



“COMPORTAMIENTO DE UN MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO
PARA LÍQUIDOS, EN PRESENCIA DE GAS LIBRE ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

PRESENTA

CÉSAR NICOLÁS QUIROZ

Director de Tesis

M. en I. Noel E. Santamaría Guevara





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.



PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERIA

RECIBI COPIA DE TESIS DESARROLLADA POR LA ALUMNO: **CÉSAR NICOLÁS QUIROZ**

PARA PRESENTAR EXAMEN DE GRADO DE MAETRÍA EN INGENIERIA EN EL CAMPO DEL CONOCIMIENTO INGENIERIA PETROLERA Y DE GAS NATURAL

JURADO

PRESIDENTE: DR. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA
VOCAL: M. I. NOEL E. SANTAMARÍA GUEVARA
SECRETARIO: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
SUPLENTE: DR. CARLOS LIRA GALEANA
SUPLENTE: M. I. JOAQUIN MENDIOLA SÁNCHEZ

APROBACIÓN DEL TRABAJO DE TESIS DEL
DEPARTAMENTO _____

AGRADECIMIENTOS

En virtud de que el hombre es un ser inminentemente social y de que la familia es la unidad principal de la sociedad; en esta ocasión quiero expresar mis agradecimientos a las siguientes personas e instituciones por el apoyo brindado para la realización del presente trabajo:

A mi esposa **María del Carmen**, a mis hijos **César y David** por apoyar de manera constante e incondicional nuestro proyecto de vida, el cual ha implicado grandes esfuerzos y privaciones, pero que a su vez se traducen en satisfacciones.

A mi **Padre** (†), por su anhelo de superación de mi persona, quiero pensar que no lo he defraudado.

A mi **Madre y hermanos** por el cariño y apoyo que me han brindado durante toda mi vida.

A **Petróleos Mexicanos**, empresa a la cual considero mi segundo hogar; en específico al **Ing. Félix Alvarado Arellano** por su apoyo y confianza para la realización de mis estudios de postgrado en beneficio de nuestra industria.

A La **UNAM** y a sus profesores por haberme proporcionado su respaldo y conocimientos.

A la compañía **Abastecedora Industrial Leal** por el apoyo con el equipo de medición a prueba y al **Instituto Mexicano del Petróleo** por el laboratorio para la realización de la misma.

Para todos ellos pronuncio de manera muy especial mi gratitud.

César Nicolás Quiroz

INDICE

	Pag.
LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABLAS	iii
RESUMEN	1
Capítulo I INTRODUCCIÓN	3
Capítulo II FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN DE FLUJO.	5
II.1 Conceptos básicos	5
II.2 Factores que definen el comportamiento de un medidor	7
II.3 Ecuación general de transporte y Número de Reynolds	12
Capítulo III ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN	18
Capítulo IV PROBLEMÁTICA DE LA MEDICIÓN DE LÍQUIDOS EN PRESENCIA DE DOS FASES	29
IV.1 Patrones de flujo	29
IV.2 Mezclas vapor-líquido en instalaciones de producción de la industria petrolera	34
IV.3 Incertidumbre de la medición de flujo en dos fases	36
Capítulo V MEDICIÓN DE FLUJO DE LÍQUIDOS CON ULTRASONIDO	43
V.1 Aspectos teóricos	43
V.2 Principios de operación de la medición con ultrasonido	46
V.3 Tipos de MFU y sus componentes	50
V.4 Normatividad	52
V.5 Aplicaciones y evaluación de MFU's en campo	59
Capítulo VI PRUEBA Y EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO EN PRESENCIA DE GAS LIBRE	61
VI.1 Descripción del sistema	61
VI.2 Procedimiento de pruebas	69
Capítulo VII RESULTADOS DE PRUEBAS EXPERIMENTALES	71
Capítulo VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80

APÉNDICE A	82
REFERENCIAS	85
NOMECLATURA Glosario de términos, simbología Griega y abreviaturas.	89

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura II.1 Medidor de flujo con una pobre precisión.	9
Figura II.2 Medidor de flujo con buena precisión.	9
Figura II.3 La linealidad describe que tan bien un medidor sigue la curva de la precisión teórica.	10
Figura II.4 Ejemplo de Repetibilidad	11
Figura II.5 Teoría cinética; elemento de volumen de un gas perfecto	14
Figura III.1 Ilustración de errores de medición	19
Figura III.2 Componentes de los errores de medición	20
Figura III.3 Distribución de valores medidos (Distribución normal).	22
Figura III.4 Intervalo de Incertidumbre.	24
Figura III.5 Rango de Incertidumbre del MFU referencial.	27
Figura III.6 Rango y comportamiento de la Incertidumbre de un MFU para transferencia de custodia	28
Figura IV.1 Comportamiento de fase típico de los hidrocarburos	29
Figura IV.2 Patrones de flujo de dos fases en tuberías horizontales	31
Figura IV.3 Mapa de los regímenes de flujo para tuberías horizontales	32
Figura IV.4 Diagrama típico de una instalación de separación primaria	34
Figura IV.5 Diagrama de producción y manejo de condensados	35
Figura IV.6 Separadores de producción y prueba (medición en una fase)	36
Figura V.1 Perfil turbulento de velocidades en una tubería	44
Figura V.2 Curvatura exagerada de una trayectoria acústica	46

Figura V.3 Principio del Efecto Doppler Simplificado	47
Figura V.4 Método del tiempo de tránsito en medidores de flujo ultrasónicos	48
Figura V.5 Componentes principales del Medidor de Flujo Ultrasónico	51
Figura V.6 Diagrama esquemático de una instalación típica de un MFU	52
Figura V.7 Diagrama esquemático de un acondicionador de flujo	56
Figura V.8 Comportamiento de un MFU, verificado con aceite crudo	60
Figura VI.1 Medidor de flujo ultrasónico	61
Figura VI.2 Diagrama esquemático de un rotámetro	65
Figura VI.3 Fotografías de medidores de aire (rotámetros)	66
Figura VI.4 Diagrama del “Equipo experimental de flujo multifásico y transporte de recortes”, del Instituto Mexicano del Petróleo	67
Figura VI.5 Diagrama simplificado del circuito utilizado en el presente trabajo	68
Figura VII.1 Precisión del MFU al medir líquidos en presencia de gas libre	72
Figura VII.2 Gastos volumétrico de líquido en presencia de gas libre vs. Gasto volumétrico de líquido puro (referencia)	73
Figura VII.3 Mezcla al 1.2% en volumen de gas libre	75
Figura VII.4 Mezcla al 7% en volumen de gas libre	75
Figura VII.5 Mezcla al 1% en volumen de gas libre	76
Figura VII.6 Mezcla al 3% en volumen de gas libre	76
Figura VII.7 Mezcla al 5% en volumen de gas libre	76
Figura VII.8 Mezcla al 1% en volumen de gas libre.	77
Figura VII.9 Mezcla al 10% en volumen de gas libre	77
Figura VII.10 Mezcla al 5.0% en volumen de gas libre	78

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla IV.1 Incertidumbres relativas para gastos de flujo real de la fase	39
Tabla IV.2 Incertidumbre como % del gasto de flujo multifásico total	40
Tabla IV.3 Incertidumbres combinadas	41
Tabla V.1 Algunas características que distinguen a los actuales medidores de flujo ultrasónicos	50
Tabla VII.1 Patrones de flujo observados al 5% en volumen de gas	74

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es determinar experimentalmente el comportamiento de un medidor de flujo ultrasónico para líquidos, que utiliza el principio de operación de tiempo de tránsito, al manejar líquido con bajos contenidos de gas libre, considerando que se aplicará en mediciones referenciales y no de transferencia de custodia.

Para la obtención de los resultados de este trabajo fue necesario utilizar un sistema experimental capaz de reproducir diferentes patrones de flujo, utilizando agua dulce y aire como fluidos de estudio. En una porción de tubería de PVC transparente recta se instaló un medidor de flujo ultrasónico tipo carrete de 6"Ø; se ajustaron los gastos de flujo de líquido entre 5,000 y 20,000 barriles por día, a los cuales se inyectaron sistemáticamente volúmenes definidos de gas, registrándose gastos de líquido modificados por la presencia del mismo. La información fue almacenada en una estación de adquisición de datos.

Las desviaciones o errores aquí reportados son obtenidos de la comparación entre los valores medidos por el MFU en presencia de gas libre y el gasto medido con líquido puro antes y después de cada corrida de prueba

El medidor de flujo ultrasónico que se utilizó para la experimentación ofrece una exactitud de +/- 0.5% del volumen medido, es decir se trata de un equipo para aplicaciones referenciales, aun cuando en pruebas realizadas en campo utilizando aceite crudo mejora estas cifras, lo cual significa que la medición de hidrocarburos líquidos se puede satisfacer con inversiones razonables, sin llegar a la necesidad de utilizar equipos que demandan altos costos de inversión inicial para lograr prácticamente el mismo objetivo.

Los resultados que se obtuvieron con el medidor ultrasónico manejando únicamente líquido, respecto al comportamiento especificado para el mismo fueron satisfactorios, ya que se obtuvo la exactitud reportada por el fabricante. Con relación al comportamiento del mismo manejando gastos de líquido y porcentajes de gas entre el 0.1 y 0.3 % en volumen, las diferencias de medición fueron medidas entre el -0.7 y 2.4%.

La concentración del contenido de gas libre en el líquido manifestado por el fabricante (1.0% en volumen) para conservar la precisión de +/- 0.5% solo se cumple en algunos casos.

El MFU para medición de líquidos en presencia de gas libre tiende a sobreestimar el valor del gasto de flujo volumétrico obteniendo desviaciones hasta del 2.4%; ya que la concentración de gas libre inyectadas en la corriente de líquido generan verdaderos patrones de flujo tales como "*bubuja*", "*burbuja elongada*", "*estratificado ondulado*" y "*burbuja dispersa*" los cuales modifican moderada ó drásticamente el comportamiento del MFU.

I. INTRODUCCIÓN

A finales del año 1997 Pemex Exploración y Producción se reestructuró administrativamente en Activos de producción (antes Distritos); en específico el Distrito Reforma se dividió prácticamente en dos Activos, Muspac y Samaria. Uno de los retos que surgieron de esta reestructuración fue el de manejar la diversidad de corrientes de aceite en cada una de las instalaciones, las cuales no precisamente corresponden a los campos que inciden a ellas, ni al Activo de Producción correspondiente, tal es el caso de la Batería Sitio Grande perteneciente al Activo Samaria. Una de las responsabilidades de este último era la de medir los volúmenes de hidrocarburos líquidos de una manera confiable para evitar inconformidades.

Con la intención de solucionar de una manera técnica y práctica este problema, se realizaron pruebas exitosas con medidores de flujo ultrasónicos en la descarga de bombas; estos intentos fueron los primeros registrados en Pemex Exploración y Producción con este tipo de tecnología la cual no tiene partes móviles ni restringe el flujo de fluidos a través de las tuberías, de tal manera que su mantenimiento es mínimo.

Es necesario enfatizar que una de las actividades de gran mérito es la medición de hidrocarburos, pero en la mayoría de los casos dentro de nuestra industria petrolera queda un tanto relegada. Es por eso que se trata de utilizar tecnologías diferentes y de vanguardia que resulten prácticas para los usuarios finales, considerando que un hábito común era la utilización de placas de orificio para la medición de aceite, las cuales tienen la desventaja de requerir de un mantenimiento y acondicionamiento de flujo exhaustivo para lograr una medición de referencia confiable, además de que no es un elemento primario adecuado para medir aceite crudo.

La medición de flujo de líquidos con equipo ultrasónico no es nueva, pero los usuarios en PEMEX no se atrevían a instalar equipos de medición ultrasónica debido a la falta de normas ó estándares por parte del American Petroleum Institute (API), que es la entidad normativa que guía las actividades y utilización de equipos de medición en la industria petrolera. A la fecha ya se cuenta con el Capítulo 5.8 del API publicado en Febrero de 2005.

La actividad llamada *medición de flujo* dentro de Pemex Exploración y Producción es normalmente parte de una gran diversidad de funciones del personal, es decir no existe una sección especializada para el seguimiento y mejoramiento de la misma; en general no se dedica el tiempo y recursos necesarios para atender de manera sistemática esta actividad dentro del proceso productivo de la empresa.

Es importante mencionar que en una relación vendedor-comprador no importando el producto en cuestión, existirán desacuerdos sí la cantidad que se dice vender o comprar no es la correcta a satisfacción de alguna de las partes involucradas. En la industria petrolera de producción primaria de hidrocarburos líquidos, los problemas se agudizan, ya que los productos que se comercializan son fluidos con ciertas concentraciones de impurezas, llámese agua congénita, sólidos o gas libre.

Para la medición de flujo de aceite crudo se requiere de una serie de instrumentos dedicados; pero la parte medular es el elemento primario de medición que para nuestro caso es el *medidor de flujo ultrasónico*, el resto de la instrumentación es utilizada para mejorar las condiciones de flujo o para obtener los volúmenes a condiciones base o estándar.

II. FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN DE FLUJO

El fundamento para la investigación de la operación y atributos de las diferentes tecnologías de medidores de flujo es el conocimiento de las propiedades usadas para describir líquidos y gases, así también como el conocimiento de algunos de los fenómenos físicos asociados con el flujo en tuberías. Estas propiedades físicas necesitan ser estudiadas en un sentido práctico para entender la operación y limitaciones de las diversas tecnologías de medidores de flujo.

II.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Temperatura.- Para propósitos de describir la medición de flujo es suficiente decir que es una medida del calentamiento o enfriamiento de un cuerpo. En el Sistema Inglés (SI), la temperatura es expresada en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$) con 0°C y 100°C correspondientes a los puntos de congelamiento y ebullición del agua, respectivamente. Así, la temperatura absoluta es la temperatura referenciada a la temperatura teórica más baja. La temperatura absoluta es expresada en grados Kelvin y puede ser calculada adicionando 273.15 a la temperatura en grados Celsius. El equivalente en el Sistema Inglés son los grados Fahrenheit ($^{\circ}\text{F}$), donde 32°F y 212°F representan los puntos de congelamiento y ebullición del agua respectivamente. Para expresar la temperatura absoluta en grados Ranking ($^{\circ}\text{R}$) se tienen que sumar 460 a la temperatura expresada en Fahrenheit.

Presión.- La presión es definida como la relación de una fuerza dividida por el área sobre la cual ésta es ejercida

La unidad comúnmente utilizada en el sistema inglés para expresar la presión es libras por pulgada cuadrada (lb/pg^2).

Densidad.- La densidad de un fluido dada a condiciones de operación es su masa por unidad de volumen.

En el sistema Inglés, la densidad es expresada en libras masa por pie cúbico (lb/pie³) mientras que en el sistema internacional (SI) son gramos por centímetros cúbicos (gr/cm³).

Gravedad Específica.- La gravedad específica (SG) de un líquido o un gas es la relación de su densidad absoluta respecto a la densidad absoluta del agua o del aire a iguales condiciones, expresada en las mismas unidades.

Flujo.- El flujo puede ser definido como el volumen real de fluido que pasa un punto dado en una tubería por unidad de tiempo. Este puede ser expresado como:

$$Q = A \times v .$$

Esta expresión puede ser utilizada para calcular el flujo real del líquido, donde A es el área de la sección transversal de la tubería y v es la velocidad promedio del fluido.

Las unidades comúnmente utilizadas para el flujo de líquido y gas en el sistema Inglés son galones/minuto y pie³/minuto. En Sistema Internacional (SI) se utiliza metros cúbicos por hora (m³/hr) para flujo de líquidos.

Viscosidad.- La viscosidad es una medida de que tan libremente fluyen los fluidos, esto puede ser tomado como la fricción interna de los fluidos o la habilidad de los fluidos para fluir sobre sí mismo, ésta puede ser altamente dependiente de la temperatura.

Viscosidad cinemática o medida (ν), es expresada en centistokes (cSt) en el sistema internacional (SI)

Viscosidad Dinámica (Absoluta).- La viscosidad absoluta o dinámica es comúnmente expresada en centipoises (cP) y en el SI de medidas es calculada utilizando la siguiente expresión:

$$\mu_{cP} = \nu_{cSt} \times \rho .$$

Como la densidad del agua es la unidad y la gravedad específica es igual a la densidad del líquido, la ecuación anterior se reduce a:

$$\mu_{cP} = \nu_{cSt} \times SG .$$

Los centipoises es la unidad más conveniente para expresar la viscosidad de un fluido para los propósitos de medición de flujo.

II.2 FACTORES QUE DEFINEN EL COMPORTAMIENTO DE UN MEDIDOR ⁽¹⁾

Precisión.- La definición aceptada del termino “precisión” en medición de cualquier tipo es basada en la relación a la “medida indicada” respecto a la “medida verdadera”. En medición de flujo la relación es “flujo indicado” a “flujo verdadero”. Esto parece ser un problema bastante simple hasta que se realizan pruebas para definir y demostrar el “flujo real”.

Algunas preguntas surgen, tales como:

- 1.- ¿Qué dicen las gráficas circulares?
- 2.- ¿Qué dicen los tanques atmosféricos?

- 3.- ¿Que dice la agencia gubernamental?
- 4.- ¿Qué dicen los fabricantes?
- 5.- ¿Qué dice el laboratorio de pruebas?
- 6.- ¿Qué es lo correcto?

Todas estas consideraciones o variantes de ellas han sido usadas para definir “flujo real” y de ahora en adelante “precisión”. En la actualidad se considera que lo recomendado es “probar para determinar varias precisiones” pero no todos están de acuerdo. En la industria la medición de flujo no se tiene un estado aceptable de cómo podrían ser hechas estas comparaciones de mediciones indicadas y verdaderas

La precisión de un medidor es un término muy exagerado. Los fabricantes lo dan por hecho para vender rápidamente.

Consideremos en primer lugar que ningún medidor es absolutamente preciso. No existe un estándar absoluto para gas o líquido contra lo cual comparar una lectura del medidor para ver como esas lecturas pueden compararse con lo que realmente está pasando por el medidor. Pero algún valor de precisión debe ser reportado.

Como se ha mencionado, tan vital es conocer la precisión del medidor como conocer y tomar en cuenta el tipo de fluido a medir, las condiciones bajo las cuales el medidor será operado, cómo será instalado, y que nivel de mantenimiento será proporcionado. De otra manera las precisiones declaradas están sin sentido en términos de valores realmente obtenibles.

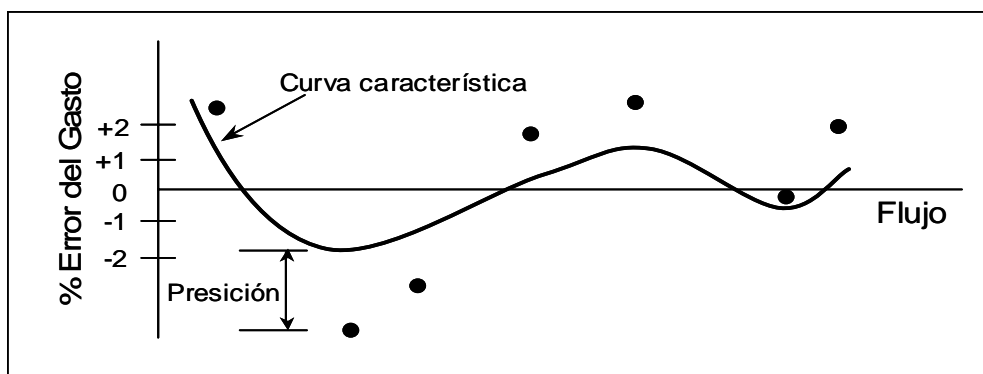


Figura II.1 Medidor de flujo con una pobre precisión.

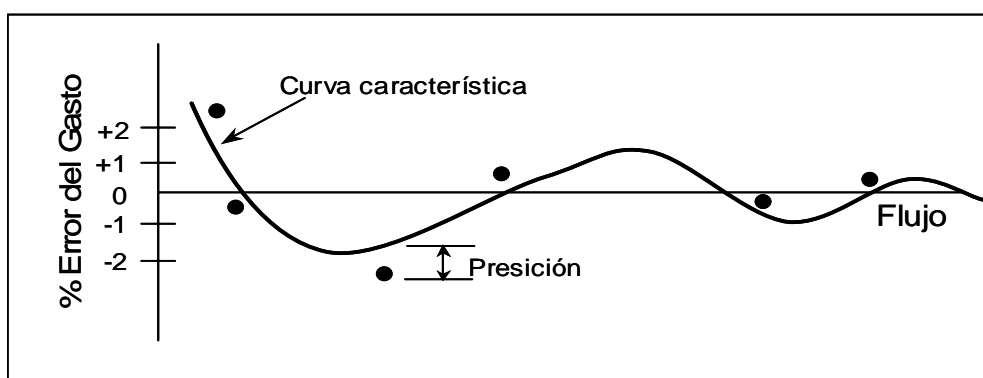


Figura II.2 Medidor de flujo con buena precisión.

Rangeabilidad.- Expresa el rango de flujo sobre el cual un medidor opera mientras se mantenga una tolerancia de precisión establecida. Esto frecuentemente se establece como "turndown" que es el flujo máximo dividido por el flujo mínimo sobre el rango. Por ejemplo: Un medidor con flujo máximo (100%) de 100 gpm y un flujo mínimo (dentro de una tolerancia establecida de +/- 0.5%) de 10 gpm tiene una rangeabilidad o turndown de 10; lo cual indica que será preciso +/- 0.5% desde 10 a 100 gpm. El medidor podría proporcionar una tolerancia más reducida, es decir 10 a 1 dentro de +/- 0.5% del flujo real y de 3 a 1 dentro de +/- 0.25. Esto significa que el usuario puede seleccionar la más estrecha tolerancia de +/- 0.25% para un rango de 33% a 100% del flujo (33 a 100 gpm).

Linealidad.- Se define como, qué tan cerca de una precisión específica el medidor registra en un rango de flujo establecido. Si la curva de prueba se aproxima a la línea recta podría ser significativamente impreciso pero completamente lineal.

