite que las paredes delgadas de la cámara tengan menos distorsión. La segunda se debe a que los esfuerzos del sistema de tuberías son absorbidos en la caja externa, por lo que no alteran la precisión de la cámara de medición y mecanismo de desplazamiento.

Entre los medidores de desplazamiento positivo que más se emplean en la industria petrolera se encuentran:

Medidor oval:

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Este tipo de medidor dispone de dos ruedas ovas que se 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 diseñadas con gran precisión para evitar fricción entre las mismas. En la figura 3.5 se muestra una serie de pasos que describe el desplazamiento del fluido a través de un medidor de tipo oval.

Medidor de disco oscilante:

Cuando pasa el fluido, el disco toma un movimiento parecido al de un trompo caído de modo que cada punto de su circunferencia exterior sube y baja alternativamente estableciendo contacto con las paredes de la cámara desde su parte inferior a la superior. El movimiento de balanceo se transmite mediante el eje del disco a un tren de engranajes. El par disponible es pequeño, lo que pone un límite en la utilización de accesorios mecánicos. En la figura 3.6 se muestran las partes que componen un medidor de tipo disco oscilante.

Medidor de pistón oscilante:

Este medidor consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón tiene un diámetro más pequeño. El pistón, cuando circula flujo, oscila alrededor de un puente divisor, que separa la entrada de la salida del líquido. Los medidores tipo pistón se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños flujos, y una de sus aplicaciones más importantes es en las unidades de bombeo de distribución de petróleo. En la figura 3.7 se puede visualizar a grandes rasgos la trayectoria del fluido a través de un medidor de pistón oscilante.

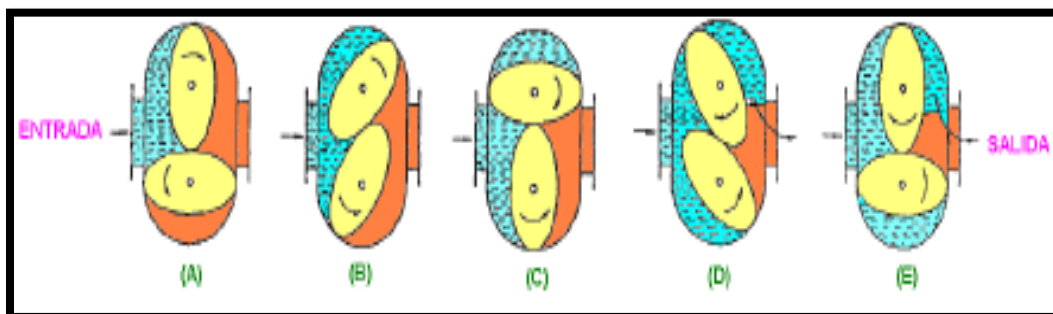


Fig. 3.5 Medidor de desplazamiento positivo tipo oval.

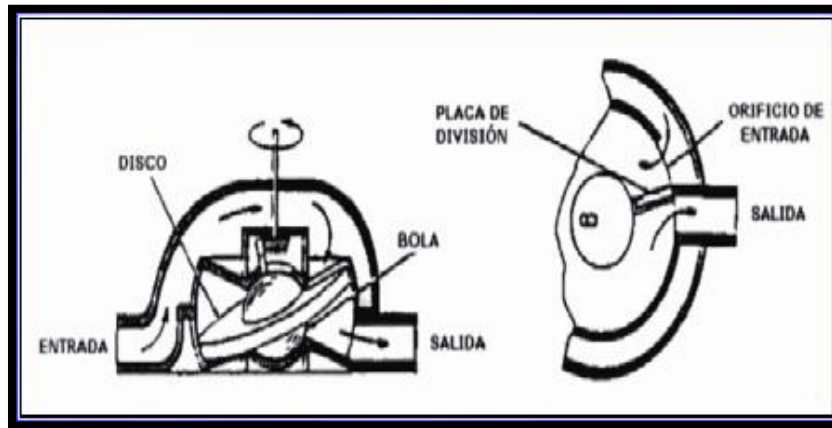


Fig. 3.6 Medidor de desplazamiento positivo de tipo disco oscilante

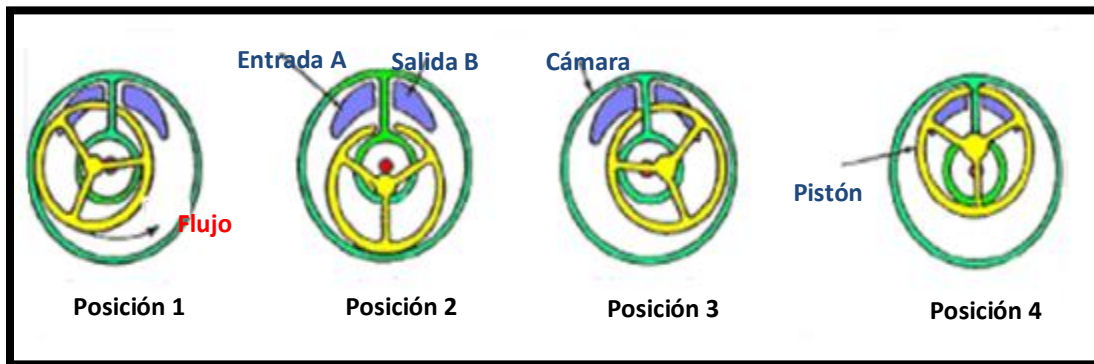


Fig. 3.7 Medidor de desplazamiento positivo de tipo pistón oscilante

3.2.2. Instalación

El montaje en la tubería, típicamente con conexiones bridadas, no tiene requerimientos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo.

Debido a la naturaleza de operación, cualquier gas que pueda estar presente en el líquido puede causar que el medidor de flujo lea volumen de gas como si fuera de líquido.

Este problema puede frecuentemente resolverse instalando un eliminador de aire dimensionado apropiadamente corriente arriba del medidor de flujo. Estos medidores de flujo pueden empezar a taponearse o dañarse cuando operan con fluidos sucios; en su defecto, puede instalarse un filtro

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

corriente arriba del medidor para reducir el problema, pero en servicios de alta viscosidad la caída de presión a través del filtro puede ser significativa.

La lectura se realiza por medio de un sistema de transmisión mecánica desde el interior del contador hasta el exterior, en cuyo final se encuentra un conjunto de engranes que hacen mover el contador totalizador de gasto.

Con los contadores se obtiene la medida de forma directa, sin tener que recurrir a ningún tipo de cálculo o corrección.

La interacción de viscosidad y caída de presión a través del medidor de flujo debe ser entendida antes de dimensionar un elemento de flujo de desplazamiento positivo. Conforme la viscosidad se incrementa la caída de presión a través del medidor de flujo se incrementa. El deslizamiento a través del medidor de flujo disminuye conforme se incrementa la viscosidad permitiendo más exacta la medición a bajos flujos, como un resultado del incremento de la viscosidad la capacidad máxima del medidor de flujo es reducida cuando la caída de presión a través de él es excesiva; sin embargo, un flujo mensurable mínimo es también reducido debido a la disminución del deslizamiento. La caída de presión a través del medidor de flujo generalmente restringe el flujo de operación máximo en medidores de flujo de alta viscosidad.

La principal ventaja de este tipo de medidores, es que su instalación puede ser muy compacta y pueden estar colocados casi en forma adjunta. Esta cualidad de ser insensible a las condiciones de instalación, a las reducciones, a las expansiones, a los codos y a las válvulas los hace muy útiles en plataformas por ejemplo.

Este tipo de medidores, bajo condiciones de flujo estable pueden emitir resultados con muy buena repetibilidad.

Los medidores de desplazamiento positivo tienen mejores características metrológicas en el paso del tiempo que las turbinas.

Son equipos muy buenos pero hay que ser estrictos con su mantenimiento. Es importante el papel que juegan los filtros para eliminar la posibilidad de que una partícula sólida se incruste entre la carcasa y el elemento móvil; si eso llegara a suceder el volumen interno desplazado cambiaría.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Las variables que más afectan el factor del medidor para este tipo de equipos son el flujo, la viscosidad y la temperatura.

Algunas de las normas que pueden consultarse para conocer mayores detalles acerca de los medidores de desplazamiento positivo se encuentran en la tabla 3-2.

Norma	Aplicación
ANSI B109.3	Instalación de los medidores de desplazamiento rotativos para gas.
API-MPMS 5.2	Medición de hidrocarburos líquidos en medidores de desplazamiento positivo.

Tabla 3-2 - Algunas normas referentes a los medidores de desplazamiento positivo

3.2.3. Ventajas y desventajas

Ventajas:

- ✓ Aplicable a líquidos de alta viscosidad
- ✓ Medición directa a partir de los contadores
- ✓ No hay restricciones en el número de Reynolds
- ✓ Exactitud de $\pm 0.5\%$
- ✓ Bajo ciertas condiciones de diseño puede soportar altas temperaturas y fluidos corrosivos
- ✓ Rangeabilidad 10:1
- ✓ No requiere acondicionamiento de flujo, aunque es necesario eliminar el gas para una medición adecuada

Desventajas:

- No apto para el manejo de fluidos abrasivos o con alto contenido de sólidos
- No aplicable para altos gastos de flujo
- Genera alta caída de presión
- El costo es relativamente alto

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

3.3. Medidor de turbina

Los medidores de flujo tipo turbina tienden a ser ampliamente aceptados como una tecnología probada que es aplicable para la medición de flujo con alta exactitud y repetibilidad. La exactitud de estos medidores puede ser superior a otras tecnologías en la región de flujo turbulento.

La turbina mide flujo volumétrico en condiciones de operación por lo que la selección de la turbina adecuada depende de las características del líquido a medir (viscosidad, densidad, presión de vapor, corrosividad), rango de presiones de operación, pérdidas de presión, rango de temperaturas de operación, espacio disponible para la instalación del equipo, sistemas de energización y niveles de seguridad requeridos.

Normalmente si se requiere alta exactitud se debe hacer una compensación por temperatura.

Las turbinas están siendo muy usadas para gas, pero hay que tener precaución cuando se usan turbinas grandes, ya que si el fluido no tiene la cantidad de movimiento necesaria para vencer la fuerza de fricción, pueden presentarse errores apreciables. En caudales bajos hay errores por fricción, por el contrario, a caudales altos los errores serían porque el sistema puede cavitarse en el caso de que la instalación no permita tener la presión adecuada corriente abajo.

Los medidores de turbina han sido usados tradicionalmente para bajas presiones y pequeños volúmenes de gas. Más recientemente, con la instalación para calibrarlo a presiones mayores, los medidores de turbina han sido también usados para aplicaciones a mayor presión y volumen. No obstante, estos medidores permanecen susceptibles particularmente al daño por cualquier líquido presente en el gas.

3.3.1. Principio de operación

El medidor de flujo tipo turbina consiste de un dispositivo rotante llamado rotor que está posicionado en la corriente de flujo de tal manera que la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad del fluido y de esta forma el gasto que circula a través del medidor de flujo puede determinarse.

En el interior del medidor se encuentra un dispositivo con un sensor que puede ser de reluctancia o inductancia, y el cual se encarga de detectar la velocidad real de un gas o líquido que fluye por

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

un conducto. Esta detección puede ser mecánica, óptica o eléctrica; registrándose el movimiento del rotor en un sistema lector externo tal como lo representa la figura 3.8.

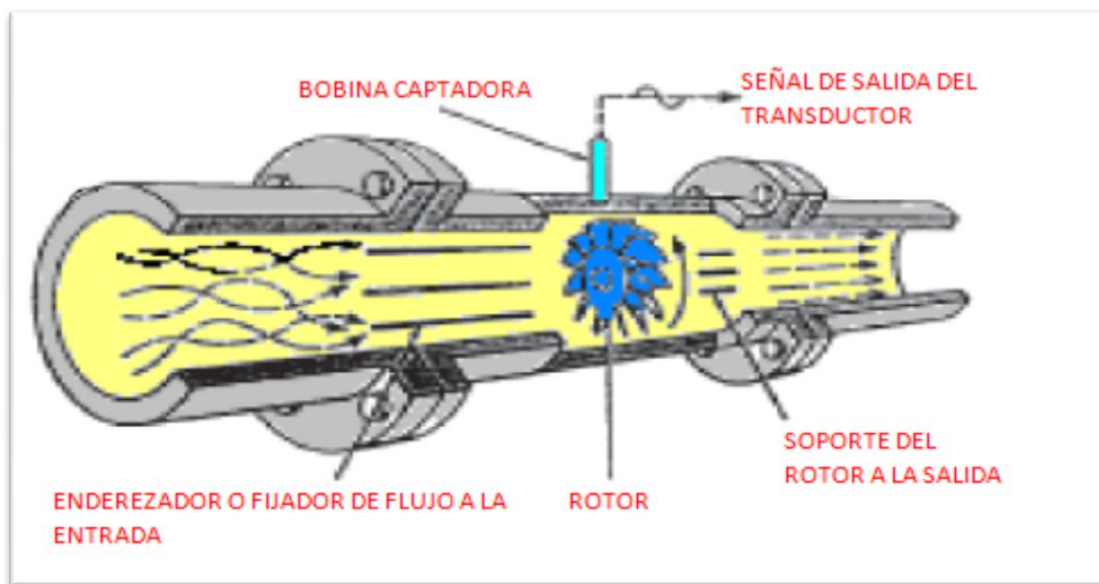


Fig. 3.8 Partes principales que componen un medidor de turbina

El sensor que se encuentra en la bobina, ya sea de reluctancia o inductancia, opera de diferente forma el uno del otro, y su aplicación dependerá del diseño que el fabricante haya estipulado.

Reluctancia: La velocidad es determinada por el paso de las paletas individuales de la turbina a través del campo magnético, la variación cambia el flujo induciendo una corriente alterna en la bobina captora.

Inductancia: El rotor lleva incorporado un imán permanente y el campo magnético giratorio que se origina produce una corriente alterna en una bobina captora exterior.

Una salida mediante impulsos eléctricos se produce cuando se detecta el paso de cada paleta alrededor de uno o más sensores situados en el campo del medidor. La señal de salida es una onda senoidal continua, en donde cada pulso representa un volumen discreto del fluido. Algunos incorporan un totalizador con un factor de escala.

En la figura 3.9 se representa a grandes rasgos la forma de operación de una turbina.

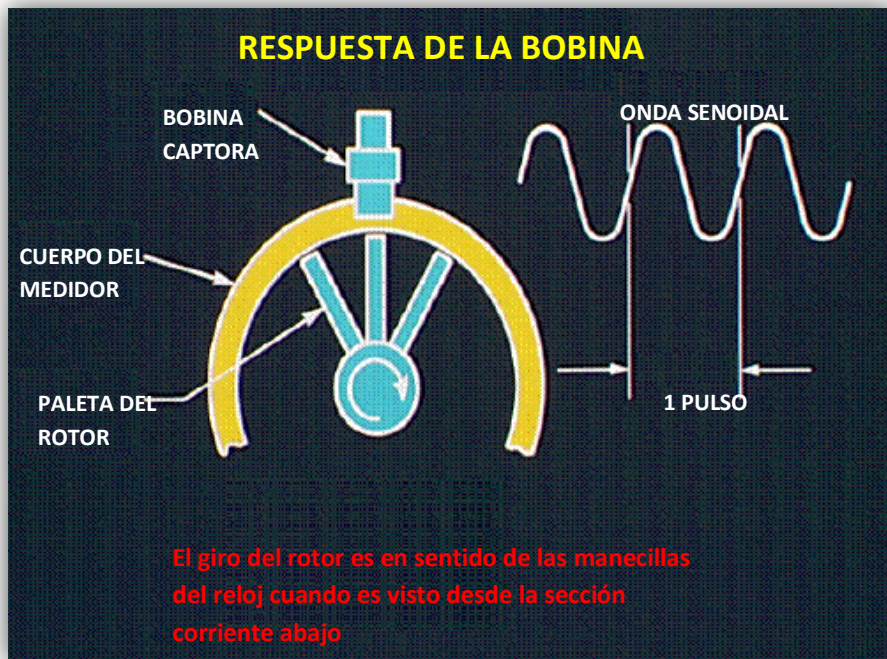


Fig. 3.9 Descripción general del principio de operación de una turbina

El punto más débil en un medidor de turbina para líquidos son los cojinetes, ya que tienen que soportar el peso del rotor.

La sección transversal de un medidor de turbina típico para líquidos consta de una longitud de tubería en el centro de la cual hay un rotor de paletas múltiple, montado sobre cojinetes, para que pueda girar con facilidad, y soportado corriente arriba y corriente abajo por un dispositivo centrado tipo cruceta que, habitualmente, incorpora un enderezador de flujo. Los medidores de turbina para gas o líquido difieren fundamentalmente en el diseño del rotor.

Para la obtención del gasto, se relacionan el radio del rotor, la anchura de las paletas de la turbina y la velocidad angular. Considerando las condiciones de operación del fluido, se hacen correcciones y formulaciones específicas cuando se trabaja con hidrocarburos, para así definir lo siguiente:

$$Q_b = QM_f \left(\frac{P_f T_b Z_b}{P_b T_f Z_f} \right)$$

GASTO PARA GAS

$$Q_b = QM_f F_t F_p$$

GASTO PARA ACEITE

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

En donde,

Para gas

Q_b	Gasto a condiciones base
Q	Gasto leído del medidor
M_f	Factor del medidor
P_f	Presión a condiciones de flujo
T_f	Temperatura a condiciones de flujo
Z_f	Factor de compresibilidad a presión y temperatura de flujo
P_b	Presión a condiciones base
T_b	Temperatura a condiciones base
Z_b	Factor de compresibilidad a presión y temperatura base

Para aceite

F_t	Factor para corregir el fluido de temperatura de flujo a temperatura base
F_p	Factor para corregir el fluido de presión de flujo a presión base

El medidor de tipo turbina es ampliamente usado para la transferencia de custodia de crudo en refinación de hidrocarburos y otros líquidos valiosos.

Las variables que tienen mayor efecto sobre el factor del medidor de este equipo son el flujo, la viscosidad, la temperatura, así como también los depósitos o material extraño.

3.3.2. Instalación

Los requerimientos estándar de tubería corriente arriba y abajo son de 10 a 5 diámetros con enderezadores de flujo para estabilizar el perfil de velocidad entrante; sin embargo, puede ser mayor la distancia requerida si se presenta alguna obstrucción antes del medidor de flujo. Si no existen limitaciones de espacio, el medidor puede ser instalado con por lo menos 20 diámetros de tubería recta corriente arriba y 5 diámetros de tubería corriente abajo. La figura 3.10 describe como debe ser la configuración de la tubería.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

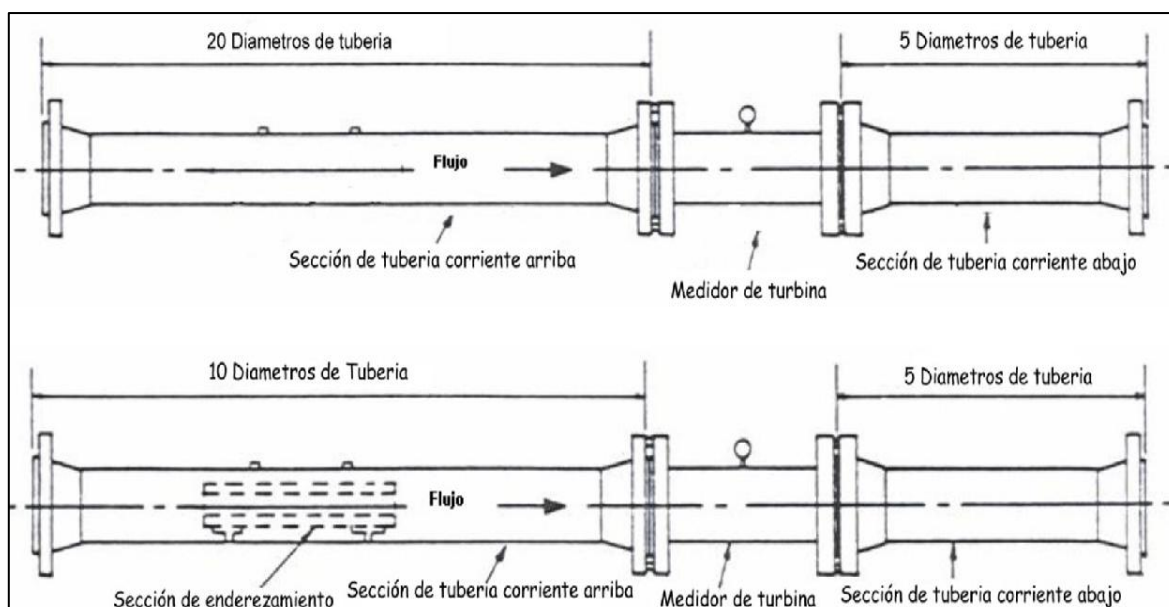


Fig. 3.10 Arreglo de tuberías para estabilizar el perfil de flujo en un medidor de turbina

Tipo de Obstrucción	Tramos de tubería recta corriente arriba
Reductor concéntrico	15 diámetros de tubería
Codo o T	20 diámetros de tubería
Dos codos	25 diámetros de tubería
Válvula parcialmente abierta o dos codos en 90°	50 diámetros de tubería
Válvula de bola, compuerta o mariposa	14 diámetros de tubería

Tabla 3-3 Requerimientos de tubería para restaurar el perfil de velocidad perdido por algunas obstrucciones

El número de tramos de tubería recta necesarios para que el flujo se estabilice, variará de acuerdo al tipo de obstrucción que se presente. En la tabla 3-3 se denotan algunas obstrucciones y cuál sería la longitud que se recomienda de acuerdo a los fabricantes.

