

Universidad Nacional Autónoma de México.

Facultad de Ingeniería.

Alumno: Rosales Vega Emmanuel.

Director de tesis: Ingeniero Carlos Alberto Avendaño Salazar

Tema de Tesis:

Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros.

## **Agradecimientos.**

Agradezco a mi alma mater, Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme su apoyo, alojamiento y felicidad durante todos éstos años.

A mis sinodales, que dedicaron el tiempo para leer y corregir mi tesis.

Le agradezco a la vida por darme la oportunidad de llegar hasta donde me encuentro. A mi papá Jesús Rosales del Castillo y a mi mamá Micaela Vega Ruíz, por apoyarme en toda mi vida, sin ellos nunca lo habría logrado. A mis hermanos Susana, Jesús y Argelia por tanto y tanto cariño, apoyo y hermandad. Al ingeniero Ricardo Rafael Chagoya Morales por brindarme toda su amistad y apoyo para la elección de mi futuro. A mi novia Jessica Marlén por acompañarme y apoyarme todo el tiempo, a la familia Hernández Méndez por brindarme su amistad y cariño. A todos mis amigos que conocí durante todo el lapso recorrido (Carlos Armando, Roberto de la Cruz, Héctor y Juan Hernández, Ricardo Granados, Cesar López, David Sánchez, Julio Mejía, Alberto Guzmán, Fabián Vargas, Vanessa Torres, Tania R. Vargas, Mariana Caballero, Erick Muñoz, Luis A. Peralta, Daniel Gutiérrez, Pedro Trejo, Hugo A. González, Merari Fernanda, Paulina Arias, Aldo de la Cerda, Abraham Rojas, Anaid Gasga, Luis A. Santamaría, Eduardo Martínez, José Caraveo, Adán Avalos, Yair Rodríguez, Erwind Arreola, Osvaldo Aguilar, Pablo Robles, Cesar Monjarás, Pedro Pérez, Juan J. Álvarez, Edgar Fragoso, Patricia Torres, Juan P. Cortés, Antonio Inda, Carlos A. Luna, Gabriel Alfaro, Simón González, Irving, Yasmín y Carlos Medina, Marco Antonio, Jesús Galicia, Eduardo David, Vicente Iván (Q.E.P.D.) León Ricardo, Rodrigo y Alejandra Tovar, Martín E. García, ingeniero Gerardo Velázquez) y todos los que me faltaron pero estuvieron conmigo en algún momento. A toda la familia Rosales y familia Vega, Gracias por todo. \m/

## **Agradecimiento especial.**

Quiero agradecer al ingeniero Marco Antonio Moreno Belio (Q.E.P.D.) por terminar de dirigir mi tesis, brindarme su amistad y apoyo incondicional. Algún día nos volveremos a encontrar inge.

# Índice.

INTRODUCCIÓN.....	6
Capitulo I.- Conceptos fundamentales.....	7
1. Mecánica de fluidos .....	7
1.1. Estados de la materia .....	7
1.2. Fluido como medio continuo .....	7
1.3. Temperatura.....	8
1.4. Presión (cinética).....	8
1.5. Esfuerzo cortante ( $\tau$ ).....	9
1.6. Viscosidad.....	10
1.6.1. Ley de la viscosidad de Newton .....	10
1.7. Clasificación de los fluidos.....	11
1.8. Números adimensionales.....	12
1.8.1. Presión de vapor .....	13
1.8.2. Número de Mach(Ma).....	13
2. Propiedades de los fluidos .....	14
2.1. Propiedades del gas .....	15
2.1.1. Densidad relativa del gas producido .....	15
2.1.2. Densidad relativa del gas libre .....	15
2.1.3. Densidad relativa del gas disuelto por Katz .....	16
2.1.4. Factor de compresibilidad del gas (Z) .....	16
2.1.4.1. Calculo del factor de compresibilidad para altas presiones.....	17
2.1.5. Densidad del gas ( $\rho_g$ ).....	19
2.1.6. Factor de volumen del gas (Bg).....	21
2.1.7. Viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) .....	22
2.2. Propiedades del aceite saturado.....	24
2.2.1. Relación de la solubilidad (Rs) .....	24
2.2.2. Factor de volumen del aceite (Bo) .....	26
2.3. Propiedades del agua saturada.....	32
2.3.1. Composición del Agua de Formación.....	32
2.3.1.1. Factor de volumen del agua ( <b>Bw</b> ).....	32

2.3.1.2. Densidad del agua ( $\rho_w$ ) .....	33
2.3.1.3. Viscosidad del agua ( $\mu_w$ ) .....	33
2.4. Generalidades de la medición de líquidos y gas .....	34
Capítulo II.- Introducción a los medidores. ....	38
1.- Medidor: .....	38
1.1. Patrón Nacional para Flujo de Líquidos.....	41
1.2. Medidor tipo placa de orificio .....	43
1.3. Medidor tipo Tobera (boquilla de aforo) .....	45
1.4. Medidor tipo Venturi .....	46
1.5. Medidor tipo tubo Pitot .....	47
1.6. Medidor tipo Vórtice.....	49
1.7. Medidor tipo desplazamiento positivo (DP) .....	51
1.7.1. Medidores de paletas deslizantes.....	52
1.8. Medidor tipo turbina.....	53
1.9. Medidor de flujo másico tipo Coriolis .....	56
1.10. Medidor de flujo tipo ultrasónicos .....	61
2.- Medidores multifásicos.....	65
2.1. Patrones de flujo .....	66
2.2. Velocidades reales del gas y líquido.....	68
2.2.1.- Colgamiento del líquido sin resbalamiento ( $\lambda L$ ).....	68
2.2.2.- Resbalamiento .....	69
2.2.3.- Colgamiento real del líquido (HL) .....	69
2.2.4.- Velocidades superficiales del gas y líquido (VSg y VSL) .....	69
2.3. Medidor multifásico WellComp .....	72
2.4. Medidor multifásico Kongsberg .....	76
2.5. Medidor multifásico Fluenta .....	79
2.6. Medidor multifásico Framo.....	82
2.7. Medidor multifásico Agar.....	85
2.8. Medidor multifásico Jiskoot .....	88
2.9. Medidor multifásico Fisher-Rosemount.....	92
Capítulo III.- Medición de flujo en tuberías.....	97
1. Medición de la velocidad .....	98

1.1.	Medidor de tubo Pitot.....	98
1.2.	Medidor de turbina Axial .....	99
1.3.	Medidor tipo Vórtice.....	100
1.4.	Medidor ultrasónico de tiempo de tránsito.....	100
2.-	Medición de flujo de líquido por inferencia.....	101
3.-	Medición de la masa en la tubería.....	104
3.1.	Medidor de momento angular.....	104
3.2.	Medidor másico Coriolis.....	105
3.3.	Medidor másico de transferencia de calor .....	106
3.4.	Medidor Vx.....	106
3.5.	Medidor PhaseWatcher .....	111
4.	Calculo del diámetro de la tubería.....	112
5.	Factor de expansión térmica.....	113
Capítulo IV.-	Análisis técnico y evaluación. ....	115
1.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico WellComp. ....	116
1.1.	Condiciones de operación.....	116
2.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico Kongsberg.....	117
2.1.	Condiciones de operación.....	117
3.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico Fluenta.....	118
3.1.	Condiciones de operación.....	118
4.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico Framo.....	119
4.1.	Condiciones de operación .....	119
5.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico Agar.....	120
5.1.	Condiciones de operación .....	120
6.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico Jiskoot.....	121
6.1.	Condiciones de operación.....	121
7.	Análisis técnico del sistema de medición multifásico Fisher-Rosemount.....	122
7.1.	Condiciones de operación.....	122
8.	Evaluación Técnica. ....	125
8.1.	Principales ventajas y desventajas de los medidores monofásicos.....	125
8.2.	Principales ventajas y desventajas de los medidores multifásicos.....	127
Conclusiones.	.....	132

# INTRODUCCIÓN.

La necesidad de medir con exactitud los fluidos con los que se cuentan en el planeta Tierra, ha evolucionado a lo largo de los años en respuesta a las demandas de medir nuevos productos, medir los productos ya existentes en las nuevas condiciones de medición, ha aumentado su valor en el mercado.

Hace más de 4,000 años, los romanos medían el flujo de agua de los acueductos que llegaban a cada hogar para controlar la asignación de la misma.

La tecnología de medición de flujo se ha desarrollado vertiginosamente en las últimas décadas. Algunas técnicas de medición de flujo han sobrevivido, mientras otras han quedado atrás, a un lado del camino, o nunca se desarrollaron comercialmente.

Los fenómenos físicos descubiertos cientos de años atrás, son el principio de operación de muchos diseños viables de medidores de flujo.

En años recientes, el desarrollo técnico en la mecánica de fluidos, la óptica, la acústica, el electromagnetismo y la electrónica, han influido de manera determinante, no sólo en el mejoramiento de los sensores y los diseños electrónicos, sino que también, en nuevas concepciones de medidores de flujo.

Hoy en día, la comercialización de productos a nivel internacional, requiere de sistemas de mediciones coherentes, mismos que deben mantener y demostrar su consistencia.

Los sistemas de medición de flujo son como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja registradora está mal calibrada, afecta sin duda a la equidad de la transacción de alguna de las partes interesadas, llámese comprador vendedor.

La medición de gas y aceite, en la Industria Petrolera, tiene como objetivo, el control de la producción. Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

# Capítulo I.- Conceptos fundamentales

El objetivo de este capítulo es el de retomar los conceptos fundamentales que intervienen en la medición de los fluidos, dentro de estos conceptos fundamentales se encuentran las propiedades de los fluidos, que nos proporcionan parámetros para la selección del tipo de medidor más adecuado a instalar de acuerdo a su principio de operación, ventajas y desventajas del mismo.

Medir el flujo de hidrocarburos que se transportan por tuberías dentro de cualquier sistema, con la exactitud requerida, en la forma más sencilla y al menor costo es una meta que se persigue día con día.

En la industria petrolera, es una necesidad constante para conocer las cifras volumétricas de su producción, que son el fiel reflejo de su importancia y representan un índice de potencial económico. Para ello, se le ha dado una gran importancia a la selección apropiada de los medidores de flujo, ya que estos dispositivos son los que tendrán la tarea de medir diariamente la producción que se está obteniendo diariamente de los pozos petroleros.

## 1. Mecánica de fluidos<sup>(1)</sup>

La mecánica de fluidos, por ser una rama de la mecánica, dispone de un conjunto de leyes de conservación bien documentadas y es posible, por tanto, un tratamiento teórico riguroso.

### 1.1. Estados de la materia<sup>(1)</sup>

Desde el punto de vista de la mecánica de fluidos, la materia sólo puede presentarse en dos estados: Sólido y fluido.

Un sólido puede resistir un esfuerzo cortante con una deformación estática; un fluido no. Cualquier esfuerzo contante aplicado a un fluido, no importa cuán diminuto sea, provocará el movimiento del fluido.

Los fluidos están divididos en dos grupos muy marcados: Líquido y gas.

Un líquido tiende a conservar su volumen y formará una superficie libre en el campo gravitatorio si no está limitado por la parte superior. Un gas, no tiene volumen definido y por sí mismo, sin confinamiento, forma una atmosfera que es esencialmente hidrostática.

### 1.2. Fluido como medio continuo<sup>(1)</sup>

La distancia entre las moléculas es mucho mayor que el diámetro molecular. Las moléculas se pueden mover libremente, por ello, la densidad no tiene un significado preciso, pues el número de moléculas en el interior de un volumen cualquiera, cambia continuamente. Éste efecto pierde importancia si la unidad de volumen es mucho mayor que el volumen del espacio molecular, ya que el número de moléculas contenidas permanecerá prácticamente constante a pesar del considerable intercambio a través de su entorno.

La densidad  $\rho$  de un fluido, se define de modo óptimo como se muestra en la ecuación (1):

$$\rho = \lim_{\delta v \rightarrow 0} \frac{\delta m}{\delta v} \quad (1)$$

dónde:

$\rho$  = densidad del fluido

$\delta v = 10^{-9} \text{ mm}^3$  (para todos los líquidos y gases a presión atmosférica)

$\delta m$  = densidad de la masa

### 1.3. Temperatura <sup>(1)</sup>

Según la teoría cinética, la temperatura, es una medida de la energía cinética media de los átomos y moléculas que constituyen un sistema. Dada que la energía cinética depende de la velocidad, podemos decir que la temperatura está relacionada con las velocidades medias de las moléculas del gas. La temperatura es una sustancia la cual:

- Tiene una composición química fija en cualquier parte.
- No tiene que estar conformada por un solo elemento o compuesto químico.
- Una mezcla de dos o más fases de una sustancia se sigue considerando sustancia pura.

Se pueden tomar como algunos ejemplos al aire, agua con hielo, agua con aceite entre otros.

### 1.4. Presión (cinética) <sup>(1)</sup>

La presión ejercida sobre una superficie, es expresada como la razón de transferencia de la componente normal de su momentum con respecto a la unidad de área. La presión se puede definir desde cuatro puntos de vista: Mecánica, hidráulica, cinética y termodinámica.

- Presión mecánica: Se define como la fuerza normal ejercida por un cuerpo en una determinada área, definida en la ecuación (2).

$$P = \frac{F}{A} = \frac{mg}{A} \quad (2)$$

dónde:

P = presión mecánica

F = Fuerza

A = Área



- Presión hidráulica: Presión que se define como el producto del peso específico del líquido por la diferencia de altura, respecto a su nivel de referencia, presentado en la ecuación (3).

$$P = \rho gh \quad (3)$$

dónde:

P = presión hidráulica

$\rho$  = densidad del fluido

h = altura

- Presión cinética: La presión se define como la energía cinética molecular de un fluido por unidad de volumen, mostrado en la ecuación (4).

$$P = \frac{1}{3} nmv^2 \quad (4)$$

dónde:

P = presión cinética

m = masa

v = volumen

En la mecánica de fluidos, la presión puede dividirse en clases de presiones para poder distinguirlas entre sí. Relativamente se divide en cinco conceptos: Absoluta, atmosférica, relativa, diferencia y vacío.

- Presión absoluta: Valor de la presión con respecto al cero absoluto.
- Presión atmosférica: Presión generada por la atracción gravitacional entre la Tierra y el aire que la rodea.
- Presión relativa: Valor de una presión medida respecto a la presión atmosférica.
- Presión diferencial: Valor de la diferencia entre dos presiones.
- Presión de vacío: Es el estado de un gas, en el que su presión es menor a la presión atmosférica.

### 1.5. Esfuerzo cortante ( $\tau$ ) <sup>(1)</sup>

Es el componente de la fuerza tangente a una superficie, mostrado en la ecuación (5). Es el valor límite de la fuerza por unidad de área a medida que el área se reduce a un punto,

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (5)$$

dónde:

$\tau$  = esfuerzo cortante

F = fuerza

A = área

### **1.6. Viscosidad <sup>(1)</sup>**

La viscosidad, mostrada en la ecuación (6), es una medida cuantitativa de la resistencia de un fluido a fluir. Esta determina la velocidad de deformación de un fluido cuando se le aplica un esfuerzo cortante.

#### **1.6.1. Ley de la viscosidad de Newton**

$$\tau = \mu \left( \frac{\delta u}{\delta y} \right) \quad (6)$$

dónde:

$\tau$  = esfuerzo cortante

$\mu$  = viscosidad del fluido

$\frac{\delta u}{\delta y}$  = parámetro que se obtiene de la gráfica del comportamiento de los fluidos

**Viscosidad del fluido (coeficiente de viscosidad, viscosidad absoluta).**

$$\mu = \tau \left( \frac{\delta u}{\delta y} \right) \quad (7)$$

**Viscosidad cinemática ( $\mu_c$ )**

$$\mu_c = \frac{\mu}{\rho} \quad (8)$$

dónde:

$\mu_c$  = viscosidad cinemática

$\mu$  = viscosidad del fluido

$\rho$  = densidad del fluido

## 1.7. Clasificación de los fluidos <sup>(2)</sup>

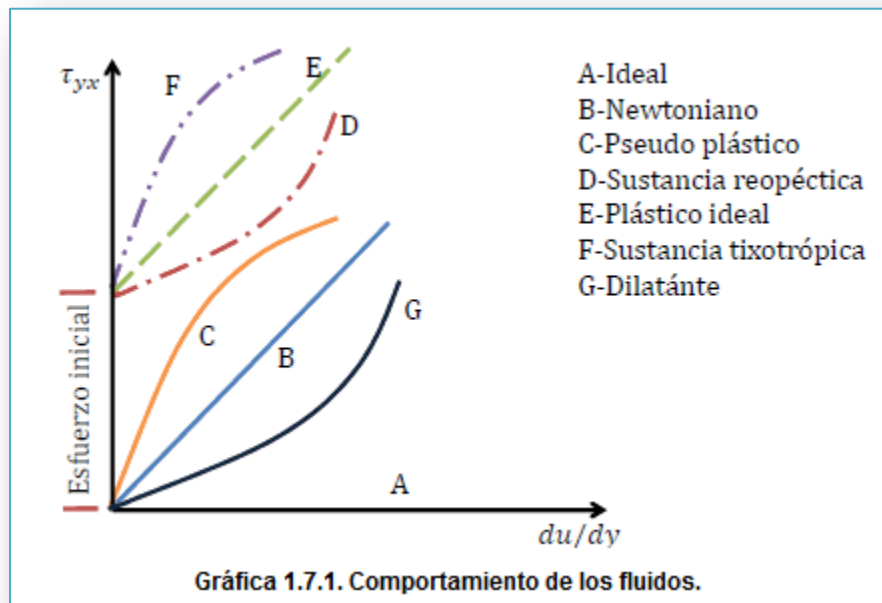
En la mecánica de fluidos, existen dos definiciones bien estructuradas para poder clasificar a los fluidos: Newtonianos y no newtonianos.

- Fluidos Newtonianos: Existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante, por lo que la viscosidad es constante.
- Fluidos No Newtonianos: No existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante.

En muchas ocasiones para simplificar el estudio de un fluido, se considera que su viscosidad es cero, lo cual, implica que el esfuerzo cortante también es cero, para cualquier movimiento del fluido. Este fluido de viscosidad cero es denominado fluido ideal.

El tema de flujo no newtoniano constituye actualmente una parte de otra ciencia más amplia que es la Reología, es decir, " la ciencia de flujo y la deformación", que estudia las propiedades mecánicas de los gases, líquidos, plásticos, sustancias asfálticas y materiales cristalinos.