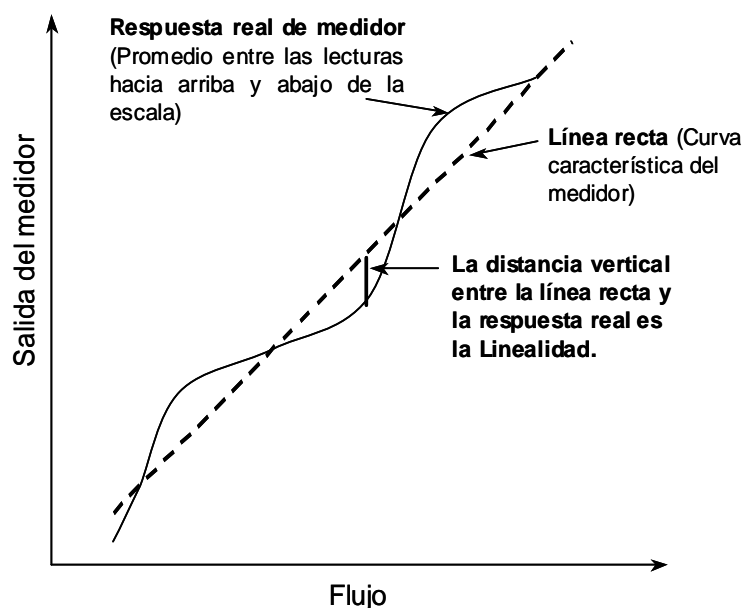


Figura II.3 La linealidad describe que tan bien un medidor sigue la curva de la precisión teórica.

Repetibilidad.- Significa justo lo que dice, que tan cercana reproduce la misma lectura un medidor para condiciones de flujo dadas. Considerando la linealidad, la repetibilidad es muy importante, ya que siempre se consiguen las mismas lecturas para gastos de flujo específicos; logrando que estas lecturas sean precisas, pero es necesario controlar el flujo.

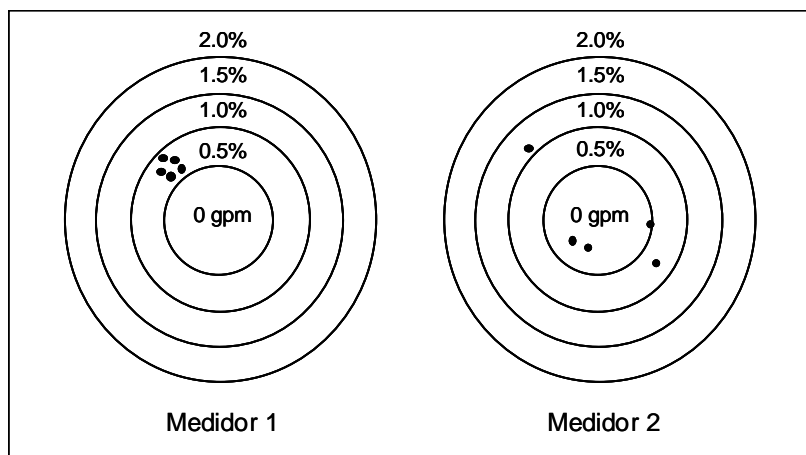


Figura II.4 Ejemplo de Repetibilidad.

En la Figura II.4 puede observarse que el medidor 1 es más repetible que el medidor 2. En el medidor 1 los puntos de datos son agrupados en un área pequeña indicando que el aparato es repetible.

Hystérisis.- Está íntimamente relacionada a la repetibilidad. La hystérisis describe como se comportan las salidas del medidor a un gasto de flujo dado desde un flujo más grande a uno más pequeño. Por ejemplo, suponiendo que un gasto de flujo de 80 gpm es incrementado a 100 gpm, y un medidor entonces registra 99 gpm. Ahora el gasto de flujo incrementa a 120 gpm y regresa otra vez a 100 gpm, el medidor registra 101 gpm. Su hystérisis es de ± 1 gpm, y la banda muerta es 2 gpm en un gasto de flujo de 100 gpm.

Las consideraciones de las características de este medidor presentan claramente que contar solo con la precisión declarada por el fabricante es por cierto una incompleta e inadecuada forma para evaluar y comparar un medidor. Por lo tanto debe establecerse convenientemente la determinación y aplicación de la precisión, rangeabilidad, linealidad, repetibilidad e hystérisis, sin embargo solamente es parte del trabajo para alcanzar la mejor medición de flujo, aunque la operación y el mantenimiento también deben ser considerados.

Factor del medidor.- Es una corrección que matemáticamente modifica la indicación de un medidor para tener una lectura corregida “verdadera” basada en el conocimiento del flujo y las condiciones del mismo. Las lecturas corregidas podrían ser calculadas manualmente de manera periódica ó bien automáticamente. Este factor es determinado a partir de una prueba de rendimiento, cubriendo el rango de flujos a ser medidos, apoyándose en un medidor maestro o en un probador.

II.3 ECUACIÓN GENERAL DE TRANSPORTE Y NÚMERO DE REYNOLDS.

Los mecanismos de transporte de masa o de energía pueden ser de dos tipos ⁽²⁾:

1) Molecular y 2) Turbulento. El transporte molecular se caracteriza por el movimiento individual de las moléculas; el transporte turbulento resulta del movimiento de grandes grupos de moléculas (remolinos).

La ecuación general de transporte molecular puede obtenerse a partir de un modelo gaseoso simple. La ecuación derivada de este modelo puede ser aplicada para describir los procesos de transporte molecular de cantidad de movimiento, de calor y de masa, en gases, líquidos y sólidos.

Un modelo gaseoso que se puede utilizar es el modelo postulado por la teoría cinética simplificada de los gases perfectos cuyas características fundamentales son las siguientes:

- 1.- El gas está constituido por moléculas esféricas rígidas de diámetro d (pueden imaginarse como bolas de un juego de billar).
- 2.- No existen fuerzas de atracción y de repulsión entre las moléculas.
- 3.- El volumen de una molécula es despreciable en comparación con el volumen del espacio intermolecular.

- 4.- Las moléculas son perfectamente elásticas.
- 5.- Cada molécula se mueve aleatoriamente, en diferentes direcciones, con una misma velocidad promedio \bar{c} .
- 6.- Cada molécula recorre un espacio l entre dos colisiones consecutivas. La distancia l se denomina *recorrido libre medio*.
- 7.- El tiempo recorrido por la molécula para viajar la distancia l , a la velocidad \bar{c} , es \bar{t} . Por lo tanto $\bar{t} = l/\bar{c}$.
- 8.- El número de moléculas es lo suficientemente grande como para tomarse valores estadísticos promedios de las propiedades que describen todas las moléculas.

Puede considerarse que el gas ideal descrito ocupa un volumen en forma de de cubo, tal como se representa en la figura I.1. Dado que el movimiento de las moléculas es al azar, ellas pueden moverse en todas las direcciones posibles. Para representar esas direcciones se utiliza un sistema de coordenadas rectangulares y, como simplificación, se considerará que el movimiento de las moléculas se producirá en direcciones paralelas a los ejes X, Y y Z. Por consiguiente, 1/6 parte del número total de las moléculas se moverá en cada uno de los sentidos $\pm X$; $\pm Y$; $\pm Z$. Puede suponerse que el elemento de volumen del modelo gaseoso está dividido en dos partes iguales, de espesor l y de área ($\Delta x \Delta z$). Todas las propiedades del gas son idénticas en ambas partes.

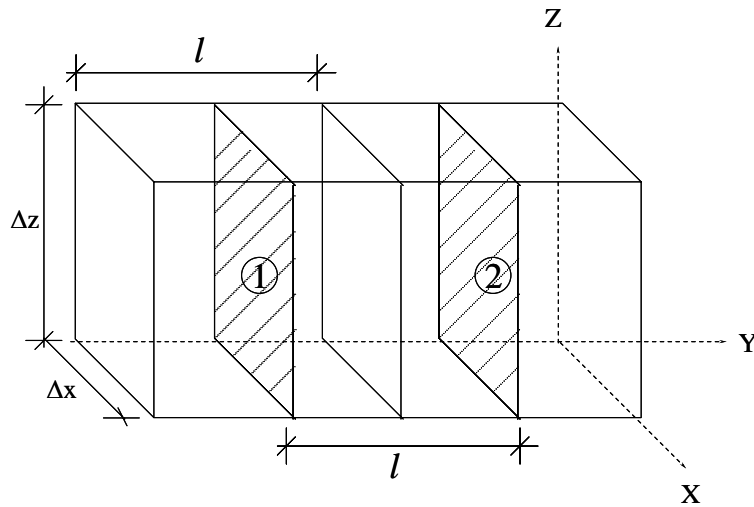


Figura II.5 Teoría cinética; elemento de volumen de un gas perfecto.

Suponiendo que las moléculas situadas en las regiones correspondientes a las dos partes poseen una cierta propiedad asociada a ellas. Por tanto, en cada parte, las moléculas tienen una determinada *concentración* de esa propiedad. Esta concentración, que se representará por Γ , se defina como la cantidad de propiedad por unidad de volumen del gas. Puede establecerse que la concentración promedio de cada parte corresponde a la concentración en los planos 1 y 2, situados en el centro de cada una de ellas. De acuerdo con esto, la concentración en la parte 2 puede ser relacionada con la concentración en la parte 1 por medio de la expresión siguiente:

$$\Gamma_2 = \Gamma_1 + l \left(\frac{d\Gamma}{dy} \right), \quad (\text{II.1})$$

$(d\Gamma/dy)$ es constante en el elemento de volumen, ya que se trata de un régimen *permanente*. Sí las moléculas se mueven, la propiedad asociada a ellas también se moverá. El movimiento de la propiedad que se transfiere puede expresarse mediante la *densidad de flujo*, ψ , la cual representa *el flujo por unidad de área*.

$$\psi_{(1 \rightarrow 2)} = \text{Flujo} / \text{Área}, \quad (\text{II.2})$$

el flujo está dado por la cantidad de propiedad que se transporta en la unidad de tiempo. Así, la cantidad de propiedad en la parte 1 es $\Gamma_1 l \Delta x \Delta z$; de la misma forma para la parte 2 es $\Gamma_2 l \Delta x \Delta z$. Si t es el tiempo requerido para que 1/6 de la cantidad de propiedad $\Gamma_1 l \Delta x \Delta z$, se transfiera del plano 1 al 2, la expresión II.1 se escribirá:

$$\psi_{1 \rightarrow 2} = \frac{1}{6} \frac{\Gamma_1 l \Delta x \Delta z}{t \Delta x \Delta z} = \frac{1}{6} \frac{\Gamma_1 l}{t}, \quad (\text{II.3})$$

Y para la cantidad de la parte 2 que se mueve hacia la parte 1, se expresa por:

$$\psi_{2 \rightarrow 1} = -\frac{1}{6} \frac{\Gamma_2 l}{t}, \quad (\text{II.4})$$

El signo (-) de la ecuación anterior surge debido a que la densidad se define positiva cuando se produce en la dirección +Y. Si existe una diferencia de concentración de la propiedad entre ambas partes la densidad de flujo neto se expresa por:

$$\psi_{\text{neto } 2 \rightarrow 1} = \psi_{\text{neto } 1 \rightarrow 2} + \psi_{\text{neto } 2 \rightarrow 1}, \quad (\text{II.5})$$

Sustituyendo II.1 en II.5 se obtiene:

$$\psi_{\text{neto } 1 \rightarrow 2} = -\frac{1l^2}{6t} \left(\frac{d\Gamma}{dy} \right), \quad (\text{II.6})$$

Por consiguiente, como $l = \bar{c} * t$, la ecuación II.6 se transforma en:

$$\psi_{\text{neto } 1 \rightarrow 2} = -\frac{1}{6} l \bar{c} \left(\frac{d\Gamma}{dy} \right), \quad (\text{II.7})$$

La ecuación II.7 es la *ecuación general de transporte molecular*. Esta última puede aplicarse en todos los casos específicos de transporte molecular de masa o energía.

De la ecuación II.7 se dice que el *flujo de cantidad de movimiento* se produce en la dirección Z, mientras que el movimiento de las capas de moléculas en el sentido de +Y. Por tanto,

$$\tau_{vy} = -\nu \frac{d(\rho v_y)}{d\nu}, \quad (\text{II.8})$$

Donde $\nu = (1/6)\bar{l}\bar{c}$ es la viscosidad cinemática del gas, el símbolo τ_{vy} se interpreta de la manera siguiente, el primer subíndice ν indica la dirección del movimiento en que se transfiere la cantidad de movimiento, mientras que el segundo subíndice y , representa la dirección del movimiento del gas. La magnitud τ se mide en Pascal (Pa).

Para los fluidos en los que ρ puede considerarse constante ^(2, 3, 4), la ecuación II.8 se escribirá:

$$\tau_{vy} = -\nu\rho \frac{d v_y}{d \nu} \quad \text{o bien} \quad \tau_{vy} = -\mu \frac{d v_y}{d \nu}. \quad (\text{II.9})$$

Donde $\mu = \nu\rho$ es la viscosidad dinámica del gas, cuyas unidades son Pa-seg. La ecuación I.9 es conocida como *Ley de Newton de la viscosidad*. Esta ecuación describe el transporte de cantidad de movimiento en materiales que fluyen en *régimen laminar*.

La forma del perfil de velocidad de flujo a través de tuberías es dependiente de las fuerzas de inercia del fluido en la tubería, las cuales tienden a hacer el viaje del fluido, y las fuerzas viscosas que tienden a detener al mismo en su paso sobre la pared de la tubería y sobre sí mismo.

El perfil de velocidad en la transición de flujo laminar y turbulento puede ser inestable y difícil de predecir ya que el flujo podría exhibir propiedades tanto de la región laminar como de la turbulenta u oscilar entre ellas.

Varios experimentos han mostrado que existe la combinación de cuatro factores que determinan el régimen de flujo de un fluido a través de una tubería tales como el laminar, transición o turbulento. Esta combinación es llamada Número de Reynolds (R_D) y es una buena representación del régimen de flujo. El R_D es definido como:

$$R_D = \frac{\text{fuerzas de inercia}}{\text{fuerzas viscosas}} = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (\text{II.10})$$

El Número de Reynolds es un número adimensional y por lo tanto su valor podría ser el mismo en cualquier conjunto de unidades consistentes.

En unidades prácticas se pueden utilizar las siguientes expresiones para líquidos y gases, respectivamente.

Líquido:

$$R_D = \frac{3160 \times Q_{gpm} \times SG}{\mu_{cP} \times D} \quad (\text{II.11})$$

Para el caso de Gas:

$$R_D = \frac{379 \times Q_{acfm} \times \rho}{\mu_{cP} \times D} \quad (\text{II.12})$$

III. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN.

Conceptos generales:

Las suposiciones inherentes en el análisis de incertidumbre en la medición son las siguientes ⁽⁵⁾.

- a) El proceso de prueba es definido
- b) El sistema de medición y el proceso de prueba son controlados
- c) Todas las correcciones de calibración apropiada han sido aplicadas
- d) Los objetivos de la prueba son especificados
- e) El instrumento y procedimientos de reducción de datos son definidos.

Una incertidumbre total con un nivel de confianza del 95% ha sido utilizada para efectos de este análisis, aunque pueden ser utilizados otros niveles de confianza de ser necesario.

Error de medición:

Todas las mediciones tienen errores los cuales resultan de la diferencia entre el valor medido X y el valor verdadero. La diferencia entre el valor medido y el valor verdadero es *el error de medición total* δ . Ya que el valor verdadero es una incógnita, el error total en una medición no puede ser conocido y por lo tanto solamente sus límites pueden ser estimados. El error de medición total consiste de dos componentes; el error sistemático y el error aleatorio (Figura III.12). Una medición exacta requiere minimizar ambos errores (Figura III.13).

Error Aleatorio.- El error aleatorio ε , es la porción de el error de medición total que varía en mediciones repetidas del valor verdadero. El error aleatorio total en una medición es usualmente la sumatoria de las contribuciones de las diversas fuentes de errores aleatorios elementales. El error aleatorio elemental fuente incluye a aquellos que son conocidos y controlados, los mismos son despreciables

e ignorados, los cuales son desconocidos y cuyos límites deben ser estimados. Los errores aleatorios elementales podrían provocar una no repetibilidad en el sistema de medición, condiciones ambientales, técnicas de reducción de datos y métodos de medición.

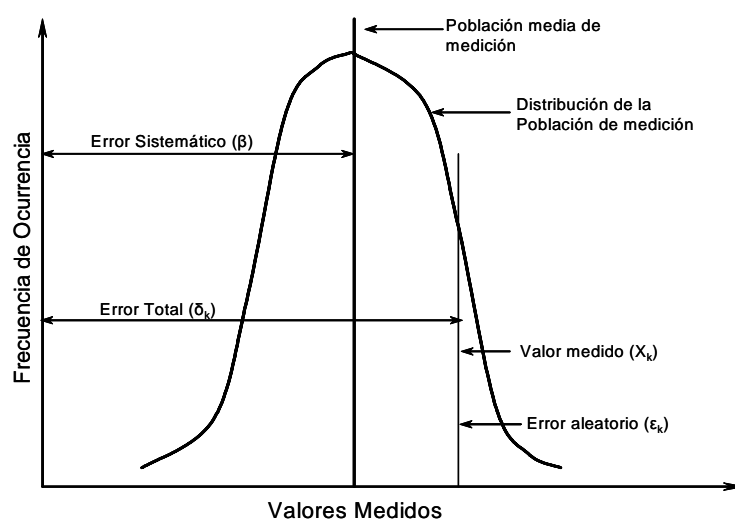


Figura III.1 Ilustración de errores de medición.

Error Sistemático.- El error sistemático (β), es la porción del error de medición total que permanece constante en mediciones repetidas del valor verdadero. El error sistemático total en una medición es la sumatoria de las contribuciones de varios errores sistemáticos elementales. Los errores sistemáticos elementales incluyen aquellos que son conocidos y pueden ser calibrados, algunas veces son despreciados e ignorados, así también son desconocidos y sus límites deben ser estimados. Los errores sistemáticos elementales podrían surgir de correcciones de calibración imperfectas, sistemas de adquisición de datos, técnicas de reducción de datos, etc. Los errores sistemáticos considerables que permanecen después de la calibración contribuyen a la incertidumbre sistemática de la medición.

Incertidumbre.- Ya que en toda observación o medición la incertidumbre es la combinación del valor verdadero de los parámetros más el error de medición total, existe una incertidumbre inherente en el uso de mediciones para representar el valor verdadero. La incertidumbre total en una medición, es la combinación de la incertidumbre debida al error sistemático y la incertidumbre debida al error aleatorio.

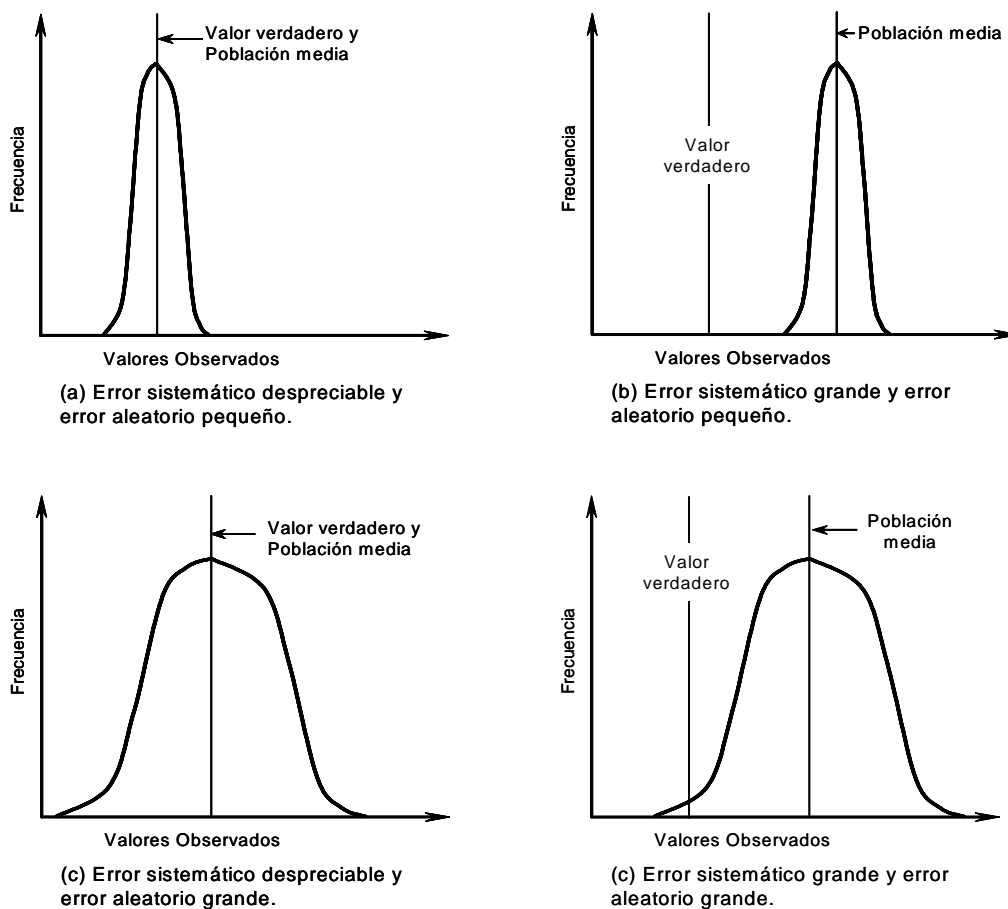


Figura III.2 Componentes de los errores de medición.

Incertidumbre debida al error aleatorio.- El error aleatorio introduce variaciones o dispersiones en mediciones repetidas de un parámetro. La incertidumbre debida al error aleatorio podría ser estimada por inspección de medición de la dispersión.