Para mayores detalles acerca de la medición de hidrocarburos líquidos empleando medidores de turbina, puede consultarse API-MPMS Capítulo 5, sección 3.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

3.3.3. Ventajas y desventajas

Ventajas:

- ✓ Exactitud especificada $\pm 0.15\%$ para líquidos y $\pm 1\%$ en gases
- ✓ La rangeabilidad especificada para poseer dicha exactitud es de 10:1
- ✓ Muy buena repetibilidad
- ✓ Versátil, ya que puede diseñarse especialmente para condiciones de operación severas
- ✓ Amplia disponibilidad de tamaños
- ✓ Respuesta rápida
- ✓ Fácil instalación
- ✓ Alta confiabilidad por solo poseer un componente móvil
- ✓ Tiene rangos de medición muy amplios dentro de los medidores de gas a alta presión.

Desventajas:

- Compuesto por partes móviles en el interior que están sujetas a desgaste mecánico
- Sensibles a cambios de viscosidad
- Requiere acondicionamiento de flujo
- Requiere calibración
- Relativamente costosos
- Pueden dañarse por excesos de velocidad
- Puede tener requerimientos de contrapresión altos ya que se puede generar cavitación
- Sensible a presencia de aire

Datos a ser registrados en la prueba de una turbina:

Es ampliamente recomendable elaborar una descripción relevante de las ejecuciones de la prueba; dicha descripción debe estar contenida en el registro de las pruebas del medidor, junto con la siguiente información:

- Fecha y hora de la prueba
- Temperatura del fluido
- Presión del fluido

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

- Densidad del fluido
- Corte de agua del fluido
- Cambios en el factor K de acuerdo a las pruebas previas del medidor.

Esta información puede ser extremadamente útil como datos de apoyo por si fuese necesario predecir factores K, por ejemplo, con el registro de una falla de un elemento crítico del probador del medidor.

3.4. Medidor tipo Coriolis

El medidor de flujo de principio Coriolis es un medidor verdaderamente másico y es relativamente fácil de aplicar y dimensionar. Debido a que no posee partes en movimiento, exhibe bajo requerimientos de mantenimiento y no requiere de calibración frecuente. Las partes húmedas son construidas de una variedad de materiales que se adaptan a muchos fluidos corrosivos así como al contenido de sólidos o partículas fibrosas. El gasto másico es calculado como el producto de la densidad y el volumen medido. Estos medidores son ahora ampliamente aceptados por ser capaces de cumplir con los niveles de incertidumbre permisibles en transferencia de custodia para aplicaciones de gas. Los medidores Coriolis se componen principalmente de dos unidades:

- Unidad de sensor
- Unidad electrónica

Unidad de sensor:

Constituye directamente el componente que está en contacto con el fluido y que permite detectar el flujo, densidad y temperatura. Esta unidad normalmente se compone de los siguientes elementos:

- Tubos de flujo: Tubos normalmente en forma de “U” (o de otras formas según el fabricante) por donde circula el fluido, se constituye básicamente de acero inoxidable libre de obstrucciones y es diseñado para vibrar a su frecuencia natural para reducir la energía requerida para su oscilación.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

- Bobina generadora: Dispositivo magnético (imán) que convierte la señal eléctrica proveniente de la unidad electrónica, en una fuerza que hace vibrar los tubos de flujo a su frecuencia natural.
- Bobina captora (pickoff): Detectores electromagnéticos ubicados en cada lado del tubo de flujo. Al producir la señal que representa la velocidad y la posición en ese punto del tubo vibrante, el gasto másico se determina midiendo la diferencia entre dichas señales.
- Sensor de temperatura: Resistencia detectora de temperatura unida a la parte inferior de uno de los tubos de flujo. Sus objetivos fundamentales son:
 1. Compensar los efectos de temperatura sobre el modo de rigidez de los tubos de flujo controlando así la escala de conversión voltaje/frecuencia de la señal de flujo; y
 2. Convertir las señales que se producen en, variaciones de voltaje que vayan cambiando linealmente con la temperatura, esto debido a que conforme aumenta la temperatura del fluido, los tubos se tuercen cada vez más para el gasto dado.
- Conexión a proceso: Existen dos conexiones a proceso idénticas que deben acoplarse a las líneas de flujo para que la instalación sea exitosa.
- Tubos de unión múltiple: Su función es la de separar el fluido en dos partes iguales en la entrada del medidor para luego recombinarlo a la salida.
- Caja: Protege la electrónica y el cableado contra la corrosión externa, a la vez que proporciona una contención del fluido.
- Espaciador: Sus propósitos son: Separar los tubos de unión múltiple para que estos se alinien debidamente con los tubos de flujo; Actuar como un conducto para cables dentro del compartimiento del sensor hacia la unidad electrónica y; Proveer estabilidad al sensor además de neutralizar tensiones de la tubería que puedan afectar en la operación del medidor.

Unidad electrónica:

La unidad electrónica proporciona información del sensor como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar las indicaciones de variación de frecuencia. Ejecuta todos los

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

cálculos necesarios para obtener los valores de la variable del fluido medido y los comunica al transmisor para que puedan ser visualizados por los operadores.

3.4.1. Principio de operación

En un sensor Coriolis, la fuerza inercial se origina mediante la vibración de los tubos de flujo. La deformación del tubo o ángulo de deflexión en el plano de la vibración se mide y luego se convierte en flujo másico. La figura 3.11 muestra los tubos en vibración y como es medida la onda que estos generan.

El fluido en movimiento a través de los tubos de flujo vibrando, es forzado a tomar la aceleración transversal conforme este se mueve hacia el punto de pico de la amplitud de vibración.

A la inversa, el fluido desacelera conforme este se mueve hacia el final de la tubería. En la figura 3.12 se muestra a grandes rasgos como son es el comportamiento de flujo con respecto a la aceleración.

El medidor coriolis está conformado por 3 sensores, uno que producirá la estimulación para que la tubería flexible se mueva y otros dos sensores periféricos que medirán el flujo que entra y sale del medidor, tomando el tiempo y espacio ocupado por el fluido dentro de la tubería.

Durante la operación, se energizan unas bobinas. El voltaje generado en cada una de estas bobinas produce una onda senoidal. Debido a que los imanes se montan en un tubo, y las bobinas en el tubo opuesto, las ondas senoidales generadas provocan que los tubos oscilen opuestos entre sí. Ambas bobinas (la del lado de entrada y de salida) generan señales de onda senoidal continua cuando los tubos están oscilando.

La velocidad del flujo también se puede observar a simple vista de acuerdo a que tanto se flexionará inercialmente un extremo de la tubería con respecto a otro. Esto quiere decir que cuando no haya flujo y el sensor de excitación del medidor coriolis esté trabajando, ambos tubos se moverán a la par, como si tuvieran un movimiento sincronizado y nada estuviera provocando que se desvíen en su lado periférico ya que dicha desviación es causada por el esfuerzo inercial de fluido que pasa a través de la tubería.

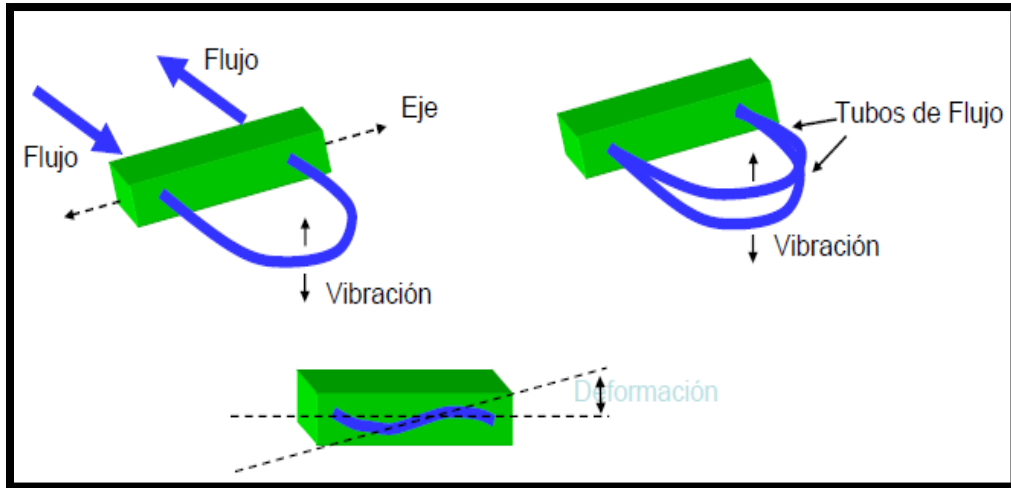


Fig. 3.11 Medición de la onda producida en la vibración de los tubos del medidor Coriolis

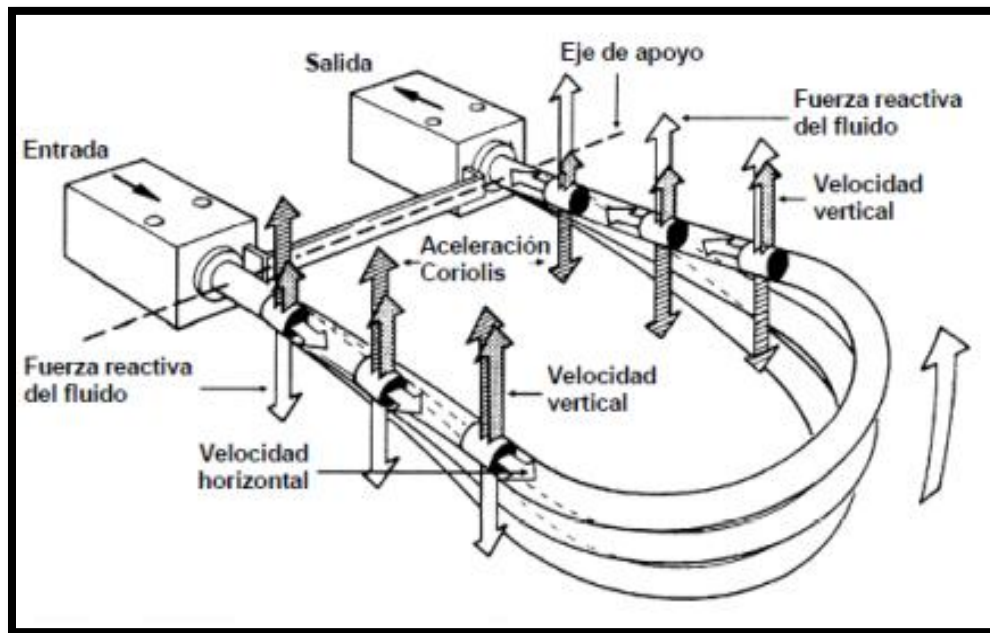


Fig. 3.12 Respuesta del tubo a la aceleración Coriolis

Cuando no hay flujo, las ondas senoidales coinciden tal como se aprecia en la figura 3.13. Por otro lado, en la figura 3.14 se observa que cuando hay flujo, la amplitud de la curva de oscilación en la parte de la entrada esta adelantada, esto se debe a que el sensor registra el flujo primero en este punto.

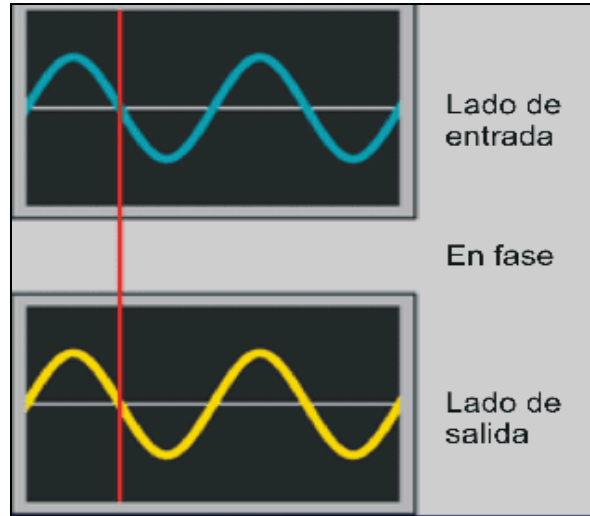


Fig. 3.13 Señal de la bobina cuando no hay flujo

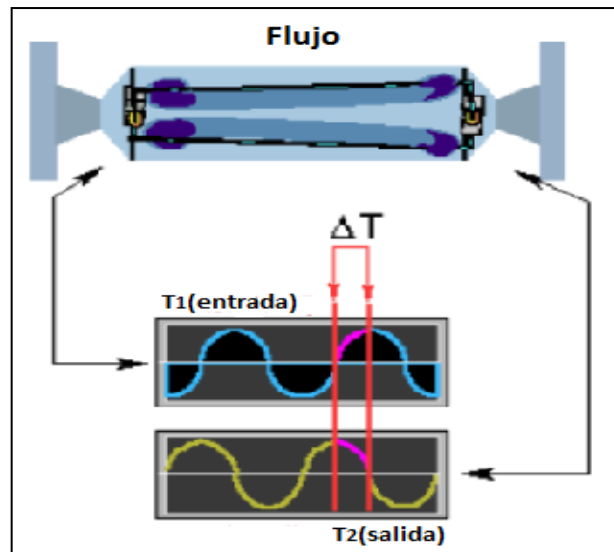


Fig. 3.14 Señal de la bobina cuando si existe flujo

Como resultado del torcimiento de los tubos de flujo, las ondas senoidales generadas por las bobinas están ahora desfasadas entre sí, tal como se ve en la figura 3.15.

El retardo de tiempo entre las dos ondas senoidales se mide en microsegundos, esta ΔT siempre es directamente proporcional al gasto másico, esto quiere decir que entre mayor sea el desplazamiento entre las dos fases creado por la fuerza de Coriolis, mayor será el gasto másico.

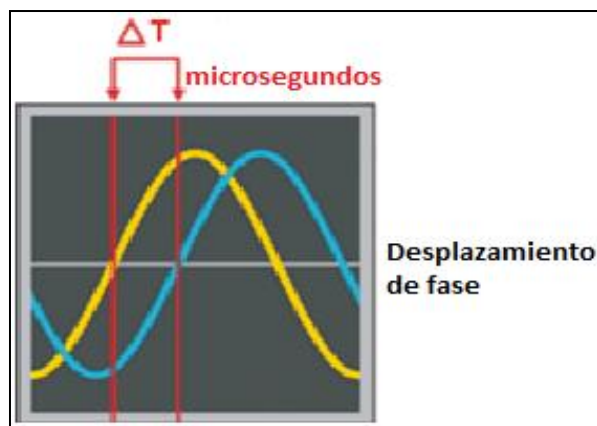


Fig. 3.15 Desfasamiento causado por la vibración de los tubos

El gasto másico en este caso, se puede definir de la siguiente forma:

$$Q = F_c \times \Delta T$$

En donde, F_c es el factor de corrección de fábrica.

Además de medir masa también puede medir densidad y temperatura; la densidad se mide de acuerdo al tiempo que tarda en oscilar la tubería, es decir, si tenemos un fluido de baja densidad, la oscilación será más rápida que si tenemos uno de mayor densidad; dicho comportamiento se ilustra en la figura 3.16. La temperatura puede ser medida con una resistencia a la salida del tubo flexible (salida del medidor) que actúa como un sensor de temperatura de flujo.

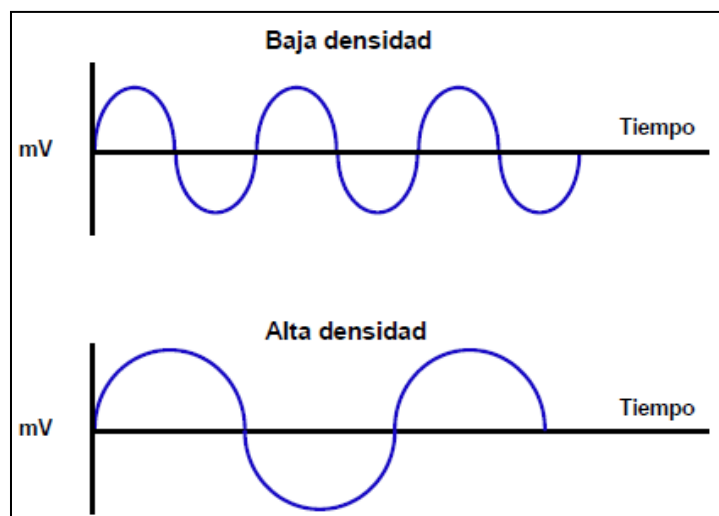


Fig. 3.16 Comportamiento de las ondas senoidales de acuerdo a la variación de la densidad

Ecuación Básica de Densidad:

$$\rho = K_1 + K_2 t^2$$

Donde,

ρ = densidad del fluido

K_1, K_2 = constantes determinadas por el fabricante

t = tiempo del periodo de oscilación

Sabiendo que el tiempo del periodo de oscilación es la inversa de la frecuencia de vibración, se puede emplear:

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{EI \div (M1 + M2)}$$

Donde,

f = frecuencia natural de oscilación

E = elemento de elasticidad

I = elemento de rigidez

$M1$ = elemento de masa

$M2$ = masa del fluido en o alrededor del elemento

Los medidores *por principio de coriolis* ya están siendo usados para flujo de gas, cuando el gas está a alta presión; en la medida que la densidad del fluido que se quiere medir suba, es más fácil medirlo por medio de equipos por principio de coriolis. La problemática de estos es que no tolera el flujo bifásico, siendo así la cavitación, un detalle que puede dañar el propio sistema.

3.4.2. Instalación

Los medidores de Coriolis no requieren instalación especial, el fabricante recomienda que tengan un buen soporte de manera que no se transmitan esfuerzos mecánicos de la tubería al medidor, ya que la vibración mecánica tiene el potencial para degradar su rendimiento. Adicionalmente se recomienda colocar tramos de tubería recta en la entrada y salida del medidor para propiciar

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

mejores condiciones de medición y se instalan sensores de presión y temperatura a la entrada del medidor.

Para dimensionar el tamaño del medidor con respecto al flujo, se deben seguir las siguientes reglas:

- El tamaño del sensor debe ser igual o menor que el tamaño de la línea
- La exactitud funcional óptima normalmente a flujo de escala total debe ser tan alta como sea posible del rango del medidor, permitiendo así que cumpla con los requerimientos de presión variable.

En la caída de presión para líquidos se requiere la siguiente información:

1. Relación de flujo a escala total
2. Disponibilidad de caída de presión
3. Viscosidad del fluido de proceso a condiciones de operación
4. Calidad del fluido de proceso.

Los medidores donde existe flujo de líquidos sucios deben ser dimensionados en forma tal que se minimice la erosión de las partes húmedas por fluidos abrasivos.

Deben ser provistas válvulas de aislamiento adecuadas, de manera tal que los medidores individuales puedan ser removidos de la operación en forma segura y sin necesidad de suspensión del sistema entero de exportación.

El medidor de coriolis también tiene que ser calibrado en flujo antes de la instalación. Las condiciones de calibración deben ser similares a las condiciones de servicio. Este requerimiento no es obligatorio para la configuración de la tubería corriente arriba del medidor ya que los medidores de coriolis son relativamente insensibles a los efectos de los perfiles de flujo.

Desde que el medidor de coriolis es empleado como un medidor directo de masa, es preferible que se realicen calibraciones con un gasto de flujo de masa similar; la incertidumbre en la densidad del fluido de prueba (a condiciones del medidor) debe ser considerada cuando se interpretan los resultados de la calibración.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Para mayores detalles acerca de la medición de hidrocarburos líquidos empleando medidores de Coriolis, puede consultarse **API-MPMS Capítulo 5, sección 6**.

Diseño y criterios de instalación para sistemas de medición de coriolis

Los sistemas de medición deben de tener un cabezal de entrada común y, si es necesario, un cabezal de salida común para garantizar condiciones de medición uniformes en todas las corrientes de medición, en los transductores de temperatura y presión, y en los medidores de densidad.

Sin embargo, si se presentan distintas propiedades físicas debido a diferencias en la producción y esta no está completamente mezclada antes de la medición, entonces puede ser necesario realizar una medición separada de los diferentes fluidos.

Muestreo de fluidos

Los análisis de las muestras obtenidas deben ser últimamente empleados para prorratear la producción al campo de donde el aceite ya ha sido medido. Estos análisis también forman la base para cualquiera de los procedimientos de evaluación del aceite.

El sistema de muestreo es por lo tanto un parte crítica de cualquier sistema de medición con calidad de transferencia de custodia. Cualquier error introducido a través de un error de muestreo generalmente tendrá un efecto directo y lineal en el rango de medición.

Como en cualquier sistema de muestreo, es importante que los puntos de muestreo adecuadamente diseñados sean usados y posicionados de tal forma que se garantice un muestreo representativo.

Medición de temperatura y presión

Los puntos de medición de temperatura y presión deben estar en condiciones representativas en la entrada del medidor y situados tan cerca como sea posible del medidor, sin infringir en los requerimientos del manual de medición API. En práctica, la instalación de los densímetros debe ser de acuerdo a las especificaciones del fabricante y tan cerca como sea posible de los medidores de volumen; estos deben ser provistos con tubos protectores e indicadores de presión para que

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

sea demostrado que no existe diferencia significativa de las condiciones de entrada del medidor de volumen. Si este no es el caso, debe hacerse compensación de temperatura y presión.