En la gráfica 1.7.1., se muestra el comportamiento de los distintos tipos de fluidos cuando se le aplica un esfuerzo cortante y se le aumenta una velocidad de deformación.



## 1.8. Números adimensionales<sup>(2)</sup>

El parámetro primario que determina el comportamiento de los fluidos newtonianos es el número de Reynolds, evidenciado en la siguiente ecuación (9):

$$R_e = \frac{\rho V L}{\mu} = \frac{V L}{\nu} = \frac{4 q_m}{\pi L \mu} \quad (9)$$

Dónde:

$\rho$  = Densidad del fluido ( $\text{kg/m}^3$ )

$V$  = Velocidad del fluido ( $\text{m/s}$ )

$L$  = Longitud característica ( $\text{m}$ )

$\mu$  = Viscosidad dinámica ( $\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$ )

$\nu$  = viscosidad cinemática ( $\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$ )

$q_m$  = flujo másico ( $\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$ )

$R_e$  = Número de Reynolds

En la tabla 1.8.1., se muestra el comportamiento del Número de Reynolds para cada tipo de flujo que se maneje.

Si:

$0 < Re < 1$	Movimiento laminar-lento-altamente viscoso.
$1 < Re < 100$	Laminar, fuerte dependencia del número de Reynolds.
$100 < Re < 10^3$	Laminar, es útil en la teoría de capa límite.
$10^3 < Re < 10^4$	Transición a la turbulencia.
$10^4 < Re < 10^6$	Turbulento, moderada dependencia del número de Reynolds.
$10^6 < Re < \infty$	Turbulento, débil dependencia del número de Reynolds.

**Tabla 1.8.1. Comportamiento del Número de Reynolds respecto al tipo de flujo existente.**

### 1.8.1. Presión de vapor:

La presión de vapor es la presión a la que un líquido hierve y está en equilibrio con su propio vapor.

- Presión del líquido > Presión de vapor = el único intercambio entre el líquido y vapor es la evaporación en la interfase.
- Presión del líquido  $\cong$  Presión de vapor = comenzarán a aparecer burbujas de vapor en el líquido.
- Presión líquida < Presión de vapor = cavitación

El parámetro adimensional que describe este fenómeno en la ecuación (10), es el número de cavitación.

$$C_a = \frac{P_a - P_v}{\frac{1}{2} \rho V^2} \quad (10)$$

dónde:

$C_a$  = Número de cavitación

$P_a$  = presión absoluta

$P_v$  = presión de vapor

$\rho$  = densidad del líquido

$v$  = volumen del líquido

### 1.8.2. Número de Mach ( $M_a$ ):

El número de Mach, en la ecuación (11), es el parámetro dominante en el análisis de flujos compresibles:

$$M_a = \frac{V}{c} \quad (11)$$

dónde:

$M_a$  = Número Mach

$V$  = Velocidad del fluido.

$c$  = Velocidad del sonido.

La tabla 1.8.2., muestra la rangeabilidad del comportamiento del Número Mach en distintos flujos.

Si:

$M_a < 0,3$	Flujo incompresible.
$0,3 < M_a < 0,8$	Flujo subsónico.
$0,8 < M_a < 1,2$	Flujo transónico.
$1,2 < M_a < 3,0$	Flujo supersónico.
$3,0 < M_a$	Flujo hipersónico.

**Tabla 1.8.2. Comportamiento del Número Mach.**

Para flujos internos (conductos), la cuestión más importante es simplemente si el flujo es subsónico ( $M_a < 1$ ) sónico ( $M_a = 1$ ) o supersónico ( $M_a > 1$ ).

## 2. Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera, los fluidos que se manejan son: aceite, gas y agua. De acuerdo a sus características podemos determinar el comportamiento del fluido bajo condiciones de presión y temperatura deseadas. Las propiedades de los fluidos están relacionadas entre sí, de tal forma que una propiedad está en función del comportamiento de otra. Por otra parte, todas las propiedades físicas de los fluidos en general, son dependientes o susceptibles a variar respecto a la presión y temperatura.

Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de análisis de laboratorio conocidos como PVT (presión, volumen y temperatura), los cuales se efectúan con muestras de fluidos sometidos a condiciones de interés; sin embargo, no siempre se dispone de ellos, ya sea porque no pueden obtenerse las muestras apropiadamente o por que no se justifica económicamente. En este caso, las propiedades pueden determinarse utilizando correlaciones desarrolladas empíricamente a partir de la información disponible como temperatura y presión, y otros parámetros medidos comúnmente en la superficie, como la relación gas-aceite producida (R), la densidad relativa del aceite, la densidad relativa del gas, densidad relativa del agua, el porcentaje de agua, etc.

El uso de las correlaciones no siempre puede proporcionar resultados satisfactorios, ya que han sido desarrolladas en base a las propiedades de aceites provenientes de áreas geográficas definidas, por lo que el aceite de otras regiones presenta características diferentes en su composición a las analizadas.

Si se dispone del análisis composicional de los fluidos, se pueden obtener las propiedades de los fluidos, mediante programas de cómputo sofisticados ya existentes en el mercado, los cuales hacen uso de ecuaciones de estado y correlaciones empíricas, con la gran virtud de poder simular

diferentes comportamientos para distintas condiciones de interés, ya sea combinando éstas o seleccionando algunas en específico, para obtener una mejor aproximación del parámetro deseado.

Una vez que se sabe el comportamiento de los fluidos respecto a la presión y la temperatura, es posible caracterizar y determinar el comportamiento de los yacimientos, estimación de las reservas, el diseño de instalaciones de producción, y transporte de los fluidos producidos.

Dentro de las propiedades más importantes de los fluidos se encuentra: la densidad, la viscosidad, factor de volumen, relación de solubilidad, factor de compresibilidad, para el gas, aceite y agua.

### 2.1. Propiedades del gas

Normalmente se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas para determinar las propiedades de los fluidos. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido ( $\gamma_g$ ). Las distintas densidades se pueden obtener de la siguiente manera:

#### a) 2.1.1. Densidad relativa del gas producido<sup>(3)</sup>

Esta densidad puede obtenerse fácilmente si se cuenta con etapas de separación con sus respectivos gastos de gas y aceite producidos.

La densidad relativa del gas es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire (tomando como peso molecular del aire  $PM_{aire} = 28.97$  lb/lb-mol), mostrada en la ecuación (1).

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} \quad , \quad \gamma_g = \frac{PM_g}{PM_{aire}} \quad (1)$$

dónde:

$\gamma_g$  = densidad relativa del gas producido

$\rho_{gas}$  = densidad del gas

$\rho_{aire}$  = densidad del aire

$PM_g$  = peso molecular del gas

$PM_{aire}$  = peso molecular del aire

#### b) 2.1.2. Densidad relativa del gas libre<sup>(3)</sup>

Conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas, de yacimiento y de flujo, constituyen las fases gaseosas. A partir de la siguiente ecuación se deduce la densidad relativa del gas libre.

Normalmente  $\gamma_{gd} > \gamma_g > \gamma_{gl}$  ya que el gas que primero se libera es principalmente el metano, al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular y aumenta la  $\gamma_{gl}$ , así como la  $\gamma_{gd}$ .

**c) 2.1.3. Densidad relativa del gas disuelto por Katz<sup>(4)</sup>**

Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo, ecuación (2).

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ\text{API} + R_g \times 10^{-6} (0.6874 - 3.564^\circ\text{API}) \quad (2)$$

dónde:

$\gamma_{gd}$  = densidad relativa del gas disuelto

**d) 2.1.4. Factor de compresibilidad del gas (Z)<sup>(5)</sup>**

El factor de compresibilidad es también conocido como factor de desviación del gas o factor de z. El factor de compresibilidad del gas es la relación del volumen ocupado por el gas real a las condiciones de presión y temperatura dadas entre el volumen del gas que ocuparía un gas ideal a las mismas condiciones de presión y temperatura.

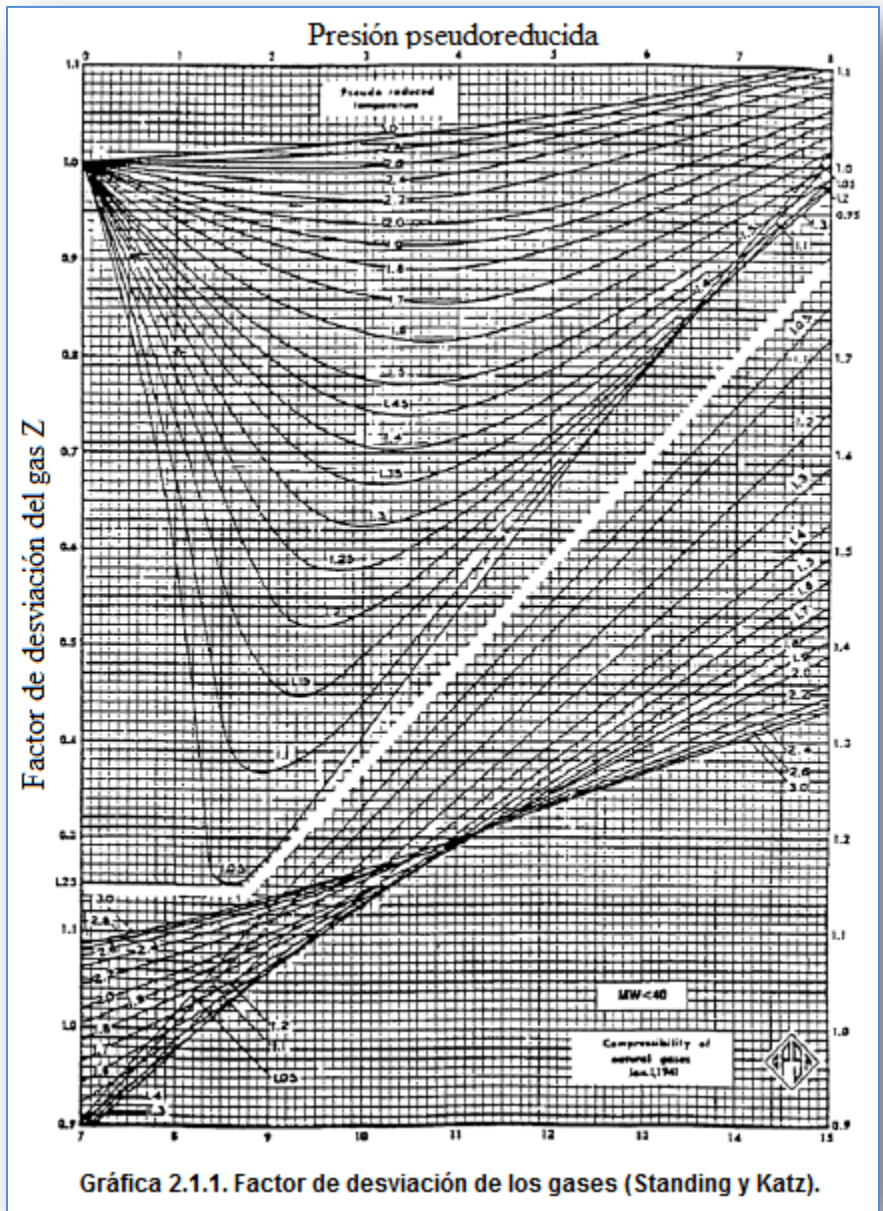
El factor de compresibilidad no es constante, ésta varía con los cambios de la composición, temperatura y presión. El factor de compresibilidad fue determinado experimentalmente por Standing y Katz, los resultados obtenidos se muestran a la gráfica 2.1.1.

A presiones bajas, las moléculas están relativamente separadas. Como se muestra en la gráfica a presiones bajas el factor de compresibilidad alcanza el valor de 1.0. Indica que el gas se comporta como ideal a bajas presiones.

A presiones moderadas, las moléculas se aproximan, por lo que existen fuerzas de atracción entre ellas. Esta atracción causa que el volumen real sea más bajo que el volumen obtenido, con la ecuación de los gases ideales, por lo que el factor de compresibilidad es menor que 1.0.

A presiones altas, las moléculas se juntan tanto que existen fuerzas de repulsión haciendo que el volumen a condiciones de presión y temperatura, sea mayor que el volumen ideal y el factor de compresibilidad es más grande que 1.0.





Gráfica 2.1.1. Factor de desviación de los gases (Standing y Katz).

**2.1.4.1. Calculo del factor de compresibilidad para altas presiones <sup>(5)</sup>**

Para determinar el factor de compresibilidad del gas  $P > 5000$  psia y densidades relativas del gas iguales o mayores a 0.7 puede emplearse la ecuación de Hall-Yarborough. La ecuación (3), fue desarrollada usando la ecuación de estado de Carnahan-Starling y aplicando el método de Newton-Raphson.

$$Z = 0.06125 p_{pr} \exp(-1.2(1-t)^2) / \rho_r \tag{3}$$

Dónde:

$$t = 1 / T_{pr}$$

Su solución implica un procedimiento iterativo a partir de un valor inicial supuesto de densidad reducida.

$$\rho_r = 0.001$$

$$AH = p_{pr}(AA) + (\rho_{rs} + \rho_{rs}^2 + \rho_{rs}^3 + \rho_{rs}^4) / (1 + \rho_{rs})^3 - (AB) \rho_{rs}^2 + (AC) \rho_{rs}^{AE}$$

$$AI = (1 + 4 \rho_{rs}^2 + 4 \rho_{rs}^3 - \rho_{rs}^4) / (1 + \rho_{rs})^4 - (AD) \rho_{rs} + (AE)(AC) \rho_{rs}^{AG}$$

$$\rho_{rc} = \rho_{rs} - (AH/AI)$$

$$AA = -(0.06125t \exp(-1.2(1-t)^2))$$

$$AB = 14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3$$

$$AC = 90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3$$

$$AE = 2.18 + 2.82t$$

$$AG = 1.18 + 2.82t$$

Si el valor absoluto de  $AH > 0.00001$ , se re calcula AH y AI suponiendo un nuevo valor de  $\rho_{rs}$ .

$$\rho_{rs} = \rho_{rc}$$

Otra forma de determinar el factor de compresibilidad del gas es por ensayo y error utilizando la siguiente serie de ecuaciones propuestas por Standing y Katz<sup>(8)</sup>:

$$T_{pc} = T + 460 / T_{pc}$$

$$P_{pr} = P / P_{pc}$$

$$\rho_r = 0.27 P_{pr} / z T_{pc}$$

$$z = 1 + (A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3}) \rho_r + (A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}}) \rho_r + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

Dónde:

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.6123$
$A_2 = -1.0467$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.5783$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.5353$	$A_8 = 0.68446$

**Tabla 2.1. Resultados del factor de compresibilidad del gas.**

Para gases superficiales:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf}$$

Para gases húmedos:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gf}$$

$\rho_r$  = Densidad reducida.

$T_{pr}$  = Temperatura pseudoreducida.

$p_{pr}$  = Presión pseudoreducida.

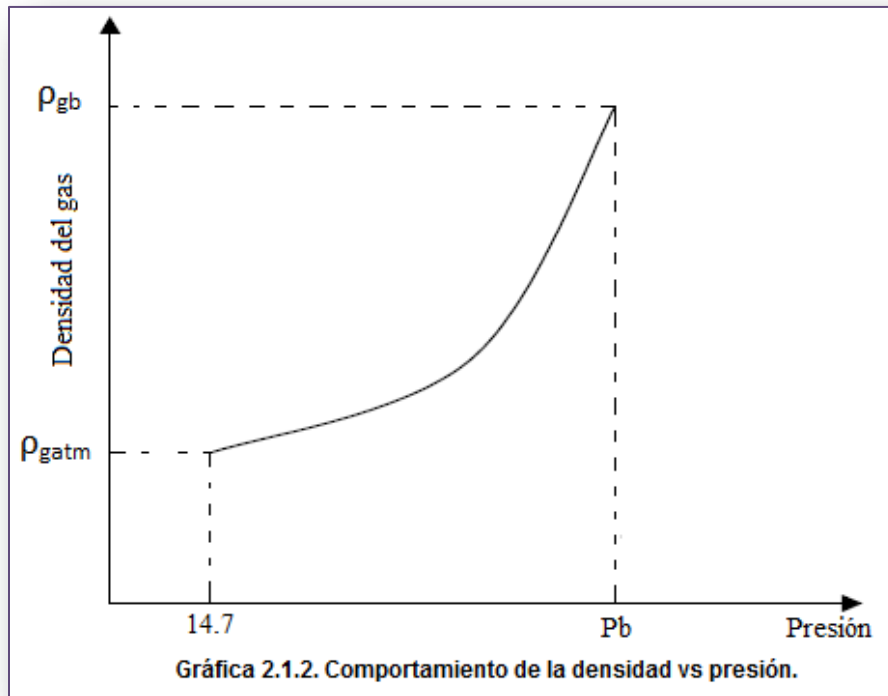
$T_{pc}$  = Temperatura pseudocrítica.

$P_{pc}$  = Presión pseudocrítica.

**e) 2.1.5. Densidad del gas ( $\rho_g$ )<sup>(5)</sup>**

La densidad es definida como la masa de gas por unidad de volumen, ésta propiedad es afectada considerablemente por el gradiente de la presión en flujo multifásico vertical.

En la gráfica 2.1.2. se muestra el comportamiento de densidad del gas contra la presión.



La densidad del gas va disminuyendo con el decremento de la presión, debido a que las moléculas se separan cada vez más, por lo tanto, se tiene la misma masa en un mayor volumen.