La desviación de población estándar (σ), es una medida de la dispersión referida a la población media verdadera (μ), causada por el error aleatorio. Para una distribución normal (Figura III.14), el intervalo $\mu \pm 2\sigma$ incluiría aproximadamente 95% de la población. Una estimación de la desviación estándar de población es la desviación estándar de una muestra de datos (S_x) la cual es determinada por:

$$S_x = \sqrt{\sum_{k=1}^N \frac{(X_k - \bar{X})^2}{N-1}} . \quad (\text{III.1})$$

Donde N es el número de mediciones hechas y \bar{X} es la media de las mediciones individuales X_k dada por:

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N X_k . \quad (\text{III.2})$$

Promediando mediciones múltiples y utilizando la media de estas mediciones reduce la incertidumbre aleatoria. Esto indica que la media de varias muestras es una mejor medida de la población media verdadera que una muestra. La estimación de la desviación estándar de la muestra media $S_{\bar{X}}$, esta dada por:

$$S_{\bar{X}} = \frac{S_x}{\sqrt{N}} . \quad (\text{III.3})$$

Incetidumbre debida al error sistemático.- Ya que el error sistemático es constante para mediciones repetidas y no puede ser cuantificado absolutamente, podemos hacer una estimación. Entonces la incertidumbre sistemática (B) es una estimación del error sistemático evaluado al 95% de confianza.

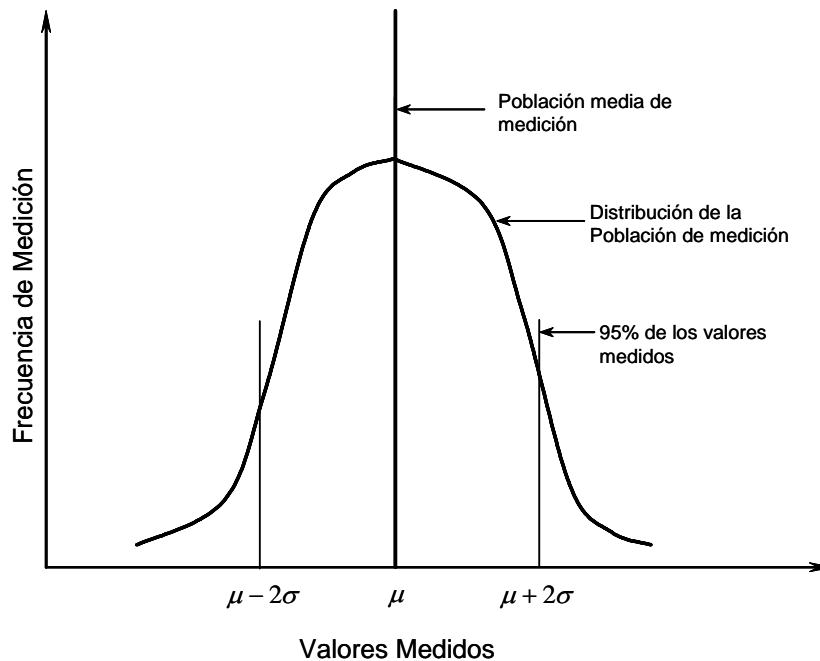


Figura III.3 Distribución de valores medidos (Distribución normal).

La incertidumbre sistemática estimada es basada para ajustes en ingeniería y análisis de errores sistemáticos elementales. Algunas pruebas especiales o datos pueden proveer información sobre la incertidumbre sistemática en una medición. Los siguientes ejemplos son listados en orden de importancia.

- a) Pruebas internas en laboratorio o en instalaciones.
- b) Comparación de estándares con instrumentos en pruebas.
- c) Comparaciones de mediciones independientes que provengan de diferentes principios o que hayan sido realizadas por instrumentos calibrados independientemente; por ejemplo en una prueba de turbina de gas, el flujo de aire puede ser medido con un orificio o con una tobera con boca de campana o calculado por datos de la velocidad de flujo del compresor, parámetros de flujo de la turbina o calibración de las toberas de chorro.

- d) Calibraciones especiales las cuales perturban y causan un error sistemático a través de su rango.
- e) Reportes de fabricantes de instrumentos y otras referencias.
- f) Modelo del proceso el cual es conocido para generar el error.
- g) Ajustes de ingeniería o experiencia.

En la mayoría de los casos, las incertidumbres sistemáticas son parecidas o aproximadas a la medición.

Sí los errores sistemáticos son positivos o negativos, la incertidumbre sistemática es representada como $\pm B$. Algunas veces, la física del sistema de medición provee conocimiento del signo.

Incertidumbre Total.- Como se mencionó previamente, la incertidumbre total en una medición es la combinación de la incertidumbre debida al error sistemático y la incertidumbre debida al error aleatorio. Por simplicidad, un solo valor es frecuentemente recomendado para un límite razonable del error de medición total. Ya que el valor verdadero es desconocido, es conveniente definir el límite referenciado al valor medido. La incertidumbre (U) es definida como un intervalo alrededor del valor medido, que tiene una probabilidad asignada de contener el valor verdadero, por lo tanto el intervalo $\bar{X} \pm U$ representa una banda alrededor de la medición media \bar{X} , dentro del cual el valor verdadero es esperado en un nivel de confianza dado (Figura III.15).

El intervalo de incertidumbre para una confianza del 95% (U_{95}), es calculado como sigue:

$$U_{95} = 2 \sqrt{\left(\frac{B}{2}\right)^2 + (S_{\bar{X}})^2} . \quad (\text{III.4})$$

Donde B es la confianza del 95% estimada a partir de la incertidumbre sistemática y $S_{\bar{X}}$ la desviación estándar de la media.

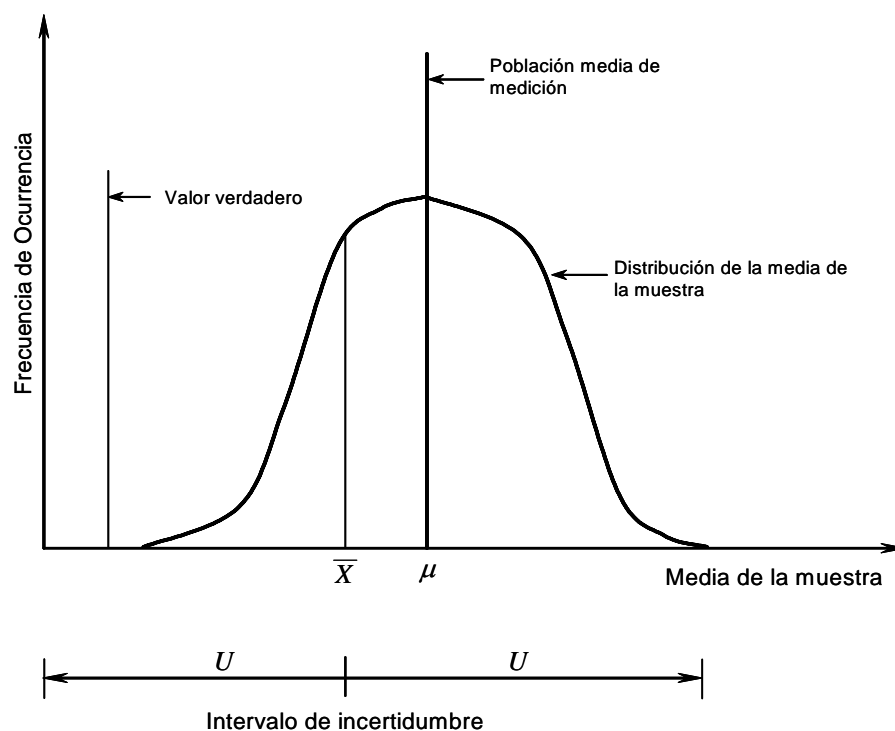


Figura III.4 Intervalo de Incertidumbre.

Las siguientes suposiciones son requeridas para esta ecuación:

- Es apropiado intervalo de un 95% de confianza.
- Los grados de libertad son suficientemente grandes, tal que $t = 2$, puede ser usado como multiplicador.
- El componente de la incertidumbre sistemática es de una distribución de valores posibles que es normalmente distribuido.

Análisis previo a las pruebas y acción correctiva:

Es recomendable hacer un análisis de incertidumbre antes de una prueba o experimento. Este procedimiento permite corregir acciones a ser tomadas antes de las pruebas con la finalidad de reducir la incertidumbre.

El análisis de incertidumbre previo es basado en datos e información que existe antes de la prueba, tales como: historias de calibración, pruebas previas con instrumentación similar, análisis de incertidumbre de medición anterior, opiniones de expertos y si es necesario, pruebas especiales. El análisis previo puede identificar la mejor precisión del método de prueba.

La acción correctiva resulta de siguiente análisis previo:

- a) Proveer calibración a todos los instrumentos si las incertidumbres sistemáticas son inaceptables.
- b) Seleccionar un método de medición para obtener el parámetro de interés.
- c) Realizar pruebas repetidas o incrementar el tamaño de muestra o ambas si las incertidumbres aleatorias son inaceptables.

Los costos y el tiempo podrían determinar la selección de la acción correctiva. Si la acción correctiva identificada no puede ser tomada, esto podría representar un alto riesgo de no llegar a los objetivos de las pruebas debido al gran intervalo de incertidumbre y la cancelación de la prueba puede ser una consideración.

Análisis posterior a las pruebas:

Resultados Reportados.- Los resultados de una prueba pueden ser normalmente presentados en términos de un promedio \bar{X} , con una incertidumbre estimada. Esto puede ser escrito como:

$$\bar{X} \pm U \quad (95\% \text{ de confianza}). \quad (\text{III.5})$$

Lo cual implica que, bajo las condiciones de ocurrencia durante solo una prueba o una serie de pruebas, el promedio es \bar{X} , y un posible error estimado con el 95% de confianza (U).

Fuentes de incertidumbre en mediciones:

Entre las fuentes que introducen incertidumbre en un proceso de medición pueden considerarse las siguientes categorías:

- a) Incertidumbre de calibración
- b) Incertidumbre de adquisición de datos
- c) Incertidumbre de reducción de datos
- d) Incertidumbre debido al método
- e) Otros

Aunque no necesariamente tiene que dividirse en categorías para un correcto análisis de incertidumbre

Para decidir si una fuente de incertidumbre elemental contribuye a los componentes sistemáticos o aleatorios de una incertidumbre total, el efecto del error sobre la medición debe ser determinado. Si la naturaleza de un error elemental es fijada sobre la duración del proceso de medición definido, entonces se estima un 95 % de confianza del error el cual es clasificado como una incertidumbre sistemática. Si la fuente de error tiende a causar dispersión en observaciones repetidas del proceso de medición definido, entonces la fuente contribuye a la incertidumbre aleatoria.

Incertidumbre de Medidores de Flujo Ultrasónicos.- Los medidores ultrasónicos no son dependientes de la densidad del fluido manejado, solo dependen del perfil de velocidades de flujo que se desarrolle en la tubería; como ejemplo se presenta el comportamiento de un medidor de 6"Ø.

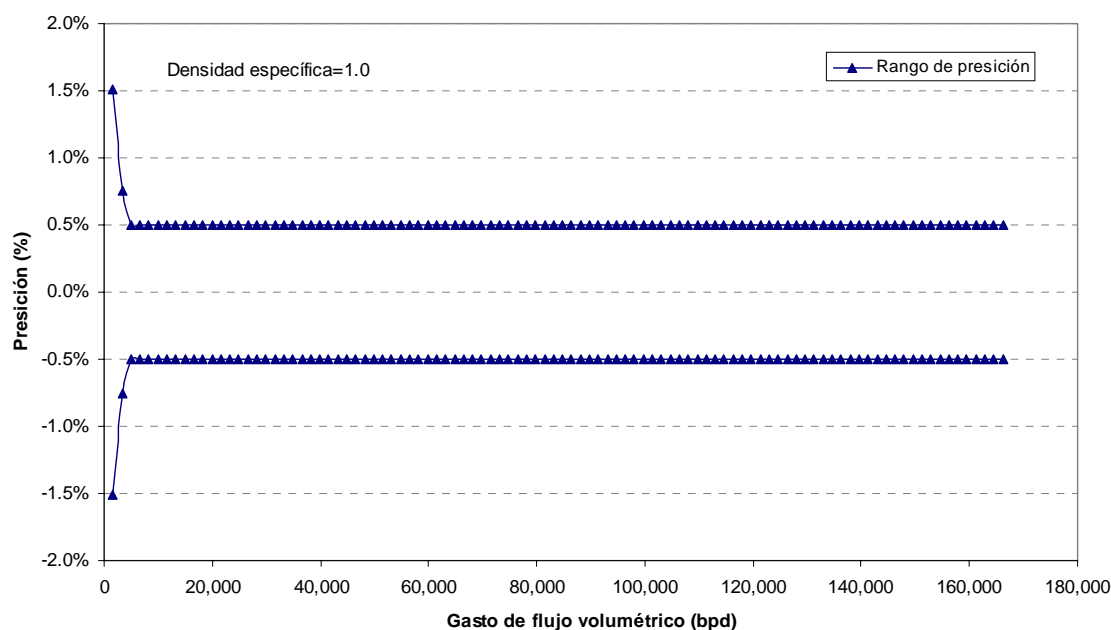


Figura III.5 Rango de Incertidumbre del MFU referencial.

En la gráfica anterior se puede observar que para un MFU de 6"Ø, los gastos de flujo mínimo y máximo son de 4,532 y 166,184 *bpd* respectivamente, lo cual corresponde a velocidades de flujo entre 1.5 y 55 *ft/seg* las cuales corresponden a R_D en la región de flujo turbulento, indicando que bajo estas condiciones puede realizar la medición del gasto con una incertidumbre de +/- 0.5%

El siguiente ejemplo se trata de la certificación de un MFU de 8"Ø de transferencia de custodia realizada por el Centro Nacional de Metrología (CENAM) ⁽⁶⁾ México, el equipo tiene un error máximo permisible de +/- 0.2% del valor medido. Se grafica

el Factor K en función del gasto volumétrico, tomando en cuenta que la capacidad máxima del medidor es de 11,200 *lpm* .

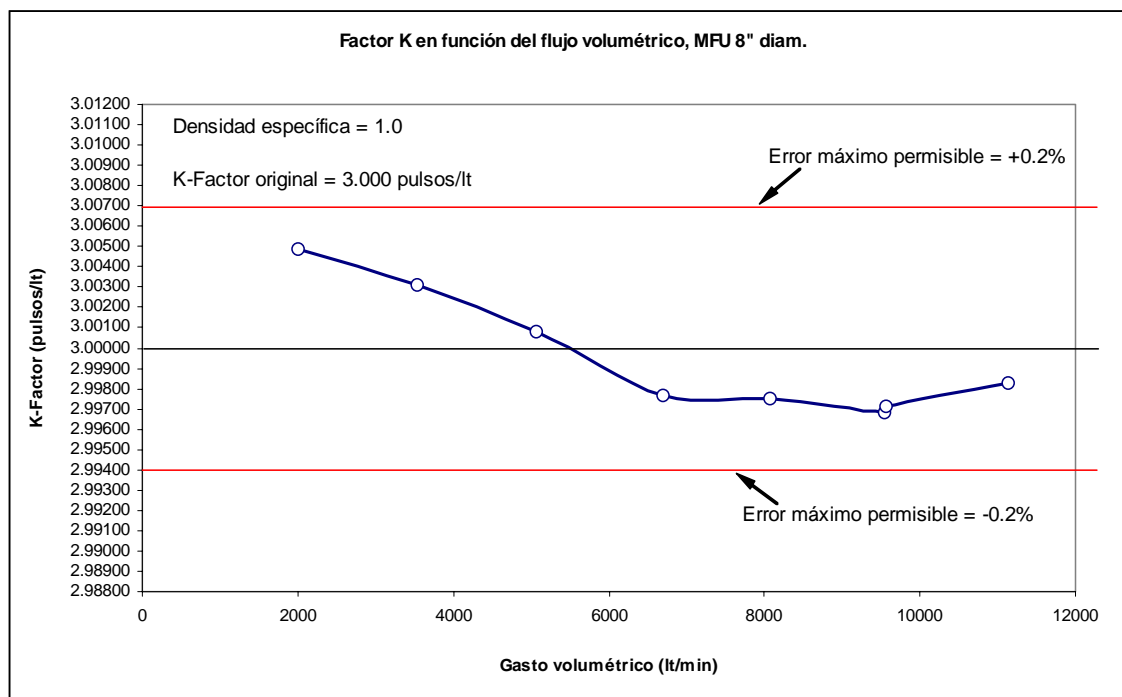


Figura III.6 Rango y comportamiento de la Incertidumbre de un MFU para transferencia de custodia.

En la gráfica de la figura III.6 no solo se observan los límites de la incertidumbre que puede ofrecer el equipo medidor, sino que se puede apreciar el comportamiento real del mismo en condiciones estabilizadas, es decir que los datos son obtenidos en un probador bi-direccional utilizando agua como fluido de calibración. Por lo tanto, observando la gráfica III.6 el MFU se mantiene dentro de los rangos establecidos por el fabricante, mostrando también su estabilidad aun con gastos de flujo bajos, lo cual significa un mayor rango de operación.

IV. PROBLEMÁTICA DE LA MEDICIÓN DE LÍQUIDOS EN PRESENCIA DE DOS FASES.

IV.1 PATRONES DE FLUJO.

El flujo de dos fases de líquido y gas es un proceso físico muy complejo. Aun cuando las mejores correlaciones existentes para caída de presión y colgamiento de líquidos son usadas, estas predicciones podrían tener errores mayores al +/- 20%. No obstante la exploración y producción de hidrocarburos se realiza en lugares remotos tales como desiertos, en el ártico ó costa afuera, y las líneas de conducción normalmente transportan flujo multifásico.

Para determinar sí existe flujo de dos fases en una tubería se debe graficar la presión contra la temperatura dentro de un diagrama de fases para el fluido. La figura II.1 muestra que un fluido con composición B podría fluir en una sola fase cuando entra a la tubería, sin embargo conforme la presión cae este fluido llega a ser una mezcla de dos fases en parte de la longitud de la tubería. Por otro lado un fluido con composición A fluiría en una sola fase (fluido denso o gas) a la entrada de la tubería. La corriente con composición C fluiría como un líquido a la entrada de la tubería.

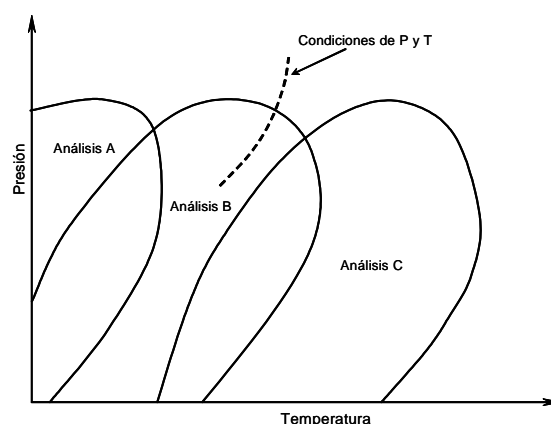


Figura IV.1 Comportamiento de fase típico de los hidrocarburos.

En la mayoría de las situaciones de producción los fluidos del pozo llegan a la superficie en un flujo de dos fases. Después de que se realiza una primera separación, el gas que sale del separador es considerado como una sola fase aún cuando este puede contener cierta cantidad de líquidos, así también el líquido que descarga del separador es considerado como una sola fase aunque este puede contener cierta cantidad de gas dependiendo de la caída de presión en la válvula de control.

Otro ejemplo son las líneas de descargas de los pozos, la mayoría de las cuales conducen fluidos en dos fases ya que estas pueden estar en localizaciones remotas, especialmente costa afuera donde el gas y líquido que han sido separados y medidos son combinados nuevamente para fluir en una línea común hacia una instalación de separación.

Flujo horizontal:

Cuando una mezcla gas – líquido entra a una tubería, las dos fases tienden a separarse por la diferencia de densidades, así que el líquido que es más pesado fluye por la parte inferior de la tubería mientras que el gas lo hace por la parte superior de la misma.

La figura IV.2 presenta los patrones de flujo típicos de dos fases en una tubería horizontal. El tipo de patrón de flujo depende primordialmente de las velocidades superficiales así como de la geometría del sistema y propiedades físicas de la mezcla; a muy bajas relaciones gas-líquido, el gas tiende a formar pequeñas burbujas que suben a la parte superior de la tubería “*flujo burbuja*”. Conforme la relación gas-líquido incrementa, las burbujas llegan a ser más grandes y eventualmente se combinan formando “*tapones*”. Si se continúa incrementando la relación gas-líquido causa que el “*tapón*” llegue a ser más grande, hasta que finalmente las fases gas y el líquido fluyen en capas separadas llegando así al

patrón conocido como *flujo estratificado*. Como el flujo de gas incrementa, la interfase gas-líquido en *flujo estratificado* llega a ser *flujo ondulado*, estas ondas llegan a ser más grandes con el incremento de la relación gas-líquido hasta que las crestas de las ondas tocan la parte superior de la tubería para formar *baches* de líquido los cuales son empujados longitudinalmente por el gas detrás de ellos, estos baches pueden llegar a ser de varios cientos de pies de longitud en algunos casos. Si se continúa incrementando la relación gas líquido se podría impartir un movimiento centrífugo al líquido resultando un *flujo anular* y finalmente cuando las relaciones gas-líquido son demasiado grandes, el líquido es disperso dentro de la corriente de flujo de gas llegando así al *flujo disperso*.