Perfil de flujo

El rendimiento del medidor de Coriolis no se ve afectado de forma significativa por la presencia de un perfil de flujo no ideal en el medidor. Los medidores de coriolis tampoco se ven relativamente afectados por cambios en el perfil de flujo. Las características del medidor de Coriolis tienen las siguientes implicaciones:

- La configuración de la tubería corriente arriba y corriente abajo es relativamente de menor importancia.
- No existe la necesidad de utilizar acondicionadores de flujo
- Si el medidor va a ser retirado para recalibración, no es necesario garantizar que el perfil de flujo en la instalación de prueba coincida con el experimentado por el medidor en servicio.

Caída de presión a través del medidor

La caída de presión a través de un medidor Coriolis es relativamente alta. Para minimizar el potencial para el flasheo de los hidrocarburos más ligeros (con consecuente degradación del rendimiento del medidor), cualquier válvula de control de flujo en serie con el medidor debe ser colocada corriente abajo de este.

Orientación del medidor

Los dispositivos de tubo en U deben ser instalados con la “U” en vertical para prevenir la acumulación de gas dentro del cuerpo del medidor. Para una consulta más detallada acerca de este tema, puede consultarse la **norma ISO 10790**.

3.4.3. Ventajas y desventajas

Ventajas:

- ✓ Medición de masa y densidad

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

- ✓ No contiene partes móviles
- ✓ Exactitud de $\pm 0.15\%$.
- ✓ Repetibilidad ± 0.1 a 0.25% .
- ✓ Rangeabilidad 100:1
- ✓ Fácil instalación
- ✓ Costos relativamente bajos
- ✓ Su mantenimiento es económico
- ✓ Resistencia a fluidos corrosivos.
- ✓ Puede manejar líquidos y gases.

Desventajas:

- Más de 2% de gas en flujo bifásico puede dar una medición deficiente y maltratar al equipo por cavitación
- No es apto para volúmenes muy elevados
- Suele ser voluminoso
- Las partes mecánicas se desgastan
- Afectado por flujo pulsante (variable)
- Necesita calibración constante.

3.5. Medidores Ultrasónicos

Los medidores de flujo ultrasónico así como su nombre lo indica, estiman el flujo por medición de energía u onda ultrasónica en sistemas cerrados. La energía ultrasónica es típicamente acoplada al fluido en la tubería usando transductores que pueden o no estar en contacto con la corriente de flujo dependiendo del diseño del medidor. Las ondas sonoras o vibraciones viajan con una velocidad específica y detectan el flujo a través de la tubería. En el caso de los gases se determina a través de su composición, presión y temperatura.

3.5.1. Principio de operación

Existen dos tipos de medidores de flujo ultrasónico:

- Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito (vuelo)

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

- Medidor ultrasónico por efecto Doppler

Los medidores ultrasónicos por tiempo de tránsito miden el gasto por diferencia de velocidades del sonido al propagarse por el fluido. Los sensores son situados en una tubería de la que se conocen el área y el perfil de velocidades. Estos medidores son los más exactos y se utilizan preferentemente para líquidos limpios, aunque algunos permiten medir con cierto contenido de partículas, gas y un porcentaje de burbujas.

Se tiene un par de transductores colocados sobre la pared de la tubería; cada uno de estos puede recibir o transmitir ondas ultrasónicas; un transductor es colocado corriente arriba y el otro corriente abajo. Su configuración es tal, que las ondas de sonido viajan entre los dispositivos con una inclinación de 45 grados respecto a la dirección del flujo, tal como se presenta en la figura 3.17.

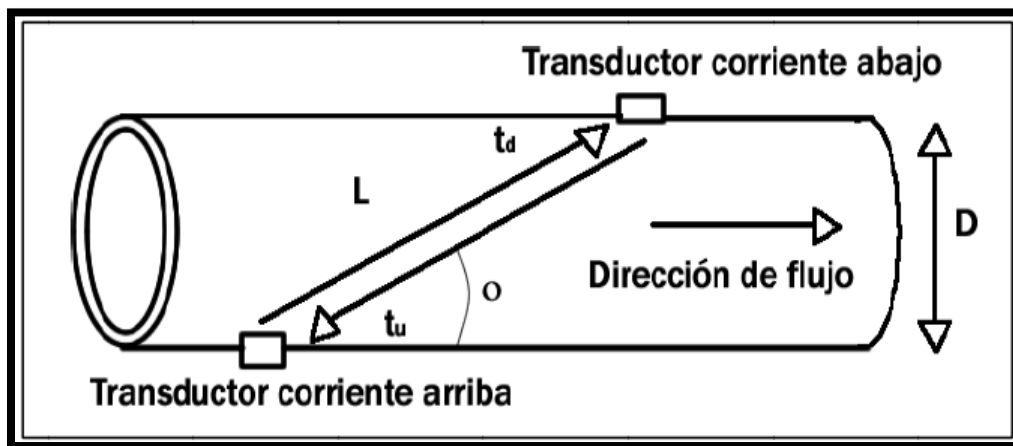


Fig. 3.17 Principio de operación del medidor ultrasónico por tiempo de tránsito

Si el fluido no está en movimiento, los pulsos corriente arriba y corriente abajo duran el mismo tiempo. Si el fluido se mueve lentamente, los pulsos llegarán ligeramente antes al transductor corriente abajo que los pulsos que llegan al transductor corriente arriba, pero, si el fluido se está moviendo rápidamente, los pulsos llegarán mucho más rápido al transductor corriente abajo que los pulsos al transductor corriente arriba.

Los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito de múltiples trayectorias tienen más información, se infiere de múltiples trayectorias cuando se habla de 13, 18 y 24 trayectorias. Una

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

desventaja de estos es que el costo es elevado (5 veces más que una turbina). También hay equipos de trayectorias simples, de montaje fijo o no fijo.

El medidor de flujo por efecto Doppler mide los cambios de frecuencia causados por el fluido. Se colocan dos sensores, cada uno a un lado del flujo a medir, y se envía una señal de frecuencia conocida a través del fluido, sólidos, burbujas y discontinuidades, lo que hará que el pulso enviado se refleje pero como el fluido que causa la reflexión se está moviendo, la frecuencia del pulso que retorna también cambia y ese cambio de frecuencia será proporcional a la velocidad del fluido. Su funcionamiento se puede describir en forma generalizada en la figura 3.18.

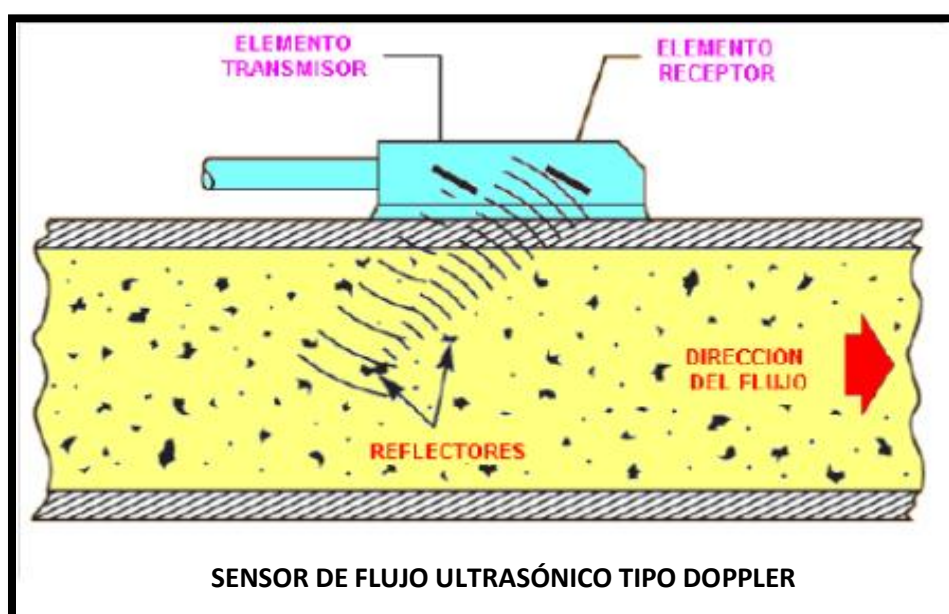


Fig. 3.18 Principio de operación del medidor ultrasónico de flujo tipo Doppler

Los sistemas ultrasónicos de Efecto Doppler cuentan con filtros especiales, cuya finalidad es la de analizar señales recibidas y rechazar las que estén dispersas, las cuales pudieron ser producto de ruidos o factores externos.

A diferencia de los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito, los medidores Doppler son sensibles a cambios de densidad y temperatura del fluido, lo que los hace poco recomendables para mediciones donde sea requerida una alta precisión. El buen funcionamiento de los sistemas ultrasónicos de efecto Doppler está ligado principalmente con las propiedades físicas del fluido, la densidad de las partículas en suspensión y el perfil de velocidades del flujo en el momento de la medición, por lo que una distribución no uniforme de sólidos en suspensión o burbujas de gas en

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

la sección transversal de la tubería dará como resultado el cálculo incorrecto de la velocidad media del flujo.

3.5.2. Instalación

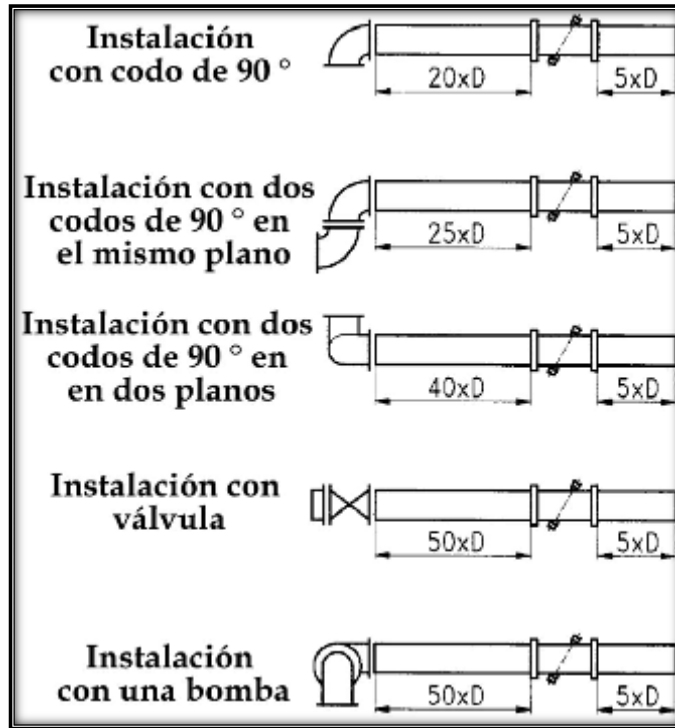


Fig. 3.19 Arreglo de instalación de la tubería cuando se presentan equipos u obstrucciones

El medidor de flujo ultrasónico es sensible a la entrada de perfil de velocidades por lo que requiere de 10 a 30 diámetros de tubería recta corriente arriba y de 5 a 10 diámetros de tubería recta corriente abajo, dependiendo del fabricante y la tecnología. Una guía del arreglo de diámetros de tubería para la instalación podría ser el que se muestra en la figura 3.19.

Los transductores se encargan de emitir y recibir las ondas ultrasónicas y convertirlas en una señal de salida que es enviada a la caja central. Los transductores húmedos son usualmente requeridos para la medición exacta de líquidos, especialmente cuando un ultrasónico multitrayectoria es necesario.

La caja central se compone de los procesadores encargados de recibir la señal y filtrarla, así como de convertirla en una señal de salida que es transmitida a los equipos remotos de lectura.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Se debe tener cuidado con la orientación de la tubería en donde se instala el medidor ultrasónico, ya que la presencia de gas fluyendo con sólidos sobre un transductor puede afectar la transmisión de la energía ultrasónica en el flujo, afectando así la exactitud de medición. Para evitar esto podemos localizar los transductores en el plano horizontal.

Su calibración es realizada por el fabricante pero los detalles que se requieren para ciertas operaciones son detalladas por el usuario, algunas son: el diámetro de la tubería, espesor de la tubería, fluido de proceso, concentración de sólidos, temperatura y presión.

En general los medidores de flujo ultrasónico son del mismo tamaño que del tamaño de la tubería, por lo que un tamaño significativo permite que se realicen diseños del medidor sin obstrucción del flujo, sin embargo, en el caso de que el número de Reynolds y las restricciones de velocidad no sean satisfechas, el tamaño del medidor deberá ser alterado como sea necesario. La compensación para los tamaños de la tubería se hace usualmente en el transmisor de forma electrónica, así como la modificación en el campo del transmisor, con otro tamaño de tubería también es posible.

Para los *medidores ultrasónicos*, el fabricante debe entregar por norma, un documento indispensable con las especificaciones del diámetro del medidor, del carrete que servirá al usuario para verificar si se cumple con los requisitos de 'cilindricidad' y las distancias de la cara de emisión a la cara de recepción.

Los medidores ultrasónicos tienen una herramienta para mejorar la confiabilidad en el equipo, por ejemplo, cuentan con herramientas de auto-diagnóstico, tienen posibilidad de medir relaciones de ruido, niveles de turbulencia, entre otras para determinar si algo puede estar afectando la medición.

Para medición de gas, los sistemas de medición ultrasónicos deben ser diseñados e instalados de acuerdo a lo planteado en la edición de 1998 o después, en el reporte AGA #9: Medición de gas por medidores ultrasónicos multirayectoria. La instalación debe incluir la instrumentación que permita la corrección de presión continua, temperatura, y compresibilidad.

Para mayores detalles acerca de la medición de hidrocarburos líquidos empleando medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito, puede consultarse **API-MPMS Capítulo 5, sección 8.**

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Diseño y criterios de instalación para sistemas de medición ultrasónicos:

Para aplicaciones en transferencia de custodia, solo deben ser usados medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito de múltiples trayectorias.

Reverificación del medidor

La necesidad de reverificación periódica del medidor debe ser considerada en la etapa de diseño.

El empleo de diagnósticos de medición únicamente, no se considera suficiente en la actualidad. Un medio adicional de reverificación del medidor es necesario.

Existen tres métodos para la reverificación de los medidores ultrasónicos, estos son:

1. EL uso de medidor maestro
2. Remoción del medidor para recalibración en un instalación de prueba reconocida
3. Comparación del medidor con un probador de tubería.

El medidor maestro debe ser colocado en la línea de desvío, con la facilidad de fluir simultáneamente a través de los medidores en servicio y maestro para propósitos de comparación. El medidor maestro debe operar preferentemente en base a un principio físico de medición diferente. No obstante, existen ventajas prácticas en el uso de un segundo medidor ultrasónico. La comparación periódica del medidor en servicio y maestro, inmediatamente revelará la presencia de contaminación ya que el medidor maestro no está expuesto al mismo grado de contaminación.

La provisión de puntos de medición adecuados de temperatura y presión es requerida tanto en sistemas en servicio como en sistemas en suspensión, para poder aplicar los factores de corrección de volumen apropiados cuando se están comparando los dos medidores.

Para proteger contra la posible desviación del medidor en servicio y maestro, el medidor maestro debe ser periódicamente removido y calibrado en una instalación reconocida.

El periodo entre recalibraciones del medidor varía de acuerdo a la aplicación, generalmente depende de la historia de calibración y del rendimiento del medidor. Un buen régimen de

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

calibración, como el permitido por la tecnología actualmente disponible, ofrece las siguientes ventajas relativas a las estrategias de remoción y recalibración:

- a) Los costos operativos pueden ser reducidos
- b) Los cambios en el rendimiento del medidor pueden potencialmente ser detectados (por lo menos cualitativamente) en los periodos entre calibraciones
- c) Los cambios en las características del medidor causados por los golpes físicos durante la remoción y transporte desde y hacia la instalación de calibración deben ser prevenidos.
- d) La introducción de un cambio sistemático debido a las fallas en los procedimientos en la instalación de recalibración (por ejemplo, falla al instalar un acondicionador de flujo) puede ser prevenido.

No obstante, también se tienen las siguientes desventajas:

- e) Las instalaciones de diagnóstico son actualmente cualitativas, más que cuantitativas
- f) El operador puede estar expuesto a medición errónea por un periodo largo de tiempo, a menos de que la fuente de medición errónea sea detectada por los diagnósticos del medidor.

Las desventajas mencionadas anteriormente pueden hasta cierto punto ser mitigadas por la adopción de una estrategia combinada. Por ejemplo, un cambio muy significativo en el diagnóstico del medidor puede ser tomado como una indicación de que es necesaria la remoción del medidor; esto puede ocurrir en el curso normal del servicio del medidor o este puede ser una evidencia de que el medidor ha sido golpeado de alguna forma entre la instalación de recalibración y la estación de medición.

En cada calibración del medidor, la siguiente información debe ser registrada:

- Números de serie de los medidores de referencia usados en la instalación de prueba.
- Detalles completos de la configuración de la tubería entre el medidor de referencia y el medidor bajo calibración (tipo y posición de las curvas, cambios graduales en el diámetro de la tubería, etc.).
- La posición y tipo de cualquier acondicionador de flujo en la línea de prueba.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Los operadores deben retener esta información para cada medidor (preferentemente en un expediente dedicado a esto). La información relevante debe estar disponible para inspección en todo momento.

La incertidumbre de calibración siempre se reduce con el incremento en el número de ejecuciones de prueba (por supuesto siempre que, el gasto de prueba se mantenga constante).

Es reconocido que la posibilidad práctica de incrementar el número de ejecuciones de prueba a cada gasto de flujo puede estar sujeta a restricciones financieras y/o de tiempo. Los operadores pueden entonces considerar si debería prestarse mayor atención al gasto operacional esperado, si es necesario a expensas de otros, gastos de flujo menos representativos. Tal método tiene el potencial de reducir la incertidumbre operacional del medidor.

El remplazo de los transductores y/o sensores electrónicos del medidor ultrasónico normalmente necesitara de la recalibración del medidor, a menos que el efecto de estas acciones haya sido determinado cuantitativamente en la calibración del medidor y se haya comprobado que estos efectos eran insignificantes.

Los operadores podrían considerar este requerimiento cuando planean una estrategia de recalibración. Así el tiempo invertido en la recalibración del medidor puede llegar a ser gastado en alguno de los componentes críticos si es que estos llegan a fallar en servicio.

Los transductores y/o sensores del medidor ultrasónico requieren una mínima presión de operación para acoplamiento acústico. Conforme el campo declina, una consideración debe ser dada para la revisión periódica de las limitaciones del rendimiento y además también para el rango de calibración más apropiado para el medidor.

Incertidumbres en sistemas de medición ultrasónicos:

Sistemas de medición ultrasónicos

Para un sistema de medición ultrasónico, la incertidumbre en la medición de gasto másico puede ser calculada usando el método presentado en el anexo A de la norma BS 7965.

Capítulo III.- Medidores y Paquetes de Medición

Métodos alternativos pueden ser empleados para la determinación de presupuestos de incertidumbre para la medición del gasto másico.

Incertidumbres de instrumentación secundaria:

En el cálculo de la incertidumbre total para las instalaciones de medición, los operadores deben usar valores realistas del campo para las incertidumbres de la instrumentación secundaria en lugar de los valores afirmados por el fabricante. Las incertidumbres afirmadas por los fabricantes para su equipo sólo son las mejores cuando el equipo está bajo condiciones ideales, por lo que durante el servicio, éstas no son alcanzadas.

3.5.3. Ventajas y desventajas

Ventajas:

- ✓ El medidor Doppler puede manejar fluidos sucios
- ✓ No presenta obstrucción al flujo por lo que no presenta caída de presión
- ✓ Pueden medir en ambas direcciones
- ✓ Exactitud $\pm 0.5\%$
- ✓ La repetibilidad es de 0.05%
- ✓ La rangeabilidad es 100:1
- ✓ Linealidad 0.5 a 1%
- ✓ Gran duración y estabilidad.
- ✓ No tiene partes móviles
- ✓ El medidor de tiempo de tránsito puede manejar fluidos corrosivos.

Desventajas:

- Requiere acondicionamiento de flujo
- Manejable en rangos limitados de temperatura
- El medidor puede llegar a calentarse por efecto de las bobinas
- Costo de adquisición alto para tamaños grandes
- Obstrucción del sensor o transductor puede causar fallas
- El de tiempo de transito depende de la transparencia acústica de los fluidos.

4. SISTEMAS DE MEDICIÓN

Un sistema de medición puede definirse como un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o a diferentes divisiones de la misma entidad.

En general, un sistema de medición consiste básicamente de una parte mecánica, una instrumental y un computador, al igual que accesorios relacionados con la documentación y procedimientos de uso.

Un medidor por sí mismo no es un sistema de medición. El sistema de medición más simple debe incluir un medidor, un punto de transferencia y un circuito hidráulico cuyas características particulares deben ser tomadas en cuenta.

4.1. Condiciones de funcionamiento de un sistema de medición de líquidos

Las condiciones a las que está sometido un sistema de medición están definidas por las siguientes características:

- Cantidad mínima medida.
- Rango de gasto de flujo limitado por el gasto mínimo y el gasto máximo.
- Nombre o tipo de líquido, o sus características relevantes.
- Los rangos de presión máxima y mínima del líquido a los que debe operar el sistema.
- Los rangos de temperatura máxima y mínima a la que debe operar el sistema.
- El rango del número de Reynolds (si este es aplicado, el rango de gastos no necesita ser especificado).
- Niveles de severidad que correspondan con las condiciones climáticas, eléctricas y mecánicas, en las cuales el sistema de medición es diseñado para estar expuesto.
- El valor nominal de alimentación del voltaje de corriente alterna y/o corriente directa

El sistema de medición debe ser usado exclusivamente para medición de líquidos que tienen características en sus condiciones nominales de operación, según lo especificado en el certificado de aprobación. Las condiciones nominales de operación del sistema de medición deben de estar

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

dentro de las condiciones nominales de operación de cada uno de sus elementos constitutivos (medidor, dispositivos de eliminación de gas, etc.).