La densidad del gas puede obtenerse a partir de la ecuación (4) la cual es conocida como la ecuación de estado de los gases reales:

$$PV = ZnRT \quad (4)$$

en términos del volumen específico y la densidad relativa del gas  $\gamma_g$

$$PV = \frac{ZmRT}{m}$$

$$PV = \frac{ZRT}{M}$$

Por lo que se tiene que:

$$\rho_g = \frac{1}{v} = \frac{pM}{ZRT} = \frac{2.7P\gamma_g}{zT} \quad (5)$$

dónde:

P = Presión lb/ft<sup>2</sup>

R = Constante universal de los gases reales lbf.ft/lb-mol°R

Z = Factor de compresibilidad

V = Volumen específico ft<sup>3</sup>/lbm

m = masa del gas lbm

M = peso molecular del gas lb/lb-mol

V = Volumen del gas

$\rho_g$  = Densidad del gas

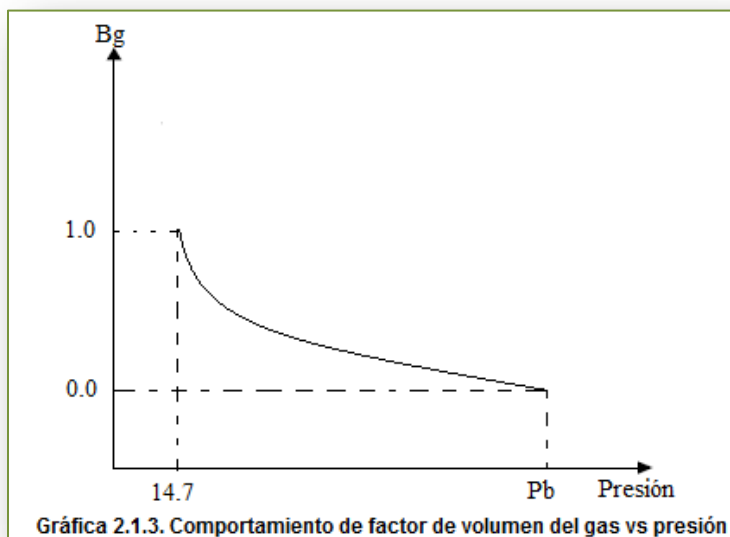
T = Temperatura °R

**f) 2.1.6. Factor de volumen del gas ( $B_g$ )<sup>(5)</sup>**

Es el volumen de una masa de gas medida a las condiciones de presión y temperatura de interés (condiciones de escurrimiento), dividido por el mismo volumen de la misma masa de gas expresada a condiciones estándar, ecuación (6):

$$B_g = \frac{\text{Vol. de gas @ c.e.}}{\text{Vol. de gas @ c.s.}} \quad (6)$$

En la gráfica 2.1.3., se muestra el comportamiento del factor de volumen del gas contra la presión.



Debajo de la presión de burbujeo, el gas disuelto se libera, por lo que se tiene presencia de gas en el yacimiento; a medida que la presión disminuye, el factor del volumen del gas aumenta porque el volumen del gas a condiciones de escurrimiento se incrementa. El máximo valor del factor del volumen del gas es 1 cuando las condiciones de presión y temperatura son iguales a las condiciones estándar.

Partiendo de la ecuación de estado para los gases reales se tiene que:

$$PV = ZnRT \quad (4)$$

$$P_s V_s = V_s @c.s.$$

$$P_e V_e = Z_e n R T_e @c.e.$$

Despejando  $V_s$  y  $V_e$

$$V_s = \frac{Z_s n R T_s}{P_s} \quad ; \quad V_e = \frac{Z_e n R T_e}{P_e}$$

$$Bg = \frac{V_e}{V_s} = \frac{Z_e n R T_e}{Z_s n R T_s}, \quad \text{donde } Z_s = 1$$

$$Bg = \frac{Z_e T_e P_s}{P_e T_s}$$

Sustituyendo  $P_s = 14.7$  psia y  $T_s = 60$  °F se tiene que:

$$B_g = \frac{0.02825 Z(T + 460)}{P}$$

dónde:

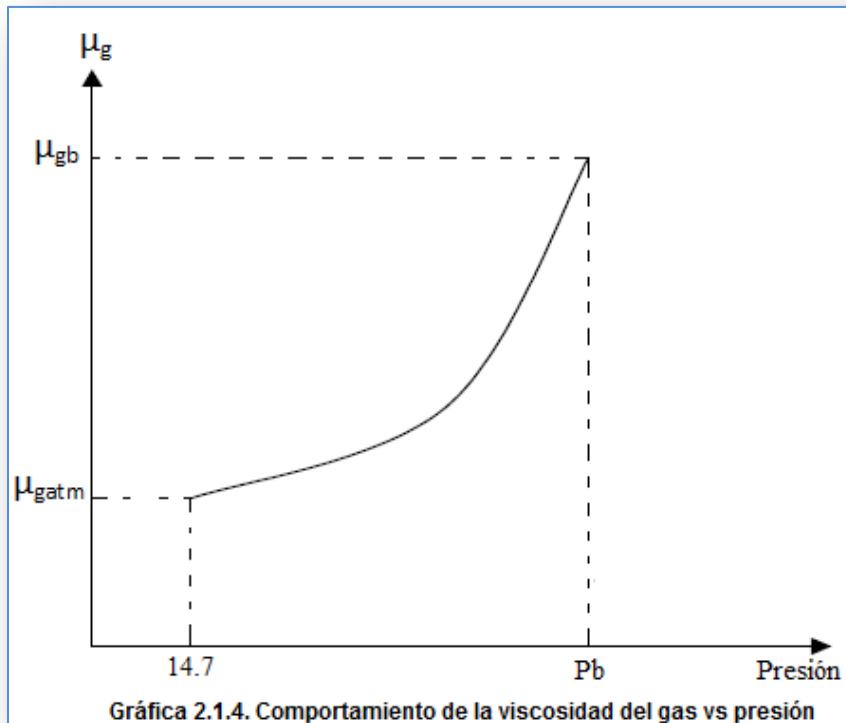
P = Presión psia

T = Temperatura °F

### g) 2.1.7. Viscosidad del gas ( $\mu_g$ )<sup>(7)</sup>

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo del fluido en un medio por el que se transporta. Usualmente la viscosidad está dada en unidades de centipoise (g/cm.seg). Este termino de viscosidad es llamado viscosidad dinámica (ecuación (7)), diferente a la viscosidad cinemática, la cual es definida como la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido ( $\mu$ ).

En la gráfica 2.1.4., se muestra el comportamiento de la viscosidad del gas contra la presión.



La viscosidad del gas disminuye conforme la presión va disminuyendo ya que las moléculas se separan cada vez más el movimiento de estas es más fácil.

La determinación experimental de la viscosidad es difícil. Usualmente la Ingeniería Petrolera confía en las correlaciones para obtener la viscosidad del gas. La viscosidad de un gas puro depende de la presión y la temperatura, pero para una mezcla de gases ésta es función de la composición de la mezcla. La ecuación para el cálculo de la viscosidad de una mezcla de gases puede usarse cuando la composición de la mezcla y la viscosidad de cada componente es conocido a la presión y temperatura de interés, como la indican Herning and Zipperer:

$$\mu_g = \frac{\sum_{i=1}^n (\mu_{gi} Y_i \sqrt{PM_i})}{\sum_{i=1}^n Y_i \sqrt{PM_i}} \quad (7)$$

En donde:

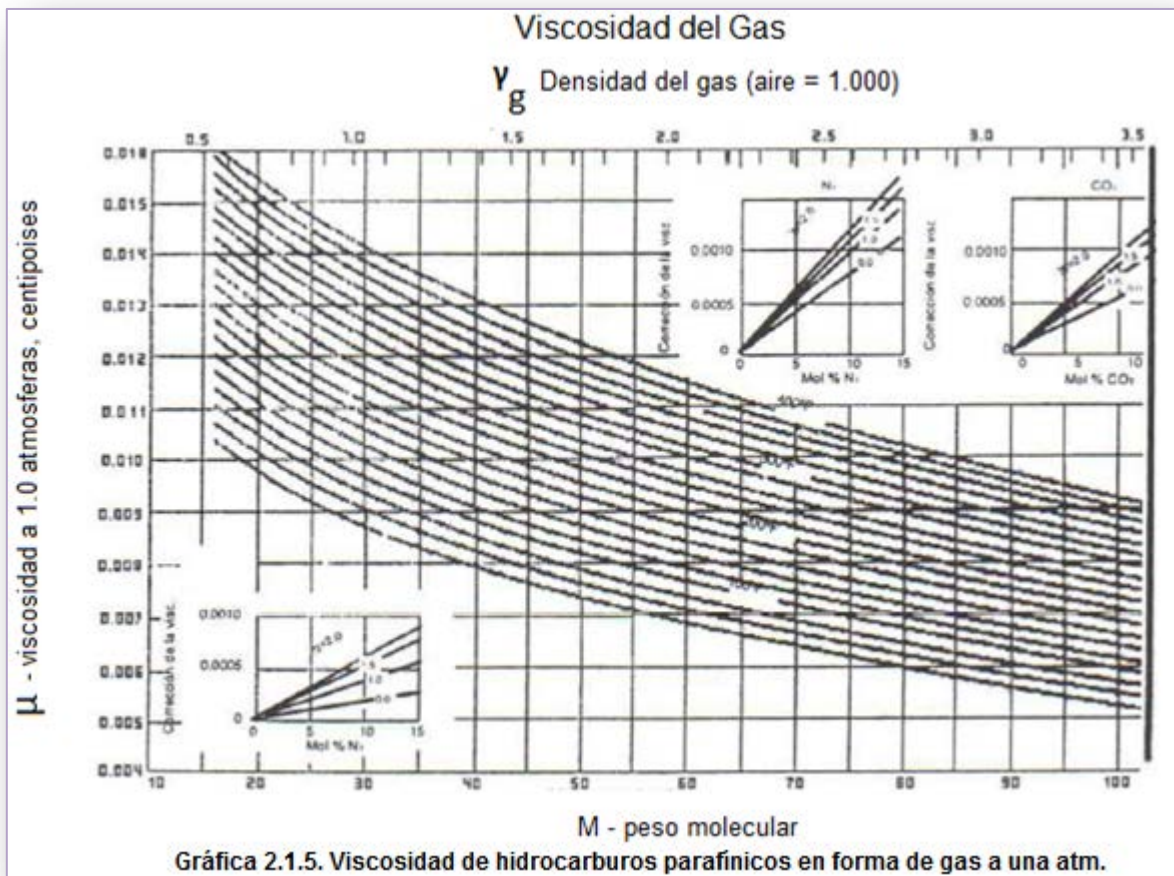
$\mu_g$  = Viscosidad del gas a las condiciones de presión y temperatura de interés

Y = Fracción del gas

PM = Peso molecular del gas

Carr, Riki Kobayashi y David B. Burrows propusieron un método más rápido para obtener la viscosidad, a partir de la densidad relativa y temperatura del gas. Agrega una correlación para la

presencia de ácido sulfhídrico, nitrógeno y bióxido de Carbono, los cuales son mostrados en la gráfica 2.1.5.



## 2.2. Propiedades del aceite saturado

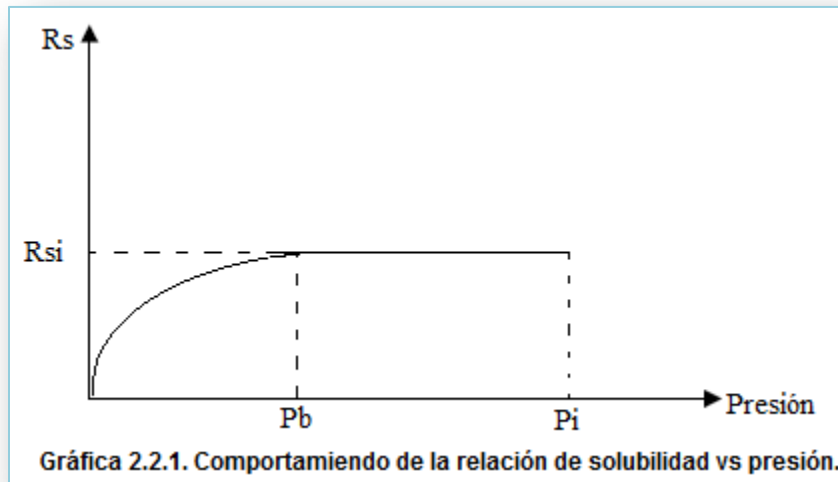
### a) 2.2.1. Relación de la solubilidad ( $R_s$ )<sup>(8)</sup>

Es el volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a las condiciones de presión y temperatura a la que sea evaluada, por cada barril producido, ambos medidos a condiciones estándar, mostrado en la ecuación (8).

$$R_s = \frac{\text{Vol del gas disuelto en el aceite @c.s.}}{\text{Vol del aceite @c.s.}} \quad (8)$$

En la gráfica 2.2.1., se muestra el comportamiento típico de la relación de solubilidad contra presión.





La relación de la solubilidad se mantiene constante de la presión inicial a la presión de burbujeo, ya que el fluido se encuentra en una sola fase (líquido), pero una vez que llega a la presión de burbujeo, se tiene la primer burbuja de gas libre, y de esta presión hacia abajo la relación de solubilidad declina, ya que cada vez se tiene menos gas disuelto en el aceite, al liberarse paulatinamente.

Por medio de las siguientes correlaciones, se puede obtener la relación de solubilidad:

**Vázquez y Beggs:**

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} (1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{API } T_s \log (P_s / 114.7))$$

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp (C_3 \text{ } ^\circ\text{API} / (T+460))$$

Coeficiente	$^\circ\text{API} \leq 30^\circ$	$^\circ\text{API} \geq 30^\circ$
$C_1$	0.0362	0.0178
$C_2$	1.0937	1.1870
$C_3$	25.724	23.931

**Tabla 2.2.1. Resultados de la relación de solubilidad.**

En donde:

$\gamma_{gs}$  = Densidad relativa normalizada a una presión de 100 lb/pg<sup>2</sup> manométrica.

$\gamma_{gp}$  = Densidad relativa a las condiciones de presión y temperatura de la separación.

$P_s$  = Presión de separación.

$T_s$  = Temperatura de separación.

**Oisten<sup>(9)</sup>:**

$$R_s = \gamma_{gd} (p^* \text{ °API}^{0.989} / T^a)^{1/0.816}$$

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p$$

Dónde:

$\gamma_{gd}$  se obtiene de la ecuación de Katz.

$a = 0.13$  para aceite volátil ;  $a = 0.172$  para aceite negro.

**Lasater<sup>(10)</sup>:**

$$R_s = 132755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o}$$

$$y_g = 419.545 \times 10^{-5} P_f^3 - 591.428 \times 10^{-4} P_f^2 + 334.519 \times 10^{-3} P_f + 169.879 \times 10^{-4}$$

$$P_f = (\gamma_{gd} P / T + 460)$$

$\gamma_{gd}$  se obtiene de la ecuación de Katz.

**Standing<sup>(11)</sup>:**

$$R_s = \gamma_{gd} \left( \left( \frac{P}{18} \right) 10^{(0.0125 \text{ °API} - 0.00091T)} \right)^{1/0.83}$$

$\gamma_{gd}$  se obtiene de la ecuación de Katz.

### **b) 2.2.2. Factor de volumen del aceite ( $B_o$ )<sup>(7)</sup>**

Se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para tener un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento en superficie es menor al volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el pozo. Este cambio de volumen de aceite que va acompañado del cambio de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie es debido a tres factores:



El factor de volumen del aceite aumenta de la presión inicial a la presión de burbujeo, ya que el aceite sufre una expansión debido a que el gas tiende a liberarse, a presiones menores a la presión de burbujeo el gas disuelto se libera, por lo que el factor de volumen disminuirá hasta el valor de 1, ya que cada vez se tiene menos cantidad de gas disuelto en el aceite.

El factor de volumen del aceite puede obtenerse con las siguientes correlaciones y los resultados se muestran en la tabla 2.2.2.:

**Vázquez y Beggs:**

$$B_o = 1 + C_1R_1 + (T - 60)(^\circ\text{API} / \gamma_{gs})(C_2 + C_3R_3)$$

dónde:

Coeficiente	$^\circ\text{API} \leq 30^\circ$	$^\circ\text{API} \geq 30^\circ$
$C_1$	$4.677 \times 10^{-4}$	$4.67 \times 10^{-4}$
$C_2$	$1.751 \times 10^{-5}$	$1.1 \times 10^{-5}$
$C_3$	$-1.811 \times 10^{-8}$	$1.337 \times 10^{-9}$

**Tabla 2.2.2. Resultados del factor de volumen del aceite.**

**Oistein<sup>(9)</sup>:**

$$B_o = 1 + 10^a$$

$$B_{O^*} = R_s (\gamma_{gd} / \gamma_o)^{0.526} + 0.968 T$$

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log B_{O^*} - 0.27683 \log^2 B_{O^*}$$

**Standing<sup>(11)</sup>:**

$$B_o = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175}$$

$$F = R_s \left( \frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T$$

dónde:

$B_o$  = factor de volumen del aceite.

$\gamma_{gd}$  = densidad del gas disuelto.

$\gamma_o$  = densidad del aceite.

$R_s$  = relación de solubilidad.

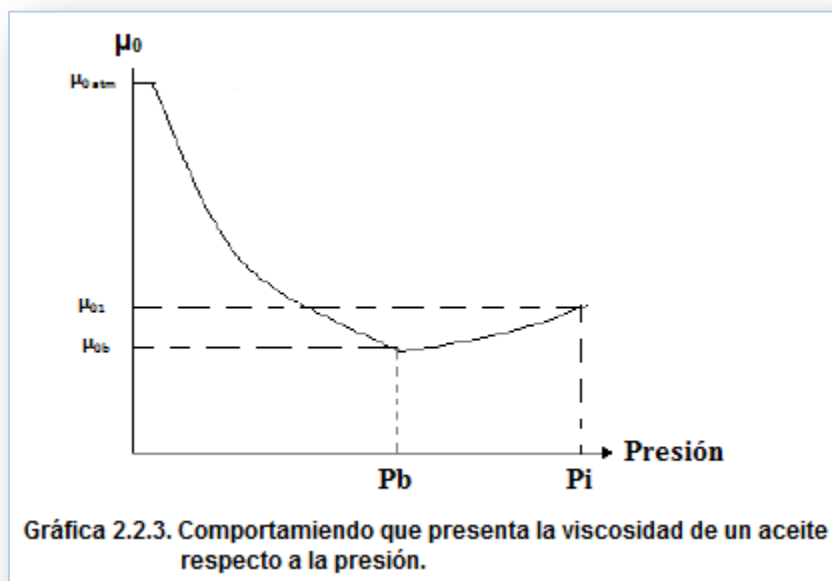
### C) 2.2.3. Viscosidad del aceite ( $\mu_0$ )<sup>(7)</sup>

La viscosidad del aceite es una propiedad física importante que controla el flujo del aceite a través del medio poroso y la tubería. La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna de un fluido al fluir. Es considerada la propiedad del aceite más difícil de calcular con correlaciones, con una precisión aceptable.