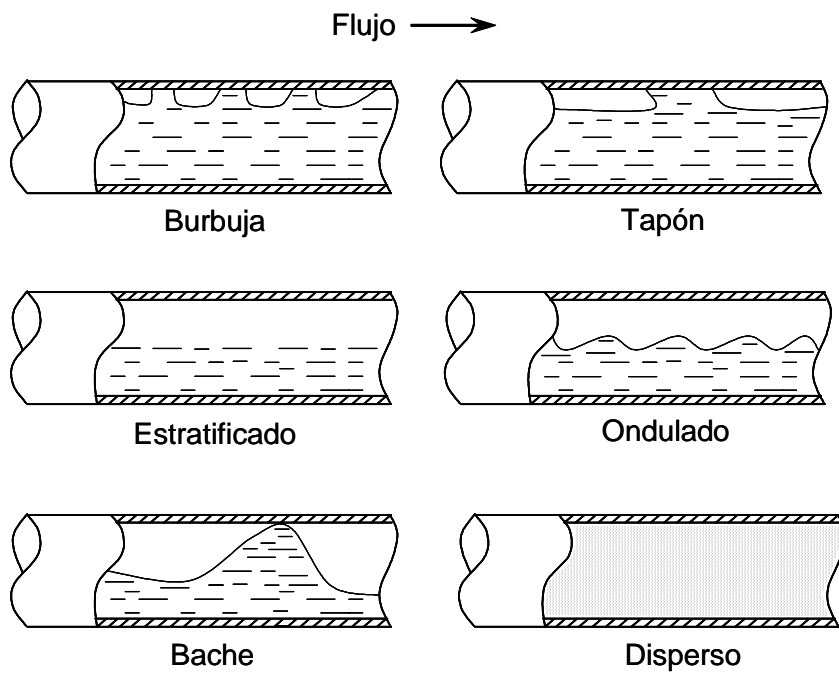


Figura IV.2 Patrones de flujo de dos fases en tuberías horizontales.

La figura IV.3 presenta como los regímenes de flujo en una tubería horizontal dependen primordialmente de los gastos de flujo del gas y líquido. Algunos

autores comentan que los mapas de regímenes de flujo tales como el de la figura IV.3 no son muy precisos, pero estos pueden ser una buena guía cualitativa.

Existen numerosos programas de cómputo disponibles para calcular las caídas de presión en flujo de dos fases, si estos programas están disponibles es válida la utilización de los mismos; pero en el caso de no ser así, en el API RP 14E ⁽⁷⁾ se proponen algunas ecuaciones para realizar dichos cálculos tales como a continuación se enuncian:

$$\Delta p = \frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5}, \quad (\text{IV.1})$$

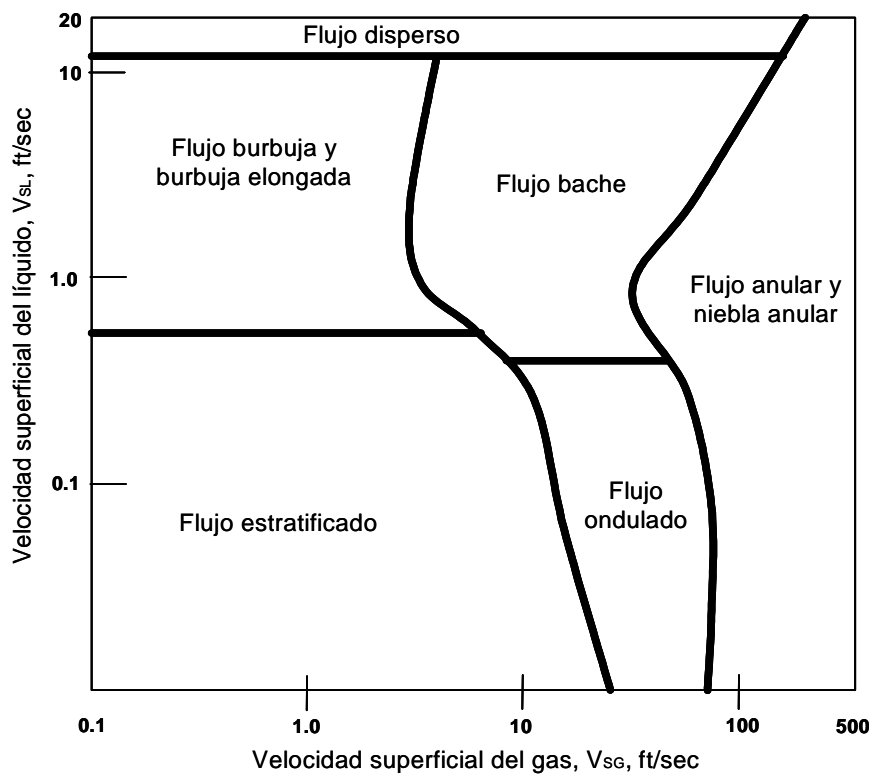


Figura IV.3 Mapa de los regímenes de flujo para tuberías horizontales.

Esta ecuación es derivada de la ecuación general para flujo isotérmico haciendo las siguientes suposiciones:

- 1.- Δp es menor del 10% de la presión de entrada.
- 2.- Existe flujo burbuja o niebla
- 3.- No existen cambios de elevación.

Por lo tanto para un factor de fricción $f = 0.015$

$$\Delta p = \frac{5 \times 10^{-8} LW^2}{\rho_m d^5}, \quad (\text{IV.2})$$

El gasto de flujo de la mezcla utilizado en las ecuaciones IV.1 y IV.2 puede ser calculado como sigue:

$$W = 3,180Q_g S + 14.6Q_l (S.G.). \quad (\text{IV.3})$$

La densidad de la mezcla utilizada en las ecuaciones IV.1 y IV.2 es dada por:

$$\rho_m = \frac{12,409(S.G.)p + 2.7RGL * Sp}{198.7p + RTZ}. \quad (\text{IV.4})$$

Para mayor información acerca de estas ecuaciones, consultar el Apéndice A.

IV.2 MEZCLAS VAPOR-LÍQUIDO EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

En la figura IV.4 se muestra un diagrama de flujo tradicional para la separación de mezclas de hidrocarburos en la región sur de Petróleos Mexicanos en el cual se puede observar que la llegada de corrientes de campos es a una primera etapa de separación a 88 lb/pg^2 (6 Kg/cm^2) en promedio de instalaciones. Con la finalidad de realizar una buena separación vapor-líquido, la descarga de la primera etapa es enviada a un separador elevado que opera a 21 lb/pg^2 (1.5 Kg/cm^2) y se podría decir que la descarga de líquidos de este separador elevado es fluido estabilizado, pero los hidrocarburos producidos en la región sur son ligeros ó superligeros (31 a 56 °API) lo cual quiere decir que en algunos casos se trata de condensados o gasolinas que son inestables.

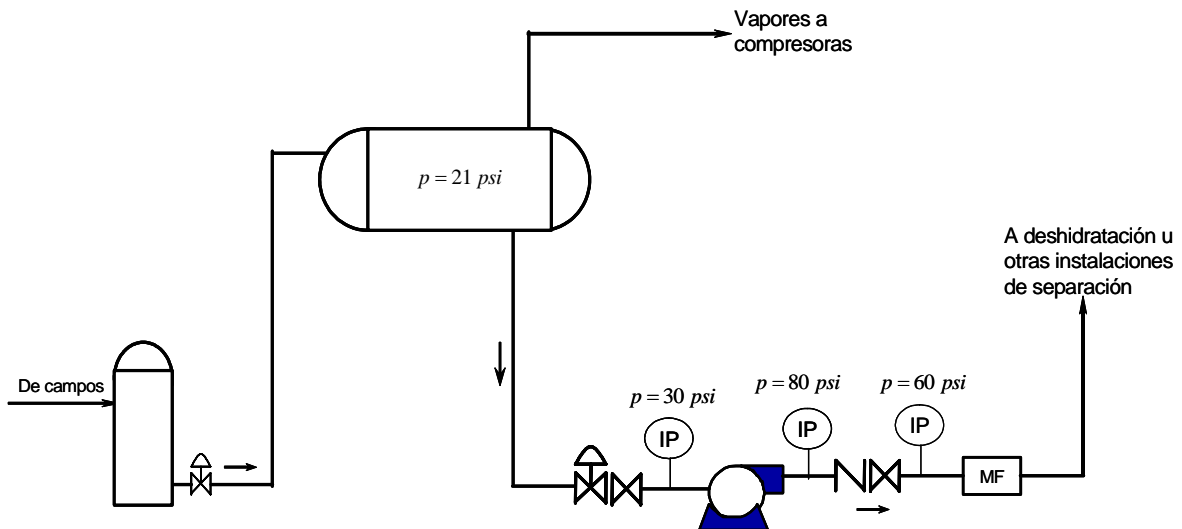


Figura IV.4 Diagrama típico de una instalación de separación primaria.

Se debe considerar también que existen oleogasoductos que transportan fluidos con patrones de flujo tipo bache, lo cual quiere decir que aunque los separadores sean de buena o sobrada capacidad de manejo, cuando llegan los baches de

líquido, estos inundan el recipiente y no permiten un tiempo de residencia adecuado para la separación.

Aunado a la composición de los fluidos manejados y patrones de flujo, existen procesos donde se obtienen condensados a partir de las corrientes de gas a través de intercambio de temperatura o bien de la limpieza de gasoductos (corridas de diablo), estos condensados son recirculados a corrientes de hidrocarburos que provienen de campos o bien a separadores trifásicos de donde son directamente enviados con bombas hacia plantas de líquidos en las Petroquímicas, de donde de estas últimas también se reciben condensados producidos de los procesos criogénicos. (Ver figura IV.5)

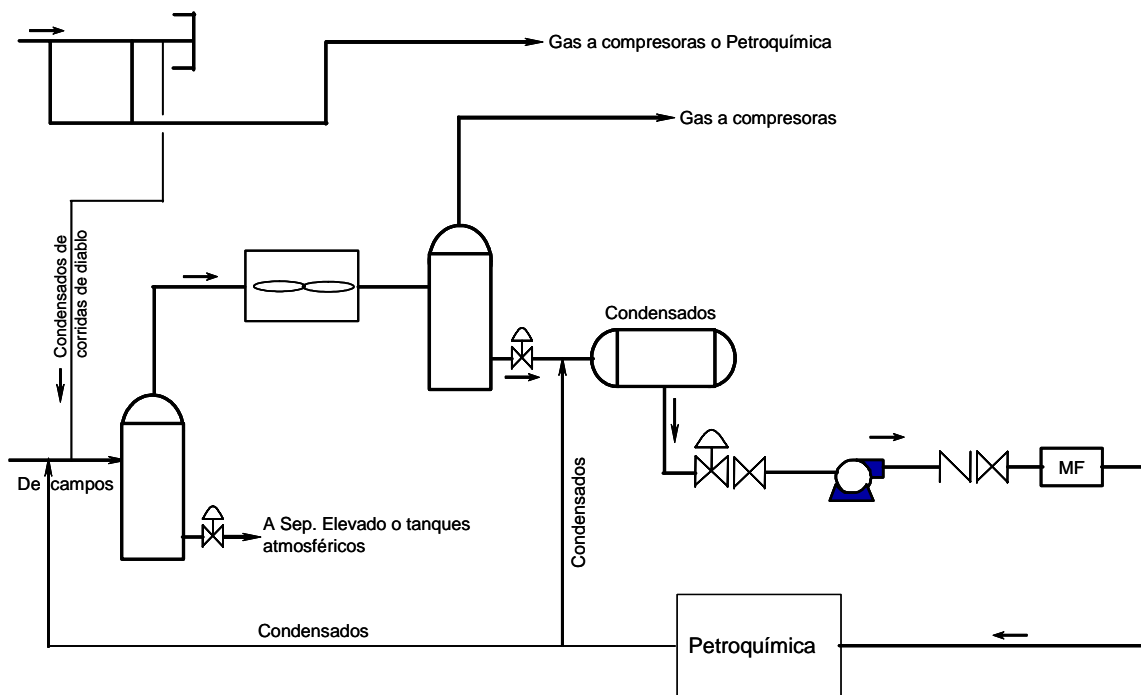


Figura IV.5 Diagrama de producción y manejo de condensados.

IV.3 INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN DE FLUJO EN DOS FASES.

Medición convencional para pruebas de pozos ⁽⁸⁾. Los sistemas convencionales de medición para prueba de pozos utilizan un separador de prueba, de donde la producción de cada pozo es enviada por separado, tal como se muestra en la figura IV.6

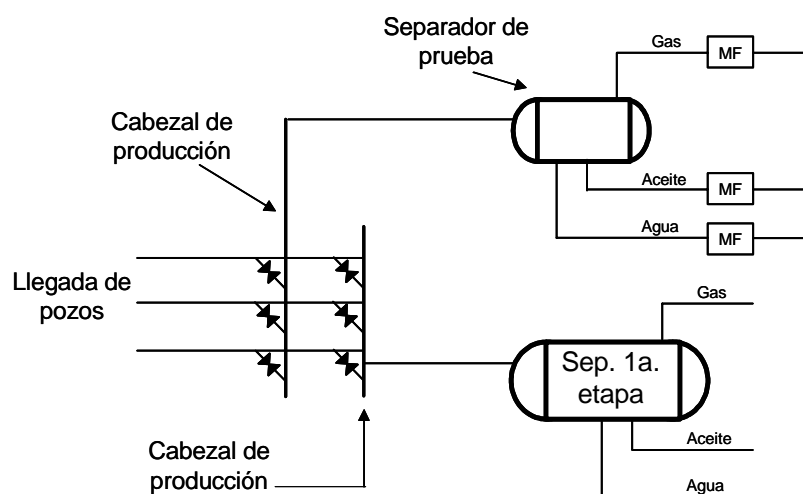


Figura IV.6 Separadores de producción y prueba (medición en una fase).

La corriente de los pozos en prueba es separada en dos (ó tres) fases; aceite, gas (y agua). La corriente de cada fase es medida y muestreada al mismo tiempo que se registran ciertos parámetros tales como, estrangulamiento de la apertura, presión de flujo en la cabeza del pozo y las presiones y temperaturas del separador. Después de las pruebas, el análisis de las muestras tomadas y los datos registrados son matemáticamente combinados para estimar la contribución de los pozos a la salida de la corriente de las instalaciones de producción, ventas de gas, aceite estabilizado y agua.

La incertidumbre de los medidores de una sola fase en el sistema convencional en un separador de prueba varía de campo a campo y en la mayoría de los casos es difícil estimarla.

En primer lugar, debido a que en la mayoría de los casos, los medidores de una fase, que normalmente son placas de orificio para el gas y turbinas para hidrocarburos líquidos, operan ligeramente dentro el área de dos fases donde sus incertidumbres no pueden ser predichas.

En segundo lugar, la industria petrolera tiende a ser muy desinteresada en la calibración e inspección de estos medidores.

En las mediciones de un separador de prueba bajo condiciones normales de operación, no pueden esperarse incertidumbres mejores que +/- 5% de las lecturas del gasto de flujo en cada una de las fases. Sí se tiene especial cuidado en el uso para evitar el flujo de dos fases, la incertidumbre podría ser ligeramente menor. La única comparación que puede realizarse respecto a los medidores de un separador de prueba es la sumatoria de los gastos de flujo de cada una de las fases, los cuales son calculados teóricamente y que para la mayoría de los campos la desviación es de 2% al 10% respecto a los gastos reales; pero esta incertidumbre no coincide con las incertidumbre de cada uno de los medidores del separador de prueba.

Con lo anteriormente descrito sobre la incertidumbre de la medición, se intenta ilustrar la dificultad para sugerir requerimientos generales de incertidumbre para un medidor multifásico, en el caso de que este último pretenda sustituir a un separador de prueba. La única vía para determinar los requerimientos mínimos es el acuerdo entre el especialista en medición y el ingeniero petrolero en cada caso particular.

Medición con equipos multifásicos.- El medidor multifásico puede ser instalado en la misma línea del separador de prueba. Las aplicaciones principales son: monitoreo continuo del comportamiento de pozos y la medición de la producción. Es importante mencionar que la medición multifásica no es trazable a ningún estándar aceptado.

Especificaciones del comportamiento en flujo multifásico⁽⁸⁾.- La especificación más común de un medidor de flujo multifásico es dado en términos de porcentaje de incertidumbre de los gastos de flujo volumétrico reales de aceite, gas y agua. Sin embargo en muchos casos esta especificación puede ser impráctica y no conveniente para una mejor descripción del comportamiento real del medidor. Otras especificaciones frecuentemente utilizadas son las siguientes:

- a).- Como un porcentaje del gasto de flujo total real
- b).- Como incertidumbre en gastos de flujo reales de aceite y gas; con una especificación de incertidumbre absoluta de la relación de agua en líquido.

Las tablas IV.1 a IV.3 muestran un ejemplo de los tres métodos más comunes para describir la incertidumbre de un medidor multifásico, aplicado a condiciones de flujo típicas. Los resultados de incertidumbre son presentados en términos de incertidumbre relativa (% del gasto de flujo volumétrico de la fase) y absoluta (m^3 / hr).

Método 1.- Incertidumbres relativas al gasto de flujo volumétrico real.- En la tabla IV.1 cada uno de los gastos de flujo volumétrico tiene un +/-10% de incertidumbre relativa. Los resultados de incertidumbres absolutas en términos de m^3 / h son calculados al +/-10% del gasto de flujo volumétrico real de cada fase.

Método 2.- Porcentaje del gasto de flujo multifásico total.- Este método asume que la incertidumbre del medidor multifásico es descrito como un porcentaje fijo

del flujo volumétrico multifásico total. Por lo tanto la incertidumbre en términos de m^3/h es igual para los tres componentes para un flujo total dado.

Especificación: +/-10% gasto volumétrico de la fase (WLR = 20%)			
Fluido	Gasto de flujo(m^3/h)	Incertidumbre (m^3/h)	Incertidumbre (%)
Multifásico	125	+/- 12.5	+/- 10
Gas	100	+/- 10.0	+/- 10
Aceite	20	+/- 2.0	+/- 10
Agua	5	+/- 0.50	+/- 10
Especificación: +/-10% gasto volumétrico de la fase (WLR = 4.7%)			
Multifásico	125	+/- 12.5	+/- 10
Gas	20	+/- 2.0	+/- 10
Aceite	100	+/- 10.0	+/- 10
Agua	5	+/- 0.5	+/- 10

Tabla IV.1 Incertidumbres relativas para gastos de flujo real de la fase.

En la tabla IV.2, se utiliza un nivel de incertidumbre de +/-5%. De un flujo total de $125 m^3/h$, ésta es igual a +/-6.3 m^3/h , que es la incertidumbre absoluta para las tres fases, independientemente de la composición (ya que el flujo total es el mismo para los cuatro casos)

La incertidumbre relativa puede ser derivada simplemente calculando la relación entre la incertidumbre absoluta y el gasto de flujo real para este componente.

$$\delta Q_P = (Q_M * \delta X) / Q_P \quad (IV.5)$$

Especificación: +/-5% del gasto de flujo multifásico total (WLR = 20%)			
Fluido	Gasto de flujo(m^3 / h)	Incertidumbre (m^3 / h)	Incertidumbre (%)
Multifásico	125	+/- 6.25	+/- 5.00
Gas	100	+/- 6.25	+/- 6.25
Aceite	20	+/- 6.25	+/- 31.25
Agua	5	+/- 6.25	+/- 125
Especificación: +/-5% del gasto de flujo multifásico total (WLR = 4.76%)			
Multifásico	125	+/- 6.25	+/- 5.00
Gas	20	+/- 6.25	+/- 31.25
Aceite	100	+/- 6.25	+/- 6.25
Agua	5	+/- 6.25	+/- 125

Tabla IV.2 .- Incertidumbre como % del gasto de flujo multifásico total.

Método 3. Porcentaje de los gastos de flujo de gas y líquido, combinado con la incertidumbre absoluta de la relación agua-líquido (WLR).- La incertidumbre relativa en el gasto de flujo de gas es dada específicamente, por tanto las incertidumbres de los gastos de aceite y agua resultan fuera de la incertidumbre en dos niveles. Primero existe una incertidumbre relativa en el gasto de flujo de líquido y esta debe ser combinada con una segunda incertidumbre absoluta respecto a la determinación de la relación agua-líquido del fluido. Esto asume que estas dos incertidumbres pueden ser consideradas independientes una de otra.

El ejemplo de la Tabla IV.3 muestra resultados para un caso donde la incertidumbre del gasto volumétrico de gas es +/-10%, y para el caso de líquido es de +/-10%, las cuales son combinadas con una incertidumbre de la WLR de +/-3% absoluta.

Especificación: +/-10% del gasto de flujo de gas			
+/- 10% del gasto de flujo de líquido (WLR = 20%)			
+/-3% de incertidumbre absoluta en la WLR			
Fluido	Gasto de flujo(m^3 / h)	Incertidumbre (m^3 / h)	Incertidumbre (%)
Multifásico	125	+/- 12.5	+/- 10.0
Líquido	25	+/- 2.5	+/- 10.0
Gas	100	+/- 10	+/- 10.0
Aceite	20	+/- 2.14	+/- 10.7
Agua	5	+/- 0.90	+/- 18.0
Especificación: +/-10% del gasto de flujo de gas			
+/- 10% del gasto de flujo de líquido (WLR = 20%)			
+/-3% de incertidumbre absoluta en la WLR			
Multifásico	125	+/- 12.5	+/- 10.0
Líquido	105	+/- 10.5	+/- 10.0
Gas	20	+/- 2.0	+/- 10.0
Aceite	100	+/- 10.5	+/- 10.5
Agua	5	+/- 3.19	+/- 63.8

Tabla IV.3 .- Incertidumbres combinadas.

La incertidumbre absoluta en el gasto de flujo volumétrico, ΔV_w es dada por:

$$\Delta V_w = [(\Delta WLR * V_L) + (\delta V_L * V_L * WLR)^2]^{1/2}. \quad (IV.6)$$

La incertidumbre relativa del gasto de flujo volumétrico del agua es simplemente dada por la relación entre la incertidumbre absoluta en el gasto de flujo volumétrico de agua, ΔV_w y el gasto de flujo volumétrico de agua a condiciones reales.

Por lo que, la incertidumbre del gasto de flujo volumétrico de aceite, ΔV_o , es dado por:

$$\Delta V_o = [(\Delta WLR * V_L) + (\delta V_L * V_L * (1 - WLR))^2]^{1/2}. \quad (IV.7)$$

Debe notarse entonces que no pueden establecerse límites de referencia fijos mediante los cuales se logre decidir sí el equipo de medición multifásica tiene una buena precisión o no, lo cierto a nuestros días es que solo son una referencia burda de los gastos de flujo verdaderos de las fases que existan en la corriente de estudio o interés.