4.2. Límites de aplicación de los sistemas de medición

Los límites de aplicación de un sistema de medición están dados por las características de funcionamiento que deben observarse durante la operación de un sistema:

1. *Cantidad mínima por medir*

Los sistemas de medición tienen límites hacia abajo y el fabricante debe informar al operador cual es la cantidad mínima que se puede medir con un sistema para no incurrir en errores.

2. *Intervalo de medición*

Esto implica conocer si un sistema de medición estará sujeto a flujos variables. En el caso de las placas de orificio, hay que pensar que el sensor de presión diferencial normalmente tiene un alcance de medición muy corto y si la instalación tiene variaciones muy grandes, probablemente tenga problemas en la parte baja. Para solventar esto, se instalan dobles sensores de presión diferencial con un sistema inteligente que pueda escoger que sensor le corresponde y con esto amplía el alcance del sistema de medición con placas de orificio.

3. *La presión máxima y la presión mínima de trabajo*

Es necesario conocer estos elementos dado que la calibración de los medidores normalmente se hace casi a condiciones atmosféricas. Si un medidor es calibrado a estas presiones y luego es usado a altas presiones debe de compensar estas diferencias de presión.

4. *Propiedades del fluido*

Hay medidores que son más sensibles que otros a las propiedades del fluido; por ejemplo, en el modelo matemático de las placas de orificio va involucrada la densidad, por el contrario, para el medidor ultrasónico no tienen tanto impacto las propiedades del fluido. Otro ejemplo sería para la medición de gases, ya que por naturaleza en éste fluido la viscosidad no es una cuestión crítica.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

5. Temperatura máxima y mínima de trabajo

Así como para la presión, es importante reconocer los límites de temperatura en un medidor para que este mismo trabaje en condiciones óptimas, entregando los resultados deseados y asegurando que el tiempo de funcionamiento del medidor sea lo más extenso posible.

6. Los niveles de seguridad requeridos

Los niveles de seguridad de los sistemas de medición también deben estar claramente identificados y deben tomarse acciones para su cumplimiento.

4.3. Componentes de un sistema de medición

La OIML R 117 considera a los siguientes elementos como indispensables en la constitución de un sistema de medición:

1. Elemento primario (sensor de flujo),
2. Elemento secundario,
3. Punto de transferencia
4. Circuito hidráulico (incluye instalación de prueba de medidor en sitio),
5. Dispositivo de eliminación de gases,
6. Filtro,
7. Elemento de impulsión (bomba o sistema de elevado),
8. Dispositivos de regulación de flujo, y
9. Elementos auxiliares

En la ilustración 4-1 se pueden distinguir los principales elementos que conforman un sistema de medición.

Además de toda la configuración que debe poseer un sistema de medición, en las mediciones que se realicen en este mismo interviene la trazabilidad, por ejemplo, las válvulas de doble sello son un componente importante en el funcionamiento de algunos sistemas. Si no hay un responsable de verificar la integridad de los sellos, a pesar que el instrumento este calibrado (el probador), si hubiera una fuga a través de estas válvulas, la trazabilidad se pierde.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

A continuación se describen a grandes rasgos algunos elementos que constituyen un típico sistema de medición de líquidos:



Ilustración 4-1 Principales elementos que conforman un sistema de medición

Sensor de flujo (Elemento primario):

El sensor de medición es una parte asociada al dispositivo de medición, directamente afectada por el mensurando, el cual convierte las características de la cantidad de líquido (temperatura, presión, densidad, viscosidad, etc.), en una señal medida (resistencia, corriente eléctrica, frecuencia, etc.) destinada al transductor de medición asociado.

El dispositivo de pre-configuración permite la selección de la cantidad que va a ser medida y detiene el flujo de líquido automáticamente al final de la medición de la cantidad seleccionada.

Elemento secundario:

Los elementos secundarios captan la señal elaborada por el elemento primario y la transforman en una señal de salida o generan una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

Punto de transferencia:

Los sistemas de medición deben de tener incorporado por lo menos un punto de transferencia. Este punto de transferencia está localizado corriente abajo del medidor en los sistemas de entrega y corriente arriba del medidor en los sistemas de recepción.

En el caso de equipos de recepción, se aplican las mismas disposiciones por analogía a la recepción de la tubería corriente arriba de un medidor.

Llenado completo del sistema de medición

El medidor y la tubería entre el medidor y el punto de transferencia deben mantenerse llenos de líquido durante la medición y durante los periodos de cierre.

Cuando esta condición no se cumple, especialmente en el caso de instalaciones arregladas, el llenado completo del sistema de medición hasta el punto de transferencia se efectuará manual o automáticamente y deberá ser monitoreada durante las mediciones y cierres. Para asegurar la completa eliminación de aire y gases del sistema de medición, deberá ser colocado en las posiciones apropiadas un dispositivo de venteo (con medios para detección visual o automática del llenado completo).

Dispositivo de eliminación de gases:

Los sistemas de medición deben incorporar un dispositivo de eliminación de gas para el manejo apropiado de cualquier cantidad de aire o gases disueltos los cuales se encuentran contenidos en el líquido antes de que entre al medidor. En el caso de que ni la entrada de aire ni la liberación de gas se produzca en el líquido corriente arriba del medidor, el dispositivo de eliminación de gas no es requerido.

Un separador de gas debe ser dispuesto cuando, sin perjuicio de los requerimientos de los fluidos viscosos, la presión en la entrada de la bomba cae, aun momentáneamente, por debajo ya sea de la presión atmosférica o la presión de vapor saturado del líquido, la cual puede causar la presencia de aire mezclado o gas.

Al aplicar las disposiciones relativas a formaciones gaseosas, es importante considerar que:

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

- Las formaciones de gas son probables a ocurrir debido a la contracción termal durante periodos de apagado o cierre.
- Las bolsas de aire probablemente se presenten dentro de la tubería de trabajo cuando el suministro del tanque comience a vaciarse.

El dispositivo de eliminación de gas no es requerido si la presión en la entrada de la bomba es siempre mayor que la presión atmosférica y que la presión de vapor saturado del líquido, y si ninguna formación de gas es responsable de tener un efecto específico mayor.

La pérdida de presión causada por el flujo del líquido entre el dispositivo de eliminación de gas y el medidor debe ser lo menor posible.

Si la tubería corriente arriba del medidor incorpora varios puntos altos, puede ser necesaria la provisión de uno o más dispositivos de evacuación manual o automática. Esto no es necesario si el sistema de medición está dispuesto en forma tal que ni aire o gases disueltos se liberen.

Además de los dispositivos anteriormente mencionados, otras herramientas que pueden auxiliar en la prevención de presencia de gas son:

- Tubería de eliminación de gas
- Dispositivo anti-remolino

Mecanismos de control y cierre (Válvulas):

Si existe un riesgo en que las condiciones de suministro puedan sobrecargar el medidor, debe ser empleado un dispositivo para limitar el flujo. Este dispositivo debe ser instalado corriente abajo del flujo.

Las diferentes posiciones de los controles de las válvulas multi-dirección debe ser de fácil visibilidad y ubicado con ranuras, bloqueos y otros dispositivos de fijación.

Las desviaciones de estos requerimientos son permisibles cuando las posiciones adyacentes de los controles forman un ángulo mayor o igual a 90°.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

Dispositivos auxiliares:

Un dispositivo auxiliar es aquel que es destinado a realizar una determinada función directamente involucrada en la elaboración, transmisión o visualización de los resultados de la medición.

Los principales dispositivos auxiliares son:

- Dispositivo de configuración a cero
- Dispositivo de la indicación de la repetición
- Dispositivo de impresión
- Dispositivo de memoria
- Dispositivo de indicación de la totalización
- Dispositivo de corrección
- Dispositivo de conversión
- Dispositivo de pre-configuración

4.4. Control metrológico de un sistema de medición

Los sistemas de medición sujetos a control metrológico legal deben ser sujetos a aprobación. Además, los elementos que constituyen un sistema de medición, principalmente los enlistados abajo, y los subsistemas que incluyen una gran cantidad de estos elementos, son sujetos a una aprobación separada, a petición del fabricante:

- Dispositivo de medición
- Calculadora electrónica
- Dispositivo indicador
- Medidor
- Separador de gas
- Extractor de gas
- Extractor especial de gas
- Dispositivo de conversión
- Dispositivos auxiliares suministrando o memorizando los resultados de la medición
- Sensor de medición

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

- Sensor de temperatura
- Sensor de presión
- Sensor de densidad.

Los elementos que constituyen un sistema de medición deben cumplir con los requerimientos relevantes aun cuando estos no estén sujetos a una aprobación separada (excepto, en el caso de dispositivos auxiliares, los cuales están exentos de controles).

La aplicación para la aprobación de un sistema de medición o elemento constitutivo de este mismo conforme a la OIML R117, debe incluir los siguientes documentos:

- Una descripción específica dando las características técnicas y los principios de operación;
- Un dibujo o fotografía;
- Una lista de componentes con una descripción de sus materiales constitutivos cuando estos tienen influencia metrológica;
- Un dibujo del ensamble con identificación de sus diferentes componentes;
- Para sistemas de medición, las referencias de los certificados de aprobación de los elementos constitutivos, si los hay;
- Para sistemas de medición y medidores equipados con dispositivos de corrección, una descripción de como los parámetros de corrección son determinados;
- Un dibujo mostrando la verificación de los sellos y las marcas de verificación;
- Un dibujo de las marcas de regulación;
- Datos de prueba que muestren el cumplimiento de los requisitos (esto no es obligatorio)
- Prácticas de instalación o limitaciones operacionales (incluyendo características de líquidos aceptables);
- Instrucciones de como acceder al software metrológico (y revisión del número de software).

Además, la aplicación para la aprobación de un sistema de medición electrónico debe incluir:

- Una descripción funcional de los varios dispositivos electrónicos;
- Un diagrama de flujo de lógica, mostrando las funciones de los dispositivos electrónicos;
- Una lista de elementos puramente digitales que son considerados para ser reemplazables.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

De acuerdo a la NMX-CC-10012-IMNC-2004, es importante implantar procesos para la gestión de sistemas de medición, los cuales integran:

- Procedimientos para operación y mantenimiento
- Programas de mantenimiento, verificación y calibración
- Programas para auditorías internas
- Preparación de documentación para auditorías externas.

La evaluación formal de un sistema de medición, puede contemplar los siguientes puntos:

- Condiciones de operación
- Control de factores
- Censo e inventario
- Dimensionamiento del sistema y el equipo instalado
- Puntos de muestreo
- Diagramas del sistema de medición
- Certificados de calibración
- Configuración de computadores
- Procedimientos y programas de mantenimiento
- Procedimientos de operación
- Procedimientos de análisis de calidad
- Verificación de campo
- Verificación de cálculos y reportes
- Verificación de computadores
- Trazabilidad de datos de reportes
- Emisión de reportes y observaciones.

4.5. Instalación de sistemas de medición

4.5.1. Consideraciones de diseño

Naturaleza de los fluidos:

Se debe tener una consideración importante a la naturaleza de los fluidos que se miden. En particular:

- Si el fluido es monofásico, bifásico o multifásico
- Si se trata de gas, si es probable que el fluido este en o cerca del punto de rocío
- Si se trata de líquido, si es probable que se presente gas
- Si están presentes contaminantes tales como incrustaciones o cera.

La respuesta a estas y otras cuestiones pueden tener soporte crítico en la elección apropiada del medidor para una aplicación dada.

Gastos de producción a ser medidos:

Ciertos tipos de medidores tienen mayor capacidad para el manejo de gastos altos que otros. La elección del medidor puede por lo tanto impactar en el número requerido de ejecuciones del medidor.

Por lo tanto, los operadores deben considerar los gastos de flujo esperados que sea probable que ocurran a lo largo de la vida del campo.

4.5.2. Localización física del sistema de medición

La localización física del sistema de medición tiene el potencial para afectar la calidad de la medición, así como también tiene implicaciones en la seguridad del sistema. El asentamiento de los sistemas de medición debe ser aquel en el cual los efectos de las condiciones ambientales sean mínimos.

También debe considerarse la facilidad para el acceso a los sistemas de medición, particularmente en aquellas áreas en donde se requiera una rutina de mantenimiento y calibración.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

El arreglo de la tubería antes y después del sistema de medición puede tener un impacto considerable en la operación de los componentes del sistema. La colocación de un medidor en la parte inferior de una "U" en la tubería en proceso no conducirá a una medición efectiva a largo plazo, particularmente para aplicaciones en gas húmedo.

El tipo y localización de las válvulas de control también requiere consideraciones cuidadosas, particularmente en donde son empleados medidores ultrasónicos. En caso de duda, deben ser consultados los fabricantes del medidor para asesoría.

4.6. Sistemas de medición de aceite

En la imagen 4-1 se puede visualizar una toma aérea de lo que conforma un sistema o patín de medición.



Imagen 4.1 Vista aérea de un patín (sistema) de medición

El diseño del sistema y la instalación de los dispositivos de medición aceite/emulsión deben estar de acuerdo con lo siguiente:

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

4.6.1. Medidores

Los medidores, su equipo periférico asociado y tuberías, deben ser diseñados e instalados de acuerdo con los lineamientos aplicables aceptados en la industria o a las recomendaciones del fabricante.

4.6.2. Medición electrónica de flujo (EFM)

Un sistema de medición electrónica de flujo es definido como cualquier equipo de medición de flujo que está relacionado a un sistema que recopila datos y realiza cálculos de flujo electrónicamente. Si esto es parte de un sistema de control distribuido (DCS), supervisión de control y sistema de adquisición de datos (SCADA) o Sistemas controladores de lógica programable (PLC), solo la porción de flujo electrónicamente medido tiene que satisfacer los requerimientos del sistema.

Cuando cualquier parámetro que afecta el cálculo de flujo es cambiado, tal como el tamaño de una placa de orificio, factor del medidor, análisis del fluido, o rango del transmisor, un procedimiento de visto bueno o un registro de eventos debe ser establecido para asegurar que el cambio está hecho en el sistema EFM. Cuando productos de diferentes densidades fluyen dentro del medidor; el computador de flujo interpreta los pulsos de diferente densidad (K0, K1, K2..., etc.) y calcula la densidad a condiciones de referencia para posteriormente obtener las correcciones correspondientes por temperatura y presión de líquido.

Existe una diferencia entre la densidad “oficial” (picnómetro), y la densidad observada (computador de flujo); el cociente entre ambas densidades es el factor de corrección de la densidad. Este factor es el único que debe ser introducido manualmente al computador.

Los siguientes sistemas no están definidos como un medidor electrónico de flujo (EFM):

- Cualquier medidor con un totalizador electrónico o contador de pulsos que no desempeña cálculos de flujo
- Una unidad terminal remota (RTU) que transmita cualquier dato diferente a los datos de flujo o no calcule el flujo.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

Consideraciones de diseño del computador de flujo:

Redundancia:

Es conocido que la redundancia asegura la medición continua, sin interrupciones; por ello, el computador de flujo debe disponer de la funcionalidad necesaria para realizar dicha medición.

Cualquiera de los siguientes escenarios se considera satisfactorio al enfrentar los problemas de redundancia en conexión con los sistemas de medición de gran calidad.

- Un computador de flujo dedicado a cada ejecución de medición.
- Ejecuciones múltiples de medición se pueden calcular por un computador central del flujo, en ese caso, un instrumento de espera debe ser proporcionado de tal forma que el mantenimiento o remplazo pueda realizarse sin tener interrupción del flujo.

Constantes de almacenamiento:

Todos los computadores y funciones de compensación diferentes a las conversiones de datos de salida, deben ser hechos por métodos digitales. Todas las constantes de cálculo deben ser almacenadas en forma segura dentro del computador y deben ser de fácil disponibilidad para inspección de la resolución adecuada.

El equipo de cómputo debe de ser diseñado de tal forma que las constantes puedan ser ajustadas por personal autorizado. Donde es necesario usar un manual de datos de entrada dentro del computador, para funciones tales como valores por defecto, estableciendo valores de retorno y fijando límites de alarma, el uso de estos datos debe ser registrado automáticamente.

Los computadores de flujo y las bases de datos deben ser diseñados de tal forma que la exactitud de la medición no esté comprometida por una inadecuada resolución en la visualización de las constantes críticas.

La deficiencia de resolución para la visualización en los computadores puede crear dificultades para saber si los valores correctos de las constantes han sido establecidos.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

Totalizadores:

Los totalizadores deben proporcionar la resolución suficiente para permitir controles de totalización que se completen en un marco de tiempo razonablemente corto.

Acceso Remoto:

Se recomienda tener la facilidad de acceso remoto a una base de datos y computador de flujo.

Algoritmos de Corrección:

En donde los múltiples factores de medición son usados junto con algoritmos aprobados para calcular factores de corrección de flujo instantáneos, los cálculos deben ser realizados por el computador de flujo y no dentro de las unidades electrónicas de medición.

Alarmas:

Cualquier alarma utilizada dentro del computador de flujo debe ser accesible para las personas autorizadas y no codificada dentro del software en operación. Eso permitirá que las alarmas apropiadas sean habilitadas o deshabilitadas para su uso y que los valores adecuados sean establecidos para su activación.

4.7. Sistemas de medición de gas

Todas las mediciones realizadas en este tipo de sistemas deben ser hechas en tuberías con una sola fase.

Deben tenerse las instalaciones apropiadas con el propósito de obtener muestras representativas y asimismo se debe considerar que el tipo de instrumentación incorporada al sistema de medición puede influenciar a este requerimiento específico.

La densidad del gas en el medidor puede ser determinada ya sea por:

- Medición continua directa (por un densitómetro en línea)
- Calculo, usando una ecuación de estado reconocida junto con las mediciones de temperatura del gas, presión y composición.

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

4.7.1 Diseño general y criterios de instalación para sistemas de medición de gas

Los sistemas de medición deben estar diseñados para minimizar la probabilidad de arrastre de líquido dentro de la sección de medición, y de ninguna condensación o separación que tuviese un efecto significativo en las incertidumbres de medición. Debido a lo anterior, es importante seleccionar las mejores ubicaciones para los elementos primarios, basándose en envolventes de fase y las condiciones del proceso a las que está sometido el medidor.

La instrumentación secundaria por lo general es requerida para la medición y el registro de los siguientes parámetros:

- Presión en la línea
- Presión diferencial (donde sea aplicable)
- Temperatura de la línea
- Densidad del flujo
- Densidad a condiciones de referencia base o estándar
- Composición del gas (donde sea aplicable)

La posición de la instrumentación dentro del sistema debe ser tal que, en la medida que sea posible, la medición representativa sea asegurada.

Debe considerarse el suministro de instrumentación de respaldo durante el diseño del sistema de medición para así poder cubrir la falla de instrumentación normal, y también para proporcionar las instalaciones adecuadas para la verificación en sitio del equipo secundario de medición.

La densidad del gas puede ser medida en una línea desviada para prevenir la introducción de disturbios al perfil de flujo. Es importante que el gas que entra al densitómetro sea representativo del gas en la línea, en relación con su composición, temperatura, y presión. Esto se vuelve críticamente importante sí, como es generalmente el caso, la presión y la temperatura no son medidas directamente en el densitómetro.

Por lo tanto, los operadores deben considerar el uso del densitómetro equipado con elementos de temperatura, a pesar de que la reverificación de estos elementos de temperatura sea por si misma

Capítulo IV.- Sistemas de Medición

problemática. No existen instalaciones estándar en la actualidad para medir directamente la temperatura en el densitómetro.

Entonces, a menos que la temperatura sea medida directamente en el densitómetro, las instalaciones deben ser diseñadas en tal forma que:

- El efecto de las condiciones del ambiente sobre la temperatura de la muestra de gas, sea minimizado.
- No exista caída de presión entre el densitómetro y el punto en el sistema donde la presión es normalmente medida.

Las instalaciones del densitómetro deben estar diseñadas en forma tal que, así como cumplan los criterios anteriores, éstas también ofrezcan la ventaja de una remoción fácil y eficiente de los densitómetros y, preferentemente, la facilidad para ver rápidamente los números de serie para propósitos de auditoría.

Donde se planea usar cromatógrafos de gas, éstos deben ser instalados en puntos altos del sistema siempre que sea posible, con el fin de reducir la probabilidad de contaminación de líquido.

La distancia del cromatógrafo a los puntos de toma de muestra (de las corrientes del medidor y los cilindros de calibración) debe ser minimizada. Las líneas de muestra deben ser trazadas en forma tal que se mantenga la temperatura del gas por encima de su punto de rocío.

Se debe tomar en cuenta la consistencia en los sistemas, es decir, en un sistema de recolección de gas, el operador de la tubería debe garantizar que los datos básicos de medición, fórmulas de flujo y técnicas computacionales, sean compatibles a través de todos los campos o sistemas conectados al sistema de recolección; de todas formas es recomendable que se realice una valoración independiente de los cálculos.

5. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN

5.1. Consideraciones generales para la selección del método de medición

Las principales variables que deben considerarse para la selección adecuada del método de medición están en función de la técnica de medición, incertidumbre y procedimientos de operación según sean las condiciones del fluido y servicio en cuestión. Las opciones de medición disponibles son muy limitadas por la naturaleza de los fluidos medidos.

Una vez que las probables características del fluido son claras (p.e. una sola fase, gas húmedo, etc.) entonces será claro cuales métodos de medición serán realísticamente factibles.