La viscosidad del aceite está en función de la temperatura, presión, gravedad específica del aceite y gas, solubilidad del gas y la composición del aceite. Siempre que sea posible, la viscosidad del aceite deberá ser determinada por mediciones en el laboratorio a temperatura y presión del yacimiento. Regularmente se reporta en análisis PVT. Si la adquisición de datos de un laboratorio no está disponible, los ingenieros pueden referirse a las correlaciones publicadas, lo cual varían en complejidad y precisión, dependiendo de los datos disponibles del aceite. Dependiendo de la presión ( $p$ ), la viscosidad del aceite puede clasificarse en tres categorías:

- Viscosidad de aceite muerto.- La viscosidad del aceite muerto (aceite sin gas disuelto) es definida como la viscosidad del aceite en la presión atmosférica y temperatura del sistema.
- Viscosidad de aceite saturado.- La viscosidad del aceite saturado (punto de burbujeo) se define como la viscosidad en cualquier presión menor o igual a la presión de saturación.
- Viscosidad de aceite bajosaturado.- La viscosidad del aceite bajosaturado es definida como la viscosidad de aceite en la presión por encima del punto de burbujeo y temperatura de yacimiento.

El comportamiento de la viscosidad del aceite se muestra en la siguiente gráfica 2.2.3.



De la presión inicial a la presión de burbujeo, la viscosidad del aceite se reduce linealmente con el decremento de la presión, ya que a presiones inferiores las moléculas se separan y el movimiento de estas es más fácil. A bajo de la presión de burbujeo, la composición del líquido cambia, por lo que la viscosidad se incrementa por la liberación del gas.

La viscosidad del aceite puede obtenerse con las siguientes correlaciones:

**Beggs-Robinson<sup>(12)</sup>:**

$$\mu_o = a \mu_{om}^b$$

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338}$$

$$\mu_{om} = 10^X - 1$$

$$X = Y T^{-1.63} : Y = 10^Z$$

**Oisten<sup>(9)</sup>:**

$$\mu_o = c (\log^\circ \text{API})^d$$

$$c = 3.141 (10^{10}) T^{-3.444}$$

$$d = 10.313 (\log T) - 36.447$$

dónde:

$R_s$  = relación de solubilidad.

$\mu_o$  = viscosidad del aceite.

T = temperatura del yacimiento.

#### **d) 2.2.4. Densidad relativa del aceite ( $\gamma_o$ )<sup>(7)</sup>**

La densidad relativa del aceite ( $\gamma_o$ ) es definida como la relación de la densidad del líquido entre la densidad del agua, ambas tomadas a la misma presión y temperatura. Ecuación (10):

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (10)$$

dónde:

$\gamma_o$  = densidad relativa del aceite.

$\rho_o$  = densidad del aceite.

$\rho_w$  = densidad del agua.

La densidad relativa es adimensional, sin embargo, actualmente para el sistema inglés se tienen las siguientes unidades:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{(\text{lb aceite}/\text{ft}^3 \text{ aceite})}{(\text{lb agua}/\text{ft}^3 \text{ agua})}$$

**e) 2.2.5. Densidad del aceite saturado ( $\rho_o$ )<sup>(3)</sup>**

La densidad de un fluido se define como la masa o peso de un fluido por unidad de volumen. Adicionalmente se puede calcular la densidad del aceite saturado, aplicando la ecuación (11).

$$\rho_o = \frac{62.4 \gamma_o + 0.01362 R_s \gamma_{gd}}{B_o} \quad (11)$$

dónde:

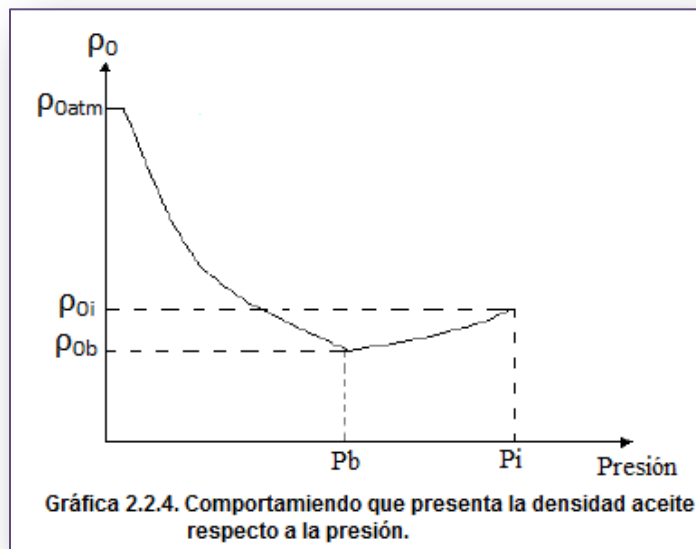
$\gamma_o$  = densidad del aceite.

$R_s$  = relación de solubilidad.

$\gamma_{gd}$  = densidad del gas disuelto.

$B_o$  = factor de volumen del aceite.

$\rho_o$  = densidad del aceite saturado



### f) 2.2.6. Densidad del aceite en grados API ( $^{\circ}\text{API}$ )<sup>(3)</sup>

El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute API), adoptó una escala especial para expresar la densidad relativa del aceite. En la industria petrolera se emplea la densidad en grados API que se define como se muestra en la ecuación (12):

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (12)$$

Donde  $\gamma_o$  es la densidad relativa del aceite, la cual está referida a la del agua a 60°F. De ésta manera, si un líquido tiene una densidad relativa de 1, tendrá 10°API independientemente de la temperatura.

## 2.3. Propiedades del agua saturada.

### 2.3.1. Composición del Agua de Formación

Toda agua de formación contiene sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. El agua es conocida como salmuera o agua salada. Sin embargo, la salmuera de los campos no tiene ninguna relación con el agua de mar, tanto en la concentración de sólidos o distribución de iones presentes. El agua de Formación ha reportado un total de concentración de sólidos que va desde 10,000 ppm, hasta aproximadamente 300,000 ppm. El agua de mar contiene alrededor de 35,000 ppm de sólidos totales.

Las concentraciones de los sólidos disueltos en el agua de formación se reportan en partes por millón, ppm, miligramos por litro, mg/lit, y por ciento en peso de los sólidos. Las partes por millón (ppm), implican gramos de sólidos por un millón de gramos de agua de formación, es decir:

$$\text{Ppm} = \frac{\text{gr sólidos}}{10^{16} \text{ agua de formación}}$$

#### a) 2.3.1.1. Factor de volumen del agua ( $B_w$ )<sup>(3)</sup>

El factor de volumen del agua puede ser calculado con la siguiente ecuación (13):

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1.0 \times 10^{-5} (T - 60) - 3.33 \times 10^{-6} p \quad (13)$$

dónde:

$B_w$  = factor de volumen del agua.

T = temperatura del yacimiento.

P = presión del yacimiento.



**b) 2.3.1.2. Densidad del agua ( $\rho_w$ )<sup>(3)</sup>**

La densidad del agua puede determinarse con la siguiente ecuación (14):

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w} \quad (14)$$

dónde:

$\rho_w$  = densidad el agua.

$B_w$  = factor de volumen del agua.

**c) 2.3.1.3. Viscosidad del agua ( $\mu_w$ )<sup>(13)</sup>**

La viscosidad del agua está en función de la cantidad de cloruro de sodio (NaCl) que contenga y se puede obtener mediante la siguiente ecuación (15):

$$\mu_w = A + \frac{B}{T} \quad (15)$$

dónde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\%NaCl) - 0.000393 (\%NaCl)^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\%NaCl)$$

Cuando se tiene que las presiones son muy elevadas, es necesario corregir el valor obtenido de la viscosidad con las siguientes expresiones:

$$C(p, T) = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40)$$

dónde

C = factor de corrección por presión y temperatura.

La corrección es aplicable en los siguientes rangos:

$$60^\circ F < T < 400^\circ F$$

$$P < 10,000 \text{ lb/pg}^2 \quad \text{y salinidad } \% \text{ NaCl} < 26\%$$

## 2.4. Generalidades de la medición de líquidos y gas <sup>(14)</sup>

Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el flujo que pasa a través de ellos y que se está transfiriendo, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

Medir, representa una actividad básica de toda labor productiva y tiene como finalidad entrar en el conocimiento de indicadores que califiquen y cuantifiquen la labor, esto se hace con el fin de prever, planear, destinar y organizar recursos, así como la estimación de utilidades y expectativas a mediano y largo plazo.

Así, para la industria petrolera es necesario contar con información actual y confiable de sus instalaciones de producción a fin de planear, programar y asignar acciones y recursos para optimizar su capacidad productiva. La ventaja que representa una buena medición se refleja en las pérdidas o utilidades obtenidas. Entre algunas de las siguientes aplicaciones donde la medición es una parte importante, se tiene:

Ventas: Es necesario totalizar el producto vendido para poder facturar.

Compras: Es conveniente comparar la medición del vendedor con la indicación del cliente para evitar pagar más de lo que se compra.

Detección de fugas: Cuando el crudo es transportado por oleoductos a puntos distintos, una diferencia en la medición puede ser la indicadora de una fuga en el trayecto del transporte.

Terminales de almacenamiento y/o distribución: Es necesario tener los datos del crudo recibido por las diferentes corrientes y el total, así como el que es enviado a las refinerías o a clientes.

Pozos petroleros: Para medir la producción de un pozo, un conjunto de ellos o campos completos de producción.

Plataformas marinas: En plataformas de producción o enlace, es conveniente cuantificar adecuadamente el crudo que sale de una plataforma de producción o de un grupo de ellas.

- Plataformas de exportación: Principalmente en el Golfo de México para permitir que el buque tanque puedan abastecerse directamente en la zona de producción costa afuera.
- Plataformas de importación: Para recibir y medir el petróleo al ser descargado del buque tanque.

Refinerías: Para medir con certeza las cantidades que reciben y los subproductos procesados que se distribuyen localmente o que se envían a los centros industriales de consumo.

La medición de la producción de pozos, se realiza en las instalaciones superficiales (baterías, estaciones de medición y cabezales), en los dos primeros se efectúan diversos procesos (separación, deshidratación, etc.) con el fin de conducir los productos según se trate, a través de gasoductos, oleoductos oleogasoductos hacia otras instalaciones del sistema.

Tradicionalmente en México las “pruebas de pozos” se han efectuado con equipos de separación y medición convencional, utilizando para los campos terrestres tanques de medición para cuantificar el aceite crudo y agua producida y medidores de placa de orificio para cuantificar el gas recuperado en el separador de medición. Éste método implica disponer del espacio suficiente para la localización de tanques; someter a amplios rasgos los medidores de flujo, exponer a acciones al personal operativo que efectúa la medición del nivel de líquido en la cúpula de los tanques, representando altos costos de pérdida económica al enviar cantidades considerables de gas a los quemadores y provocar daños al entorno ecológico por la emanación de vapores a la atmósfera.

Uno de los factores más importantes en el diseño de un sistema de medición es su exactitud, ya que errores aparentemente pequeños, en manejo de grandes volúmenes de hidrocarburos, se convierte en pérdidas millonarias.

Con el objetivo de minimizar y compensar los errores por desgastes mecánicos de los elementos primarios y/o sus rodamiento, es necesario calibrarlos periódicamente o bien, corregir su lectura comparándolos con la de un volumen conocido que se hace fluir a través de dicho elemento.

Los medidores de flujo se dividen en dos grupos funcionales: uno mide la cantidad y el otro mide principalmente el gasto de flujo. Todos los medidores de flujo consisten en dos distintas partes y cada una de ellas tiene distintas funciones a desempeñar. La primera es el elemento primario que está en contacto con el fluido, resultando una forma de interacción. Ésta interacción puede ser impartiendo movimiento al elemento primario y esto haría que se acelere el flujo. El segundo elemento traduce la interacción entre el fluido y el elemento primario a volúmenes por unidad de tiempo.

Los elementos primarios de medición pueden clasificarse de acuerdo al tipo de señal de salida, en analógicos y digitales. Los medidores analógicos tienen una salida continua, la señal generada por el medidor puede ser eléctrica (voltaje) o mecánica (presión diferencial) y puede ser una función no lineal del gasto. Los medidores digitales producen salidas oscilatorias o de pulsos como las vibraciones mecánicas u oscilaciones eléctricas, cada una de las cuales representan un gasto conocido.

Independientemente del principio utilizado para cuantificar el gasto, los medidores pueden agruparse en las siguientes categorías:

- Con partes móviles: El comportamiento de los medidores con partes móviles depende precisamente de esto, ya que a su vez están sujetos a desgastes y daño que altera la geometría y dan como resultado la falla del medidor aumentando las incertidumbres asociadas con la medición.
- Sin partes móviles: Los medidores que no tienen partes móviles son conceptualmente más atractivos; sin embargo, el desgaste de las superficies excediendo las tolerancias, aumenta la incertidumbre de la medición. La carencia de partes móviles favorece que se tengan pocas fallas severas del sistema, aunque se puedan presentar otros problemas, como, taponamiento o excesiva caída de presión (dependiendo del diseño).

- No intrusivos: Estos permiten que el fluido pase por el medidor sin perturbaciones, tal como los medidores magnéticos o ultrasónicos. Una ventaja que presentan estos medidores es que el fluido se obtenga sucio o abrasivo, conserva una vida útil razonable si se aplican e instalan adecuadamente.
- Intrusivos: Se caracterizan por disponer de sensores o elementos primarios inmersos en el fluido, los que generalmente están sometidos al desgaste y en ocasiones pueden provocar caídas de presión adicionales muy considerables en el sistema.
- Con separación de fases: Los medidores que requieren separar las fases, generalmente utilizan elementos primarios de medición convencional para cuantificar, cuya instalación y operación se rigen por estándares aceptados internacionalmente. Los sistemas pueden ser voluminosos o requieren de mucho espacio para su instalación.
- Sin separación de fases: La mayoría de los medidores que no requiere separar fases, utilizan nuevas tecnologías para la medición del gasto total y de las fracciones de cada una de las fases (medidor multifásico). Generalmente son compactos y de fácil instalación. El problema con estos medidores es su costo tan elevado.

## Referencias:

- (1) .- Ing. Darío Alejandro Loza Guerrero, M., C. Juan José Mercado Pérez, Ing. Victor Javier Medina López, Ing. Emmanuel Ríos Carrizalez: "Taller teórico-práctico de flujo de hidrocarburos líquidos", CENAM, octubre 2012.
- (2) .- Cengel Yunus A., John M. Cimbala: "Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones" McGraw-Hill, 2006.
- (3) .- Garaicochea P.F.: Apuntes de transporte de hidrocarburos por ductos, Facultad de Ingeniería.
- (4) .- Katz D.L.: Prediction of the shrinkage of crude oils, Drilling and prod. prac. API.
- (5) .- Wichert E. and Aziz K.: Calculate Z's for sour gases, Hidrocarbures processing.
- (6) Ikoku Chi U.: Natural gas Production engineering, Krienger Publishing Company Malabar, Florida, 1992.
- (7) .- Carr Norman L.: Viscosity of hidrocarbures gases under pressure. JPT, October 1954.
- (8) .- Vazquez M and Beggs, H.D.: Correlation for fluid Physical property prediction, J.P.T., june 1980.
- (9) .- Oinstein Glaso: Generalized pressure-volume-temperature correlation, May 1980.
- (10).- Lasater J.A.: Bubble point pressure correlation, AIME 1958.
- (11).- Standing M.B.: A pressure volume temperature correlation for mixtures of California oils and gases, Drill and prod prac. API 1972.
- (12) .- Begg and Robinson: Estimating the viscosity of crude oil system, J.P.T., September 1975.
- (13) .- Matthews C.S. y Russell D.G.: Pressure build-up and flow test in wells, monograph series SPE (1967).
- (14) .- Dr. Julio González: "Curso de medición de hidrocarburos", ESP OIL, diseñado para PEMEX exploración y producción, diciembre 2006.

## Capítulo II.- Introducción a los medidores.

El flujo de un hidrocarburo producido en los yacimientos fluye a estaciones de producción donde es separado o depurado, para luego ser transportado a los centros de procesamiento, donde se le somete a ciertos procesos para dar cumplimiento a la exigencia establecida por el medio ambiente y por un cliente determinado.

Se requiere que el flujo de un hidrocarburo sea continuo para realizar la medición sobre una corriente de gas (aire) que está fluyendo continuamente. El propósito de cualquier medidor es suministrarle al usuario la información necesaria que le permita calcular o leer el valor del flujo de un fluido que se mueve a través de una tubería.

### 1. Medidor:

En un dispositivo que mide el flujo o una característica de un fluido en movimiento en un medio abierto o cerrado. Es aceptable en la práctica identificar un medidor por el fundamento en el que se basa su principio de medición. Un ejemplo de medidores pueden ser los que miden diferenciales de presión, velocidad, etc., o por la tecnología que se aplique en ellos, tales como placa de orificio, turbina, vórtice, etc.

Los medidores de flujo están armados de dos elementos primarios, los cuales hacen que el medidor realice su trabajo óptimo.

El elemento primario, es un dispositivo instalado internamente o externamente en la tubería de flujo, el cual produce una señal en relación al flujo del fluido que circula por una tubería. El elemento primario puede consistir de uno o varios componentes necesarios para generar la señal.

El elemento secundario, es un dispositivo que responde a la señalización del elemento primario y la convierte en señal de salida que puede ser traducida como medida de flujo de cantidad.

Los medidores han sido clasificados de distintas maneras, son separados en aquellos que miden el flujo de masa y aquellos que miden la tasa de flujo, los cuales a su vez, se subdividen de acuerdo a su principio de operación. En el siguiente diagrama 2.1.<sup>(1)</sup> se muestra una clasificación completa de los medidores que se utilizan en la industria petrolera.