Cada fabricante o investigador propone cómo poder realizar comparaciones y estimar la incertidumbre con la cual podemos decir si nuestro valor es válido o no, por lo tanto se debe tener especial cuidado en los rangos de incertidumbre que deben establecerse en una aplicación particular.

Lo descrito anteriormente, habla de la complejidad de trabajar con corrientes de flujos en dos fases o multifásicas.

V. MEDICIÓN DE FLUJO DE LÍQUIDOS CON ULTRASONIDO

V.1 ASPECTOS TEÓRICOS ⁽⁹⁾

La velocidad de flujo puede ser descrita por un vector de velocidad v , tri-dimensional, el cual en general depende del espacio x y del tiempo t , $v = v(x,t)$. En régimen estacionario, el flujo de remolino a lo largo de un tubo cilíndrico recto de radio R , los componentes de velocidad promedio pudieran estar en la dirección axial, y esto implicaría tener una función de la posición radial r solamente. La función para un perfil de velocidades totalmente desarrollado puede ser aproximada por una ley de potencias semi-empírica:

$$v(r) = v_{\max} \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{1/n} . \quad (\text{V.1})$$

Donde n es una función del R_D y la rugosidad de la tubería. Para tuberías lisas aplica la ecuación de Prandtl (Schlichting, 1968).

$$n = 2 \log_{10} \left(\frac{R_D}{n} \right) - 0.8 . \quad (\text{V.2})$$

En tuberías lisas, si el R_D es conocido, n puede ser calculada. Utilizando este valor de n , el perfil de velocidades $v(r)$ puede ser calculado; este perfil es esencialmente una descripción del estado estacionario de flujo. La figura III.1 presenta los perfiles de velocidad normalizados por la velocidad máxima v_{\max} en el centro de la tubería, calculado con las fórmulas mencionadas anteriormente para tres valores del número de Reynolds de $R_D=10^5$ ($n=7.455$), $R_D=10^6$ ($n=9.266$) y $R_D=10^7$ ($n=11.109$).

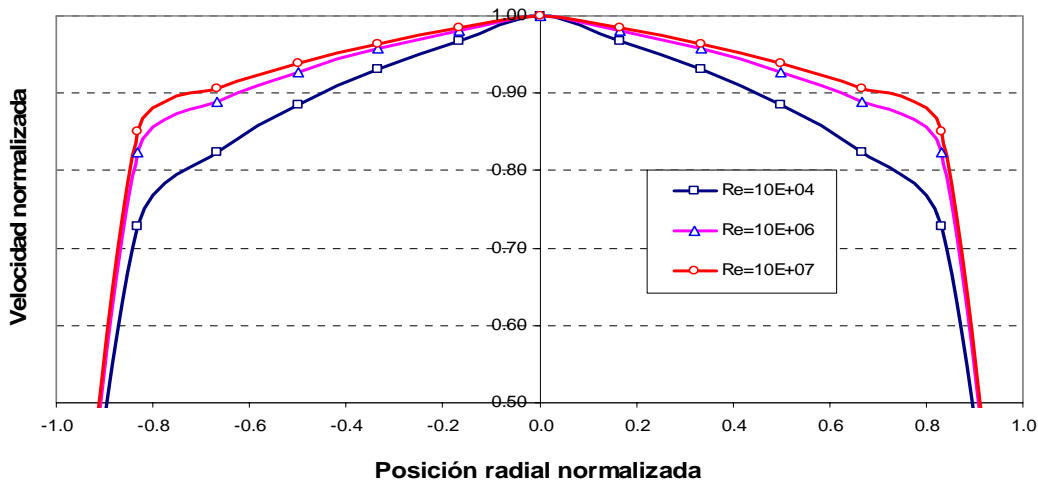


Figura V.1 Perfil turbulento de velocidades en una tubería.

En flujo turbulento totalmente desarrollado, la velocidad instantánea es una función más complicada de espacio y tiempo. De acuerdo a Hinze (1975) puede ser descompuesta como sigue:

$$v(x, t) = u(x, t) + w(x, t) . \quad (V.3)$$

Donde u denota el valor local principal (la cual generalmente será una función del tiempo), y w se refiere a las fluctuaciones de velocidad turbulenta. Estas fluctuaciones de velocidad turbulenta, las cuales siempre ocurren en un flujo permanente estacionario, pueden ser consideradas como un proceso aleatorio.

En medición de flujo ultrasónica, los pulsos acústicos son transmitidos y recibidos por un par de transductores piezoeléctricos. La propagación de las ondas acústicas a través de un fluido en movimiento ha sido descrita teóricamente por Lighthill en 1972. Esto es representado por una velocidad característica, la cual por lo general es una función de la presión, densidad y la composición del fluido. Esta velocidad c podría ser calculada utilizando la teoría termodinámica como:

$$c^2 = \frac{\partial p}{\partial \rho}. \quad (\text{V.4})$$

Donde p denota la presión, y ρ la densidad del fluido. La velocidad del sonido termodinámica es un valor para un fluido sin fronteras en frecuencia cero (Goodwin, 1944). En una tubería, debido a los efectos térmicos y viscosos, la velocidad del sonido real en una frecuencia ultrasónica podría diferir ligeramente del valor termodinámico.

La trayectoria acústica a lo largo de la cual los pulsos acústicos son propagados podrían ser calculados utilizando el método ray-tracing de geometría acústica. Si la velocidad de flujo tiene únicamente una componente en la dirección longitudinal (dirección x), la cual depende de la posición radial $v = v(r)$, entonces la ley de Snell (Morse e Ingard, 1986) toma la forma a lo largo de la trayectoria:

$$\frac{c(r)}{\cos \varphi(r)} + v(r) = \text{Constante}. \quad (\text{V.5})$$

donde $\varphi(r)$ denota el ángulo de la trayectoria local. Para simplificar se asume que la velocidad del sonido c es constante. Entonces, de acuerdo a Boone y Vermaas (1991) las ecuaciones de ray-tracing pueden ser escritas como:

$$\frac{dx}{dt} = c \cos \varphi(r) + v(r), \quad (\text{V.6})$$

$$\frac{dr}{dt} = c \sin \varphi(r), \quad (\text{V.7})$$

$$\frac{d\varphi}{dt} = -\cos^2 \varphi(r) \frac{dv(r)}{dr}. \quad (\text{V.8})$$

Si las posiciones de los transductores son dadas, estas ecuaciones pueden ser resueltas para encontrar la trayectoria acústica. Debido a que la velocidad no es constante sobre la sección transversal de la tubería, la trayectoria no será una línea recta sino una curva. El ángulo de la trayectoria con respecto al eje x de la tubería no será constante, y la trayectoria corriente arriba diferirá de la trayectoria corriente abajo. La curvatura de la trayectoria depende del número de Reynolds (R_D) y del número de Mach (M_a), como un ejemplo la figura V.2 presenta la trayectoria con una curvatura exagerada.

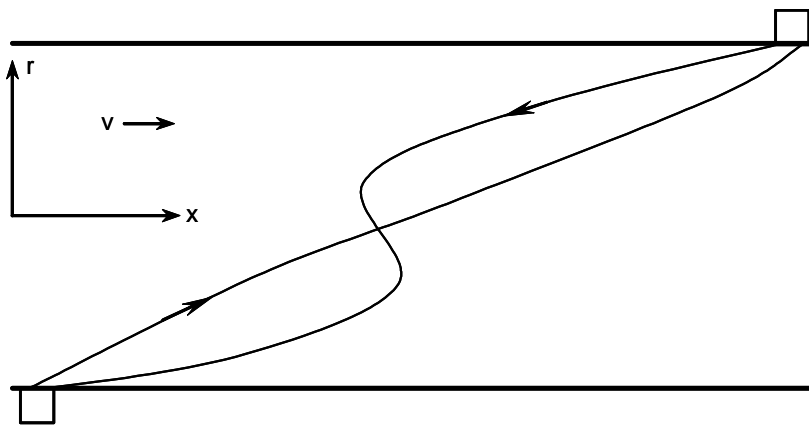


Figura V.2 Curvatura exagerada de una trayectoria acústica.

V.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA MEDICIÓN CON ULTRASONIDO.

DOPPLER.- Utiliza el efecto Doppler para detectar y medir flujo en una tubería. Un transductor transmite energía acústica de forma continua o modulada (pulsos) dentro de la corriente de flujo hacia un receptor. Bajo condiciones de no flujo, la frecuencia recibida es idéntica a la frecuencia en el transmisor; sin embargo cuando hay flujo, la frecuencia reflejada por las partículas o burbujas en el fluido

es alterada linealmente por la cantidad de flujo a través de la tubería debido al efecto Doppler.

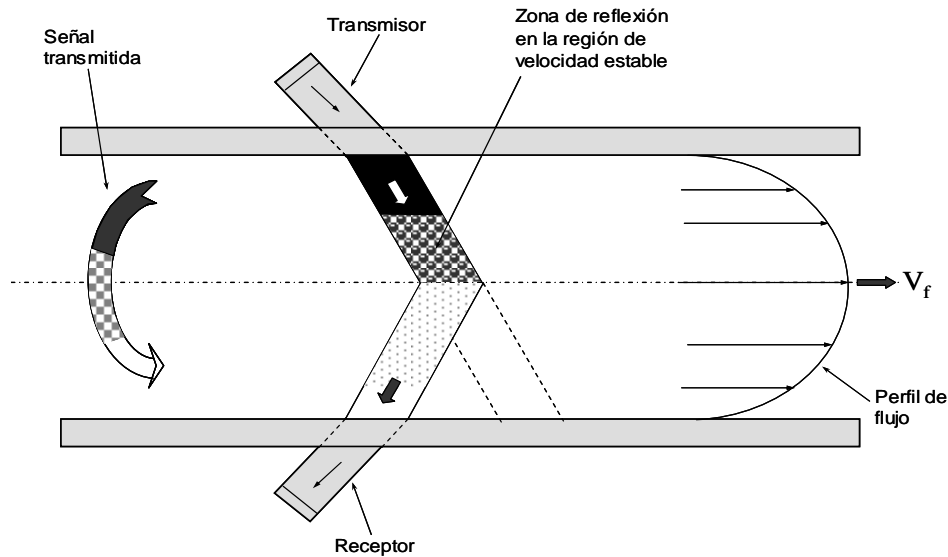


Figura V.3 Principio del Efecto Doppler Simplificado.

El resultado neto es una frecuencia entre el transmisor y el receptor que es linealmente proporcional al flujo. Las dos señales entonces chocan para generar una señal diferencial de frecuencia entre la frecuencia transmitida y la recibida, la cual es entonces convertida a una señal analógica proporcional al flujo.

La mayoría de los diseños tienen dos transductores, uno para transmitir y otro para recibir, mientras que algunos diseños utilizan un transductor común para realizar ambas funciones.

TIEMPO DE TRÁNSITO.- Para el caso que nos ocupa en el presenta trabajo, se utilizó un medidor de flujo que emplea la técnica de tiempo de tránsito con un par de transductores, además de ser un aparato con bridas en los extremos por lo que fue instalado de forma permanente durante la experimentación.

Los medidores de flujo ultrasónicos con tecnología de tiempo de tránsito utilizan transductores acústicos que pueden enviar y recibir pulsos acústicos de alta frecuencia. Los transductores acústicos son localizados en tal forma que los pulsos acústicos generados viajan diagonalmente atravesando la tubería. El método de tiempo de tránsito se refiere a la medición de los intervalos de tiempo asociados con la transmisión de energía acústica atravesando la tubería en dirección opuesta. Esta metodología no es sinónimo de la técnica ultrasónica del efecto Doppler que trata sobre la medición de frecuencia transformada en energía acústica reflejada.

La medición se basa en el hecho de que los pulsos acústicos que viajan diagonalmente a través de la tubería en la dirección del flujo (corriente abajo) tomará menos tiempo para cruzar que uno que viaja en dirección opuesta al flujo (corriente arriba) bajo condiciones de flujo. La diferencia del tiempo entre los dos pulsos acústicos es una medida de la velocidad de flujo promedio a lo largo de la trayectoria acústica.

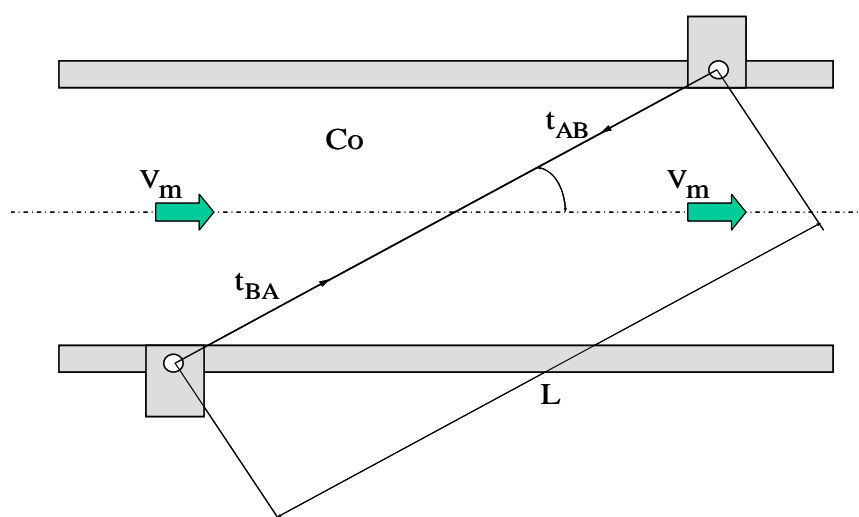


Figura V.4 Método del tiempo de tránsito en medidores de flujo ultrasónicos.

El pulso acústico que viaja en dirección del flujo (corriente abajo) atraviesa la tubería en un tiempo:

$$t_{A \rightarrow B} = \frac{L}{c + \bar{V} \cos \theta}, \quad (\text{V.9})$$

El pulso acústico que viaja en contra la dirección del flujo (corriente arriba) atraviesa la tubería en un tiempo:

$$t_{B \rightarrow A} = \frac{L}{c - \bar{V} \cos \theta}, \quad (\text{V.10})$$

La velocidad de flujo promedio a lo largo de la trayectoria acústica puede ser derivada usando la diferencia y/o el producto de los dos tiempos de tránsito:

$$\frac{t_{B \rightarrow A} - t_{A \rightarrow B}}{t_{A \rightarrow B} \times t_{B \rightarrow A}} = \frac{2\bar{V} \cos \theta}{L}, \quad (\text{V.11})$$

De donde:

$$\bar{V} = \frac{L}{2 \cos \theta} \times \frac{t_{B \rightarrow A} - t_{A \rightarrow B}}{t_{A \rightarrow B} \times t_{B \rightarrow A}}, \quad (\text{V.12})$$

O bien,

$$\bar{V} = GK \times \frac{t_{B \rightarrow A} - t_{A \rightarrow B}}{t_{A \rightarrow B} \times t_{B \rightarrow A}}. \quad (\text{V.13})$$

Donde GK, es una constante de calibración.

Para convertir el gasto volumétrico de condiciones de flujo a condiciones base, deben hacerse las correcciones por presión y temperatura tal como para un medidor de turbina.

La utilización de varios transductores acústicos puede crear múltiples trayectorias acústicas sobre la sección transversal de la tubería y con esto obtener mayor información sobre la distribución de la velocidad de flujo (perfil de velocidades), aunque esto representa incrementar hasta 10 veces el costo de un medidor de una o dos trayectoria, toda vez que los medidores de trayectorias múltiples son utilizados en puntos de transferencia de custodia de fluidos, situación que no será considerada en el presente trabajo.

V.3 TIPOS DE MEDIDORES DE MFU Y SUS COMPONENTES.

Existen en el mercado diversas configuraciones de medidores de flujo ultrasónicos para líquidos, entre los cuales destacan los presentados en la Tabla V.1.

	Característica (cuerpo)	Trayectorias	Diámetro (pg)	Rangos (m3/hr)	Precisión (% V. M.)	Pmax (psi)	Temp de proceso (°C)
1	Intrusivo	Una	1 - 120	1.0 – 450,000	+/- 0.5 - 1.0	14,500	de -170 a +500
2	No intrusivo (Clamp-on)		0.5 - 200	0.1 – 550,000	+/- 2.0 – 3.0	Med. Externa	de -20 a +200
3	Intrusivo	Dos	1 - 120	1.0 – 450,000	+/- 0.5 - 1.0	14,500	de -170 a +500
4	Intrusivo	Tres	1 - 120	1.0 – 450,000	+/- 0.15	14,500	de -170 a +500
5	Intrusivo	Cuatro	4 – 36	325 - 27,200	+/- 0.15	1440	de -29 a +100
6	Intrusivo	Cinco	4 – 40	14 – 28,000	+/- 0.15	5800	de -60 a +120

Tabla V.1 Algunas características que distinguen a los actuales medidores de flujo ultrasónicos.

Cabe mencionar que otros factores como son: Precio, costos de instalación, mantenimiento y de calibración son de bajos a moderados, por lo que la selección de estos equipos dependerá de cada aplicación en particular y a las necesidades de cada usuario.

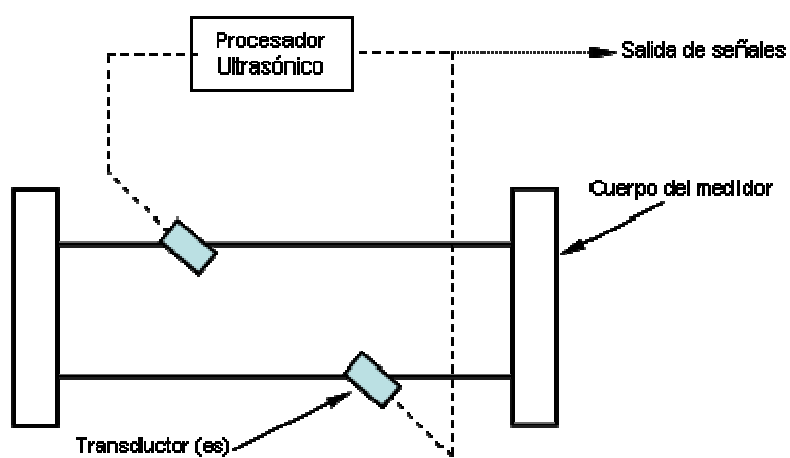


Figura V.5 Componentes principales del Medidor de Flujo Ultrasónico.

V.4 NORMATIVIDAD.

En Octubre de 2002 se publica por primera vez un **reporte preliminar** ⁽¹⁰⁾ editado por el American Petroleum Institute donde se enuncian las recomendaciones para la utilización de este equipo y en Febrero de 2005 se publica el Capítulo 5.8 dedicado a la medición de flujo mediante medidores ultrasónicos ⁽¹⁴⁾ . En este Capítulo se enfatiza que la instalación y operación del medidor de flujo es dirigida para aplicaciones de transferencia de custodia utilizando un medidor bridado de dos haces ultrasónicos con tecnología de tiempo de tránsito.

La instalación propuesta por el API es muy similar a la de los medidores tipo turbina, como se muestra en la figura V.6.

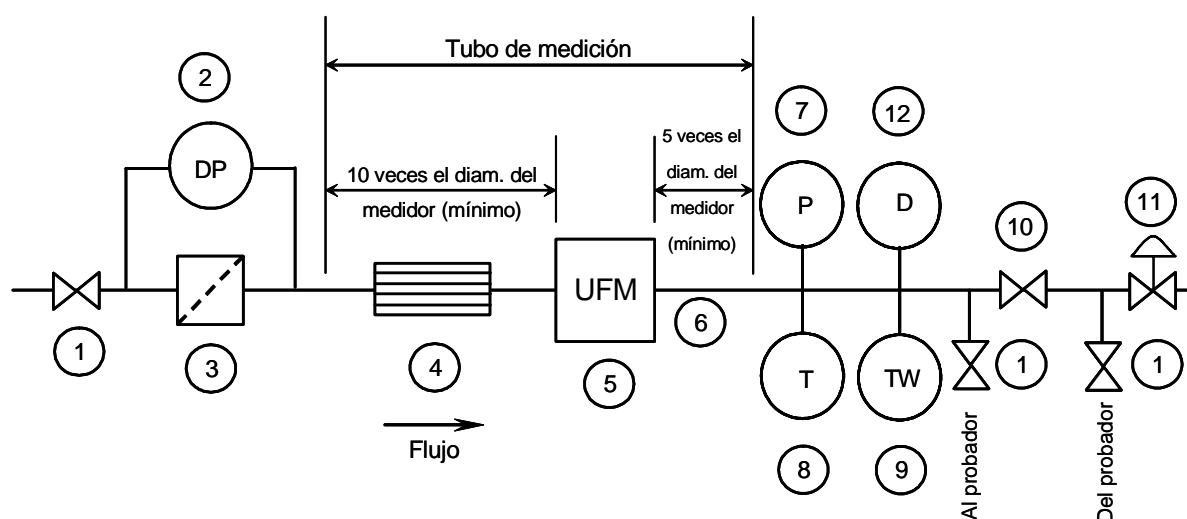


Figura V.6 Diagrama esquemático de una instalación típica de un MFU.

Notas:

1. Válvulas de bloqueo, sí es requerido
2. Aparato de presión diferencial, sí es requerido
3. Filtro y/o eliminador de vapor (si es requerido) por cada tren de medición

4. Rectificador de flujo (Configuración en la figura V.7)
5. Medidor de flujo ultrasónico
6. Tubería recta
7. Aparato medidor de presión
8. Aparato medidor de temperatura
9. Termo-pozo testigo para temperatura
10. Válvula de bloqueo de doble sello
11. Válvula de control de flujo, si es requerida
12. Densímetro, si es requerido

Los medidores ultrasónicos son medidores inferenciales que derivan el gasto de flujo de líquidos mediante la medición del tiempo de tránsito de pulsos sónicos de alta frecuencia. Los tiempos de tránsito son medidos por pulsos sónicos viajando diagonalmente a través de la tubería, corriente abajo en dirección del flujo, y corriente arriba en contra del flujo de líquido. La diferencia entre estos tiempos de tránsito es relacionada con la velocidad promedio del flujo de líquido a lo largo de múltiples trayectorias acústicas. Se utilizan entonces técnicas de cálculos numéricos para calcular la velocidad promedio axial de flujo de líquido y el gasto de flujo volumétrico a condiciones de línea a través del medidor.