También se tiene que tener en mente que las características del fluido pueden cambiar a lo largo de la vida del campo. Por ejemplo, la producción de un campo de gas seco puede convertirse a gas húmedo debido a la caída de presión del yacimiento, o el corte de agua de un campo de aceite puede incrementar a medida que la solución de medición ya no puede ser considerada como una aplicación para una sola fase. Por lo tanto, es necesario establecer fechas de medición en las que el método de medición acordado tenga que ser reconsiderado.

Mas que adecuar un método de medición al desarrollo particular de un campo, es más apropiado visualizar en el desarrollo del mismo todas las actividades de producción que deben ser tomadas en cuenta y en cuales de estas se involucra a la medición, considerando también la rentabilidad del campo.

Una vez que ha sido acordado el método de medición apropiado para un desarrollo en particular, este debe ser considerado solo como el primer paso. En cualquier clase de sistema de medición, la incertidumbre deseada solo se alcanzará si se toman las medidas de apoyo adecuadas. El hecho de que un sistema de medición de líquido haya sido diseñado, de acuerdo con, estándares específicos, no implica que por sí mismo sus mediciones alcanzarán la incertidumbre deseada; por lo que la forma de operar, mantener y monitorear dicho sistema también es de vital importancia para la obtención del mejor resultado.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

El nivel apropiado de mantenimiento para un sistema de medición dependerá por supuesto del método de medición seleccionado. El objetivo general de cualquier programa de mantenimiento es que el sistema de medición prevalezca dentro de la incertidumbre deseada. Los sistemas de transferencia de custodia y de venta generalmente requieren el mayor grado de atención.

Otro aspecto importante que se debe de tomar en cuenta para la selección del tipo de medición, es la finalidad de dicha medición, por ejemplo si esta será con fines fiscales o si es para la evaluación de un campo marginal.

El uso de la frase “medición fiscal” no necesariamente implica una confianza única de la calidad del instrumento a ser instalado. “Fiscal” se refiere al servicio del medidor, no a su calidad. Los sistemas de medición de gran exactitud instalados para determinar cantidades y calidad en puntos de transferencia de custodia son frecuentemente también fiscales, por lo que el malentendido ha surgido pensando que sólo tales medidores de exportación con gran exactitud son fiscales.

Lo siguiente puede ayudar a clarificar la cuestión de lo que constituye un sistema de medición.

“Fiscal” literalmente significa “concerniente a las finanzas del gobierno”. Bajo un régimen de impuestos, los ingresos del gobierno pueden verse afectados por:

- Ingresos fiscales del petróleo. Este es aplicado a los ingresos por ventas, menos ciertos gastos repercutibles (como aquellos incurriendo en “tratamiento y transporte”).

Por lo tanto, un medidor fiscal es cualquier sistema, o elemento de ese sistema, que es usado para determinar los gastos de producción que últimamente generará los ingresos para el gobierno.

Desde el punto de vista del operador, los sistemas de medición fiscal pueden ser vistos como elemento central para la recolección de los ingresos propios. Los operadores por lo tanto tienen un deber consigo mismos y con otras partes interesadas para asegurar que los sistemas de medición fiscal, de cualquiera que sea su exactitud, tienen que ser tratados con debida importancia.

En campos marginales, los resultados más certeros de los estándares de medición sólo se alcanzan en fluidos en monofásicos, considerando entre otros, los siguientes requerimientos:

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

- Separación trifásica
- Procesamiento de gas y secado (sin la cual el gas es saturado y provoca expulsión de líquido al más mínimo decremento de presión)
- Procesamiento de aceite a condiciones de baja presión (sin la cual el aceite puede contener una cantidad considerable de gas y vapor de agua en solución)

Debido a todas las condiciones anteriormente mencionadas, se tiene el potencial de que el desarrollo de un campo marginal no sea rentable.

Riesgo económico

En la etapa de desarrollo del campo, el riesgo económico puede ser calculado del producto del seguimiento de los siguientes parámetros proyectados:

- ❖ Rendimiento del sistema de medición (tomando en cuenta la vida esperada del campo)
- ❖ Incertidumbre del sistema de medición

Este es un parámetro útil cuando se quiere determinar la solución de medición apropiada. Con la inversión de más dinero en un sistema de medición de mayor calidad, puede ser posible reducir la incertidumbre y por lo tanto el riesgo. La medición directa o indirecta es una decisión de negocio, debido a que:

- a) Se reducen los gastos por operación e inversión mientras se define una cantidad y calidad representativa de la corriente multifásica.
- b) Puede permitir que existan pozos y campos con economía marginal que, de ser cuantificados con medición de transferencia de custodia, requerirían una mayor inversión, pues es necesario acondicionar los hidrocarburos para que estos estén estabilizados y en calidad de venta.

5.2. Medición en boca de pozo y en pruebas de pozo

La medición a boca de pozo se puede realizar directamente en el sitio del pozo con el uso de un separador de prueba, medidor multifásico, o en algún cabezal de recolección antes de que la producción llegue a la batería de separación. Este tipo de medición es importante en forma directa

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

para el monitoreo del gasto de producción y en forma indirecta es una herramienta valiosa para conocer y definir variables importantes que están en función del comportamiento del yacimiento.

Entre dichas variables podemos encontrar:

- La caracterización de yacimientos mediante estudios de balance de materia.
- La caracterización dinámica mediante las pruebas de presión-producción.
- Definición de pozos tipo mediante los análisis de curvas de declinación.
- El seguimiento y monitoreo de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
- El ajuste de simuladores numéricos empleados para la estimación de perfiles de producción.
- Estudios de mecanismos de empujes presentes en el yacimiento.

Para conseguir los niveles de incertidumbre adecuados en la medición de hidrocarburos a boca de pozo, son requeridas instalaciones dedicadas al procesamiento de dicho hidrocarburo producido.

El amplio rango de incertidumbres que puede resultar en este tipo de medición, es un reflejo del hecho de que no existen estándares establecidos para su implementación, y por tanto puede haber un margen considerable para la variación en el diseño del sistema y operación.

Minimizando la incertidumbre de medición a boca de pozo:

La incertidumbre de medición de un sistema de medición a boca de pozo será minimizada siguiendo los siguientes pasos:

- Diseño y operación apropiada del separador de producción
- Un programa regular de rutina de calibración para toda la instrumentación primaria y secundaria. Debe ponerse particular atención en la condición de los dispositivos de medición primarios, particularmente en las placas de orificio si es que estas son usadas.
- La instalación de un medidor de agua-en-aceite en la línea de toma de aceite, también requiere atención para obtener los mejores resultados posibles con estos dispositivos.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

5.2.1 Medición de pruebas de pozo

La medición de pruebas de pozo se refiere a la medición intermitente de los gastos de producción por la medición en el separador de prueba, y la interpretación de los resultados es utilizada habitualmente para evaluar el rendimiento de las reservas.

Los gastos de flujo de cada una de las tres fases están relacionados a los parámetros de la cabeza del pozo (tales como, posición del estrangulador o presión en cabeza fluyendo), y la producción en cada pozo es integrada durante un periodo de flujo para dar la producción total de cada pozo, y por lo tanto del campo. Esta estrategia es ampliamente utilizada y es a menudo referida como “muestreo de flujo”.

En este tipo de medición no hay estándares establecidos para su implementación, y por tanto puede haber un margen considerable para la variación en el diseño del sistema y operación.

La medición en el separador típicamente ocurre en las aplicaciones de medición en una de las siguientes formas:

- Como base para un sistema de medición en boca de pozo, donde un separador dedicado a esto es empleado para determinar la producción de aceite, gas y agua de un pozo en particular.
- Como base para un sistema de prueba de pozo, donde un separador de prueba es usado para determinar periódicamente gastos de aceite, gas y agua de un pozo en particular.
- Para propósitos de verificación, donde la salida de un separador (típicamente de prueba) es usada para verificar el rendimiento del medidor de gas húmedo o multifásico.

Las incertidumbres de medición afirmadas en el separador son a menudo demasiado optimistas, y estas son difíciles o imposibles de sustentar. Esto debe ser siempre tomado en cuenta al considerar los sistemas de medición que incorporen la medición en separación.

La necesidad de usar separadores para aplicaciones de medición se presenta con frecuencia después de que los separadores han sido diseñados e instalados. Sin embargo, aún pueden existir oportunidades para hacer modificaciones con el objetivo de mejorar la exactitud de la medición.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Algunos de los factores en los que se involucra la medición y que deben ser tomados en cuenta para el diseño del sistema son:

- *Uso de instalaciones de prueba en sitio:* La facilidad para orientar la línea de flujo de aceite del separador al probador debe ser considerada, ya que el hecho de tener una instalación para calibrar el medidor de aceite en sitio puede mejorar significativamente la efectividad del sistema total de medición. Alternativamente, la línea de aceite del separador puede ser suministrada con accesorios para permitir la conexión a un probador portátil, con el fin de que el medidor de aceite pueda calibrarse fácilmente.
- *Prevención de fuga de gas:* La fuga de gas en la línea de aceite dará lugar inevitablemente a la degradación de la medición del gasto de aceite, sea cual sea la tecnología usada, por lo que siempre que sea posible, los separadores de prueba deben ser diseñados para minimizar la probabilidad de que esto ocurra.
- *Rango de gasto de flujo:* Los separadores de prueba deben ser diseñados para cubrir el rango completo del gasto del pozo o pozos que estén bajo prueba. Estos deben incluir un medidor de gas, hidrocarburos líquidos y agua. Todos mantenidos para proveer un rendimiento apropiado a la clase deseada de medición.
- *Factores de encogimiento:* La presión y temperatura en los separadores principales de producción puede ser significativamente diferente a la presentada en el separador de prueba durante distintas pruebas de pozo. Esto resultará en que la relación gas-aceite de la prueba difiera de la relación gas-aceite de producción. Para compensar esto, una simulación de proceso debe ser ejecutada para cada pozo tanto en el separador de prueba como en el separador principal de producción. Esto permitirá que una corrección o factor de encogimiento sea determinado.

Además de las consideraciones de diseño mencionadas anteriormente, se pueden tomar en cuenta otro tipo de acciones para mejorar la calidad de la medición del flujo. A continuación se presentan casos en los que la medición adecuada de flujo puede ser afectada y cuáles serían las soluciones que se pueden implementar para prevención de resultados erróneos.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Medición de agua en aceite

Cuando el flujo de aceite tiene un contenido significativo de agua, el uso de un medidor de agua en la línea de toma de aceite debe ser siempre considerado, para que esto pueda ayudar a minimizar el error en la cuantificación del aceite puro.

De otra manera, el uso de un muestreador de flujo proporcional puede ser una alternativa aceptable.

Medición de aceite/condensado

La posibilidad de fuga de gas y la posible presencia de líquidos diferentes al aceite debe ser siempre tomada en cuenta cuando se considera el método más apropiado de medición del gasto de aceite.

Los medidores de turbina son tradicionalmente usados para la medición de gastos de flujo del separador de prueba. Sin embargo, la evaluación de los niveles de rendimiento alcanzables para estos medidores no es sencilla en aplicaciones de este tipo.

Como alternativa, se ha sugerido el uso de los medidores ultrasónicos ya que a través de estos es menos probable que ocurra una fuga de gas.

Los cortes de agua en exceso en la línea de toma de aceite son probables de causar la falla de los medidores ultrasónicos, además de esto, la experiencia ha mostrado que cuando son utilizados en la medición de aceite, son afectados adversamente por la presencia de pequeñas cantidades de gas. A velocidades mayores en el medidor, estos se han vuelto inoperables por la presencia de dichas cantidades de gas.

Medición del gas

En aplicaciones del separador de prueba, si dicho separador está equipado con una placa de orificio, éste tiene la ventaja de que la cobertura en rangos de flujo del sistema de medición es mejor debido a la disponibilidad de placas de orificio de diferentes diámetros.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Lograr un alto grado de cobertura puede ser problemático con otros tipos de medidores, a no ser que sea posible el remplazo total del medidor por otro medidor de diámetro diferente.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el uso de una placa de orificio para medición en el separador de prueba es generalmente recomendado.

Cuando anticipadamente se sabe que los gastos de producción del pozo serán bajos, pueden implementarse tecnologías alternativas, tales como los Venturi o los medidores V-cone.

Minimizando la incertidumbre de medición de pruebas de pozo:

Los niveles de incertidumbre alcanzables en aplicaciones de pruebas de pozo dependen del número de parámetros, entre los más importantes se encuentran cual es la frecuencia y programación de la prueba de pozo, y el mantenimiento del separador de prueba y su instrumentación de medición asociada.

La incertidumbre de medición de un sistema de prueba de pozo puede ser minimizada tomando en cuenta los siguientes pasos:

- Diseño y operación apropiada del separador de prueba
- La implementación de un programa regular de calibración de rutina de toda la instrumentación primaria y secundaria.

Los procedimientos de cuantificación de hidrocarburos pueden tener una influencia considerable en las cantidades asignadas a los campos en los regímenes de medición de pruebas de pozo. Se debe poner particular atención a los “factores de decaimiento” usados para interpolar entre los resultados de las pruebas de pozo.

5.2.2 Medición multifásica de hidrocarburos

La tecnología de medición multifásica es una herramienta que ha evolucionado poco a poco y su uso es relativamente nuevo. En el principio, su uso era poco confiable y las mediciones que de esta herramienta resultaban, eran de poca confiabilidad. Sin embargo, actualmente se han hecho mejoras en su diseño y su uso empieza a trascender en el mundo como una nueva forma de monitorear la producción de los pozos antes de que el flujo sea separado en fases; lo cual permite

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

automatizar y simplificar las operaciones requeridas para la medición del flujo del pozo y de esta forma minimizar la producción diferida.

En la última década, los medidores multifásicos han sido usados para pruebas de pozo tanto en tierra como costa afuera, y gradualmente han ganado aceptación como una alternativa completamente calificada comparada con los separadores y tanques de prueba tradicionalmente empleados, obteniendo ahorros en costos operacionales e indirectos.

Una característica importante de la medición de flujo multifásico, es que esta permite recabar en forma confiable datos de producción en tiempo real en periodos importantes; por lo que los medidores multifásicos han demostrado ser un sistema confiable de medición y mejora de la productividad del pozo.

Además de obtener gastos para cada fase, la información de la prueba de medición multifásica del pozo permite conocer si la línea de flujo es afectada por el régimen de flujo, patrón de flujo, emulsiones o espumas, y depósitos de parafina, entre otros; esto se debe a que en las pruebas convencionales el tiempo de respuesta era demasiado lento para poder denotar estas situaciones.

Para reducir la cantidad de operativos en el control de un sistema de medición, ocupar un menor espacio, y prácticamente reducir la quema de gas, la selección de esta tecnología es atractiva para las pruebas de pozos en instalaciones no tripuladas, en áreas de difícil acceso o ambientalmente dañadas y/o cuando se tienen restricciones de espacio.

Los medidores multifásicos empleados en México tienen cinco componentes principales: sensor de inductancia, densitómetro gamma, venturi, sensor de capacitancia, y sensores de presión y temperatura. Las fases se obtienen de las lecturas de la capacitancia e inductancia y de la medición del densitómetro gamma; la velocidad y masa para cada fase se determinan ya sea empleando el venturi o una correlación.

Para determinar las fracciones de agua, gas y aceite se emplean, dos capacitancias para la fase continua de aceite, y sensores de conductancia para la fase continua de agua. Las capacitancias y los sensores de conductancia registran datos a muy alta frecuencia (p.e. 3000 mediciones por segundo en cada sensor), teniendo así un análisis detallado de las condiciones individuales en la línea de flujo, incluyendo patrón de burbujas y gotas de agua.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Los gastos bajos de medición son determinados por una correlación o un sistema Venturi.

Es importante señalar que los medidores multifásicos se diseñan de distinta forma de acuerdo a las características de los fluidos producidos y al tipo de aplicaciones para las cuales estos sean empleados.

El registrador de datos del medidor multifásico tiene una gran capacidad de almacenamiento de información y puede recibir señales de los sensores cada segundo y así procesar promedios de dichos datos. La información del registrador de datos es enviada y descargada a una computadora y es presentada para ser analizada. Los parámetros de los datos grabados consisten de presión de operación, temperatura; gastos de aceite, gas y agua en las condiciones estándar y reales.

Debido a que las condiciones de aplicación pueden cambiar después de la instalación, actualmente puede ser colocada una sección de venturi con partes internas reemplazables. Si un pozo demuestra producir a gastos de flujo que se desvían considerablemente de lo que se anticipaba, la parte del Venturi insertada puede ser reemplazada por una nueva con diferente radio, permitiendo así un simple ajuste para cubrir un nuevo rango de condiciones de flujo. En la imagen 5.1 se distinguen los componentes principales que forman parte de un medidor multifásico.

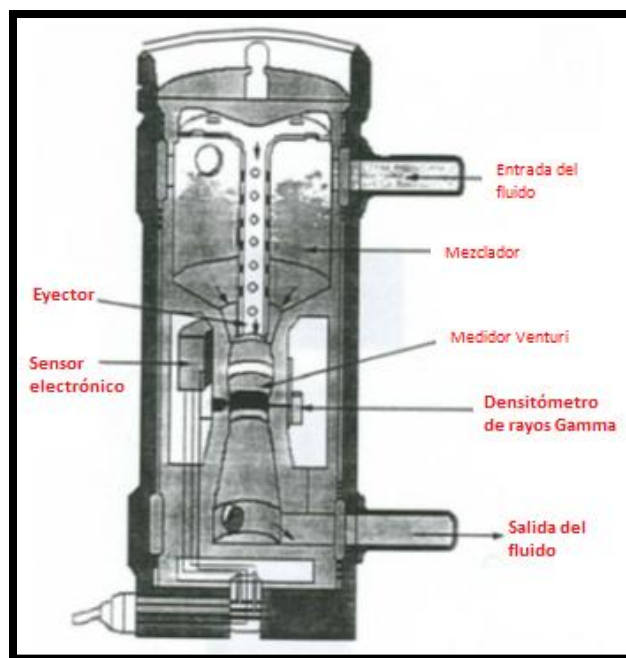


Imagen 5.1 Medidor multifásico con tecnología de Rayos Gamma

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Los medidores multifásicos de coriolis pueden ser empleados para medición de gastos sin necesidad de un sistema para la separación de aceite y agua, sin embargo se debe contar con densidades exactas del agua y aceite, y datos relevantes del PVT deben ser provistos para cada pozo. Los medidores multifásicos de placas de orificio necesitan información adicional en los datos de entrada tal como relación gas-líquido y relación gas-agua, para determinar el volumen de los diferentes componentes.

Debe ser claro que los sistemas de medición multifásica independientemente de los principios de operación que utilicen son capaces de cuantificar la producción de pozos, sólo con el fin de tener medición de referencia de la explotación del yacimiento, ya que no cuentan con la precisión requerida en la medición de transferencia de custodia.

Ventajas de los medidores multifásicos:

- ✓ Información suficiente, confiable y oportuna sobre la producción de los pozos; lo cual resulta indispensable a fin de realizar una buena administración del yacimiento.
- ✓ Medir pozos directamente en los cabezales remotos que no dispongan actualmente de línea independiente de medición a batería o más aún de batería propia.
- ✓ Resultados de medición en tiempo real, tanto instantáneos como totalizados.
- ✓ Mayor frecuencia en la medición de la producción de pozos, ya que puede definirse el tiempo mínimo de medición por pozo.
- ✓ Mínimo requerimiento de espacio para instalación de operación debido a que precisa de un espacio muy reducido para su instalación u operación.
- ✓ Simplifica y facilita la automatización de las instalaciones.
- ✓ Abatir los riesgos y la contaminación atmosférica causados por la emanación de vapores en los tanques de medición mismos que habrán de eliminarse así como a los separadores de prueba.

Desventajas de los medidores multifásicos:

- Nueva tecnología no normalizada ya que es relativamente reciente por lo que es difícil definir cuál, dentro de sus distintos tipos, es la más adecuada en términos de precisión confiabilidad.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

- Incertidumbre y no repetibilidad de medición, ya que cada fabricante establece los criterios de evaluación de sus equipos.
- Experiencia limitada. Por el mismo motivo que en el punto anterior de que aún no se cuenta con la experiencia suficiente en cuanto a la aplicación de las diferentes marcas de equipo en situaciones reales en campos petroleros, lo cual a su vez dificulta realizar una mejor selección.
- Se requiere capacitación del personal para la operación adecuada de este tipo de equipos ya que es una tecnología poco conocida, esto lleva a la necesidad de invertir recursos económicos y tiempo.

5.2.3 Medición de gas húmedo

En aplicaciones para gas húmedo los medidores de placas de orificio, medidores Venturi, medidores V-cone, y en menor medida, los medidores ultrasónicos, han sido ampliamente utilizados.

Cuando una placa de orificio es usada en aplicaciones donde una cantidad significativa de líquido está presente (por ejemplo, en aplicaciones de medición en el separador de prueba) el uso de una placa con agujero de drene, es fuertemente recomendado. La incertidumbre adicional introducida es probablemente más pequeña comparada con aquella que sería introducida por un aumento de presión en el líquido corriente arriba de la placa. Pruebas independientes recientes han mostrado que el medidor V-cone puede ser particularmente adecuado para aplicaciones de medición de gas húmedo. Una nueva generación de medidores híbridos esta actualmente bajo desarrollo y muchos de estos ya están en uso.

Los medidores ultrasónicos pueden ser utilizados para medición de gas húmedo si se espera que el contenido de volumen de líquido sea mínimo (menor a 0.5%).