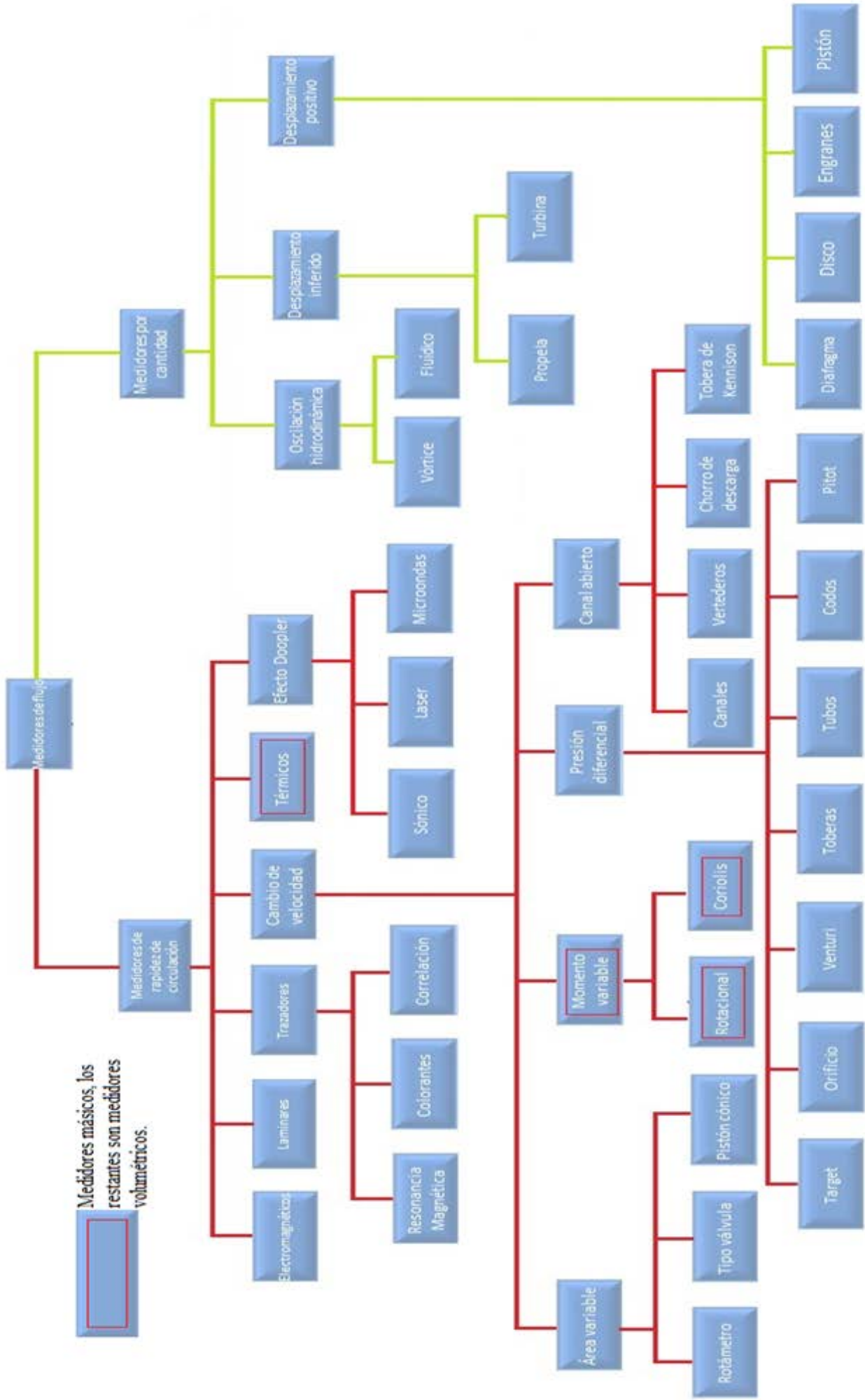


Diagrama 2.1. Clasificación de los sistemas de medición de hidrocarburos.

Los métodos tradicionales de la medición de hidrocarburos son los siguientes:

- Placa de orificio.
- Medidores de flujo de desplazamiento positivo.
- Medidores de flujo tipo turbina.

Los que se encuentran en proceso para agregarlos a la medición de hidrocarburos son:

- Másico.
- Ultrasónico.

Las características que debe tener un medidor de flujo, presentan en las tablas 1 y 2:

No requieren calibración.

<b>Características</b>	<b>Deseada</b>
1.- Medición	Masa
2.- Técnica	Principio primario

**Tabla 1. Clasificación de los medidores de flujo.**

Requieren de una calibración rigurosa.

<b>Característica</b>	<b>Deseada</b>
1.- Exactitud	Alta
2.- Repetitividad	Excelente
3.- Método	No intrusivo
4.- Operación	Lineal
5.- Alcance de medición	Gran alcance
6.- Condiciones de operación	T y P
7.- Fluidos	Cualquier líquido o gas
8.- Instalación	Exterior
9.- Influencia del perfil de velocidades	Sin influencia
10.- Costo	Económico

**Tabla 2. Funciones primarias de los sistemas de medición.**



### 1.1. Patrón Nacional para Flujo de Líquidos <sup>(1)</sup>

El Patrón Nacional para Flujo de Líquidos, se fundamenta en el pesado estático de la masa colectada de líquidos, la cantidad de líquido colectada por unidad de tiempo es determinada gravimétricamente para obtener el flujo másico ( $q_m$ ). El flujo volumétrico ( $q_v$ ) que pasa a través de un área de sección transversal en un intervalo de tiempo definido se determina mediante la densidad del líquido.

La masa corregida de agua colectada en los tanques de pasaje, mostrada en la ecuación (1) está dada por:

$$\rho_p = m_i f_{cm} C_{Div} \frac{1 - \frac{\rho_a}{\rho_p}}{1 - \frac{\rho_a}{\rho}} \quad (\text{kg}) \quad (1)$$

dónde:

$m_c$  = masa de agua corregida colectada en el sistema (kg)

$m_i$  = masa indicada (kg)

$f_{cm}$  = factor de corrección de la masa (adimensional)

$C_{Div}$  = factor de corrección de la masa debido a errores de la válvula desviadora de flujo

$\rho_a$  = densidad del aire ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$\rho_p$  = densidad de las pesas utilizadas en la caracterización de los sistemas de pesado ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$\rho$  = densidad del agua ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

El volumen determinado a condiciones de presión y temperatura de la línea de prueba se presenta en la ecuación (2):

$$V_m = \frac{m_c}{\rho_L C_{PL}} \quad (\text{L}) \quad (2)$$

dónde:

$V_m$  = volumen a las condiciones del medidor bajo prueba ( $\text{m}^3$ )

$\rho_L$  = densidad del agua en la línea ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$C_{PL}$  = factor de corrección por compresibilidad del líquido en la línea (adimensional)

El factor de compresibilidad  $C_{PL}$ , mostrado en la ecuación (3), está dado por:

$$C_{PL} = \left( 1 + \left( \frac{(50.74)(10^{-11})}{(-0.326)(10^{-11})(T_L)} \right) (P_L - 81500) + \frac{(50.74)(10^{-11})}{(+0.00416)(10^{-11})(T_L^2)} \right) \quad (\text{adimensional}) \quad (3)$$

dónde:

$T_L$  = la temperatura en la línea (°C)

$P_L$  = presión absoluta de la línea (Pa)

El factor K, presentado en la ecuación (4), está dado por:

$$K_V = \frac{N}{V_m} \quad (\text{pulsos/L}) \quad (4)$$

dónde:

N = número de pulsos del medidor bajo prueba totalizados durante el tiempo de colección de agua en los sistemas para pesar.

Un resultado de una medición es consistente cuando:

1. El instrumento o sistema de medición fue calibrado con patrones que tiene trazabilidad a los patrones nacionales.
2. Los resultados de la calibración del sistema de medición son aplicados.
3. El instrumento se mantiene bajo las condiciones de operación que prevalecieron durante la calibración en sitio.
4. El sistema de medición es sometido a un programa de verificaciones apropiado para asegurar la confiabilidad de los resultados durante su operación.
5. Si alguno de los puntos anteriores no se cumple, la incertidumbre declarada del sistema de medición pierde su validez.

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

- Cantidad mínima por medir.
- Alcance de la medición.
- La presión máxima y la presión mínima de trabajo.
- Propiedades de los fluidos.
- Temperatura máxima y mínima de trabajo.
- Los niveles de seguridad requeridos.

La medición de flujo que no satisface la exactitud requerida, son el resultado de:

- Una selección inadecuada del medidor.
- Desconocimiento de las condiciones de operación.
- Una correcta instalación de los medidores.
- Una calibración inadecuada.
- Un mantenimiento inadecuado.

Las consideraciones generales para que un medidor pueda fallar cuando este esté operando y que se deben de tomar muy en cuenta al momento de seleccionarlo son:

- Flujo
- Temperatura
- Presión
- Viscosidad
- Instalación
- Contaminantes

### 1.2. Medidor tipo placa de orificio<sup>(1)</sup>

Las placas de orificios, son los instrumentos más usados para la medición de flujo de gas. El principio de operación del medidor de orificio está basado en la relación que existe entre la velocidad de flujo y la caída de presión, es decir; “La pérdida de presión causada por restricción del diámetro es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo”.

La restricción conocida como elemento primario de medición, hace que el fluido se contraiga y una vez que el fluido permanece constante, la velocidad de éste disminuye al mismo tiempo, según la Ley de la Conservación de la Energía (Teorema de Bernoulli), la diferencia entre las presiones antes y después de la restricción, llamada “diferencial”, representa un índice de la velocidad de flujo.

Para determinar el caudal del fluido, ecuación (5), se multiplica el índice de velocidad por el área de la restricción, dando como resultado la ecuación básica para flujo.

$$q = CA_v \quad (5)$$

dónde:

q = gasto del fluido

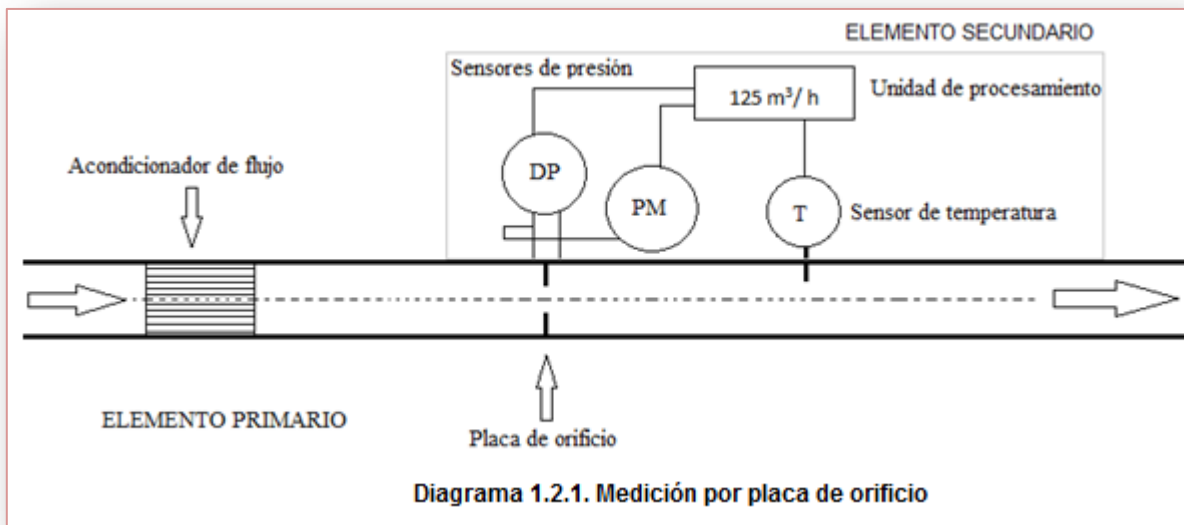
C = coeficiente de descarga

A = área de la restricción

v = velocidad del fluido

En algunos sistemas de medición, el elemento secundario lo integran los sensores de presión diferencial y temperatura. La presión diferencial es transferida desde las tomas de presión, hasta el sensor de presión diferencial por medio de las líneas de transmisión de presión.

En el siguiente diagrama 1.2.1, se esquematiza la trayectoria del flujo que tiene el flujo cuando éste atraviesa por el medidor y las lecturas que éste tomará.



La restricción del diámetro de la tubería, debe hacerse de acuerdo a ciertas limitaciones para que la presión diferencial resultante, esté dentro del rango del registro.

La placa de orificio o elemento primario, es una placa delgada de metal a la que se hace un orificio (abertura), generalmente redonda y concéntrica, con bisel en el borde del lado corriente abajo (baja presión).

Es sumamente importante que la placa de orificio se pueda cambiar con facilidad, ya que en la mayoría de los casos, no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo.

La brida es el porta-orificio más sencillo, económico y fácil de operar, sin embargo, tiene el inconveniente de que para efectuar el cambio de la placa, debe suspenderse el flujo.

Se obtienen mejores resultados en la medición de fluidos cuando la placa de orificio se instala debidamente, por lo que, al colocarla en el porta-orificio, deben tomarse las precauciones siguientes:

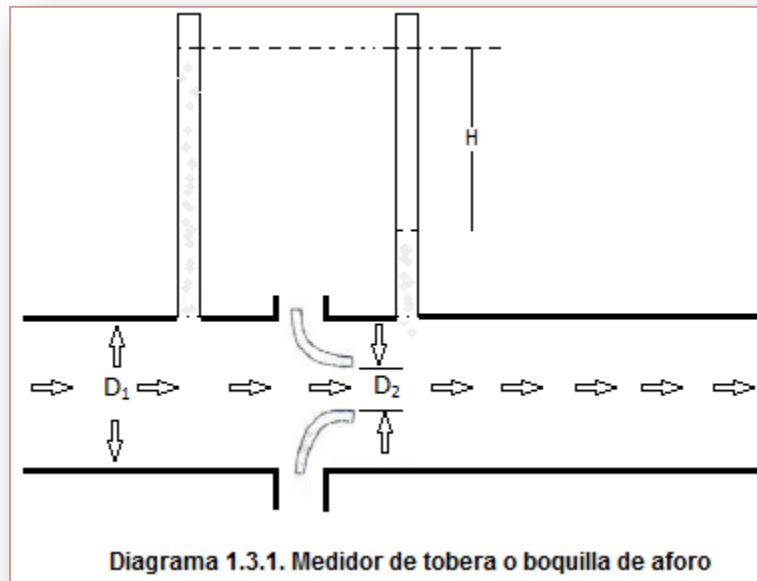
- La placa debe ser instalada con la parte biselada del orificio hacia el lado de baja presión
- La placa debe centrarse con las bridas para que el orificio quede concéntrico a la tubería. Los empaques usados a cada lado de la placa, deben cortarse de tal modo que no exista posibilidad de obstruir el orificio.
- Cuando la placa se sujeta en el porta placa por medio de tornillos, la cabeza de éstos, debe quedar del lado de alta presión.

### 1.3. Medidor tipo Tobera (boquilla de aforo)<sup>(2)</sup>

Este dispositivo de medición del gasto en las tuberías, también hace uso de la ventaja que da al provocar una caída de presión mediante una reducción de la sección transversal del flujo.

Con la ecuación (6), se puede obtener el gasto que se encuentra circulando en el medidor.

A diferencia del medidor de placa de orificio, en el medidor de tobera el flujo no presenta más contracción que la del orificio de la boquilla, debido a la nariz y a la rama vertical del tubo que éste presenta, diagrama 1.3.1.



$$Q = C_D \frac{A_2}{\sqrt{1 - \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2}} \sqrt{2gH} \quad (6)$$

dónde:

Q = gasto del fluido.

$C_D$  = constante del medidor.

$A_2$  = área correspondiente al orificio de la tobera

$D_1$  = diámetro de la tubería.

$D_2$  = diámetro del orificio de la tobera.

H = diferencial de presión en columna de líquido.

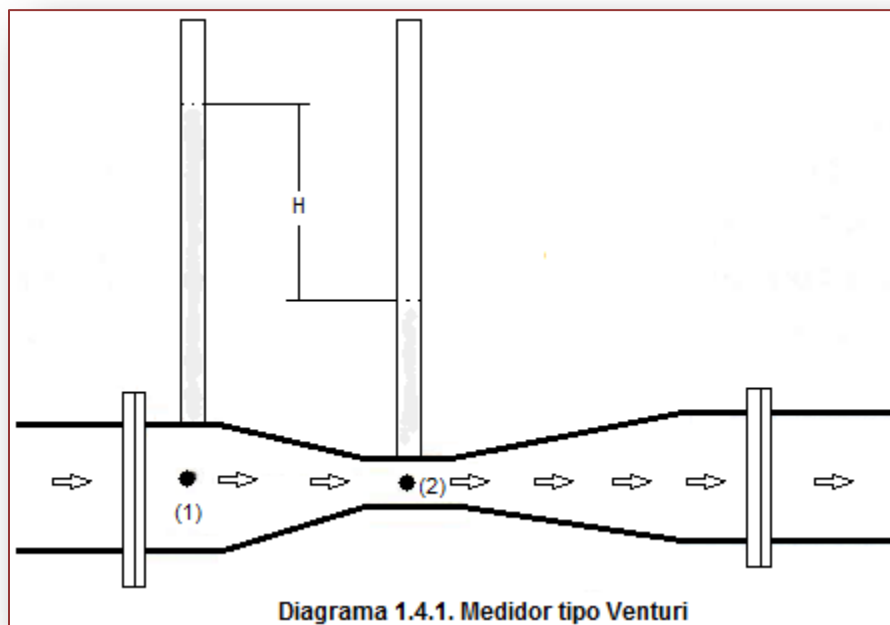
#### 1.4. Medidor tipo Venturi<sup>(3)</sup>

Al igual que los medidores de placa de orificio y tobera, este medidor se basa en hacer pasar flujo por un área hidráulica reducida para provocar una caída de presión, la cual varía con el gasto, lo que permite determinar el gasto, conocida la caída de presión, esto, previa calibración del medidor que se emplee.

El medidor Venturi generalmente se hace en una sola pieza y consta de los siguientes elementos, mostrados en el diagrama 1.4.1: una sección corriente arriba de igual diámetro de la tubería y provista de un anillo de bronce con una serie de aberturas piezométricas para medir la presión estática en esa sección, una sección cónica convergente, una garganta cilíndrica provista de un anillo piezométrico de bronce, una sección cónica con una divergencia gradual hasta alcanzar el diámetro original de la tubería.

El ángulo cónico del cono divergente es entre 5° y 7°, los anillos piezométricos se conectan a uno y otro extremo respectivamente de un manómetro diferencial (o bien a un piezómetro cada uno de ellos).

En este medidor así como en el de placa de orificio, es necesario tener tramos rectos de la tubería adyacentes al medidor.



Aplicando la ecuación (6) de Bernoulli se tiene que:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} \quad (6)$$

haciendo la simplificación se llega a:

$$Q = C_D \frac{A_1 A_2}{\sqrt{A_1^2 - A_2^2}} \sqrt{2gH} \quad (7)$$

Dónde:

Q = gasto del flujo.

$C_D$  = constante del medidor.