Consideraciones de diseño.

El diseño de un medidor de flujo ultrasónico podría tomar en cuenta las siguientes consideraciones (Ver figura V.6).

El tren de medición debe considerar el gasto de flujo mínimo y máximo, temperaturas y presiones. Adicionalmente las siguientes propiedades físicas; viscosidad, densidad relativa, presión de vapor y corrosión.

El aparato sensor de temperatura y punto de medición del termopozo debe ser localizado inmediatamente corriente abajo del medidor. Cualquier aparato sensor de presión debe ser localizado inmediatamente corriente abajo del medidor y sobre el mismo diámetro de tubería del medidor. El sensor de densidad debe ser localizado inmediatamente corriente abajo del medidor.

El medidor de flujo ultrasónico bajo la tecnología de tiempo de tránsito típicamente no requiere el uso de acondicionadores de flujo ya que no tiene partes mecánicas móviles que puedan ser adversamente afectados por impurezas sólidas. Los acondicionadores podrían ser requeridos para proteger el equipo asociado incluyendo probadores o bombas. Si existe la presencia de aire o vapor en la corriente de flujo, entonces se requiere eliminadores para minimizar el error de medición (Ver figura V.6).

El diseño debe evitar emplear medidores de flujo en puntos altos de la tubería y se requiere asegurar que el o los medidores estén llenos de líquidos bajo cualquier condición de operación. Los MFU pueden ser instalados en cualquier posición o plano; sin embargo, debe tomarse en cuenta que los transductores no están localizados sobre la parte superior o el fondo del carrete de la tubería para minimizar los efectos de aire o sedimentos. La orientación del medidor podría ser de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

Los medidores deben ser protegidos adecuadamente de presiones excesivas, a través del apropiado uso de aparatos relevadores de presión. Estos tipos de protecciones podrían requerir la instalación de rompeolas, cambiadores de expansión, válvulas limitadoras de presión, válvulas aliviadoras de presión y otros aparatos protectores.

El fluido debe ser preservado en estado líquido. La presión de operación en el medidor debe ser mantenida suficientemente por arriba de la presión de vapor. La

ecuación de flujo podría ser usada para calcular la contrapresión mínima para reducir en diámetro al medidor, en ausencia de las recomendaciones del fabricante. La presión calculada tiene que ser probada para que sea adecuada en la mayoría de las aplicaciones y podría ser preservativa para algunas situaciones.

$$p_b \geq a \times \rho \times \frac{Q^2}{D_B^4} + 1.5 \times p_v. \quad (V.14)$$

En ausencia de las recomendaciones del fabricante, “a” puede ser determinada mediante:

$$a = \frac{1.5}{1200^2} \times \left(\left(\frac{D_b}{D_t} \right)^2 - 1 \right). \quad (V.15)$$

Donde a es calculada por la ecuación anterior ó proporcionada por el fabricante

Acondicionamiento del flujo:

Los elementos de acondicionamiento de flujo que intentan reducir los remolinos o perfiles de velocidad distorsionados pueden ser requeridos. El diseño podría asegurar condiciones de flujo apropiadas en la sección corriente arriba y corriente abajo del medidor. Longitudes de tuberías rectas de 20 o más diámetros (o un acondicionador de flujo) corriente arriba del medidor y 5 diámetros corriente abajo del medidor podrían proveer condiciones efectivas, a menos que el fabricante recomiende otras longitudes (Ver figura V.7).

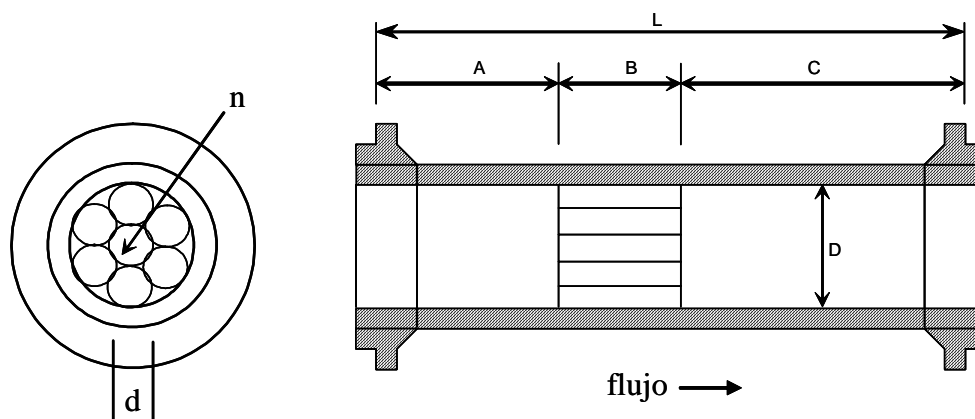


Figura V.7 Diagrama esquemático de un acondicionador de flujo.

Comportamiento del medidor:

El factor del medidor tiene que ser determinado probando el medidor en condiciones estables, las cuales incluyen: Gasto de flujo, densidad, viscosidad, temperatura y presión. El Capítulo 4.8 “Proving Systems” del API ⁽¹¹⁾ puede proporcionar una guía en esta área. Los usuarios determinan los límites de desviación aceptable para estas condiciones de operación.

Las variaciones en el factor del medidor podrían ser causadas por acondicionadores dañados o tapados, cambios en el gasto de flujo, viscosidad, temperatura, densidad, presión o contaminantes.

Las pruebas en laboratorio de los MFU son aceptables para algunas aplicaciones. Algunas preguntas surgen concernientes a las diferencias entre la prueba o calibración de un medidor contra las realizadas en campo. Estos dos métodos de prueba pueden producir diferentes resultados en un medidor y no necesariamente

pueden ser intercambiadas sin causar algunos errores de medición. Una prueba de laboratorio es usualmente desarrollada bajo condiciones ideales y con un fluido estable. Lo anterior minimiza los efectos de influencias externas sobre la precisión del medidor. Las pruebas en sitio o campo verifican la precisión del medidor bajo condiciones de operación. Estas condiciones de operación pueden afectar la precisión y repetibilidad del medidor. Las correcciones o compensaciones sobre las pruebas realizadas en sitio son por: variaciones de flujo, configuración de la tubería, presión y temperatura del fluido, cambios en la temperatura ambiente, tipo y composición de los fluidos.

Pruebas de Repetibilidad:

La repetibilidad es utilizada como una indicación para asegurar que los resultados de las pruebas sean correctos. Existen dos métodos generales para el cálculo de la repetibilidad, uno asociado con el Método de Datos Promedio y el otro asociado con el Método del Factor del Medidor Promedio como es descrito en el Capítulo 12.2.3 del Manual of Petroleum Measurement Standards del API ⁽¹²⁾

Algunos MFU pueden producir una salida de pulsos no uniforme, las cuales pueden presentar un amplio rango de repetibilidad cuando son probados. Ver Apéndice B y C del reporte preliminar para medidores de flujo ultrasónicos ⁽⁵⁾ para una explicación detallada y posible solución.

Puede ser que las pruebas de repetibilidad no caigan dentro de las 5 corridas típicas para el 0.5% del rango de repetibilidad. Sin embargo estas tienen que repetir dentro de las directrices de la Tabla A-1 del Capítulo 4.8 del MPMS del API ⁽¹¹⁾.

Métodos de control del factor de corrección:

Se requiere establecer un factor para corregir el comportamiento del MFU bajo las condiciones de operación reales. Existen varios métodos para aplicar el factor de corrección o el K-Factor. Estos factores podrían residir ya sea en el procesador del MFU, en el equipo terciario, o ser aplicado manualmente.

El método recomendado es aplicar un factor de medidor en el equipo terciario para asegurar cumplir con el API MPMS 21.2 ⁽¹³⁾ los cuales son requerimientos auditables. Es importante que el método seleccionado sea usado consistentemente.

Secuencia de operación de un medidor de flujo ultrasónico:

1. Emisión.- El procesador del MFU envía una señal eléctrica al transductor (cristal piezo - eléctrico) que motiva al cristal para generar un pulso acústico dentro del fluido.
2. Recepción.- El pulso acústico cruza la tubería y excita un transductor opuesto (cristal piezo - eléctrico) que vibra en respuesta a la energía acústica por lo que genera una señal eléctrica de salida.
3. Conversión.- El circuito receptor en el procesador del MFU acepta estas señales eléctricas de varios procesos.
4. Tratamiento de la señal.- De acuerdo al algoritmo del fabricante el procesador del MFU trata estos datos para obtener los valores $t_{A>B}$ y $t_{B>A}$.
5. Método del tiempo de transito.- El procesador del MFU usa los $t_{A>B}$ y $t_{B>A}$ para calcular la velocidad promedio del fluido a lo largo de las trayectorias usando el principio de tiempo de transito descrito anteriormente.

6. Cálculo del gasto de flujo volumétrico.- Dependiendo del número de trayectorias, su geometría, y del algoritmo del fabricante, el procesador del MFU utiliza la velocidad promedio para determinar el gasto de flujo volumétrico.
7. Salida Actualizadas.- El procesador del MFU produce varios tipos de salidas que representan la medida del gasto de flujo volumétrico y otras medidas o valores inferidos, tales como la velocidad de flujo y volumen acumulado.

V.5 APLICACIONES Y EVALUACIÓN DE MFU´s EN CAMPO.

A manera de ejemplo, se menciona y presentan resultados obtenidos en pruebas realizadas a un MFU de 6" Ø instalado en una batería de separación primaria de hidrocarburos (Cunduacán) ubicada en la Región Sur de Petróleos Mexicanos. Esta instalación no cuenta con probador bidireccional para la verificación del comportamiento de medidores de flujo; por lo que las pruebas fueron realizadas y comparadas contra un tanque atmosférico de 5,000 barriles de capacidad.

Se anota que, el fluido utilizado es aceite crudo de 31 °API, un corte de agua promedio en la corriente de 8.0 % en volumen y gastos de flujo entre 19,000 y 33,000 *bl / día* .

Los resultados son como se presentan en la siguiente figura:

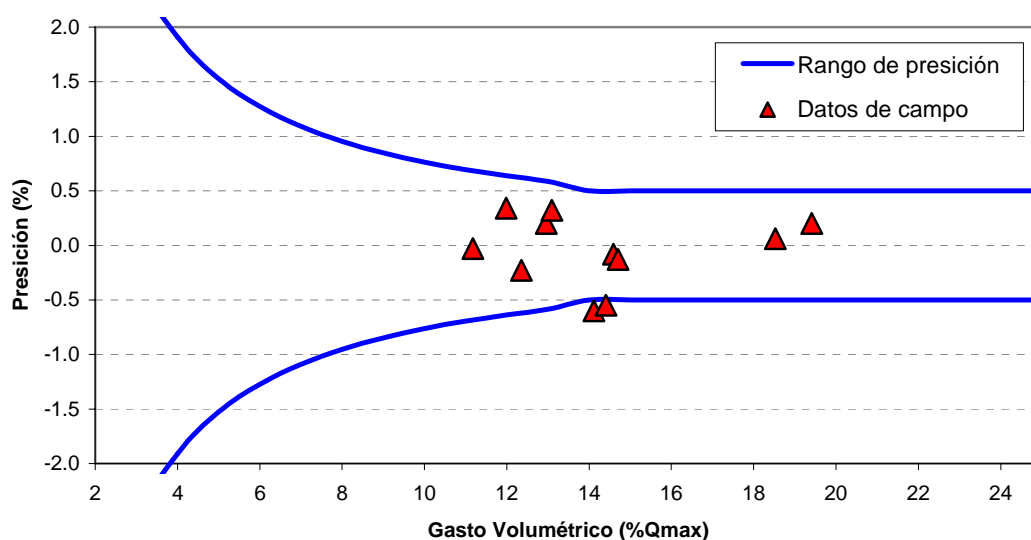


Figura V.8 Comportamiento de un MFU, verificado con aceite crudo.

Los resultados de la figura V.8 son obtenidos como es mencionado al inicio de este apartado, considerando que el líquido medido es una mezcla de aceite y agua que se encontraban almacenados en un tanque de almacenamiento atmosférico. El medidor ultrasónico a prueba, de acuerdo al fabricante, mantiene una incertidumbre de $\pm 0.5\%$ del valor medido a partir del $14\% Q_{\max}$, pero como se observa, el medidor mejora estos valores aun a gastos de alrededor del $11\% Q_{\max}$, presentando errores promedio absolutos de 0.25% aproximadamente.

Las pruebas son realizadas en fechas diferentes pero cercanas, debido a la infraestructura existente. El equipo muestra un buen comportamiento bajo condiciones de operación reales y poco favorables para realizar una calibración que pueda igualar o mejorar la incertidumbre reportada por el fabricante.

Por lo anterior se puede decir que esta tecnología cubre las expectativas de medición de hidrocarburos líquidos en instalaciones de separación primaria sin la utilización de equipos excesivamente costosos, si al final cubren el mismo objetivo.

VI. PRUEBA Y EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE UN MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO EN PRESENCIA DE GAS LIBRE.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

Para la realización del presente trabajo fueron necesarios básicamente dos grandes componentes; a) Un medidor de flujo tipo ultrasónico y b) Un laboratorio para realizar los experimentos necesarios.

Medidor de flujo ultrasónico.- De 6" Ø – 150 ANSI, diseñado para manejar líquidos, utiliza técnica del tiempo de tránsito y cuenta con dos pares de transductores localizados simétricamente; rango de medición de 4,532 a 166,184 bl/d como gastos mínimo y máximo, respectivamente. Convertidor de señal con pantalla de cristal líquido para que el usuario pueda observar y realizar configuraciones personalizadas, las configuraciones se refieren a: lenguaje, parámetros tales como gasto, velocidad del sonido, volumen acumulado, unidades, identificación del sentido de flujo, etc. Alimentación de 24 Voltios DC y salidas que pueden ser de corriente (0-16 y de 4-20 mA) o bien de frecuencia (0.0028 – 1000 pulsos/segundo = 1000 Hz).

El fabricante del medidor reporta una precisión de +/- 0.5%, linealidad de +/- 0.5% y repetibilidad de 0.2%, todos ellos respecto al valor medido. La figura IV.1 muestra es aspecto del equipo utilizado.



Figura VI.1 Medidor de flujo ultrasónico.

Laboratorio.- Se utilizó el “Equipo experimental de flujo multifásico y transporte de recortes” del Instituto Mexicano del Petróleo de la Ciudad de México. Este equipo es capaz de reproducir diferentes patrones de flujo en un sistema de tuberías de 4” Ø de PVC transparente (cédula 40, 180 lb/pg^2) configurado en forma de “U” de 15 m. de ida y los mismos al retorno; así también cuenta con dos depósitos de 2 y 5 m^3 para almacenamiento de agua (líquido de estudio).

Una bomba centrífuga de 50 HP controlada desde una computadora y gobernada por un inversor con capacidad para desplazar hasta 37 lt/seg (20,100 $bl/día$) de agua midiendo el gasto de flujo de líquido mediante una placa de orificio de 4”Ø instrumentada con un transductor de presión diferencial modelo DP15, rango de +/- 0.08 a 3,200 $cm H_2O$ (0.08 – 3200 lb/pg^2).

Un compresor centrífugo y recipiente para almacenamiento de aire con capacidad para generar gastos hasta de 5,606 lt/min de aire (198 $ft^3/día$).

La medición de presión es realizada con transmisores de presión serie PX440 de acero inoxidable con un rango de 0 a 50 lb/pg^2 , alimentación de 14 a 50 Voltios DC y señal de salida de corriente de 4 a 20 mA.

Sistema de adquisición de datos 1.- Conformado por una computadora con procesador pentium III, tarjeta Nacional Instruments y software industrial LabView para control y visualización de parámetros en tiempo real y almacenamiento de información.

Sistema de adquisición de datos 2.- Dedicado para el Medidor de Flujo Ultrasónico y constituido por una computadora con procesador AMD Athlon, tarjeta Nacional Instruments y software industrial LabView para visualización y almacenamiento de datos en tiempo real.

La medición de la inyección de aire en este equipo experimental es normalmente realizada con placa de orificio, pero para el caso particular de este trabajo se instalaron dos medidores tipo área variable (Rotámetros) fabricados en acrílico o policarbonato transparentes con las siguientes características:

Rotámetro 1.- Visi-Float modelo VFA-24-SSV de 4 pg de longitud y graduación de 2 pg, con conexiones a tuberías de 1/8 pg NPT y válvula reguladora de acero inoxidable a la entrada del medidor, rango de 1 a 10 *lpm* (0.0167 a 0.167 *lt/seg*) y exactitud de 5% del valor medido.

Rotámetro 2.- Rate Master modelo RMA-25-SSV de 4 pg de longitud y graduación de 2 pg, con conexiones a tuberías de 1/8 pg NPT y válvula reguladora de acero inoxidable a la entrada del medidor, rango de 10 a 100 *lpm* (0.167 a 1.67 *lt/seg*) y exactitud de 3% del valor medido.

Rotámetro 3.- Flowmeter modelo FR2000 de 4 pg de longitud y graduación de 2 pg, con conexiones a tuberías de 1/8 pg NPT y válvula reguladora de bronce a la entrada del medidor, rango de 0.04 a 0.5 *lpm* (0.00067 a 0.0083 *lt/seg*) y exactitud de 5% del valor medido.

Rotámetro.- Es un instrumento de medición consistente de un tubo vertical cónico, por el cual el fluido entra por la parte inferior del mismo originando que un disco o flotador se desplace hacia arriba, el desplazamiento vertical cesará en el punto en que la fuerza de arrastre iguale la magnitud de la fuerza de flotación y el peso del flotador. En estas condiciones, la posición del flotador dentro del tubo será una indicación del gasto de flujo. El rotámetro también es conocido como medidor de área variable, ya que el desplazamiento depende del área transversal comprendida entre el flotador y el tubo vertical de vidrio, acrílico ó policarbonato. Entonces realizando un análisis de equilibrio:

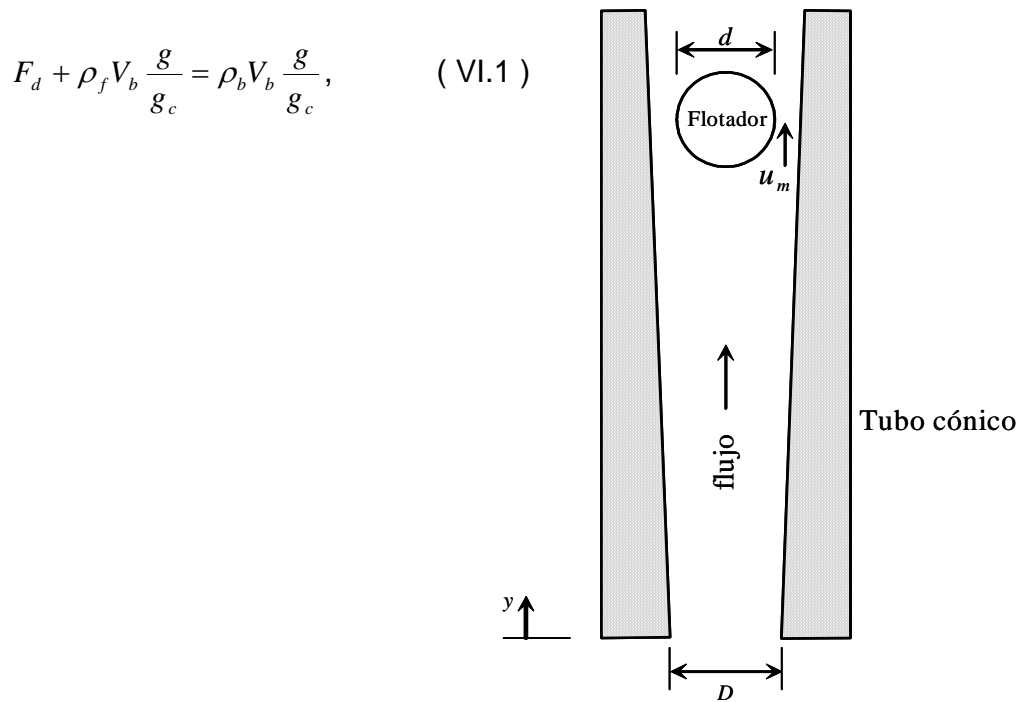


Figura VI.2 Diagrama esquemático de un rotámetro.

La fuerza de arrastre se calcula como sigue:

$$F_d = C_d A_b \frac{\rho_f u_m^2}{2 g_c}, \quad (\text{VI.2})$$

A_d , es el área frontal del flotador y u_m es la velocidad media del fluido en el espacio anular comprendido entre el flotador y el tubo.

Combinando la ecuación de equilibrio de fuerzas, la fuerza de arrastre y la ecuación de continuidad, obtenemos el gasto volumétrico:

$$Q = Au_m = A \left[\frac{1}{Cd} \frac{2gV_b}{A_b} \left(\frac{\rho_b}{\rho_f} - 1 \right) \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (\text{VI.3})$$

Donde C_d , es el coeficiente de arrastre y A se calcula como sigue:

$$A = \frac{\pi}{4} [(D + ay)^2 - d^2]. \quad (\text{VI.4})$$

A su vez D , es el diámetro del tubo a la entrada; d es el diámetro máximo del flotador; y es la distancia vertical desde la entrada y a es una constante que es función de la conicidad del tubo.