5.3. Medición en batería de producción

La medición que se realiza en batería de producción se realiza por lo general en dos sitios; en el primero de estos la operación se realiza a la salida del separador de producción y se cuantifican los diferentes tipos de fluidos que previamente fueron separados. El segundo punto en el que generalmente se mide es en el tanque de almacenamiento y aplica solamente para medición de

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

aceite ya que el producto fue previamente estabilizado, aunque en algunos casos se liberan gases para finalizar la estabilización en dicho sitio.

5.3.1. Medición en separador de producción

En la imagen 5.2 se muestra las distintas salidas del separador a donde se dirigen los fluidos que posteriormente serán medidos.

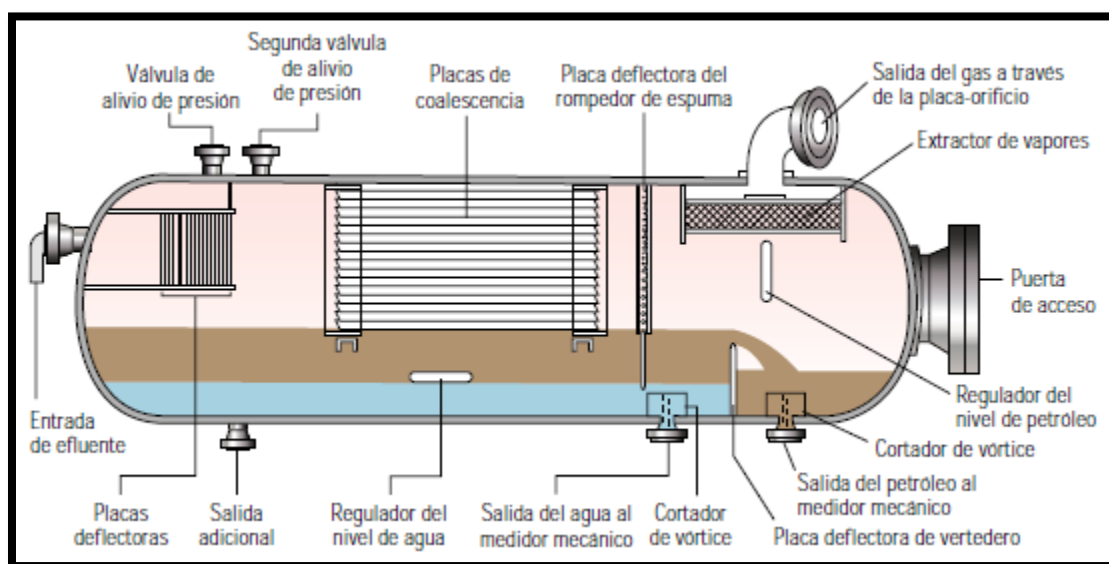


Imagen 5.2 Distribución de fluidos dentro de un separador, previo a la medición de las fase.

En este tipo de medición generalmente se emplean medidores de placas de orificio para gas, de desplazamiento positivo para líquidos, y la turbina puede emplearse tanto para gases como para líquidos; el uso de los medidores anteriormente mencionados es recomendable ya que su costo es accesible, son de fácil manejo y mantenimiento, y los niveles de incertidumbre alcanzables si bien no son tan grandes como en los medidores Coriolis y ultrasónico, son lo suficientemente buenos para cumplir los requerimientos de exactitud a este nivel de medición.

Con requerimientos menores de cobertura en separadores de producción, existe una mayor flexibilidad con respecto a la elección de la técnica de medición.

La medición del gasto de agua es tradicionalmente lograda usando ya sea medidores de turbina o electromagnéticos. Sin embargo, existe la posibilidad de implementación de medidores ultrasónicos en esta área.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

5.3.2. Medición en tanque

La medición en tanque se considera un tipo de medición estática y consiste en la acción de registrar y reportar la dimensión del volumen contenido en los tanques. Este tipo de medición comprende el reporte de las siguientes características:

1. Profundidad.
2. Circunferencia.
3. Espesor de las paredes del tanque.
4. Deadwood.
5. Conexión de ductos.

Una vez que se completaron las mediciones en el campo, el encargado de efectuar la medición en el tanque debe enviarlos con el ingeniero a cargo de la base de datos, quien elaborará una tabla que muestra el volumen de aceite en barriles a diferentes profundidades.

La profundidad o altura del tanque es la distancia vertical desde la parte superior de la duela o estructura, según sea el diseño, hasta la superficie interior del fondo del tanque.

La altura del aceite es el punto más alto hasta el cual el tanque puede ser llenado antes de derramarse. Pudiera tener la altura del tanque o también muchas pulgadas, o en algunos casos muchos pies por debajo de la cima debido a las conexiones con las líneas de llenado, líneas de descarga y/o por efecto de la geometría del techo.

Las mediciones de profundidad son usualmente realizadas desde el exterior del tanque y verificadas posteriormente mediante mediciones tomadas dentro del tanque por la boca de medición, a fin de poder determinar si se han depositado sedimentos u otro material en el fondo del tanque.

Regularmente entre las herramientas que se utilizan para la medición en tanque, se encuentran:

- Cinta métrica
- Plomada de bronce
- Termómetros

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

- Varilla para medición de agua
- Densitómetros
- Sacamuestras
- Pasta

Las mediciones de profundidad son por lo general tomadas con una cinta de acero a la cual se le adiciona una plomada. En la imagen 5.3 se muestra cual es la cinta medición que comúnmente se emplea para realizar la medición en tanque.



Imagen 5.3 Cinta de medición con plomada

El operador debe garantizar que la cinta de medición o el cálculo usado para convertir el nivel de la indicación a volumen de líquido, es apropiado para el tanque que se está midiendo.

La exactitud de la determinación del volumen usando tanques de medida depende de muchos factores e incluye errores aleatorios y de sesgo. Entre los factores que se incluyen está la exactitud de la cinta de medición, las condiciones del punto indicador en el tanque, la diferencia en temperatura del volumen del tanque antes y después de la medición, y el nivel de entrenamiento del operador.

Actualmente, la medición en tanque se puede integrar a sistemas de supervisión remota y de esta forma se puede monitorear en tiempo real el llenado de los tanques, identificando así si existe o prevalece alguna falla en el sistema.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Dimensionamiento de tanques de prueba:

La función primaria es convertir una medición de nivel a una medición de volumen, y la precisión que puede ser lograda con la medición en los tanques es relativamente consistente.

El camino principal para determinar volúmenes exactos del tanque es por la garantía de que el cambio de nivel corresponde a la entrega o recibo de aceite, o el volumen de prueba es grande comparado con la altura total del tanque. Esto puede ser logrado por la selección de un diseño de tanque en forma tal que la relación del volumen por la altura del fluido sea baja.

Cuando la medición en tanque es usada para determinar el volumen de un aceite/emulsión, los procedimientos de medición deben ser llevados a cabo de acuerdo a lo siguiente:

- El operador debe asegurarse que los indicadores de la tabla usados para convertir el nivel indicado a volumen de líquido son específicos para el tanque que se usa.
- Todas las cintas de medición y los dispositivos de nivel electrónicos deben tener una buena resolución.

5.4. Medición en transferencia de custodia

Los medidores empleados para la transferencia de custodia generalmente deben cumplir con las recomendaciones de la OIML. Para la medición de hidrocarburos líquidos y aplicaciones en transferencia de custodia, se puede concluir lo siguiente:

- a) Para diámetros menores o iguales a 12 pulgadas, la implantación de la tecnología Coriolis es una buena opción.
- b) Para diámetros mayores a 12 pulgadas, la implantación de la tecnología Ultrasónica es una buena opción.
- c) Ambas tecnologías presentan el mayor nivel de exactitud.

Para la medición de gas en esta etapa, el más recomendable es la placa de orificio. Sin embargo, es importante tomar en cuenta las condiciones a las que será sometido el medidor, así como las características del fluido a medir, para así tener la capacidad de hacer un buen diseño del medidor y poder determinar cuál será el más adecuado para cada caso.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

En aplicaciones de transferencia de custodia donde el flujo es muy alto, se utilizan los medidores de alta capacidad; sin embargo, no siempre es fácil calibrarlos a la misma capacidad que el medidor alcanza; por lo que otra opción podría ser la de instalar varios coriolis en paralelo y la suma de ellos equivale a la medición del flujo total y esta muchas veces resulta más económica.

Otra opción podría ser instalar en paralelo medidores más pequeños, y estos pueden ser calibrados individualmente a bajos flujos de operación.

Empleando el medidor de Coriolis en aplicaciones de transferencia de custodia, donde la calidad del crudo para ventas dependerá del contrato y las condiciones comerciales, la densidad debe medirse con un densitómetro en línea.

La medición en puntos de venta/entrega, la instalación debe incluir la instrumentación que permita las correcciones para presión continua, temperatura, y compresibilidad, ya sea en sitio (correctores electrónicos, medición de flujo electrónica, etc.) o en una fecha posterior (gráficos de presión y temperatura).

La importancia de la medición en transferencia de custodia, es que ésta proporciona información sobre la cantidad y calidad utilizada en la documentación física y fiscal de un cambio de propiedad y/o responsabilidad de los productos. Este tipo de medición se expresa en unidades de volumen bajo ciertas condiciones de referencia de presión y temperatura.

5.5. Prorrato de producción

El prorrato es una contabilidad del sistema o del procedimiento donde el total de la producción real mensual de la batería es distribuida equitativamente entre los pozos en dicha batería. Este sistema es aplicable cuando la producción de los pozos es mezclada antes de la separación y medición, y la producción mensual de cada pozo es inicialmente estimada, basada en datos de pruebas de pozos. En este tipo de sistema, los factores de prorrato son empleados para corregir volúmenes estimados a volúmenes reales. Los pasos a seguir para determinar el volumen de producción aplicando prorrato se resumen a continuación:

1. En el caso de una batería, el prorrato de aceite, gas y agua de los pozos individuales se realiza ya que estos gastos no son continuamente medidos.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

2. Los gastos determinados durante una prueba del pozo son usados para estimar la producción de los pozos por el periodo de tiempo comenzando con la prueba del pozo y continuando hasta que la otra prueba se lleve a cabo.
3. La producción estimada así determinada para cada pozo se suma para llegar a la producción total estimada de la batería.
4. La producción total real de aceite, gas y agua es dividida por la producción total estimada para producir un “factor de prorratio”. El factor de prorratio es entonces multiplicado por la producción estimada de cada pozo para obtener la producción real del pozo.

Entonces, cuando se tiene el resultado de la producción total, los volúmenes mensuales totales pueden resultar de un solo mes de medición, pero generalmente resultan de la combinación de mediciones individuales y/o estimaciones.

5.5.1. Prorratio de pruebas de pozos

Consideraciones para la prueba de pozo:

- Si existe un cambio en las condiciones de operación durante la prueba, tales como debido a una falla de energía o un cambio en el ajuste del estrangulador, la prueba debe ser rechazada y debe llevarse a cabo una nueva prueba.
- Si no hay datos suficientes o los datos de la prueba se perdieron; como en el caso que haya habido falla de un medidor, la prueba debe ser rechazada y debe llevarse a cabo una nueva prueba.
- Si existe un cambio significativo en el aceite, gas o agua para una prueba, la validez de la prueba debe ser cuestionada y debe ser considerada una nueva prueba.
- Se debe permitir el suficiente tiempo de purga para asegurarse de que los líquidos de la prueba previa son desplazados por los líquidos de la nueva prueba de pozo. Para asegurarse de esto, puede calcularse el tiempo suficiente de purga tal como se presenta a continuación:

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

$$\textit{T tiempo de purga} = \frac{\textit{Volumen de la línea de prueba}}{\textit{Gasto del líquido de la prueba previa}}$$

- Si dos o más pozos están unidos dentro de una línea común de flujo, solamente un pozo debe estar produciendo durante la prueba del pozo, y los otros pozos deben de estar cerrados.

5.5.2. Contabilización del prorrateo de aceite de la batería

Como se mencionó anteriormente, la producción prorrateada es un sistema de contabilización o procedimiento en el cual la producción total de la batería es asignada a los pozos de acuerdo a las pruebas individuales de pozo. La producción de múltiples pozos de aceite puede ser mezclada antes de la separación y continuar la medición monofásica de los componentes. La producción individual debe ser probada periódicamente para determinar los gastos de producción que deben ser usados para estimar el volumen de producción mensual del pozo

Muchos pozos con gasto bajo y mínimo exhiben gastos de producción erráticos debido a las altas relaciones agua-aceite o gas-aceite, y las líneas de producción de gran tamaño así como los separadores de prueba pueden dificultar la medición exacta. Las pruebas de mayor duración pueden mejorar la exactitud para este tipo de pozos.

5.5.3. Baterías con prorrateo de gas

Si el gas y los líquidos no están separados y medidos, éstos pueden ser prorrateados. Los operadores que deciden instalar sistemas de prorrateo en pozos de gas, esperan que existan altas incertidumbres en el cabezal, esto a su vez está compensado por el menor capital de inversión y costos de operación más bajos.

Los pozos prorrateados son probados periódicamente para determinar el gasto de flujo típico. El gas y líquido de los pozos se cuantifica por un medidor de grupo, y el volumen del medidor de grupo es prorrateado de regreso a los pozos individuales basándose en la prueba más reciente y a las horas en la corriente.

5.6. Medición de quema y venteo de gas

5.6.1. Importancia de la medición de quema y venteo de gas

Un estimado de 150 billones de metros cúbicos de gas está siendo quemado y venteado cada año a nivel global. Aproximadamente 400 millones de toneladas de dióxido de carbono son liberadas a la atmosfera en este mismo periodo, por lo que es importante tomar medidas preventivas y correctivas para:

- Reducir la quema de gas y emisiones de gases de efecto invernadero
- Evitar el desperdicio de recursos valiosos
- Contribuir a la eficiencia de energía y mitigación del cambio climático
- Regular el uso del gas doméstico

Sin embargo, algunas de estas medidas han sido limitadas para llevarse a cabo por diferentes razones, entre las cuales se encuentran:

- Escases de infraestructura para el manejo del gas
- Confiabilidad de que existen otras alternativas que suplen este recurso
- Limitaciones técnicas (por ejemplo, el riesgo que conlleva la reinyección del gas en el yacimiento)
- El largo recorrido por el que tiene que pasar el gas para su comercio
- Los productores prefieren el retorno rápido del capital de inversión
- Falta de regulación y seguimiento de normas

La importancia de cuantificar el gas quemado o venteado, es para:

- Justificar los costos de conservación y aprovechamiento de gas
- Supervisar el comportamiento del proceso
- Medir el potencial que generan los gases de efecto invernadero comerciables y para valorar las pérdidas de gas evitadas.

En México, el caso se ha agravado en los últimos años ya que se ha llegado a quemar más cantidad del gas del que se importa, tal como lo muestran las estadísticas de la figura 5.1.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

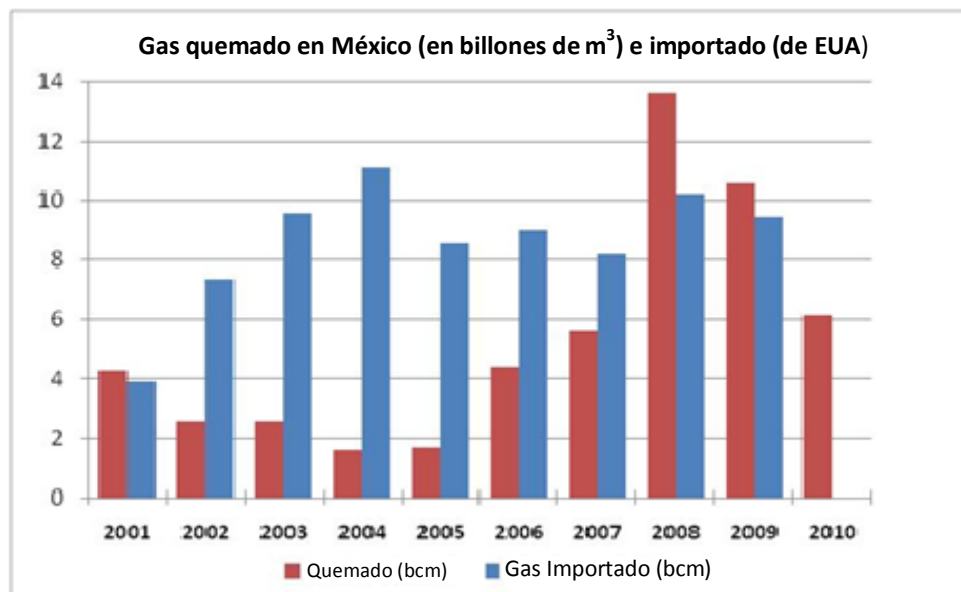


Fig. 5.1 Estadísticas del volumen de gas quemado e importado en los últimos años³

Algunas de las barreras que limitan la reducción de la quema en México son:

- Insuficiencia de infraestructura para el gas (recolección, proceso y compresión)
- Condiciones operacionales (por ejemplo, nitrógeno en el gas asociado, compresión, etc.)
- Enfoque a maximizar la producción de petróleo
- Falta de normas regulatorias para controlar la quema y venteo del gas
- Disposición limitada de inversión para proyectos con baja tasa interna de retorno

En la planeación para el manejo de gas en México se tienen algunas observaciones entre las cuales destacan:

- ✓ La utilización del gas depende de la capacidad del gas para re-inyección y control de altas RGA en la producción de la zona de transición
- ✓ La exportación del gas con incrementos en los niveles de N₂ complica los esfuerzos para aprovechar la utilización del gas

La implementación de un plan de control y prevención para el manejo del gas depende en gran parte del tiempo de instalación de los equipos, así como de la modificación y diseño de las redes de distribución de gas.

³ Reportes financieros y estadísticas de EUA: <http://www.eia.doe.gov/>

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Conseguir el objetivo planeado para la quema de gas depende de la confiabilidad y disponibilidad del sistema de compresión de gas. También se requiere un manejo adecuado para mantener la producción de gas dentro de la capacidad del proceso del mismo.

El gas no aprovechado dentro de la industria petrolera proviene principalmente de tres fuentes tal como se menciona en la figura 5.2.

Por la importancia que tiene llevar un control en la cantidad de gas que se envía a la quema y además, tomando en cuenta el tipo de proyectos que se podrían implementar para mitigar o reducir a niveles máximos dicho gas quemado, es necesario tener sistemas de medición adecuados en donde se pueden aceptar tanto mediciones directas como indirectas.



Fig. 5.2 Procedencia del gas no aprovechado en la industria petrolera

5.6.2. Estimación y medición de gas quemado y venteado

Una estimación general del volumen total de gas quemado, se puede hacer de la siguiente forma:

$$\text{Diferencia} = \text{Gas enviado} - \text{Gas facturado}(\text{exportación o cambio de subsidiaria})$$

Y la diferencia se puede ajustar en donde exista mayor incertidumbre:

1. Gas quemado

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

2. Encogimiento
3. Inyección de gas amargo al yacimiento
4. Producción

Si la presión de vapor es mayor que la presión atmosférica se puede estimar en forma indirecta el gas venteado a la atmosfera, para esto se requiere calcular R_s y B_o , en caso contrario no es necesario efectuar dicho cálculo.

En la figura 5.3 se muestra el proceso operativo de acondicionamiento y distribución del gas; en él se describen los puntos en donde está involucrado el cálculo y estimación de gas quemado, venteado, y liberado en emisiones fugitivas.

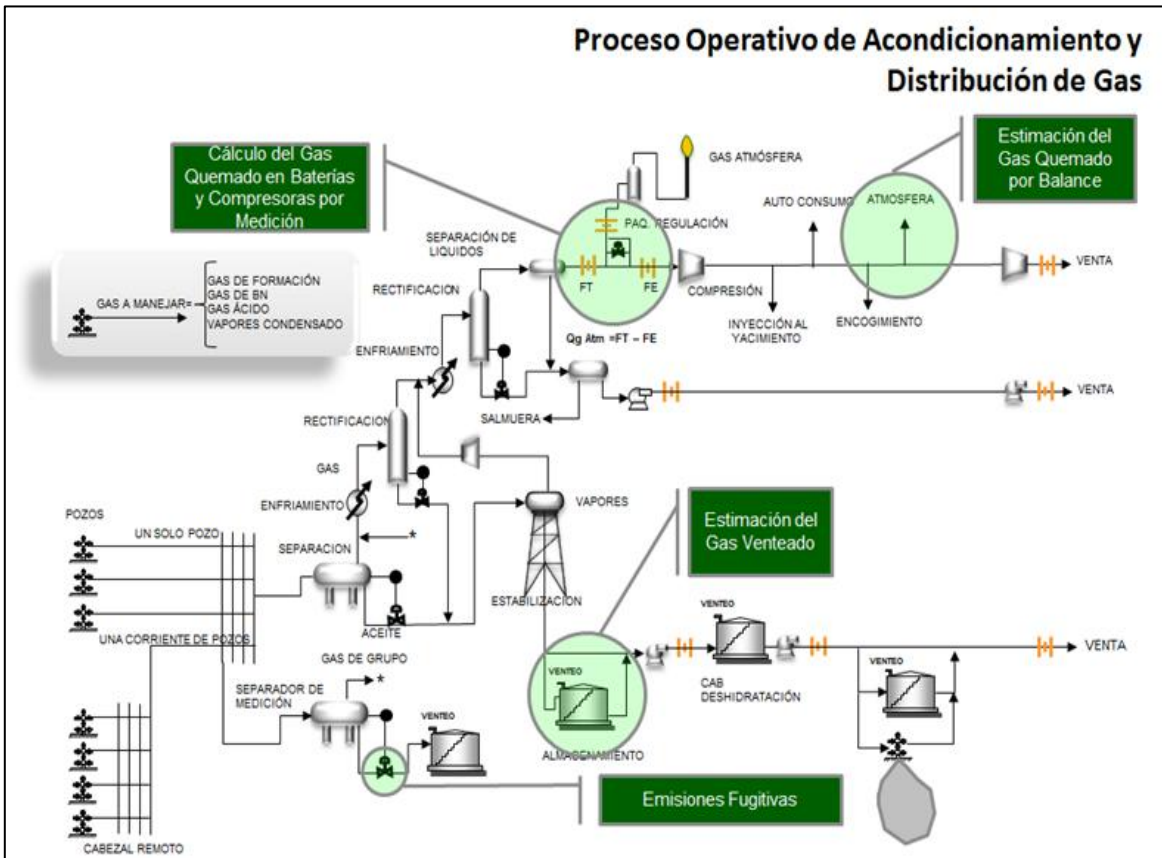


Fig. 5.3 Cálculo y estimación de gas quemado, venteado y fugado, dentro del proceso de acondicionamiento y distribución de gas

Los métodos que se utilizan para simular el venteo de gas pueden ser:

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

1. La norma API para tanques, en la cual son conocidos el gasto de producción de líquidos y la temperatura y presión de la línea corriente arriba inmediata
2. Las simulaciones de procesos a nivel de las instalaciones
3. Los factores de emisión y correlaciones presentadas en la normatividad emitida por API.