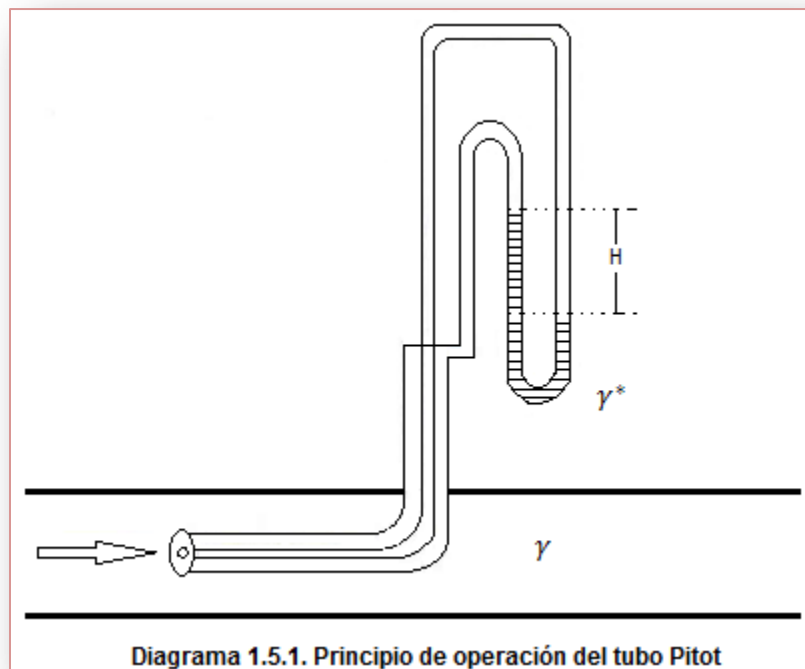
$A_1$  = área correspondiente a la tubería.

$A_2$  = área correspondiente a la garganta.

H = diferencial de presión en la columna del líquido.

### 1.5. Medidor tipo tubo Pitot<sup>(4)</sup>

El tubo Pitot consiste en dos tubos concéntricos unidos a un dispositivo indicador de la diferencia de presiones. El tubo interior mide la presión de choque, o sea la carga debido a la velocidad. El tubo exterior tiene aberturas de modo que indiquen la presión estática, diagrama 1.5.1. El flujo puede ser calculado por la relación de la velocidad promedio, a la velocidad del punto de medición, mostrado en la ecuación (8).



$$V = C \sqrt{2gH \left( \frac{\gamma}{\gamma'} - 1 \right)} \quad (8)$$

Dónde:

C = constante del tubo Pitot (dada por el fabricante).

V = volumen del fluido.

H = diferencial de presión en columna de líquido.

$\gamma$  = densidad relativa del fluido en la tubería.

$\gamma'$  = densidad relativa del fluido en el tubo Pitot.

Los rangos de flujo son muy amplios, lo mismo para gas que para líquido y vapor de agua. La señal de presión diferencial es proporcional y uniforme para un diámetro del tubo y condiciones de flujo dadas.

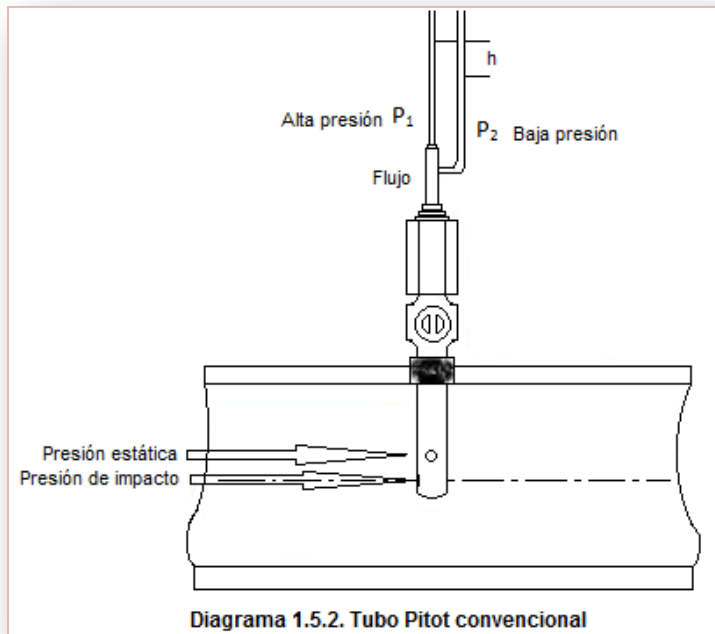
La instalación de un tubo Pitot es muy sencilla, a través de un cople soldado sobre un agujero en la pared del conducto, no se requieren de bridas. En instalaciones permanentes, no son favorables, debido al daño del instrumento, una instalación temporal podría acarrear el cierre del sistema para instalar el instrumento cada vez que se tomen lecturas.

Para obtener resultados exactos, el tubo Pitot debe estar precedido de un tubo de paredes interiores lisas y a un mismo nivel, por lo que se debe entonces, preverse también los taponamientos de los orificios del tubo por los sedimentos que arrastran los hidrocarburos y el sulfuro de hierro que se presenta cuando hay azufre en los componentes de gas. Por lo tanto, será necesario establecer un mantenimiento programado de inspecciones y limpieza.

En los casos que se tienen que medir cantidades de flujo extremadamente altas o bajas, es preferible cambiar el tramo del tubo de medición por otro de menos o mayor diámetro, según sea el caso, para aumentar o disminuir la presión diferencial. Esto no afectará la exactitud en la medición, si se dispone de las longitudes necesarias del tubo recto, antes y después de cada tubo Pitot modificado.

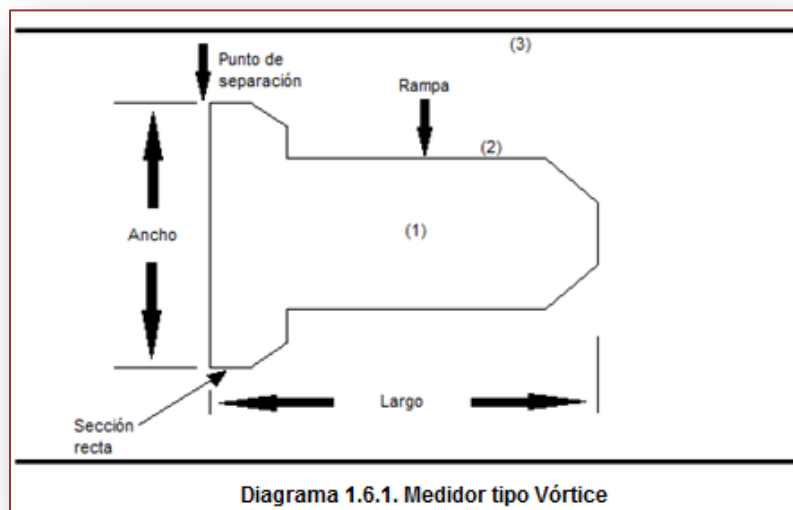
El tubo Pitot común, aunque es uno de los más antiguos elementos para la medición de la velocidad, nunca ha sido importante en el campo de la medición comercial de hidrocarburos. Las causas principales son el rango limitado de flujo que puede medir, la relación de velocidad promedio del centro en los conductos y que el tubo Pitot común es rápidamente obstruido por materiales extraños al fluido, solamente se recomienda como un medidor comparativo con otro tipo de medidores.



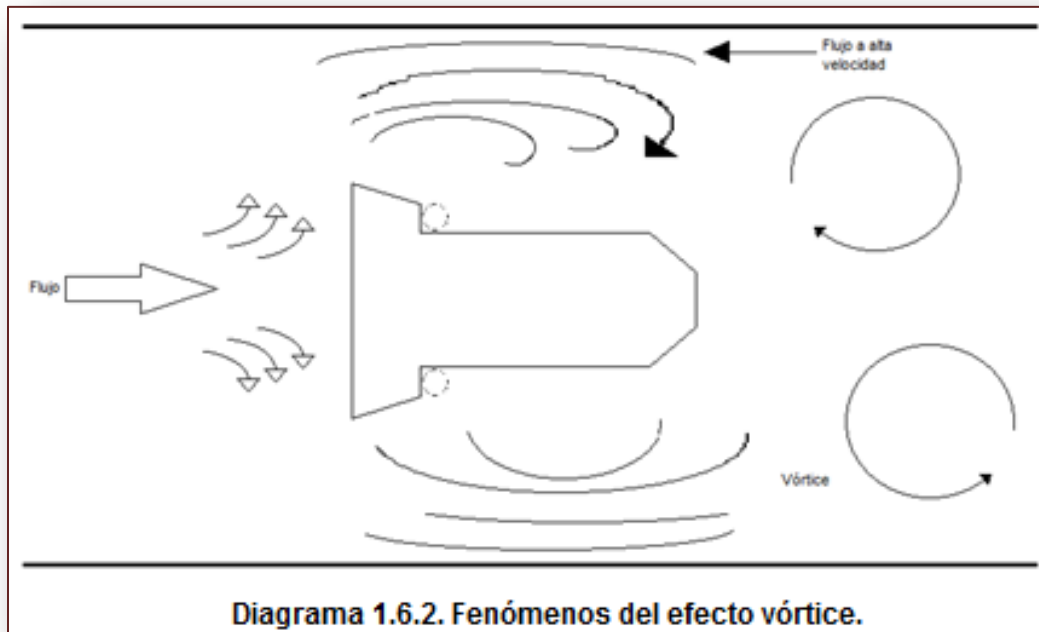


**1.6. Medidor tipo Vórtice<sup>(5)</sup>**

El principio de operación de este medidor, se basa en el fenómeno conocido como efecto Von Karman, el cual se presenta cuando se coloca una obstrucción al flujo. La obstrucción al flujo provoca vórtices o remolinos corriente abajo del dispositivo que atraviesa diametralmente la sección transversal del área de flujo. Puede llegar a tener diferentes configuraciones, según el modelo y el fabricante. En el diagrama 1.6.1., se muestran las partes del medidor Vórtice.



Como se puede observar en el diagrama 1.6.2., los vórtices provocan fluctuación de presión, debajo de la rampa donde se crean los remolinos que son detectados por un sensor y la frecuencia con que se generan es diferente, proporcional a la velocidad del fluido. Como el fluido se detiene por la obstrucción del dispositivo, esto no puede seguir el contorno de la obstrucción si la velocidad de flujo no es lo suficientemente alta. El fluido que va a altas velocidades, rebasa al fluido de baja velocidad en la vecindad de la obstrucción (rampa), formando distintas capas y éstas a su vez, formaran diferentes remolinos a través de la rampa.



Una sección de la rampa, corriente abajo, tiene cierta flexibilidad que le permite vibrar a la misma frecuencia que los remolinos; un elemento piezométrico que forma parte del sensor, recibe este movimiento, creando un voltaje eléctrico, el cual es transmitido a un modo electrónico de tal manera que la frecuencia es convertida a una señal proporcional al gasto volumétrico.

Los sensores que detectan las fluctuaciones de presión, pueden instalarse en: La cara (1), el cuerpo (2) y en las paredes de la tubería cercana a la rampa (3). Existen diferentes tipos de sensores que pueden utilizarse para medir líquido, gas o la corriente de flujo. Los sensores pueden ser eléctricos, mecánicos-eléctricos o sónicos.

El medidor Vórtice tiene una precisión similar a la del medidor de turbina. Este medidor es de bajo costo y de fácil mantenimiento, además de que puede manejar impurezas.

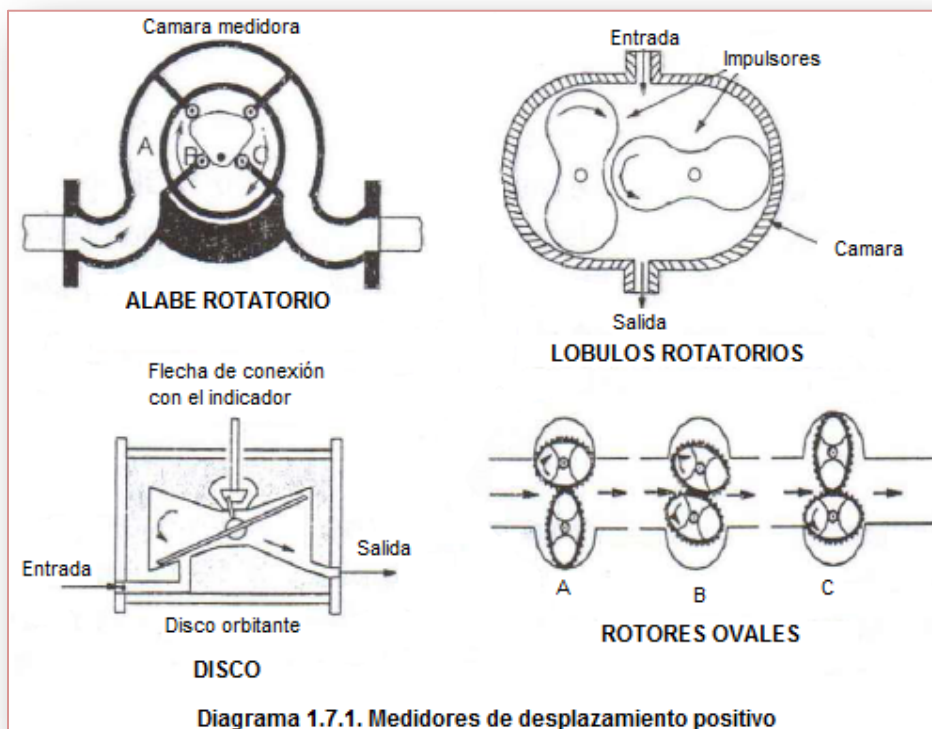
### 1.7. Medidor tipo desplazamiento positivo (DP)<sup>(6)</sup>

Los medidores de desplazamiento positivo (DP), inicialmente fueron usados para medir agua, y aunque muchos diseños de los medidores DP fueron desarrollados primeramente para bombas de desplazamiento positivo o compresores, más tarde se usaron para la medición de líquidos del petróleo (gas licuado, gasolina, combustibles, aceite crudo, etc.) en pipas, terminales de descarga y oleoductos pequeños. Actualmente son usados ampliamente para la medición de líquidos y gases.

Este dispositivo es esencialmente de “cantidad de flujo”, es decir, toma una cantidad o porción definida del fluido entre dos aletas conectadas al rotor, y al girar éste, transmite el movimiento a un contador con la ayuda de un sistema de engranes, después, toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que se llevó a través del medidor.

Los medidores de desplazamiento positivo se pueden dividir en cuatro clases principales, mostrados en el diagrama 1.7.1.

- Rotatorios (paletas deslizantes, engranes, etc.)
- Lobulos rotatorios
- Rotores ovales
- Disco

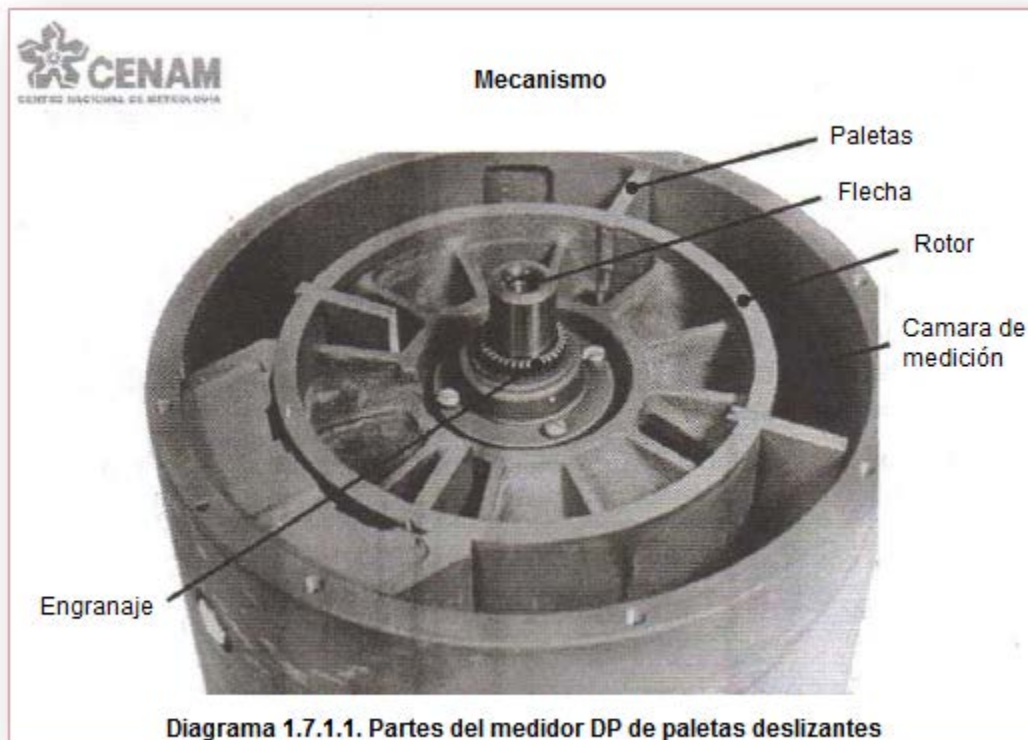


Se requiere de un filtro antes del medidor para prevenir la entrada de sedimentos que puedan acompañar al hidrocarburo. En ocasiones se debe de utilizar un dispositivo para eliminar aire o vapores de líquido, para evitar un posible daño del medidor.

Uno de los medidores de DP más utilizado en la industria petrolera, es el de paletas deslizantes el cual por su efectividad ha sido considerado entre los mejores medidores.

### **1.7.1. Medidores de paletas deslizantes <sup>(1)</sup>**

Este tipo de medidor es ampliamente usado como medidor de referencia debido a sus excelentes cualidades metrológicas; Sin embargo, es necesario tener en mente que al igual que muchos otros medidores, es afectado por las variaciones de temperatura, presión, viscosidad y densidad. Un ejemplo de ello es que, debido al coeficiente de dilatación térmica de la cámara de medición, una variación de 1°C puede ocasionar un cambio del orden de 0.005% en el volumen de la misma.



Una de las características singulares de este tipo de medidores, es su respuesta respecto de las variaciones en la viscosidad del fluido: el funcionamiento del medidor mejora a medida que la viscosidad del producto incrementa. Esto se debe a que las fugas o desplazamiento del líquido en la cámara de medición, disminuye considerablemente con el aumento de la viscosidad.

Moderadas variaciones en la razón del flujo, o perfiles de velocidad distorsionados, no demeritan el funcionamiento de los medidores de desplazamiento positivo, a diferencia de otros medidores

de flujo. Sin embargo, debido a las exigentes tolerancias de fabricación, su uso es limitado en aplicaciones con fluidos “sucios”.