Las siguientes fotografías muestran el aspecto de los rotámetros utilizados en el experimento:

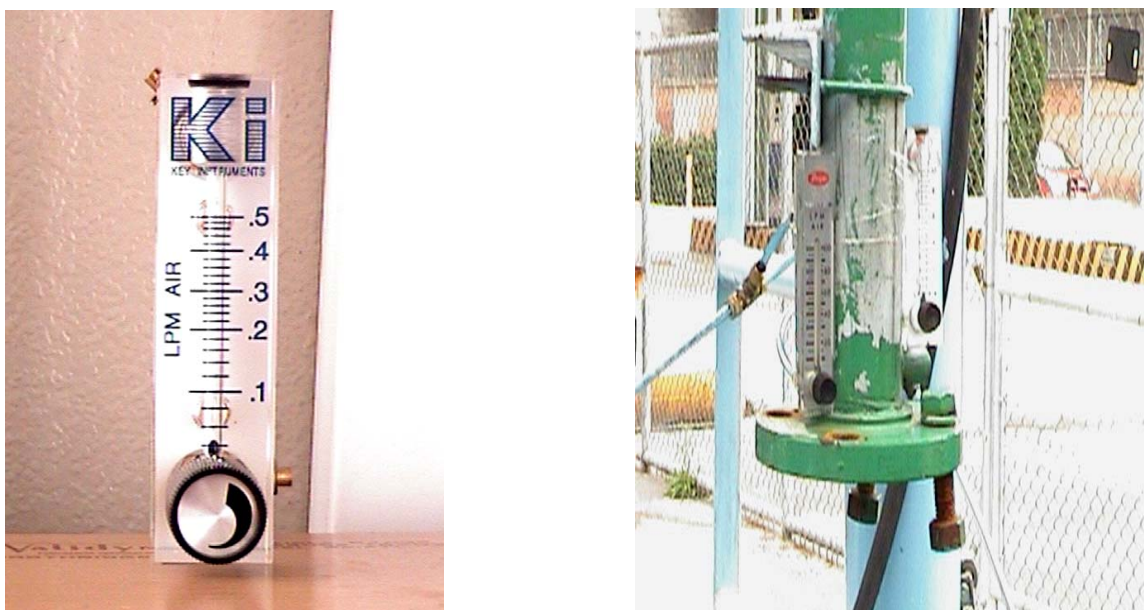


Figura V1.3 Fotografías de medidores de aire (rotámetros).

Ahora para una referencia más ilustrativa respecto a los elementos descritos anteriormente, la figura V1.4 muestra el equipo experimental con todos sus elementos principales y la figura VI.5 muestra un diagrama simplificado del circuito utilizado para fines de realización del presente trabajo.

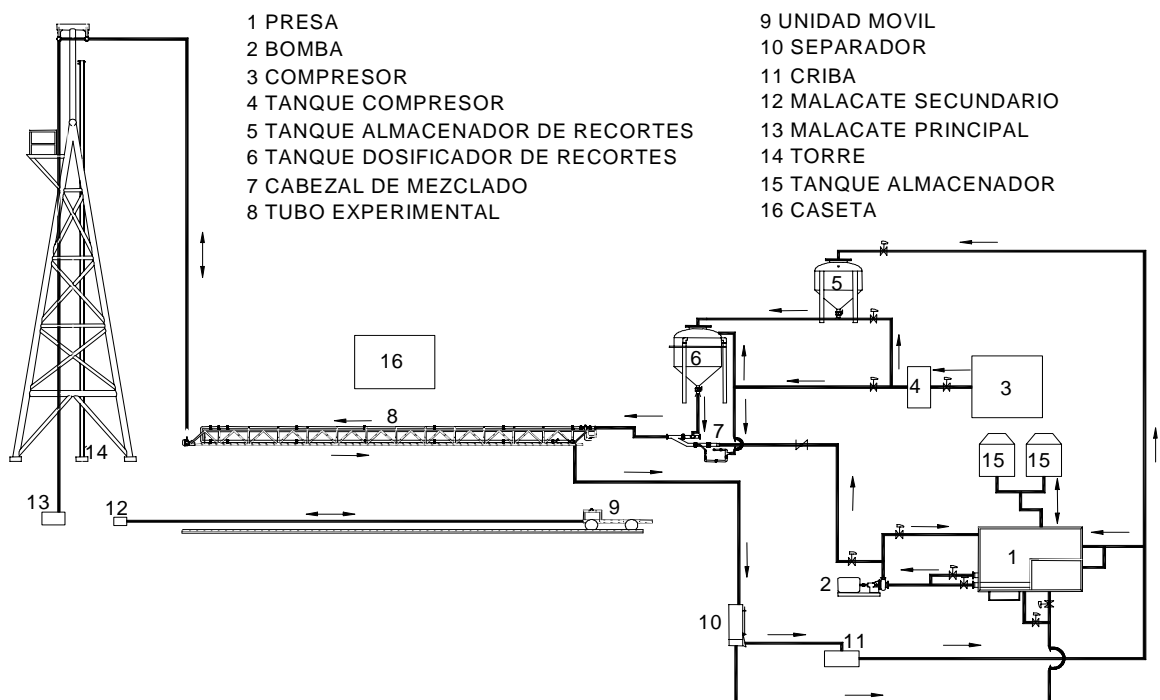


Figura VI.4 Diagrama del “Equipo experimental de flujo multifásico y transporte de recortes”, del Instituto Mexicano del Petróleo.

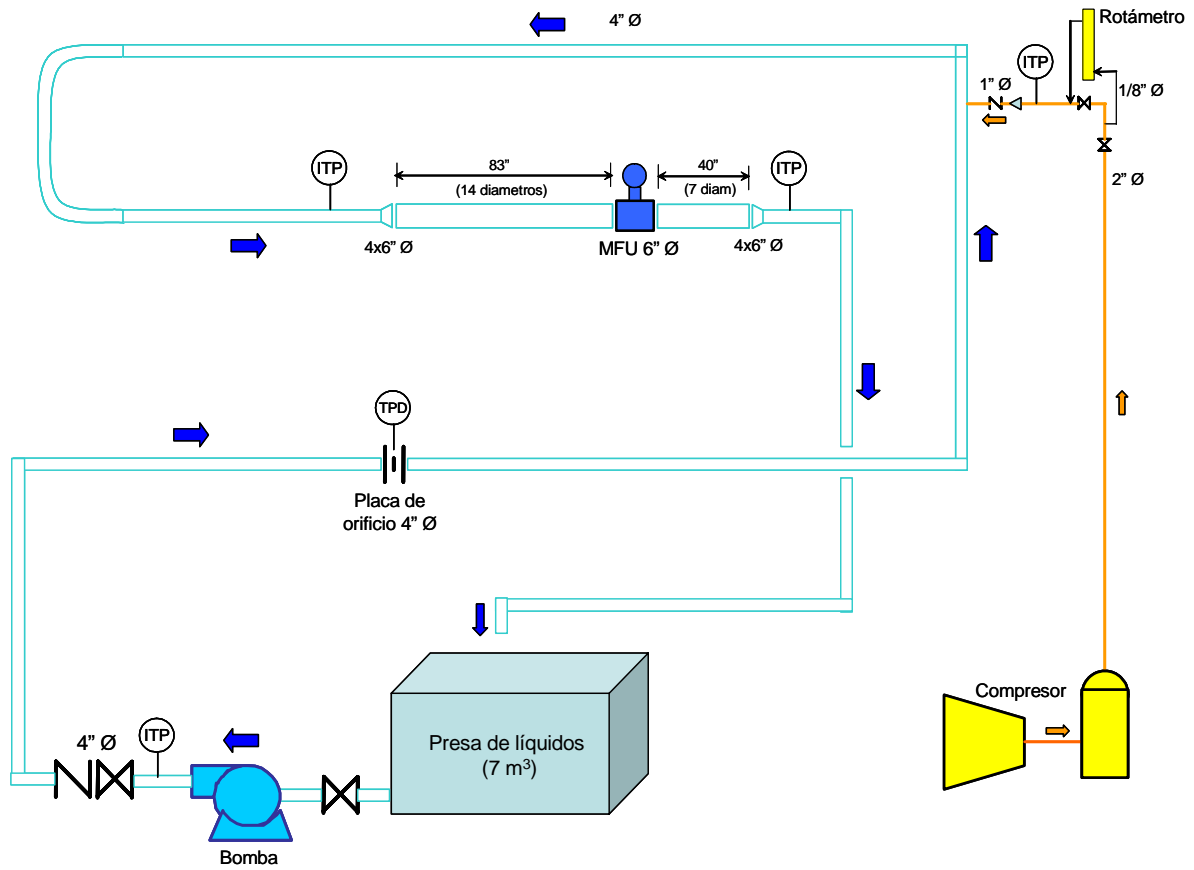


Figura VI.5 Diagrama simplificado del circuito utilizado en el presente trabajo.

V1.2 PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS

1. Estando todo el sistema sin energía deberá verificarse que los instrumentos se encuentren debidamente conectados.
2. Energizar el sistema y encender computadoras.
3. Verificar que las válvulas correspondientes se encuentren abiertas ó cerradas según sea el caso del experimento.
4. Mediante el software de control y visualización del sistema, arrancar la bomba de agua y ajustar la frecuencia de la misma a 16 Hz los cuales corresponden a un gasto de flujo de 10 *lt/seg* aproximadamente y circular agua hasta que la red de tuberías se encuentre completamente llena y libre de aire.
5. Encender el compresor centrífugo y dejarlo operando hasta finalizar las pruebas necesarias.
6. Ajustar el gasto de flujo de agua de acuerdo con la matriz de pruebas, ajustando la frecuencia de la bomba.
7. Una vez estabilizado el gasto de agua, iniciar la toma de información en los sistemas de adquisición de datos (medidor de flujo ultrasónico y medidor de referencia) durante al menos 10 minutos.
8. Sí el recipiente de almacenamiento de aire se encuentra lleno de acuerdo a la presión de calibración, abrir el suministro de aire e iniciar la inyección controlada de aire a través del rotámetro del rango correspondiente, abriendo la válvula de regulación del mismo en el sentido opuesto al de las manecillas del reloj; en la carátula graduada de este instrumento asegurar el gasto de inyección de aire en *lt/min*.

9. Verificar que el gasto de aire sea estable y constate. El almacenamiento de información del MFU es permanente. Esta operación debe realizarse por lo menos durante 10 minutos una vez estabilizada la inyección de aire.

10. Debido a que el gasto de inyección de aire es ascendente de acuerdo a la matriz de pruebas; al finalizar la primera prueba ó corrida al primer gasto de inyección de aire, ajustar a través de la válvula de control del rotámetro el siguiente gasto de inyección. Esta operación se realizará hasta cubrir el programa de la matriz de pruebas al primer gasto de agua.

11. Suspender la inyección de aire y verificar que sea desplazado por completo del sistema de tuberías para poder observar nuevamente el gasto de agua tanto en el medidor de referencia como en el MFU; tomar esta información por el mismo periodo que al inicio de la prueba ó corrida.

11. De acuerdo con la matriz de pruebas, ajustar el gasto de flujo de agua al inmediato superior y proceder de la misma manera que en el anterior hasta cubrir el programa.

12. Respaldar la información de las computadoras y realizar el análisis de la misma.

VII. RESULTADOS DE PRUEBAS EXPERIMENTALES

Los resultados del presente trabajo fueron obtenidos a partir de 6 gastos de flujo de líquido (agua) establecidos en un rango de 5,900 a 20,400 bpd los cuales fueron limitados de alguna manera por la capacidad del medidor en el límite inferior y por el laboratorio (sistema de tuberías y bomba) en el límite superior.

En otras palabras, el medidor de flujo ultrasónico a prueba fue operado entre el 3.6 y 12.3% de su capacidad máxima. De acuerdo al fabricante del mismo el comportamiento de incertidumbre es como se muestra en la figura III.16, mismo que sirve de referencia para mostrar los resultados obtenidos al medir líquido puro y mezclas líquido-gas con cantidades de gas libre (aire) entre el 0.1 y 7.0% en volumen como se muestra en la figura VI.1.

Los gastos de flujo obtenidos por el MFU son reportados a condiciones de flujo real, considerando temperatura ambiente y presiones entre 5.3 y 19.7 psig.

La figura VII.1 muestra un rango delimitado por dos líneas continuas de comportamiento asintótico por la parte positiva y negativa del eje de las abscisas, este comportamiento muestra que, a partir de gastos de alrededor de 4,500 bpd el MFU puede lograr precisiones de $\pm 0.5\%$; y por abajo del mismo, el rango de precisión esperada es mayor.

La curva obtenida en esta investigación para líquido puro (línea negra) muestra puntos de precisión entre el 0.1 y 0.3%, cumpliendo excelentemente con el comportamiento esperado; que es de $\pm 0.5\%$ del valor medido.

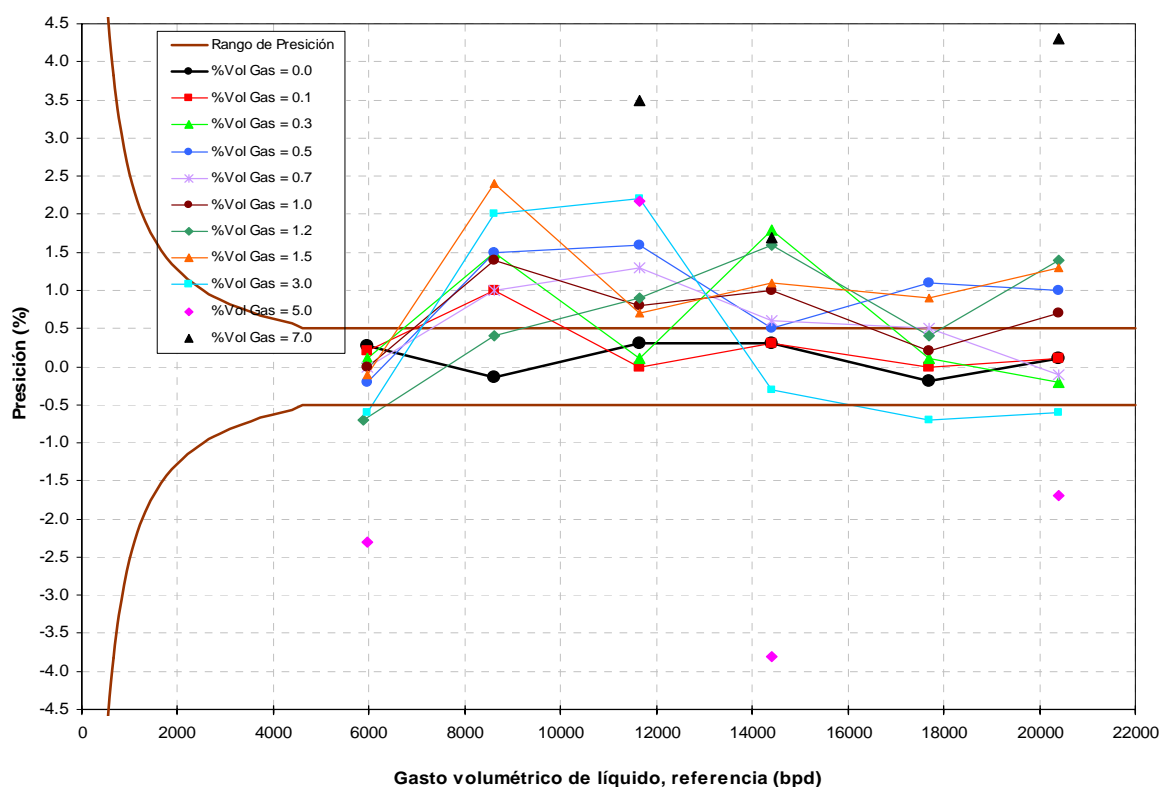


Figura VII.1 Precisión del MFU al medir líquidos en presencia de gas libre.

La respuesta del medidor a la concentración de gas libre es mostrada también en esta figura VII.1; a pesar de que no se trata de un comportamiento sistemático, se puede observar de manera general que los errores de medición van en aumento conforme se incrementa la concentración de gas libre en la corriente.

Debido a que el gasto de flujo volumétrico reportado por el MFU depende de la velocidad de flujo promedio de la corriente que a su vez es un reflejo del perfil de velocidades generado en la sección de medición a cada combinación de gastos de líquido y gas; esta combinación de fases origina un patrón de flujo diferente.

Así también, las desviaciones o errores aquí reportados son obtenidos de la comparación entre los valores medidos por el MFU en presencia de gas libre y el gasto medido con líquido puro antes y después de cada corrida de prueba.

La figura VII.2, muestra el comportamiento del gasto volumétrico de líquido en presencia de gas libre respecto al gasto de flujo volumétrico de referencia, es decir del gasto de líquido puro. En general, las pruebas consideraron porcentajes de gas libre en un rango del 0.1 al 10.5% en volumen; y los gastos de líquido puro fueron como ya se mencionó anteriormente entre 5,900 y 20,400 bpd a condiciones de flujo.

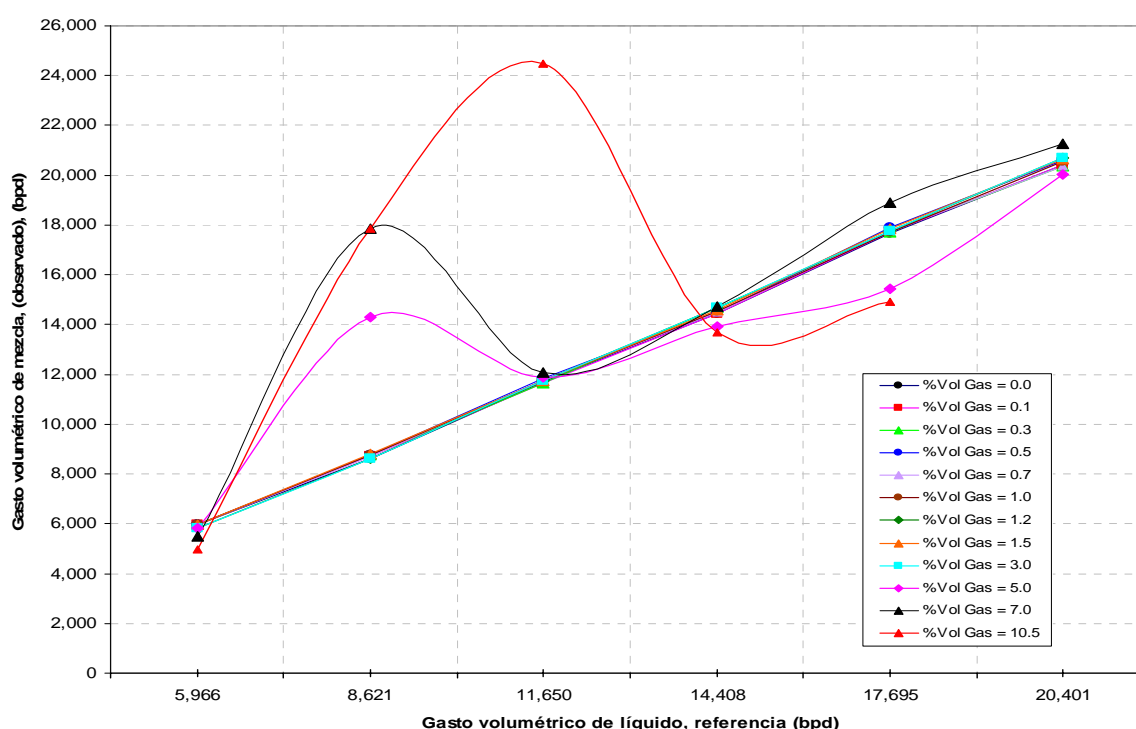


Figura VII.2 Gastos volumétrico de líquido en presencia de gas libre vs. Gasto volumétrico de líquido puro (referencia).

En esta misma gráfica VII.2, puede observarse que a concentraciones entre el 0.1 y 3.0% en volumen a cualquier gasto de de líquido, el comportamiento del MFU mantiene una aceptable estabilidad, ya que las curvas generadas prácticamente se encuentran sobrepuestas a la curva característica (solo líquido); manejando precisiones entre el -0.7 y 2.4% como lo ilustra la figura VII.1.

Es claro que aun para aplicaciones de mediciones referenciales, la mayoría de estos valores se encuentran fuera de rango; aunque bajo el criterio del usuario pudiesen ser resultados considerablemente útiles; tomando en cuenta que en la mayoría de las instalaciones de producción petrolera no se tiene la infraestructura para el manejo de hidrocarburos líquidos totalmente exentos de gas libre.

Al llegar a concentraciones de gas del 5% en volumen, los efectos del patrón de flujo originado impactan significativamente el comportamiento del medidor a ciertos gastos de líquido. En la figura VII.2 es muy notable que a un gasto de líquido de 8,621 bpd el error de medición es grande (66.2 %) debido a que el patrón de flujo prevaleciente en la tubería es "*estratificado ondulado*", provocando que existan dos velocidades de flujo completamente distintas tanto en la parte superior como inferior de la tubería, implicando que el gasto volumétrico indicado por el medidor observe este valor.

La Tabla VII.1 presenta patrones de flujo observados a través de la tubería transparente a los diferentes gastos volumétricos de líquido de referencia establecidos para las pruebas; evidenciando que para algunas combinaciones líquido-gas a pesar de que se trata de la misma concentración; el perfil de flujo dentro de la tubería determina el comportamiento del medidor.

Q_v referencia	Precisión	Observación a la entrada del MFU
bpd	%	
5,966	-2.3	Patrón de flujo "burbuja elongada" con oleaje
8,621	66.2	Patrón de flujo "estratificado ondulado"
11,650	2.2	Patrón de flujo "burbuja dispersa"
14,408	-3.8	Patrón de flujo "burbuja dispersa"
17,695	-13.0	Patrón de flujo "burbuja dispersa"
20,401	-1.7	Patrón de flujo "burbuja dispersa"

Tabla VII.1 Patrones de flujo observados al 5% en volumen de gas.

Las siguientes fotografías son algunos ejemplos que se consideran representativas para explicar el comportamiento del MFU:

Gasto de líquido de referencia establecido en 5,966 BPD.