Los principales parámetros que se deben de tomar en cuenta para la medición son la temperatura, presión, composición del gas y flujo volumétrico o velocidad de flujo a través del área transversal.

La exactitud de las mediciones de quema y venteo depende de los siguientes factores:

- Exactitud del medidor seleccionado
- Exactitud de los sensores de presión y temperatura
- Exactitud en las determinaciones de la composición del gas
- Factores ambientales que pueden afectar el desempeño de estos instrumentos (temperaturas extremas, vibraciones, etc.)
- Variabilidad de los parámetros del flujo y duración del periodo de monitoreo.
- Humedad y suciedad de la corriente de gas
- Capacidad de satisfacer las compensaciones requeridas para los disturbios que ocurren desde la corriente de alta presión hasta la de baja presión
- Frecuencia de servicio y calibración

La medición directa es aquella en la cual se emplea un medidor para determinar las cantidades de gas quemado. En cambio, la medición indirecta se refiere a la estimación de la cantidad de gas quemado en base a un proceso de modelado (por ejemplo, el caso del cálculo por diferencia o balance.

La medición por diferencia, esencialmente trabaja de la siguiente manera:

1. La cantidad total de gas producido por los pozos es calculada. Esta puede ser estimada directamente ya sea por medición en la prueba de pozo, o tomando en cuenta la RGA de cada pozo y el gasto de líquido medido en la instalación.
2. La cantidad de gas no quemado es establecido de la medición directa del gas:
 - Exportado

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

- Usado como combustible
 - Reinyectado o usado para bombeo neumático si las condiciones son las apropiadas
3. El gas quemado es inferido por la diferencia de las cantidades resultantes de los pasos 1 y 2, mencionados anteriormente.

Donde se emplean técnicas de medición directa, la determinación de la densidad es relativamente sencilla; los medidores típicamente indican el peso molecular del gas quemado, de donde la densidad puede ser determinada.

Cuando el gas quemado no es medido directamente, el valor de la densidad puede ser determinado ya sea por análisis de laboratorio de muestras representativas del gas quemado o técnicas de modelado del proceso.

La medición por diferencia tiene varias deficiencias. Las principales desventajas para su uso se deben a:

- a) La incertidumbre; si bien es muy baja en términos relativos (típicamente menor a 1%), puede ser muy alta comparada con la cantidad que se quema. Como resultado, la cantidad de gas quemado estimada puede estar sujeta a muy alta incertidumbre de medición.
- b) No existe una norma totalmente validada para determinar las cantidades de gas quemado a través de cualquier instalación, usando la técnica de medición por diferencia.
- c) Cualquier fuga no detectada en la línea de quema, queda sin cuantificarse en la técnica de medición por diferencia, esto puede conducir a una subestimación sistemática de las cantidades de gas quemadas.

Los retos que comúnmente se encuentran cuando se realiza una medición son:

- Existencia de potencial de flujo variable y grandes rangos de flujo (especialmente para quema intermitente o de emergencia)
- Potencial de agua e hidrocarburos líquidos (frecuentemente en flujo de gas húmedo y condensados)
- Composición de flujo variable

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

- Ambiente potencialmente corrosivo (gases con alto contenido de H₂S o altas concentraciones de CO₂)
- Vulnerabilidad de los medidores a ensuciarse (productos de corrosión, polvo, depósitos de cera, etc.)
- Disposición limitada o nula para poner un medidor de flujo, si aún no está instalado
- Tolerancia limitada o nula de cerrar instalaciones para instalar un medidor de flujo o puertos de monitoreo.

La restricción básica es que las mediciones realizadas en la fuente requieren seguridad y facilidad de acceso en la línea suministrada o al final de la tubería. Para cualquier medición directa de gas quemado, las principales dificultades se deben a que:

- La línea de quema debe operar por encima de un amplio rango de gastos. Cuando se tienen condiciones de operación normales o en mantenimiento tal como se presenta en los dos primeros escenarios mencionados anteriormente, las técnicas de medición más recomendadas son las directas. En cambio, en una condición crítica como la de desfogue, la medición indirecta se considera la mejor opción.
- El gas quemado comúnmente proviene de varias fuentes; de válvulas de emisiones fugitivas, vapor de agua, gas desfogado (normalmente nitrógeno), y el gas producido. La presencia de líquidos, causada ya sea por arrastre en el proceso o por condensación (especialmente durante periodos con flujo de alta velocidad), puede ser también esperada. En casos extremos, tales como gastos de flujo muy altos debido a situaciones de desfogue, los sólidos pueden ser acarreados de los separadores y de las tuberías de proceso.

La norma API 14.10, proporciona mayor información acerca de la medición en el quemador; esta contiene, diseño, consideraciones aplicables, limitaciones tecnológicas, consideraciones de instalación, etc.

5.6.3. Categorías de medición

Las principales categorías de medición para la quema y venteo de gas se pueden visualizar a grandes rasgos en la imagen 5.4.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

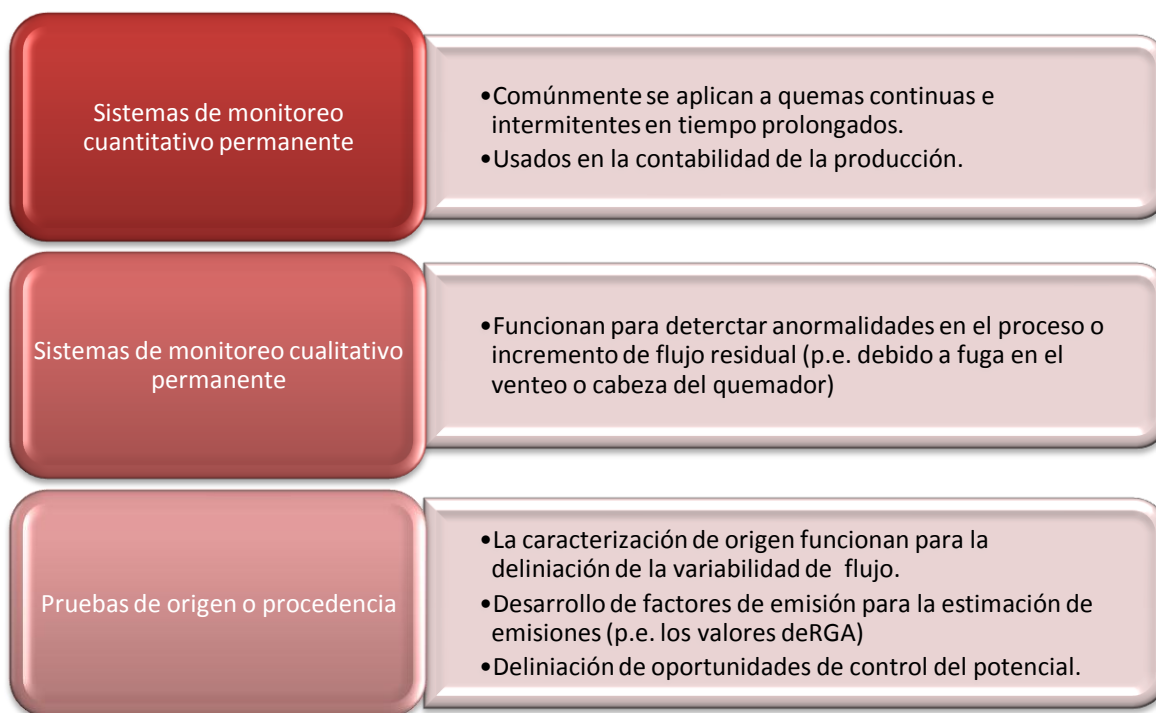


Imagen 5.4 Principales categorías de medición para la quema y venteo de gas.

Los requerimientos primarios de un sistema de monitoreo cuantitativo permanente son:

- Que sea fuerte, confiable, con facilidad de servicio y resistente a la suciedad
- Con exactitud y rangeabilidad adecuada para dicha aplicación
- Que no requiera de calibración frecuente

Las tecnologías que comúnmente se aplican son el medidor de flujo ultrasónico por tiempo de tránsito, los anemómetros termales, los medidores de orificio y los medidores ópticos.

Los requerimientos primarios de un sistema cualitativo permanente son similares a los del sistema cuantitativo permanente. Las opciones tecnológicas para este tipo de sistemas son los interruptores de flujo e indicadores.

Los requerimientos primarios para los métodos de pruebas de flujo, son similares a las de los otros sistemas pero tienen menor necesidad de tener resistencia a la suciedad debido a la duración limitada de las mediciones. Además, la tecnología debe ser fácilmente instalada o aplicada sin la necesidad de ninguna modificación al sistema de quema/venteo o cierre del sistema.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Entre las opciones tecnológicas que pueden emplearse para las pruebas de flujo se encuentran, la inserción de sondas, dispositivos de medición de flujo al final del tubo (solo para venteo), entre otras.

5.6.4. Métodos de medición

Algunos de los métodos de medición de quema y venteo de gas, que se emplean actualmente en la industria se mencionan en la imagen 5.5.

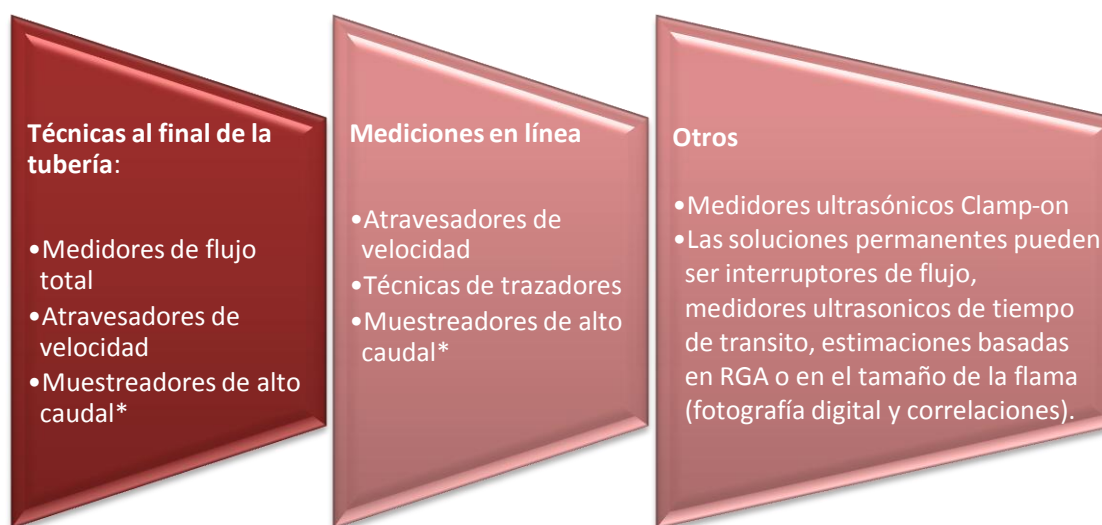


Imagen 5.5 Métodos de medición para quema y venteo de gas utilizados actualmente en la industria petrolera.

Los requerimientos para el desempeño del método de medición son:

- ✓ Practicidad y seguridad de uso en campo
- ✓ Costo razonable
- ✓ Disponibilidad inmediata
- ✓ Exactitud suficiente para una evaluación económica ($\pm 25\%$ o mejor)
- ✓ Mayor precisión para los proyectos de crédito de carbono ($\pm 15\%$ o mejor)

Pruebas de trazadores en línea

Consiste en inyectar gas trazador en el cabezal del venteo/quema a un gasto constante conocido. Posteriormente se monitorea la concentración de gas trazador inyectado corriente debajo de la última ramificación de la línea o el flujo de entrada al sistema de quema/venteo.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Hi-Flow™ Sampler (Bacharach)

El muestreador Hi-Flow™ es un sistema de toma de muestra de flujo variable que permite la captura total de las emisiones de un componente con fuga. El elemento de hidrocarburos (es decir, una combinación de catalizadores de oxidación / conductividad térmica), insertado directamente en la línea de la muestra principal en el Hi-Flow™, mide la concentración de hidrocarburos en la corriente de aire capturada. En la ilustración 5-1 se distinguen las partes que componen un muestreador Hi-Flow.

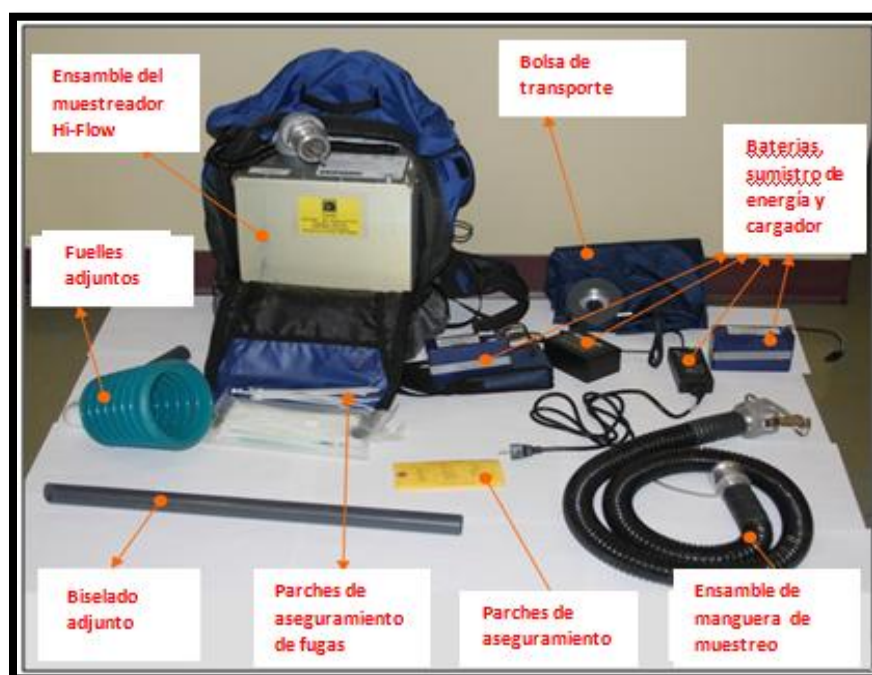


Ilustración 5-1 Muestreador de flujo de alto caudal (Hi-Flow)

Medidor ultrasónico de flujo no intrusivo tipo “Clap On”

Los medidores de flujo ultrasónicos que se pueden utilizar específicamente para medir las corrientes de gas para la quema y/o venteo, abarcan dos tipos de tecnología: medidor de caudal tipo ‘abrazadera’ (clamp-on) y medidor de flujo en línea. Los del primer tipo, con capacidad de medición de flujo de gases, pueden ser instalados sin necesidad de cortar la tubería o interrumpir el flujo. En la ilustración 5-2 se describen las partes que componen un medidor ultrasónico tipo abrazadera.



Ilustración 5-2 Medidor ultrasónico tipo Clamp-on

Técnica fotográfica

En esta técnica se calcula el gasto de quema basado en la longitud de la flama, diámetro de la boquilla de la flama y la composición del gas de acuerdo al estándar API 521. En la ilustración 5-3, se denota cuales son las longitudes que se miden para dicho calculo.



Ilustración 5-3 Cálculo del gasto de quema empleando la técnica fotográfica

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

Detector de Fugas Ultrasónico 5131/VPAC

El detector de fugas ultrasónico VPac es un instrumento que puede detectar a través de ultrasonido, fugas internas a través de válvulas en tuberías de gas, incluyendo la cuantificación del flujo de las mismas, con base en un software integrado en su propio microprocesador, lo cual es posible al conocer las presiones involucradas, así como el tipo y tamaño de válvula y las características básicas del fluido de trabajo.

Cámara infrarroja GasFind IR

Las emisiones de hidrocarburos absorben la luz infrarroja en una longitud de onda determinada. La cámara infrarroja utiliza esta característica para detectar la presencia de las emisiones de hidrocarburos gaseosos de los equipos. La ilustración 5-4 muestra la forma física de dicha cámara.

Las tecnologías ópticas para la medición de fase gaseosa, y sus correspondientes eficiencias en el campo, aún siguen en desarrollo. La incertidumbre de este tipo de técnicas en pruebas ciegas es aproximadamente del 50% en las concentraciones de gas.

Se sigue avanzando en los trabajos recientes, sin embargo la medición de la velocidad continua sigue siendo un problema ya que requiere de los gastos de las emisiones.



Ilustración 5-4 Cámara infrarroja GasFind IR

La medición en campo de las partículas de hollín es ahora posible utilizando la técnica “Sky-LOSA”.

Capítulo V.- Métodos y Procedimientos de Medición

La ilustración 5-5 muestra las cámaras que emplean una correlación de velocímetro para cuantificar la medición de velocidad del humo implementando un video de la alta velocidad de la nube con hollín. Las emisiones de gas quemado son muy difíciles de cuantificar directamente pero en la década anterior se tuvieron avances significativos en las estimaciones de dichas mediciones. Las emisiones en fase gaseosa no pueden ser directamente medidas en pruebas de campo pero los modelos basados en experimentos de laboratorio pueden ser usados para predecir las emisiones.

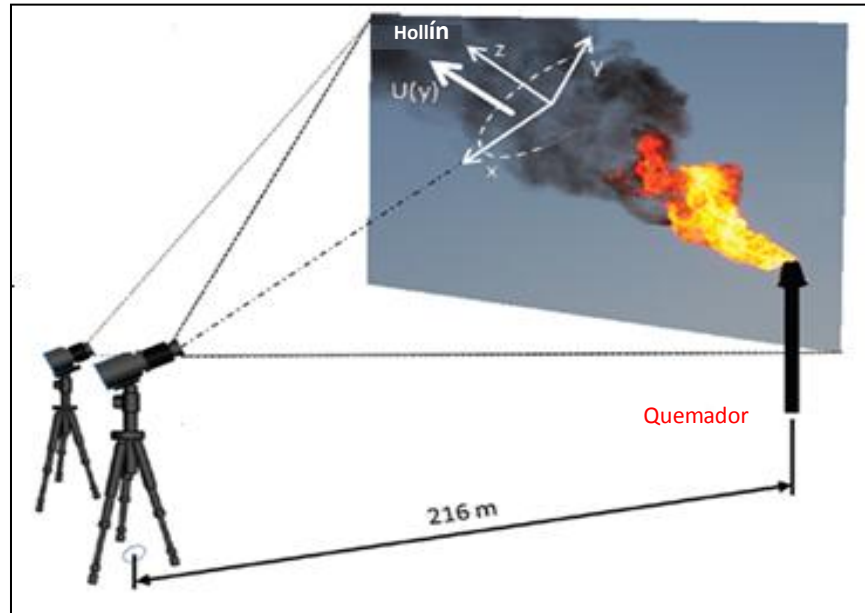


Ilustración 5-5 Medición de las partículas de hollín empleando la técnica "Sky-LOSA"

Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- La medición permite ratificar los volúmenes de hidrocarburos factibles de ser producidos de acuerdo a la estimación de reservas y de esta manera, se pueden optimizar los sistemas de producción en el pozo y la infraestructura necesaria para el transporte y el manejo de los hidrocarburos en instalaciones terrestres y costa fuera.
- La medición de hidrocarburos en la industria petrolera en primera instancia tiene como objetivo, cuantificar el volumen producido por un pozo o un conjunto de estos, y así poder diseñar las instalaciones que se requieren para manejar los fluidos y conducirlos hasta sus respectivas centrales de almacenamiento y/o procesamiento, además de certificar la cantidad para venta interna y externa.
- Mediante la cuantificación del volumen de hidrocarburos que circula a través de un medidor, se puede conocer entre otros elementos la calidad y desempeño del proceso a nivel de pozo, cabezal de recolección, batería y transferencia de custodia.
- Además de la medición del volumen o de la masa, es necesario determinar la composición (a veces conocida como la calidad) de los productos de hidrocarburo, puesto que las propiedades de estos productos impactan los aspectos económico y operacional.
- La normatividad es importante porque permite que la fabricación, instalación y operación de los sistemas de medición de hidrocarburos, sea estandarizada y se realice de la manera más pertinente de acuerdo al objetivo de su aplicación.
- Es fundamental garantizar los resultados de trazabilidad en cualquier sistema de medición, para esto no solo es necesario calibrar correctamente los instrumentos, sino que se deben operar y mantener en condiciones equivalentes a las que prevalecieron durante la calibración.