Las ventajas y desventajas que tienen los medidores DP aparecen en la tabla 1.7.2.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Buena exactitud	Introduce pulsaciones en flujo
Buena repetitividad	De tamaño grande
Buena reproducibilidad	Susceptible a dañarse por fluidos sucios
No requiere una fuente de energía externa	Susceptible a corrosión y erosión
Habilidad para manejar fluidos viscosos	Alto costo de adquisición y mantenimiento.
Diseño conceptual y forma de operación sencilla	
No son afectados por disturbios en el perfil de velocidad de fluido	
Medición directa de volumen	

**Tabla 1.7.2. Características del medidor DP de paletas deslizantes.**

### **1.8. Medidor tipo turbina<sup>(1)</sup>**

El medidor de turbina ha sido reconocido como dispositivo aceptable para medir el flujo de los hidrocarburos.

Cuando se piensa en usar los medidores de turbina, se tienen que tomar en cuenta dos suposiciones básicas.

Conociendo la velocidad promedio del fluido, se puede determinar el flujo, si el área transversal permanece constante, ecuación (9).

$$qv \text{ (m}^3\text{/h)} = v \text{ (m/s)} \times A \text{ (m}^2\text{)} \quad (9)$$

dónde:

q = gasto del flujo

v = velocidad promedio del fluido

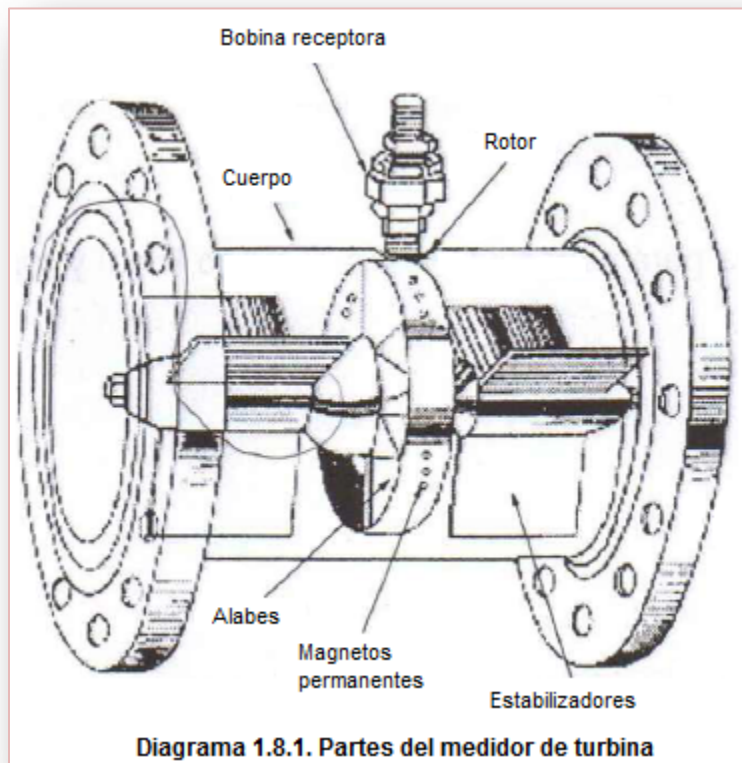
A = área del tubo

Conociendo la velocidad rotacional del rotor, se puede determinar la velocidad del fluido, si la velocidad rotacional del rotor representa la velocidad promedio del fluido.

Los medidores de turbina son transductores volumétricos, las partes mostradas en el diagrama 1.8.1., son las partes que lo componen y son<sup>(7)</sup>:

- Cuerpo o caja cilíndrica
- Rotor y ensamble magnético
- Conjunto detector de magnetos permanentes
- Convertidor de frecuencia
- Estabilizador
- Alabes

El eje del rotor de la turbina coincide con el eje longitudinal de la línea, en la cual es instalado, la forma del rotor se diseña para minimizar los efectos de inercia, fricción y viscosidad sobre la medición. El movimiento del rotor puede ser detectado por medios mecánicos, ópticos o eléctricos y entonces transmitido para enviar una señal de control.



El medidor de turbina consiste de una caja cilíndrica similar a un carrete de tubería, la cual contiene un rotor exactamente balanceado, montado coaxialmente en el centro de la tubería. La

bobina que recibirá las señales, está situada lo más cerca posible del rotor pero sin penetrar las paredes de la caja.

El medidor de turbina infiere el régimen del fluido a partir del movimiento rotatorio (velocidad angular) del rotor, que se encuentra suspendido en la corriente del fluido. Este método de medición, se basa en suponer que el flujo volumétrico es proporcional a la velocidad promedio del fluido y que esta velocidad promedio, es a su vez, proporcional a la velocidad angular del rotor.

El aro del rotor, tiene botones magnéticos incrustados en él y una bobina de reluctancia variable se monta en el cuerpo del medidor (estator) para detectar el paso de los botones, generándose un voltaje pulsante al pasar el rotor a través del campo magnético. El número total de pulsaciones integrado por un periodo de tiempo, proporciona el volumen total que se ha medido.

Cada medidor de turbina deberá ser calibrado de acuerdo a su flujo, determinado por el factor K, que son los pulsos por unidad de volumen que pasa por el rotor, por medio de un calibrador uni o bidireccional.

Las combinaciones de las propiedades de los fluidos y las características mecánicas del medidor, producen una desviación de la linealidad ideal, por lo que se recomienda calibrar periódicamente estos sistemas de medición, no en sus partes mecánicas, sino en la señal que envían.

La respuesta dinámica del medidor, es bastante rápida, aunque estos dispositivos son comúnmente utilizados para líquidos, también pueden ser utilizados para gas, claro que en estos, las fuerzas que operan al medidor son bajas, dada la pequeña densidad del fluido, por lo que se recomienda entonces minimizar lo más posible la fricción de los mecanismos, elevar la velocidad del fluido, y hacer más grandes las aletas del rotor. La capacidad de los medidores de turbina para manejar fluidos de mayor viscosidad, mejorará cuando el tamaño del medidor aumente, mientras que se hace más crítica a medida que la turbina es más pequeña.

El uso de los medidores de turbina, son buenos para la industria petrolera, mas sin en cambio, no son perfectos para no tener una serie de desventajas y ventajas mostradas en la tabla 1.8.1., ante los otros medidores.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Buena exactitud y repetitividad	Presenta ocasionalmente, una reproductibilidad pobre
Comportamiento lineal	Afectada por viscosidad y densidad
Pequeña y ligera	Susceptible a depósitos
Alta resolución por pulsos	Difícil la medición de líquidos con alta viscosidad

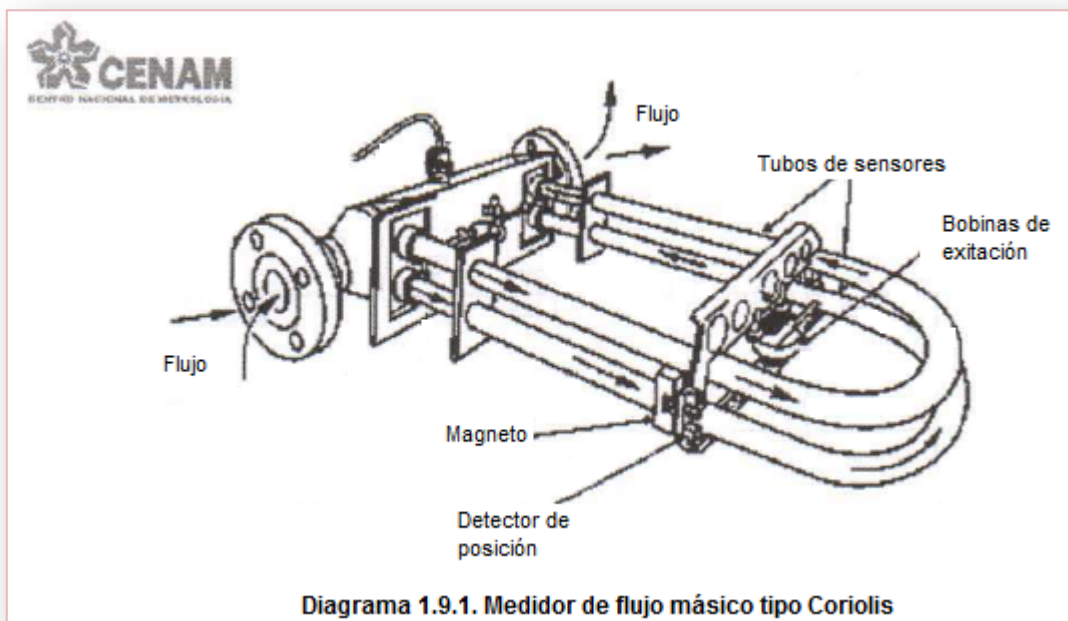
Bajo costo de adquisición	Afectada por la instalación hidráulica
Buen comportamiento para la medición de la mayoría de los hidrocarburos	Requiere calibraciones periódicas
Bien conocida y aceptada para la transferencia de custodia.	Requiere una buena filtración
	Puede dañarse con fluidos bifásicos (líquidos y gas)

**Tabla 1.8.1. Características de los medidores de turbina**

### 1.9. Medidor de flujo másico tipo Coriolis<sup>(1)</sup>

Existen diferentes configuraciones de medidores másicos por efecto de Coriolis disponibles en el mercado; los más comúnmente utilizados son los tubos en “U”, diagrama 1.9.1., los tubos rectos en paralelo y los lazos sencillos y complejos. A su vez, los lazos pueden estar colocados en serie o en paralelo.

Para la descripción de este medidor, se hace referencia al elemento primario de tubo en forma de “U”, con el cual se determinará el gasto másico en función del efecto Coriolis.



El principio de operación de estos medidores se basa en la vibración de los tubos, combinado con el movimiento de flujo másico que fluye por ellos. Estos movimientos inducen una fuerza



denominada de Coriolis, que provoca que cada tubo experimente un giro de torsión proporcional al gasto másico que fluye por ellos durante un ciclo.

De la segunda ley de Newton, se describe la relación entre la resultante de un sistema de fuerza externa, que actúa sobre un objeto de masa  $m$  y la aceleración del centro de masa de dicho objeto, quedando como la ecuación (10):

$$F = (m)(a) \quad (10)$$

dónde:

$F$  = fuerza externa

$m$  = masa del objeto

$a$  = aceleración del objeto

Esta ley, debe modificarse cuando se estudian las fuerzas que actúan sobre un objeto situado dentro de un sistema acelerado, como es el caso de un sistema que gira con una velocidad angular  $\omega$  (véase la ecuación 11).

La fuerza Coriolis debida a esta aceleración es:

$$F_c = 2m v \omega \quad (11)$$

dónde:

$F_c$  = Fuerza de Coriolis

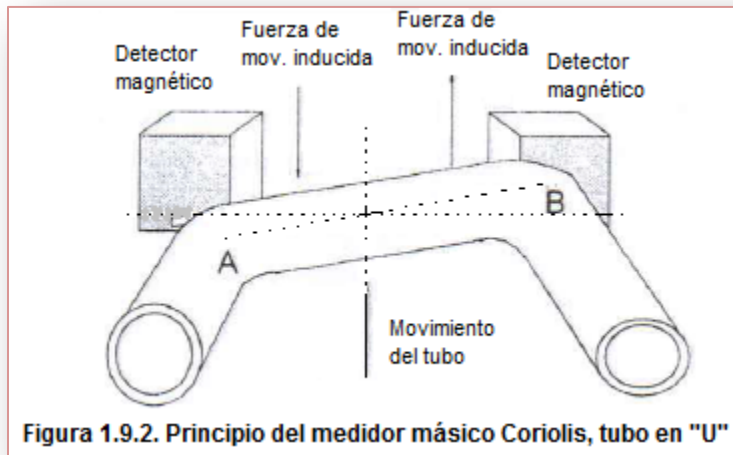
$\omega$  = velocidad angular de un objeto

$m$  = masa del objeto

$v$  = velocidad de del objeto

Esta fuerza se pondrá de manifiesto, cuando un fluido de masa  $m$  circula con una velocidad  $v$  a través de un conducto que se encuentre vibrando a una velocidad angular  $\omega$ .

En los medidores de flujo másico por efecto Coriolis, la velocidad angular se logra haciendo vibrar a su frecuencia de resonancia, un tubo metálico por el cual circula el fluido, mediante un excitador electromagnético (véase figura 1.9.2.). La frecuencia de resonancia o frecuencia natural de un material, depende del área de la sección transversal del conducto, de su módulo de elasticidad, de su momento de inercia y de la masa total del sistema.



Para determinar el gasto que se mide (ecuación (11)), se toma en cuenta el desplazamiento total producido por las fuerzas de Coriolis sobre los extremos A y B (mostrados en la figura 1.9.2.), lo cual provoca que éstas fuerzas en ambos tramos sean opuestas y originen un par de torsión sobre éstos, las cuales se pueden medir con sensores y es proporcional a dichas fuerzas.

$$F_c = (K_t)(e) \quad (12)$$

dónde:

$K_t$  = constante de torsión del medidor.

$e$  = desplazamiento total (figura 1.9.2.)<sup>(7)</sup>

El gasto másico de un fluido que fluye por un conducto de longitud  $L$  se expresa como (ecuación (13)):

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = (\rho) (A) (v) \quad (13)$$

dónde:

$\dot{m}$  = gasto másico

$m$  = masa del fluido en el conducto =  $(\rho) (A) (L)$

$t$  = tiempo

$\rho$  = densidad del fluido

$A$  = área del flujo

$v$  = velocidad del fluido

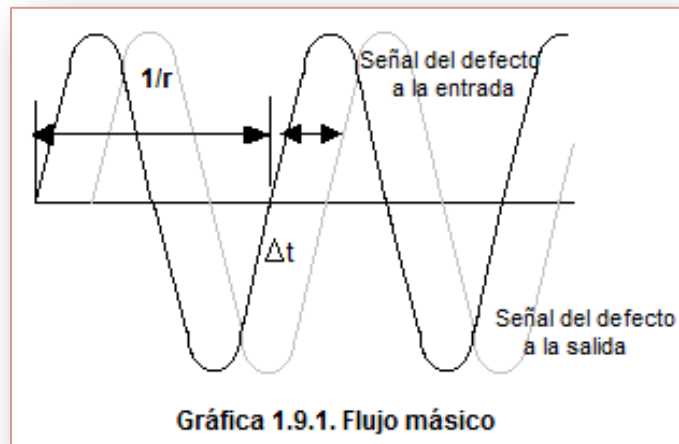
L = longitud del conducto

Del cociente de las expresiones (11) y (13) se obtiene el gasto másico en función de la constante de torsión del medidor (Kt).

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \frac{F_c}{2L\omega} = \frac{Kt}{2L\omega} \quad (14)$$

Si el fluido másico a través del sensor en oscilación se incrementa, la flexión es mayor y es medida por los detectores montados a la entrada y salida de los tubos.

Los detectores electromagnéticos producen una señal de voltaje sinusoidal, que representa el movimiento del sensor y que es procesada por el transmisor del sistema de medición que determina el desfase,  $\Delta t$ , en microsegundos entre las señales de entrada y salida del sensor<sup>(1)</sup>.



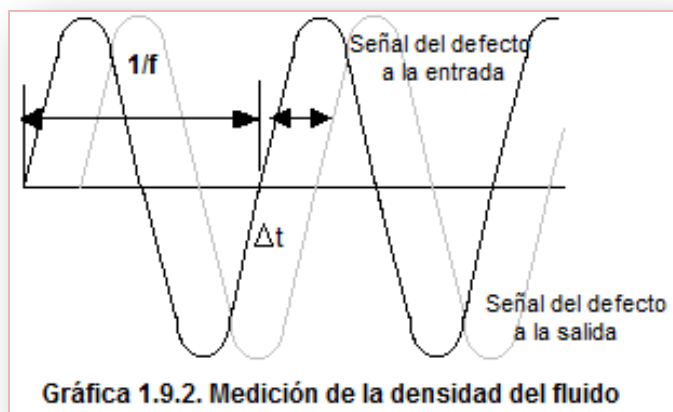
$$q_m \propto K \Delta t \quad (15)$$

dónde: El flujo másico ( $q_m$ ) es proporcional al intervalo de tiempo  $\Delta t$  y depende también de ciertas características geométricas del sensor.

El módulo de elasticidad K depende del material del sensor y debe ser corregido por cambios de temperatura que ocurren en el proceso de medición.

La oscilación de los tubos es registrada por los detectores, como una señal de voltaje sinusoidal que refleja su movimiento. La frecuencia de esa señal de voltaje sinusoidal de los detectores, representa la frecuencia natural de vibración del tubo (sensor).

Si la densidad del fluido cambia durante el proceso, provoca un cambio en la frecuencia natural de oscilación del sensor, que es captada por los detectores como un cambio en la señal de voltaje sinusoidal<sup>(1)</sup>.



$$\rho = C_1 T^2 + C_2 \quad (16)$$

Dónde: La densidad del fluido ( $\rho$ ) es directamente proporcional al cuadrado del periodo de vibración de los tubos.

La constante  $C_1$  y  $C_2$  están definidas por la geometría, el volumen interno, la masa del sensor, las propiedades características del material del sensor y la corrección por efecto de la temperatura del modelo de elasticidad.

Sus principales aplicaciones son: transferencia de custodia, crudo, combustóleo, hidrocarburos pesados y ligeros, balances energéticos, control de procesos, distribución de productos terminados y aplicaciones especiales (manejo de gas), tabla 1.9.1.

Ventajas	Desventajas
Medición de flujo másico	Requiere especialistas en instalación
Medición de densidad	Caídas de presión considerables
Buena repetitividad	Calibración en sitio efectuada con técnicas volumétricas
Buena reproducibilidad	Se detiene la producción cuando se instala o cuando se maneja un fluido distinto
Apto para medir gas y líquidos	
Calibración en flujo másico con agua	

Tabla 1.9.1. Características del medidor Coriolis

### 1.10. Medidor de flujo tipo ultrasónicos<sup>(1)</sup>

La velocidad de propagación, depende de la rapidez con que el movimiento pasa de una partícula a su vecina; por consiguiente, depende del valor de la aceleración de la partícula vecina, provocada por la tensión elástica originada por la oscilación de la partícula responsable.