Figura VII.3 Mezcla al 1.2% en volumen de gas libre

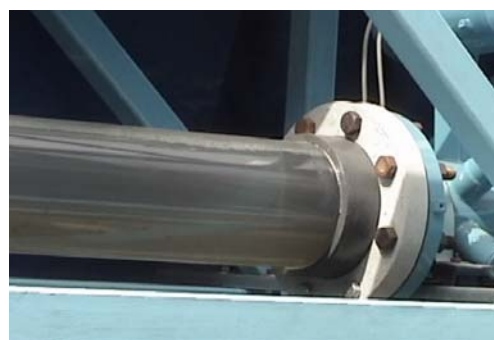


Figura VII.4 Mezcla al 7% en volumen de gas libre

Las figuras VII.3 y VII.4 presentan dos momentos durante las pruebas realizadas a un gasto de líquido de referencia de 5,966 bpd; esencialmente se observan patrones de flujo tipo “burbuja” y “burbuja alongada” en concentraciones del 0.1 hasta 5% en volumen; pero el flujo a la entrada del UFM es estable y la precisión es tal como lo muestra la figura VII.1, ya que la disposición de los sensores tanto en la parte superior como inferior del medidor se encuentran inmersos en líquido y el perfil de velocidades no se ve afectado considerablemente.

Por arriba del 5% en volumen, el espacio ocupado por el gas es mayor y continua localizado en la parte superior de la tubería a la entrada del MFU pero existe un oleaje continuo y en aumento conforme se incrementa la concentración de gas, lo cual afecta la precisión de medidor de manera moderada hasta el -2.3%. Para 7.0 y 10.5% en volumen de gas la precisiones son -8.10 y -17.0% respectivamente, lo cual pierde interés para nuestras aplicaciones.

Gasto de líquido de referencia establecido en 8,621 BPD.



Figura VII.5 Mezcla al 1% en volumen de gas libre



Figura VII.6 Mezcla al 3% en volumen de gas libre



Figura VII.7 Mezcla al 5% en volumen de gas libre.

Para este caso; en concentraciones desde 0.1 y menores del 5% en volumen de gas, la precisión del MFU oscila entre el 0.4 y 2.4% de acuerdo con la figura VII.1 lo cual es razonable para nuestras aplicaciones. A partir del 5% en volumen de gas, el patrón de flujo resulta ser "*estratificado ondulado*" el cual puede observarse en la figura VII.5, este patrón de flujo mantiene dentro de la tubería dos velocidades de flujo muy distintas; por lo cual los transductores del MFU promedian un perfil de velocidades que se traducen en un gasto volumétrico aparente sobreestimado en un 66.2%, el cual no puede visualizarse en la figura VII.1 debido a la escala. Esta situación ya no tiene sentido para nuestras aplicaciones de campo y con esta tecnología de medición.

Gasto de líquido de referencia establecido en 11,650 BPD.



Figura VII.8 Mezcla al 1% en volumen de gas libre.



Figura VII.9 Mezcla al 10% en volumen de gas libre.

Para estas condiciones el MFU ofrece precisiones desde 0.0 a 3.5% manejando del 0.1 al 7.0% en volumen de gas. La situación extrema sucede al manejar 10% en volumen de gas ya que el patrón de flujo es "*estratificado ondulado*" llegando a tener un error de 110% situación que también pierde interés para nuestras aplicaciones.

Gasto de líquido de referencia establecido en 14,408 BPD.

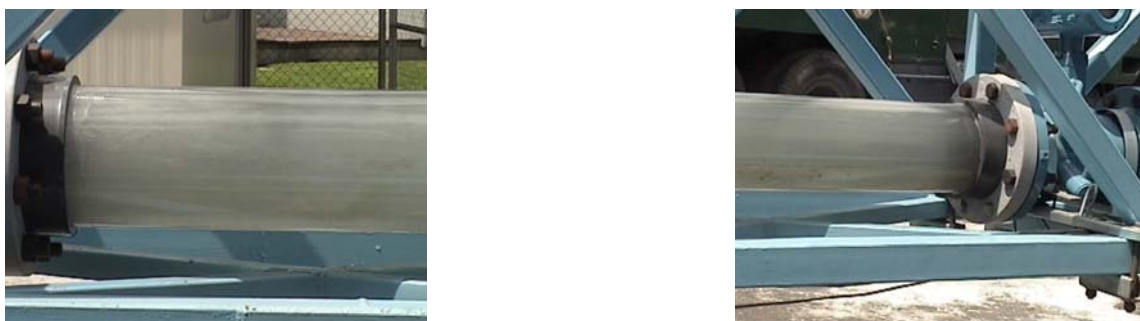


Figura VII.10 Mezcla al 5.0% en volumen de gas libre.

El comentario para estas condiciones es que, ya no se logra alcanzar una patrón de flujo estratificado, al menos hasta el 10% en volumen de gas en la mezcla; en su lugar podemos observar un patrón de flujo de "*burbuja dispersa*", las burbujas dispersas únicamente aumentan de diámetro y la precisión del MFU se mantiene entre -5.1 y 1.8%.

Gasto de líquido de referencia establecido en 17,695 bpd.

La imagen es una mezcla homogénea, se mantiene un patrón de flujo de "*burbuja dispersa*" y la precisión para concentraciones entre el 0.1 y 10.5 % en volumen es de entre -13.0 y 6.7% (ver figura VII.1).

Gasto de líquido de referencia establecido en 20,401 bpd.

Continúa siendo una mezcla homogénea y patrón de flujo de "*burbuja dispersa*", la precisión para concentraciones entre 0.1 y 7% en volumen es de entre -1.7 y 4.3% (ver figura VII.1).

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

1.- El Medidor de flujo ultrasónico probado, cumple exitosamente con el comportamiento de precisión establecida por el fabricante ($\pm 0.5\%$) al manejar líquido puro; es decir a 0.0% en volumen de gas libre, tal como se ilustra en la figura VII.1.

2.- La concentración del contenido de gas libre en el líquido manifestado por el fabricante (1.0% en volumen) para conservar la precisión de $\pm 0.5\%$ solo se cumple en algunos casos; aunque se observa también que puede manejarse hasta el 3.0% en volumen de gas libre y lograr también en algunos casos prácticamente dicha precisión.

3.- En general, el comportamiento del MFU para medición de líquidos en presencia de gas libre tiende a sobreestimar el valor del gasto de flujo volumétrico en rangos tal que; la precisión del mismo llega a ser de 2.4% como desviación máxima.

4.- La oportunidad de poder visualizar los fenómenos del flujo a través de la tubería transparente del circuito utilizado para la experimentación; indican que las concentraciones de gas libre inyectadas en la corriente de líquido a medir, no solo se trata de una contaminación, sino que en algunos casos se generan verdaderos patrones de flujo que modifican moderada ó drásticamente el comportamiento del MFU.

5.- A pesar de que el MFU probado no es diseñado para medición de flujo de dos fases; podemos bajo ciertos criterios, realizar aplicaciones en las cuales no se exceda del 3.0% en volumen de gas libre, ya que a partir de concentraciones del 5.0% se originan patrones de flujo del tipo "*estratificado ondulado*", los cuales afectan drásticamente el comportamiento del MFU.

6.- El rango de precisión del MFU obtenido en el presente trabajo; que es del -0.7 al 2.4% como se ilustra en la figura VII.1, es logrado a pesar de no haber contemplado mejoramiento ó acondicionamiento de flujo en la tubería localizada corriente arriba del medidor, ya que los resultados presentados en el presente documento están dirigidos a aplicaciones de medición de líquidos referenciales.

Recomendaciones:

- Realizar pruebas a las mismas concentraciones de gas libre y gastos de líquidos por arriba de 20,400 BPD serían convenientes para conocer el comportamiento del MFU a estas condiciones.
- De manera general, no se recomendaría exceder el 3.0% en volumen de gas libre para lograr resultados que puedan ser útiles para las aplicaciones de medición de líquidos en aplicaciones de medición referenciales.
- Realizar la experimentación con mejoramiento ó acondicionamiento de flujo sería interesante para verificar sí pueden mejorarse los resultados de precisión del MFU presentados en el presente documento.

Glosario de términos:

K-Factor.- Es un coeficiente integrado al transmisor del MFU ya sea por el fabricante o por el usuario, el cual define la relación entre una cantidad de pulsos de salida y una cantidad volumétrica.

Tiempo de Tránsito.- Medida del intervalo de tiempo asociado con la transmisión y recepción de una señal acústica entre transductores.

Transductor.- Un componente activo que produce ya sea salida acústica en respuesta a un estímulo y/o una salida eléctrica en respuesta a un estímulo acústico.

Trayectoria Acústica.- Es la trayectoria que la señal acústica sigue a través de la sección de medición entre los elementos transductores.

Tren de Medición.- Es la sección de tubería la cual incluye la sección de acondicionamiento corriente arriba del flujo, el medidor de flujo y la sección de flujo corriente abajo.

Unidad de Procesamiento de señal (SPU).- Sistema electrónico, incluye suministro de poder, microcomputadora, componentes de procesamiento de señal y circuitos de excitación de transductores ultrasónicos protegidos por una carcasa.

Velocidad de flujo axial.- Es la componente de la velocidad de flujo de líquido en un punto en la sección de medición que es paralela al eje x de esta misma y en la dirección de flujo.

Volumen de prueba.- Es un volumen igual a la suma de los volúmenes de todas las corridas de prueba usadas para determinar un Factor del Medidor (MF).

NOMENCLATURA

A1	Longitud corriente arriba; $2D_m - 3D_m$
B	Confianza del 95% estimada a partir de la incertidumbre sistemática
B1	Longitud del tubo de la vena del elemento acondicionador
<i>c</i>	Velocidad del sonido, <i>ft / seg</i>
C1	Longitud corriente abajo; $\geq 5D_m$
d	Diámetro interno de la tubería, pulgadas
dn	Diámetro nominal de los tubos individuales; $D_m / d_n \geq 5D_m$
D	Diámetro interno de la tubería,
D_b	Diámetro interno de entrada del UFM, <i>pulgadas</i>
D_m	Diámetro nominal del medidor, <i>pulgadas</i>
D_t	Diámetro de la garganta del MFU, <i>pulgadas</i>
<i>f</i>	Factor de fricción, adimensional
F_d	Fuerza de arrastre, unidades consistentes
<i>g</i>	Aceleración de la gravedad, unidades consistentes
GK	Constante de calibración del medidor de flujo ultrasónico, <i>pulsos/bl</i>
L	Distancia entre transductores, <i>ft</i>
L_t	Longitud total del acondicionador; $\geq 10D_m$, <i>pulgadas</i>
nt	Número de tubos individuales o venas; $\geq 4D_m$
N	Número de mediciones hechas (estadística)
<i>p</i>	Presión de operación, <i>psia</i>
p_b	Contrapresión mínima, <i>psig</i>

p_v	Presión de vapor, <i>psia</i>
Q	Gasto de flujo, BPH
Q_g	Gasto de flujo de gas, <i>MMscfd</i>
Q_M	gasto de flujo multifásico
Q_{max}	Gasto de flujo volumétrico máximo, referido a la capacidad de un MFU
Q_{acfm}	Gasto de flujo volumétrico de gas, <i>acfm</i>
Q_{gpm}	Gasto de flujo volumétrico de líquido, <i>gpm</i>
Q_l	Gasto de flujo de líquidos, <i>bpd</i>
Q_p	gasto de flujo de la fase en el Q_M
r	Posición radial dentro de la tubería
R	Radio de la tubería
R_D	Número de Reynolds; adimensional
RGL	Relación gas/líquido, <i>ft³ / bl</i>
S	Densidad específica del gas @ c.s. (aire=1.0)
S_x	Desviación estándar de una muestra de datos
$S_{\bar{x}}$	Desviación estándar de la muestra media
SG	Gravedad específica del gas @ c.s. (aire=1.0)
$t_{A>B}$	Tiempo de tránsito del pulso acústico del transductor A al B, <i>seg</i>
$t_{B>A}$	Tiempo de tránsito del pulso acústico del transductor B al A, <i>seg</i>
T	Temperatura de operación, °R
U	Incertidumbre, %
U_{95}	Intervalo de incertidumbre para una confianza del 95%, %

v	Velocidad de flujo, ft / seg
v_{max}	Velocidad de flujo máxima, ft / seg
V_b	Volumen del flotador, unidades consistentes
V_L	gasto de flujo volumétrico de líquido a condiciones reales
\bar{V}	Velocidad de flujo promedio en la tubería, ft / seg
W	Gasto de flujo másico; lb / hr
WLR	Relación agua-líquido, %
X_k	Mediciones individuales
\bar{X}	Media de las mediciones individuales
Z	Factor de compresibilidad, adimensional

Simbología Griega

δQ_p	incertidumbre relativa en el gasto de flujo de la fase
δV_L	incertidumbre relativa en el gasto de flujo de líquido
δX	incertidumbre especificada
ΔF	Diferencial de frecuencia, Hz
φ	Ángulo formado entre la trayectoria acústica y el eje "x" de la tubería
Γ	Concentración de la propiedad (masa, energía, cantidad de movimiento)
$\mu_{cp} = \nu\rho$	Viscosidad dinámica; cp
ρ	Densidad del gas, lb / ft^3
ρ_b	Densidad del flotador, unidades consistentes

ρ_f	Densidad del fluido, unidades consistentes
ρ	Densidad del fluido, Kg/m ³
ρ_m	Densidad de mezcla, <i>lb/ft</i> ³
τ_{vy}	Flujo de cantidad de movimiento
ψ	Densidad de flujo (masa, energía, cantidad de movimiento); <i>flujo/área</i>

Abreviaturas:

API	American Petroleum Institute
CENAM	Centro Nacional de Metrología
DC	Corriente directa
mA	Miliampers
MF	Medidor de flujo
MFU	Medidor de flujo ultrasónico
MPMS	Manual Petroleum Measurement Standard

REFERENCIAS

- 1.- Spitzer, David W.: " Industrial Flow Measurement ", Instrument Society of America, U.S.A. , 1990.
- 2.- Garcell Leonel P. y otros: "Transferencia de cantidad de movimiento, calor y masa," I.P.N. – México y Ministerio de Educación Superior - Cuba, Impreso I.P.N. –México 1998.
- 3.- Byron R. Bird, Stewart W. E. and Lightfoot E. N.: "Fenómenos de transporte," Versión en Español, Editorial Reverté S.A., México 2002.
- 4.- Welty J. R., et. al.: "Fundamentos de Transferencia de Momento, calor y Masa," 2da. Edición I.P.N. – Versión en Español, Editorial Limusa S.A., México 2000.
- 5.- ASME MFC-2M-1983. "Measurement Uncertainty for fluid flow in Closed Conduits,"
- 6.- Centro Nacional de Metrología, "Certificado de Calibración No. CNM-CC-710-015/2001 de un medidor de flujo ultrasónico," página 1-15, Querétaro México, Febrero 2001.
- 7.- American Petroleum Institute, "Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, API Recommended Practice 14E (RP 14E), " Fifth Edition, October 1991.
- 8.- The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, "Handbook of multiphase metering" Norway, 1994.

9.- American Gas Association, "Transmission Measurement Committee, Report No. 9 - Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters," Arlington Virginia USA, June 2003.

10.- American Petroleum Institute, "Draft Standard, Measurement of liquid hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters Using Transit Time Technology," First Edition, October 2002.

11.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 "Proving systems, Section 8 – Operation of Proving Systems" First Edition, November 1995. Reaffirmed 3/2002.

12.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 12 "Calculation of Petroleum Quantities, Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities using Dynamics Measurement Methods and Volumetrics Correction Factors, Part 3 – Proving Reports" First Edition, October 1998. Reaffirmed 3/2002.

13.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 21 "Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Section 2 – Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters" First Edition, June 1998. Reaffirmed June 2004.

14.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5 – Metering, Section 8 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology," First Edition February 2005.

15.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 – Proving Systems, Section 4 - Tanks Prover," May 1998.

16.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5 – Metering, Section 3 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters, " September 2000.

17.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 11.2.3," Water Calibration of Volumetric Provers " First Edition August 1984.

18.- American Petroleum Institute, "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 12 "Calculation of Petroleum Quantities, Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities using Dynamics Measurement Methods and Volumetrics Correction Factors, Part 2 – Measurement Tickets" Third Edition, June 2003.

19.- Upp, E. L.: "Fluid Flow Measurement, A practical guide to accurate flow measurement," Daniel Industries, Houston Tx U.S.A., 1993.

20.- ASME MFC-5M-1985. "Measurement of Liquid Flow in Closed Conduit Using Transient-Time Ultrasonic Flowmeters," Reaffirmed date: 1994.

21.- Davis Charles S.: "Statistical Methods for the analysis of repeated measurements," 2002.

22.- Rabinovich, Semyon G.: "Measurements Errors and uncertainties: Theory and Practice," 2002.

23.- Brill, James P. and Beggs, H. D.: "Two phase Flow in Pipes," 2002.

- 24.- Brill, James P. and Beggs, H. D.: "Fluid Flow. A first Course," 1999.
- 25.- Cubberly, William H.: "Handbook of Measurement Equations and Tables ISA," 1994.
- 26.- Bendat, Julius S. et. al.: "Random Data: Analysis and Measurement Procedures," page 85 - 106, 1986.
- 27.- Olsen, Lief O.: "Introduction to liquid Flowmetering and Calibration of Liquid Flowmeter," National Technical Information Service, page 28 - 54, USA 1974.
- 28.- ASME PTC -19.1-1988. "Test Uncertainty – Instruments and Apparatus," N.Y., USA 1994.
- 29.- Arnold K. and Stewart M.: " Surface Production Operations – Design of Oil-Handling Systems and Facilities – Chapters 3 and 8," Volume 1, Gulf Publishing Co., Houston TX, U.S.A. , Reprinted November 1995.
- 30.- Gas Processors Suppliers Association, "Engineering Data Book – Volume I, Section 3 and Volume II, Sections 17, 23," Tenth Edition, Tulsa, Oklahoma USA, 1994.
- 31.- Colman J. P.: " Métodos Experimentales para Ingenieros," 2da. Edición I.P.N. – Versión en Español, Editorial McGrawHill de México S.A., México 1984.
- 32.- Jamieson A. W.: " Multiphase Metering - The Challenge of Implementation," 16th North Sea Flow Measurement Workshop, Shell United King, 1998.

APÉNDICE A

En el presente Apéndice se realiza la derivación de las ecuaciones **IV.1 y IV.2, IV.3 y IV.4**

Considerando el gasto másico como:

$$w^2 = \left[\frac{(144)gA^2D}{\bar{V}_1 f L} \right] \left[\frac{(p_1)^2 - (p_2)^2}{p_1} \right]$$

Donde: D esta en ft, \bar{V}_1 en ft³/lb, L en ft, A en ft² y w en lb/sec

Para $\frac{\Delta p}{p_1} < 10\%$, $p_1^2 - p_2^2 \approx 2p_1 \Delta p$

$$\Delta p = \left[\frac{\bar{V} f L}{(144)gA^2D} \right] \frac{w^2}{2} , \quad g = 32.2 \text{ ft/sec}^2$$

ρ_m está en lb/ft³, W en lb/hr

$$\text{Y como: } \bar{V} = \frac{1}{\rho_m}; \quad A = 0.00545d^2; \quad D = \frac{d}{12} \quad \text{y} \quad w = \frac{W}{3,600}$$

Finalmente,

$$\Delta p = \frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5} \quad \text{Ecuación IV.1}$$

Para $f = 0.015$

$$\Delta p = \frac{5 \times 10^{-8} L W^2}{\rho_m d^5} \quad \text{Ecuación IV.2}$$

Derivación de las ecuaciones IV.3

L es el gasto de flujo de líquido en lb/hr, Q_l en bpd

$$L = Q_l \frac{\text{barriles}}{\text{día}} \times 5.61 \frac{\text{ft}^3}{\text{barril}} \times \frac{\text{día}}{24\text{hr}} \times 62.4 \text{S.G.} \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$L = 14.6Q_l(SG.)$$

G es el gasto de flujo de gas en lb/hr, Q_g en MMscfd

$$G = Q_g \frac{\text{MMscf}}{\text{día}} \times 1,000,000 \frac{\text{scf}}{\text{MM}} \times 0.0764(S) \frac{\text{lb}}{\text{scf}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ hr}}$$

$$G = 3,180Q_g S$$

$$W = G + L$$

Finalmente:

$$W = 3,180Q_g S + 14.6Q_l(S.G.)$$

Ecuación IV.3

Derivación de las ecuaciones IV.4

g es el gato de flujo de gas en ft³/sec, Q_g en MMscfd,

$$g = Q_g \times \frac{1,000,000 \text{scf}}{\text{MM}} \times \frac{\text{día}}{24\text{hr}} \times \frac{\text{hr}}{3600\text{sec}} \times \frac{14.7}{p} \times \frac{\text{TZ}}{520}$$

$$g = 0.327 \frac{Q_g TZ}{p}$$

l en ft³/sec y Q_l en bpd

$$l = Q_l \times 5.61 \frac{\text{ft}^3}{\text{barril}} \times \frac{\text{día}}{24\text{hr}} \times \frac{\text{hr}}{3600\text{sec}}, \quad l = 6.49 \times 10^{-5} Q_l$$

$$\rho_m = \frac{W}{3600(l + g)}$$

$$\rho_m = \frac{3,180 Q_g S + 14.6 Q_l (S.G.)}{3600 \left(6.49 \times 10^{-5} Q_l + 0.327 \frac{Q_g TZ}{p} \right)}$$

$$R = \frac{1,000,000}{Q_l}$$

$$\rho_m = \frac{3,180 Q_g S + \frac{(14.6)(1,000,000) Q_g (S.G.)}{R}}{3,600 \left(\frac{6.49 \times 10^{-5} \times 10^6 \times Q_g}{R} + 0.327 \frac{Q_g TZ}{p} \right)}$$

Realizando operaciones y reacomodando términos,

$$\rho_m = \frac{14.6 \times 10^6 (S.G.) p + 3,180 R S p}{3,600 (64.9 p + 0.327 R T Z)}$$

Dividiendo numerador y denominador por 1,177; finalmente:

$$\rho_m = \frac{12,409 (S.G.) p + 2.7 R S p}{198.7 p + R T Z}$$

Ecuación IV.4