Conclusiones y Recomendaciones

- Una efectiva selección del medidor lleva de manera implícita un entendimiento de la tecnología de medición, así como un conocimiento práctico del proceso y de las características y propiedades físicas del fluido a ser medido.
- En la selección del medidor, es de suma importancia reducir lo mayor posible las causas de pérdida de presión que pueden estar asociadas a su diseño debido a que para nuevos procesos, las pérdidas permanentes de presión en el total del sistema impactan en el tamaño de compresores o bombas así como en la capacidad y/o diseño del proceso. Para procesos existentes, las pérdidas permanentes de presión guían directamente al incremento en las pérdidas de energía de compresores o bombas, lo cual impacta en los costos anuales de operación.
- Con el monitoreo de las caídas de presión debido al funcionamiento de cierto tipo de medidores, se puede conocer cuáles son las presiones con las que se está operando y así entender, operar y diseñar de manera más eficiente las instalaciones.
- En la parte fiscal, la correcta medición de los hidrocarburos en calidad y cantidad permite establecer las ventas y los ingresos para la compañía.
- En la medición a boca de pozo o en las primeras etapas de separación se posee mucha mayor incertidumbre a diferencia de los puntos de transferencia de custodia y de venta donde se tiene menor incertidumbre debido a que el producto está estabilizado, conociendo esto, los regímenes fiscales en caso de ser necesario deben de considerar preferentemente estos puntos.
- Los medidores multifásicos son una buena herramienta para la predicción del comportamiento de la producción y monitoreo en tiempo real de esta misma a nivel de pozo; además estos también permiten reducir la cantidad de personal operativo en el control de un sistema de medición, además de que ocupan un menor espacio, y prácticamente pueden ser útiles para encontrar soluciones en la reducción de la quema de gas. Sin embargo, la incertidumbre asociada en este tipo medidores es muy alta por lo

Conclusiones y Recomendaciones

que su uso no es viable como referencia exacta de volumen producido a otros niveles de medición.

- Además de obtener gastos para cada fase, la información de la prueba de medición multifásica del pozo permite conocer si la línea de flujo es afectada por el régimen de flujo, patrón de flujo, emulsiones o espumas, depósitos de parafina, etc. La selección de esta tecnología es atractiva para las pruebas de pozos en instalaciones no tripuladas, en áreas de difícil acceso o ambientalmente dañadas y/o cuando se tienen restricciones de espacio.
- En la ingeniería de yacimientos la medición es importante ya que es una herramienta útil para:
 - La caracterización de yacimientos mediante estudios de balance de materia.
 - La caracterización dinámica mediante las pruebas de presión-producción.
 - Definición de pozos tipo mediante los análisis de curvas de declinación.
 - El seguimiento y monitoreo de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
 - El ajuste de simuladores numéricos empleados para la estimación de perfiles de producción.
 - Estudios de mecanismos de empuje presentes en el yacimiento.
- La localización física de un sistema de medición tiene el potencial para afectar la calidad de la medición, así como también tiene implicaciones en la seguridad del sistema.
- La exactitud del volumen en tanques de almacenamiento depende de muchos factores entre los cuales se incluyen la exactitud de la cinta de medición, las condiciones del punto indicador en el tanque, la diferencia en temperatura del volumen del tanque antes y después de la transacción, y el nivel de entrenamiento del operador.

Conclusiones y Recomendaciones

- Actualmente, la medición en tanque se puede integrar a sistemas de supervisión remota y de esta forma se puede monitorear en tiempo real el llenado de los tanques, identificando así si existe o prevalece alguna falla en el sistema.
- Los sistemas de medición de gas deben estar diseñados para minimizar la probabilidad de arrastre de líquido dentro de la sección de medición, y de ninguna condensación o separación que tuviese un efecto significativo en las incertidumbres de medición.
- Las principales variables que deben considerarse para la selección adecuada del método de medición están en función de la técnica de medición, incertidumbre y procedimientos de operación según sean las condiciones del fluido y servicio en cuestión.
- La importancia de la medición en transferencia de custodia, es que esta proporciona información sobre la cantidad y calidad utilizada en la documentación física y fiscal (en caso de que aplique de acuerdo al modelo fiscal) de un cambio de propiedad y/o responsabilidad de los productos, se expresa en unidades de volumen bajo ciertas condiciones de referencia de presión y temperatura.
- Entre los factores que se consideran importantes para cuantificar el gas quemado o venteado, destacan la justificación de los costos de conservación y aprovechamiento de gas, la supervisión del comportamiento del proceso y la medición del potencial que generan los gases de efecto invernadero comerciables y así valorar las pérdidas de gas evitadas.

RECOMENDACIONES:

- Es recomendable crear un área de gestión y gerencia, responsable de todos los procesos involucrados en las tareas de medición, con el fin de que exista una interrelación constante de recursos humanos, procedimientos y equipos para así asegurar el éxito en los resultados de cada etapa del proceso de medición. La medición en dicha área debe ser un proceso continuo que comience con la conceptualización, diseño y manufactura de los equipos y sistemas a utilizar, posteriormente durante el proceso es importante aplicar el

Conclusiones y Recomendaciones

conocimiento, tomar decisiones basadas en experiencia y vigilar el cumplimiento de las normas y estándares.

- Es necesario contemplar que en la operación de las instalaciones de producción exista la posibilidad de que el método de medición acordado originalmente tenga que ser reconsiderado, esto debido a que con el paso del tiempo las características del fluido y/o de la operación pueden cambiar. Por ejemplo, la producción de un campo de gas seco puede convertirse a gas húmedo debido a la caída de presión del yacimiento, o el corte de agua de un campo de aceite puede incrementar a medida que la solución de medición ya no puede ser considerada como una aplicación para una sola fase.
- Es recomendable elaborar una bitácora de registros como un rastro auditable y completo de todas las operaciones, incluyendo las de mantenimiento y verificación del desempeño del sistema, la periodicidad del registro de información de la misma puede ser establecida de acuerdo las condiciones operativas de las instalaciones y/o definida por las áreas técnicas responsables.
- Que un sistema de medición de líquido haya sido diseñado de acuerdo con estándares específicos, no implica que por sí mismo sus mediciones alcanzarán la incertidumbre deseada; también es de vital importancia la forma de operar, mantener y monitorear dicho sistema para la obtención del mejor resultado.
- Para la medición en puntos de venta/entrega, es recomendable incluir en la instalación la instrumentación que permita las correcciones para presión, temperatura, y compresibilidad, ya sea en sitio (correctores electrónicos, medición de flujo electrónica) o en una fecha posterior (gráficos de presión y temperatura).
- Existe una gran variedad de dispositivos de medición los cuales trabajan bajo distintos principios de operación. En la industria petrolera los más recomendables son los de desplazamiento positivo, turbina, coriolis, ultrasónicos, para líquidos; y de placa de orificio, coriolis, ultrasónico o turbina, para gas, sin embargo se deben de analizar y

Conclusiones y Recomendaciones

considerar tanto estos como otros tipos de medidores de acuerdo a los criterios de selección técnicos y económicos aplicables.

- Los criterios que deben de tomarse en cuenta en la selección de medidores son entre otros; consideraciones de desempeño, consideraciones del proceso, condiciones ambientales y costos. Como guía breve para la selección adecuada del medidor debido a las condiciones del proceso y de los fluidos, se recomienda consultar el anexo 2 de la presente tesis.
- El uso de alineadores o acondicionadores de flujo es recomendable para reordenar un perfil de velocidades, el cual haya sido alterado por disturbios en el flujo generados por los accesorios corriente arriba.
- Es necesario tomar en cuenta las nuevas tecnologías que han surgido para monitorear la cantidad de gas que se quema y vende, no solo con fines de seguridad y protección ambiental si no que también es importante para fines comerciales y regulatorios, ya sea para cuantificar y planear la construcción de nuevas instalaciones y/o para la obtención de estímulos económicos como lo son los bonos de carbono.

Lista de Figuras, Imágenes, Ilustraciones, Tablas y Anexos

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 Representación de flujo volumétrico de acuerdo a la ecuación de continuidad.	24
Fig. 1.2 Gasto constante para diferentes áreas y velocidades.	24
Fig. 1.3 Experimentos de Osborne Reynolds (1883).	25
Fig. 1.4 Cambio de régimen de flujo de acuerdo al número de Reynolds	26
Fig. 1.5 Distorsión del perfil de flujo a través de un codo de la tubería.	27
Fig. 1.6 Disturbios de flujo (remolino, asimetría y cruce de flujo) respectivamente.	28
Fig. 1.7 Algunos alineadores y acondicionadores de flujo.	29
Fig. 1.8 Comportamiento de la caída de presión a través de una válvula	31
Fig. 2.1 Interrelación de los elementos clave para el éxito en la medición.	34
Fig. 2.2 Conjunto de elementos físicos y normativos responsables del resultado de una buena medición conforme lo plantea la gestión y gerencia de medición.	35
Fig. 2.3 Intervalo de tolerancia y valor de incertidumbre	49
Fig. 3.1 Caída de presión por un cambio repentino en el área de flujo.	54
Fig. 3.2 Placa de Orificio Concéntrico	56
Fig. 3.3 Placa de Orificio Excéntrico	56
Fig. 3.4 Placa de Orificio Segmentado.....	56
Fig. 3.5 Medidor de desplazamiento positivo tipo oval.	59
Fig. 3.6 Medidor de desplazamiento positivo de tipo disco oscilante	60
Fig. 3.7 Medidor de desplazamiento positivo de tipo pistón oscilante	60
Fig. 3.8 Partes principales que componen un medidor de turbina	64
Fig. 3.9 Descripción general del principio de operación de una turbina	65
Fig. 3.10 Arreglo de tuberías para estabilizar el perfil de flujo en un medidor de turbina	67
Fig. 3.11 Medición de la onda producida en la vibración de los tubos del medidor Coriolis.....	72
Fig. 3.12 Respuesta del tubo a la aceleración Coriolis	72
Fig. 3.13 Señal de la bobina cuando no hay flujo	73
Fig. 3.14 Señal de la bobina cuando si existe flujo	73
Fig. 3.15 Desfasamiento causado por la vibración de los tubos.....	74
Fig. 3.16 Comportamiento de las ondas senoidales de acuerdo a la variación de la densidad	74
Fig. 3.17 Principio de operación del medidor ultrasónico por tiempo de tránsito	80
Fig. 3.18 Principio de operación del medidor ultrasónico de flujo tipo Doppler	81
Fig. 3.19 Arreglo de instalación de la tubería cuando se presentan equipos u obstrucciones	82
Fig. 5.1 Estadísticas del volumen de gas quemado e importado en los últimos años	124
Fig. 5.2 Procedencia del gas no aprovechado en la industria petrolera	125

LISTA DE IMAGENES

Imagen 4.1 Vista aérea de un patín (sistema) de medición	98
Imagen 5.1 Medidor multifásico con tecnología de Rayos Gamma	113
Imagen 5.2 Distribución de fluidos dentro de un separador, previo a la medición de las fase.	116

Lista de Figuras, Imágenes, Ilustraciones, Tablas y Anexos

Imagen 5.3 Cinta de medición con plomada	118
Imagen 5.4 Principales categorías de medición para la quema y venteo de gas.	130
Imagen 5.5 Métodos de medición para quema y venteo de gas utilizados actualmente en la industria petrolera.	131

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1-1 Proceso de confirmación metrológica	9
Ilustración 1-2 Medidor maestro	12
Ilustración 1-3 Probador Compacto y Probador Bi-direccional	12
Ilustración 1-4 Categorías de medición de flujo en la industria petrolera.	18
Ilustración 1-5 Variación del coeficiente de descarga en orificios conforme cambia el número de Reynolds	28
Ilustración 4-1 Principales elementos que conforman un sistema de medición.....	91
Ilustración 5-1 Muestreador de flujo de alto caudal (Hi-Flow)	132
Ilustración 5-2 Medidor ultrasónico tipo Clamp-on	133
Ilustración 5-3 Cálculo del gasto de quema empleando la técnica fotográfica.....	133
Ilustración 5-4 Cámara infrarroja GasFind IR	134
Ilustración 5-5 Medición de las partículas de hollín empleando la técnica “Sky-LOSA”	135

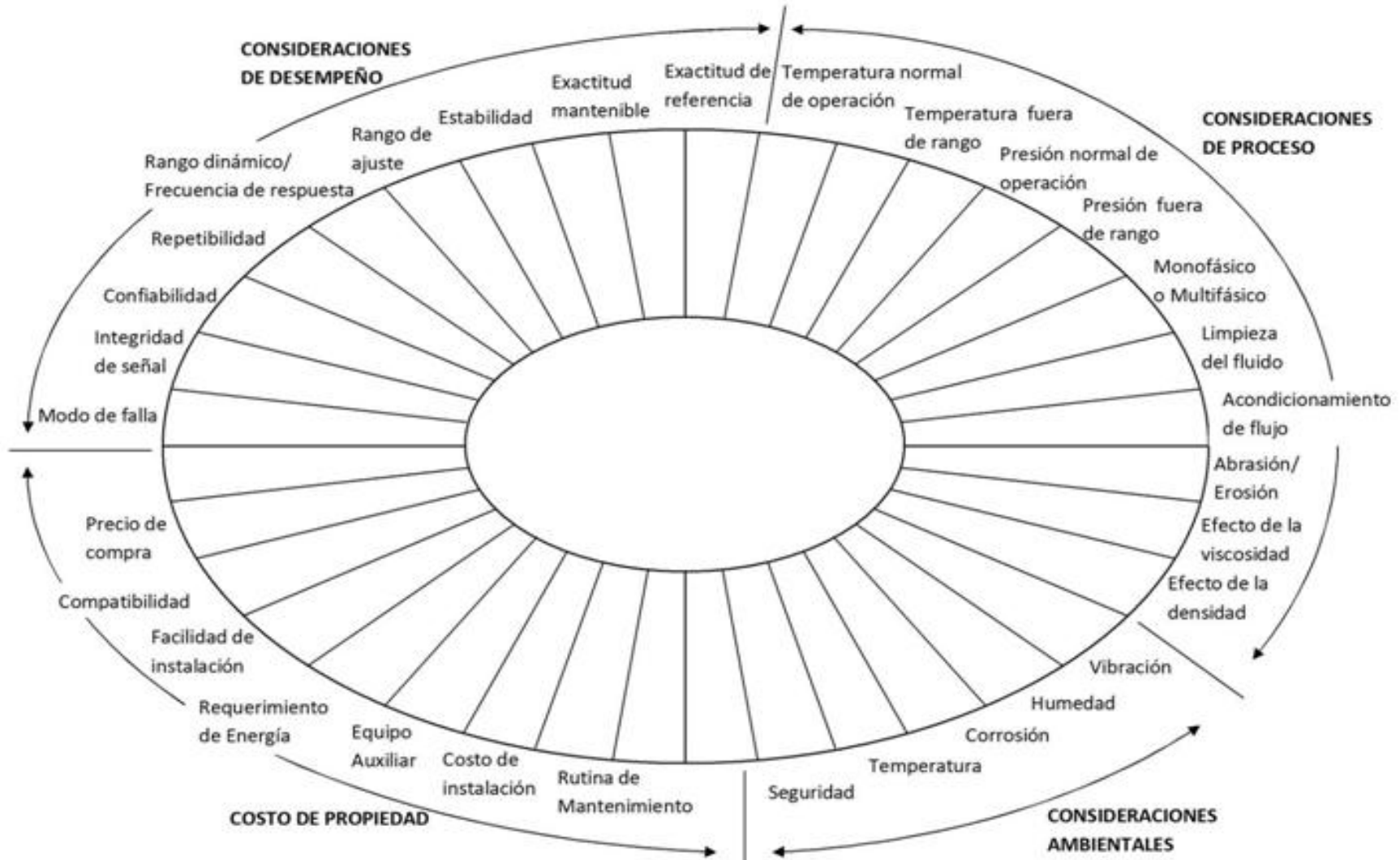
LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1 Clasificación de los acondicionadores de flujo conforme a la caída de presión que generan.	30
Tabla 2-1 Incertidumbres típicas en diversos puntos de medición	50
Tabla 3-1 Criterios y requerimientos de instalación para los medidores de desplazamiento positivo.	54
Tabla 3-2 - Algunas normas referentes a los medidores de desplazamiento positivo	62
Tabla 3-3 Requerimientos de tubería para restaurar el perfil de velocidad perdido por algunas obstrucciones	67

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1.- Selección de Medidores según Ted Highman	144
Anexo 2.- Guía de Medición de Flujo	145

Anexo I



Anexo 1.- Selección de Medidores según Ted Highman

Anexo II

		Líquidos Limpios	Líquidos Sucios	Líquidos Corrosivos	Líquidos Viscosos	Lodos Abrasivos	Flujo a baja velocidad	Vapor o Gas	Altas Temperaturas en servicio	Tuberías Semi-llenas
Presión	Placa de orificio	Verde	Amarillo	Azul	Azul	Rojo	Verde	Verde	Verde	Rojo
	Diferencial Venturi	Verde	Azul	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Verde	Amarillo	Rojo
Másico	Coriolis	Verde	Verde	Azul	Verde	Verde	Azul	Amarillo	Amarillo	Rojo
Desplazamiento Positivo		Verde	Rojo	Amarillo	Verde	Rojo	Verde	Verde	Amarillo	Rojo
Turbina		Verde	Amarillo	Amarillo	Azul	Rojo	Amarillo	Verde	Azul	Rojo
Ultrasónico	Tiempo de Tránsito	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Rojo	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo
	Efecto Doppler	Rojo	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo

APLICACIONES DEL MEDIDOR DE FLUJO

- Diseñado para este servicio
- Aplicable para este servicio bajo ciertas condiciones, consultar fabricante
- Normalmente aplicable para este servicio
- No aplicable para este servicio

Anexo 2.- Guía de Medición de Flujo

Bibliografía

BIBLIOGRAFÍA

1. CENAM, "Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre en la calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico", revisión 01, Abril.
2. Centro Nacional de Metrología, "Taller de flujo y volumen para ejecutivos", México.
3. CNH-SENER, "Resolución de lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos", México, 16 de Junio de 2011.
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Gestión y Gerencia de la medición", Anexo II.
5. Department of Trade and Industry (dti) – Licensing and Consents Unit, "Guidance Notes For Petroleum Measurement", Séptima Edición, Noruega, Diciembre 2003.
6. Dr. Ing. Carlos Velasco Quintana, "Experiencias y Lecciones aprendidas en México-OMNI FLOW COMPUTERS, Inc.", Foro de Lineamientos de Medición, México 2012.
7. Energy Resources Conservation Board (ERCB), "Measurement Requirements for Upstream Oil and Gas Operations", Calgary, Alberta Canada, 2 de Febrero de 2009.
8. Global Gas Flaring Reduction A Public-Private Partnership – Alianza para la reducción de la quema de gas; "Taller sobre Medición de Quema/Venteo y Emisiones Fugitivas", Villa Hermosa, México; Mayo 2011.
9. Ing. Jesús Botello Torres, "Mejores Prácticas para la Medición de Hidrocarburos", Emerson Process Management S. A. de C. V., Foro de Lineamientos de Medición, México 2012.
10. Ing. Juan Ignacio Ramírez García, "Medición de flujo de procesos industriales", Sociedad de instrumentistas de América (ISA), Abril 2010.
11. Ing. Roger A. Burnison, "Gestión y Gerencia de Medición", FOCQUS-Independent Measurement Technology, Foro de Lineamientos de Medición, México 2012.

Bibliografía

12. Ing. Ulises Neri Flores, “Lineamientos de medición”, CNH, Feria de la instrumentación 2012, México D.F., 27 de Abril de 2012.
13. International Recommendation OIML R 117-1, “Dynamic measuring systems for liquids other than water”, Part 1: Metrological and technical requirements, Edición 2007.
14. Iván Durán Atilano, “Medición de fluidos por efecto de Coriolis”, UNAM, México D.F., Abril 2010.
15. J.A. Arévalo-Villagrán, T. Gutiérrez-Acosta, N. Martínez-Romero, “Multiphase Flow Measurement to Improve Well Performance: History Cases”, PEMEX E&P, Junio 2008. SPE-101219-MS.
16. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 1-“General Considerations for Measurement by Meters”, Tercera Edición, API, Septiembre 1995.
17. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Liquid Metering, Section 2- “Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters”, Segunda Edición, API, Noviembre 1987 reafirmada en Marzo 2002.
18. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 3- “Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters”, Cuarta Edición, API, Septiembre 2000.
19. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 4-“Accessory Equipment for Liquid Meters”, Tercera Edición, API, Septiembre 1995.
20. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 5-“Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems”, Primera Edición, API, Junio de 1982 reafirmada en Marzo 2002.

Bibliografía

21. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 6- “Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters”, Primera Edición, API, Octubre 2002.
22. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 7-“Testing Protocol for Differential Pressure Flow Measurement Devices”, Primera Edición, API, Febrero 2003.
23. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 8- “Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters using Transit Time Technology”, Primera Edición, API, Febrero 2005.
24. Mario Gil Macías, “Medición de aceite y gas en la industria petrolera”, UNAM, México D.f., 2005.
25. PEP SSPA, “Taller para Medición de Gas Quemado, Venteado y Emisiones Fugitivas del Gas”, Mayo de 2011.
26. Schlumberger, “Medición multifásica permanente y periódica aplicada a E&P en México”, Capítulo 5, WEC México 2010.