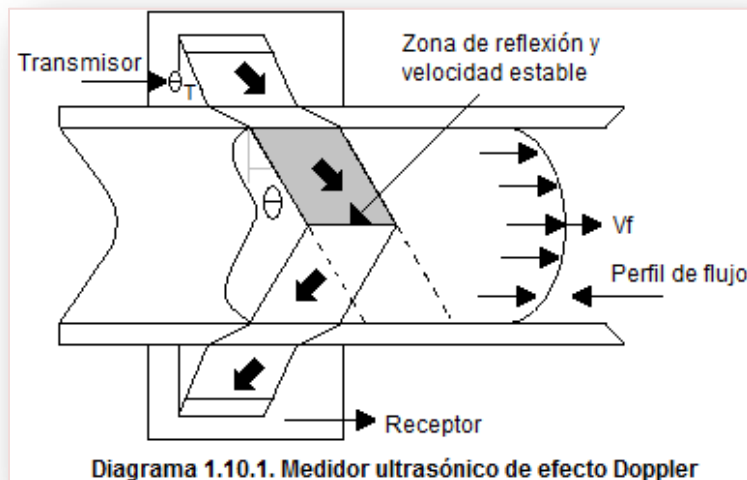
La velocidad de propagación es mayor, cuando tanto mayor es el módulo de elasticidad del material y otra parte, es menor cuando mayor es la densidad del material.

Conocida la velocidad de propagación, puede determinarse inmediatamente, para toda frecuencia, la longitud de onda. La longitud de onda, es la característica más importante del ultrasonido: Frecuencias muy elevadas y longitudes de onda muy cortas caracterizan a los ultrasonidos.

El medidor ultrasónico usa onda acústicas o vibraciones para determinar el flujo que viaja a través de la tubería. La acústica, es la ciencia del sonido que describe el fenómeno de la vibración mecánica y su propagación en los materiales sólidos, líquidos y gaseosos. La velocidad del sonido depende de la densidad del medio en que se propaga líquido o gas, así como combinación de éstas<sup>(8)</sup>.

La energía ultrasónica está asociada al flujo del fluido en la tubería, usando transductores que pueden estar mojados o no mojados, esto dependiendo del diseño del medidor, el cual puede ser de tiempo de trayectoria o efecto Doppler.

El efecto Doppler, es la variación en la frecuencia observada de una señal debida al movimiento relativo entre el observador y la fuente de señal. Cuando ambos elementos se aproximan, la frecuencia se incrementa proporcionalmente a la velocidad de acercamiento; Cuando se alejan, la frecuencia se ve reducida en proporción a la velocidad de alejamiento relativa (véase el diagrama 1.10.1.)<sup>(7)</sup>.



El medidor ultrasónico utiliza el efecto Doppler para detectar y medir el flujo en línea. El efecto Doppler es proporcional a la velocidad relativa (acercamiento o alejamiento) a lo largo de la distancia entre la fuente y el observador como se muestra en la siguiente figura:

Un transductor transmite continuamente o pulsa moduladamente energía acústica en el flujo; Bajo condiciones de no flujo, la frecuencia recibida es idéntica a la frecuencia transmitida. Sin embargo, cuando hay flujo, la frecuencia refractada por las partículas o burbujas de gas arrastradas en el fluido, es alterada linealmente a la cantidad de flujo a través de la línea.

El resultado es un cambio de la frecuencia entre el transmisor y el receptor que es linealmente proporcional al flujo, dicha frecuencia es convertida a una señal analógica proporcional al flujo. Muchos diseños tienen dos transductores, uno es el que transmite y el otro el que recibe, mientras que algunos otros utilizan un transductor común que realiza ambas funciones.

La medición de flujo por medio del medidor ultrasónico utilizando el efecto Doppler, se determina con la ecuación (17):

$$\Delta f = 2f_T \sin \theta \frac{V_F}{V_S} \quad (17)$$

De la ley de Snell  $\frac{\sin \theta_T}{V_T} = \frac{\sin \theta}{V_T}$

$$V_F = \frac{\Delta f}{f_T} * \frac{V_T}{\sin \theta_T} = K \Delta f$$

dónde:

$V_T$  = Velocidad sónica del material transmisor.

$\theta_T$  = Ángulo del rayo sónico transmitido.

K = Factor de calibración.

$V_F$  = Velocidad del flujo.

$V_S$  = Velocidad sónica del fluido.

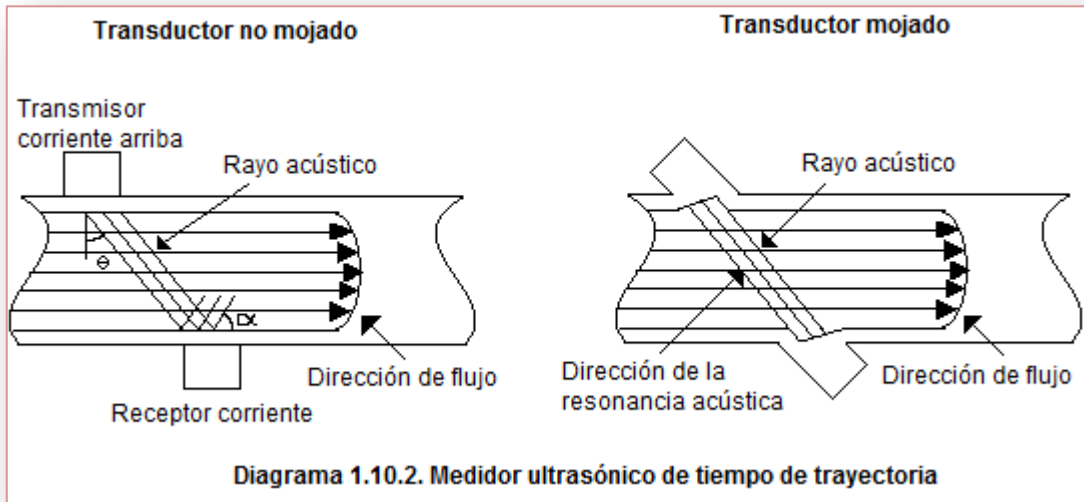
$f_T$  = Frecuencia transmitida.

$\theta$  = Ángulo de la frecuencia transmitida a la entrada del fluido.

Los medidores ultrasónicos de efecto Doppler, pueden ser aplicados a fluidos que tengan alguna cantidad de gas arrastrando o partículas para refractar la energía ultrasónica.

Existe otro tipo de medidor ultrasónico que se basa en el tiempo de trayectoria del fluido a través de la tubería.

Específicamente mide el tiempo de viaje del líquido entre dos transductores colocados a lo largo de la línea de flujo, uno actuando como receptor, usando la técnica de Pulso-Eco. Las pulsaciones emitidas por el transmisor contra el flujo, son recibidas por un receptor el cual se encuentra corriente abajo, mostradas en las siguientes diagramas 1.10.2<sup>(7)</sup>.



El tiempo en el que son detectadas éstas pulsaciones, se les llama Tiempo de trayectoria. La Obtención de la medición por medio del medidor ultrasónico con ésta técnica, se determina con la ecuación (18):

$$V_F = \frac{(T_u - T_D)}{\sin \theta} * \frac{V_s \cos \theta}{d} = \frac{\Delta t V_s}{\sin \theta} * \frac{1}{T_L} \quad (18)$$

De la ley de Snell  $\frac{V_s}{\sin \theta} = \frac{V_c}{\sin \alpha} = K$

$$\therefore V_F = \frac{K \Delta t}{T_L}$$

dónde:

$T_u$  = Tiempo corriente abajo.

$T_D$  = Tiempo corriente arriba.

$T_L$  = Tiempo transitorio de flujo cero.

$V_F$  = Velocidad de flujo.

$V_s$  = Velocidad sónica del fluido.

$d$  = Diámetro de la tubería.

$V_c$  = Velocidad sónica transdúcida.

$\alpha$  = Ángulo entre la fractura y la pared de la tubería.

Los medidores ultrasónicos de tiempo de trayectoria, pueden medir líquidos limpios así como líquidos que contengan 30% de sólidos, esto dependerá del diseño.

La técnica de tiempo de trayectoria, transmite señales que usualmente viajan a través de la corriente de flujo entre los transductores y en caras opuestas de la línea, mientras que la técnica de Doppler utiliza reflexión de energía ultrasónica para partículas o gas atrapado en la corriente.



## **2.- Medidores multifásicos.**

En general, al inicio de la vida productiva de los pozos petroleros, se produce una mezcla de hidrocarburos líquido-gas en diferentes proporciones volumétricas, que varían a medida que transcurre el tiempo de explotación de los campos. Desde que se inicia la explotación de estos, la medición periódica de la producción de los pozos es de primordial importancia para conocer los gastos actuales y los volúmenes acumulados de hidrocarburos y agua extraída del mismo, lo que permite estudiar el comportamiento de los yacimientos para definir su explotación racional y su rentabilidad, así como dimensionar el equipo superficial utilizado para su procesamiento.

La tecnología de la medición de la producción con medidores multifásicos, está siendo implantada en campos petroleros para determinar la producción de los pozos, con grandes beneficios económicos por la disminución de los costos operativos y el aprovechamiento de vapores que anteriormente se enviaban a la atmósfera.

Para la medición multifásica en la mayoría de los casos, los gastos de cada fase se obtienen combinando una medición de flujo total, con la determinación de las fracciones de cada fase en la mezcla. Las fracciones de cada mezcla se pueden obtener a partir de mediciones y correlaciones.

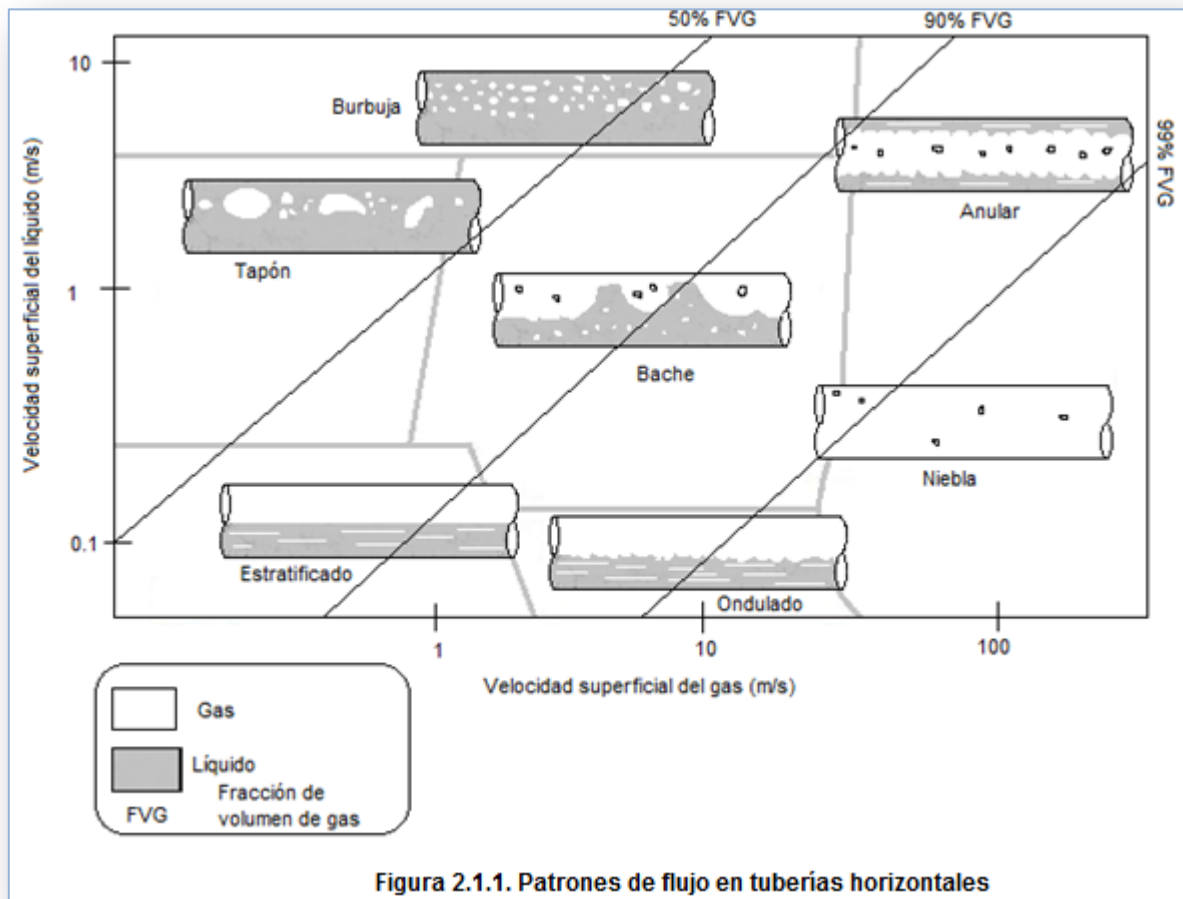
Para obtener el gasto total, se puede utilizar medidores volumétricos de presión diferencial o másicos por efecto de Coriolis. En el último de los casos, se complementa con un elemento primario dedicado a cuantificar el gas liberado en un separador colocado corriente arriba.

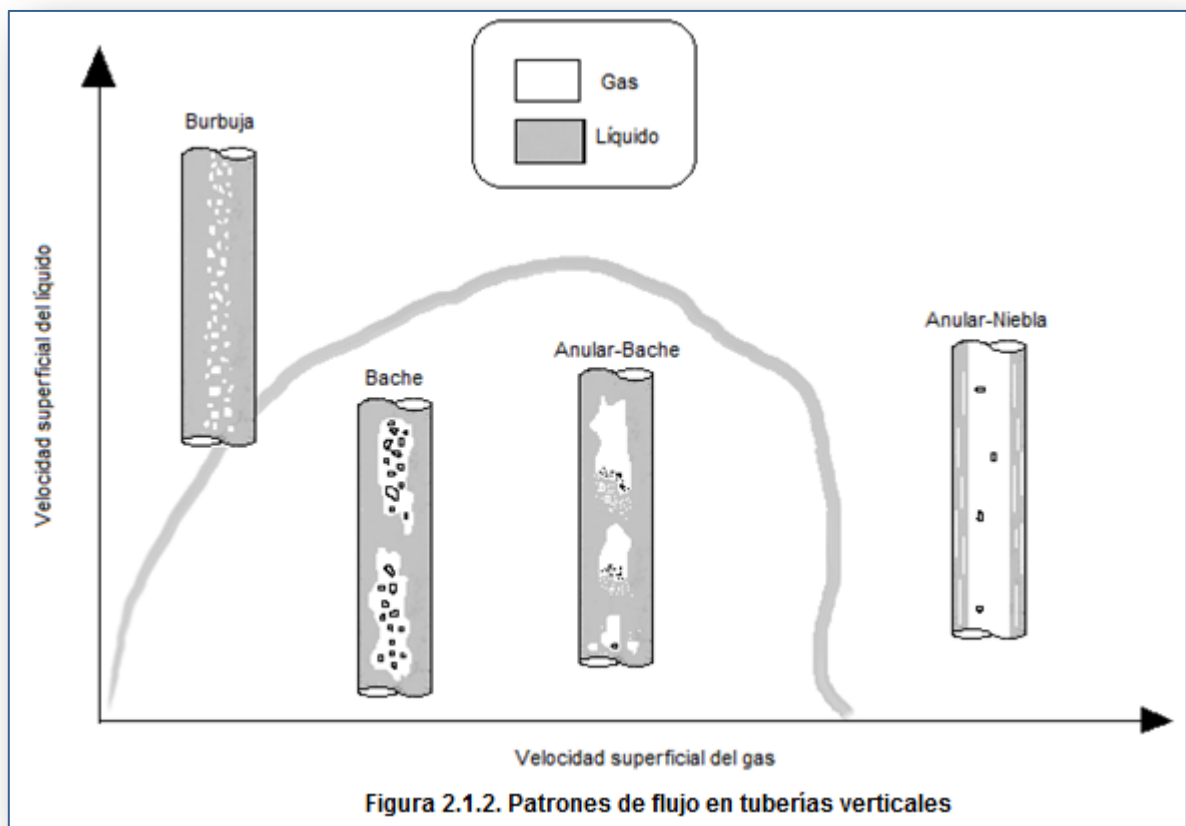
Para determinar estas fracciones de la mezcla, se requiere conocer algunos conceptos relacionados con el flujo multifásico en tuberías como son: los patrones de flujo y velocidades reales del gas y del líquido.

## 2.1. Patrones de flujo <sup>(9)</sup>

Durante la medición multifásica, es importante tener presente que, aunque los gastos permanezcan constantes, la distribución de líquidos y gas tanto en la sección transversal como longitudinal de una tubería, son variables con el tiempo. A esta distribución relativa de una fase con respecto a la otra que constituye un tipo de flujo definido, se le llama patrón de flujo.

En la figuras 2.1.1. y 2.1.2., se muestran los mapas de patrones de flujo observados experimentalmente en tuberías horizontales y verticales respectivamente, por Beggs y Orkiszewsky respectivamente, en función de las velocidades superficiales del gas y del líquido <sup>(10)</sup>.





En la figura 2.1.3., se muestran los regímenes de flujo que se encuentran durante el transporte de los hidrocarburos hacia el destino que estos lleven. Posteriormente se encuentran el patrón de flujo que cada régimen de flujo tiene.

El régimen de flujo más común en la producción de hidrocarburos es el flujo intermitente, que provoca que una sección dada de tubería alternadamente esté llena de gas y de líquido.

Cuando se manejan bajos gastos de gas y líquido en tuberías horizontales, es común la presencia de flujo estratificado, el cual presenta las fases separadas, fluyendo líquido en la parte inferior de la tubería y el gas en la parte superior. Se pueden observar otros patrones de flujo, que dependen de la relación gas disuelto aceite y los gastos de gas y líquido.











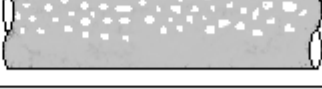

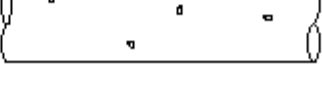

	Patron de flujo	Vista Horizontal	Vista Transversal
S E G R E G A D O	ESTRATIFICADO		
	ONDULADO		
I N T E R M I T E N T E	ANULAR		
	BACHE		
	TAPÓN		
D I S T R I B U I D O	BURBUJA		
	NIEBLA		

Figura 2.1.3. División del régimen de flujo de los hidrocarburos

## 2.2. Velocidades reales del gas y líquido <sup>(9)</sup>

Para poder determinar las velocidades reales del gas y líquido, es necesario definir los siguientes conceptos:

**2.2.1.- Colgamiento del líquido sin resbalamiento ( $\lambda_L$ ):** Se define como la relación entre el volumen del líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería <sup>(9)</sup>.

$$\lambda_L = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o (R - R_s) B_g}{5.615 (q_o B_o + q_w B_w)}} \quad (19)$$

**2.2.2.- Resbalamiento:** Describe el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases con respecto a la otra. Las causas de este fenómeno son diversas, la resistencia al flujo por fricción es mucho menor que la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre gas y líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es descendente, actúa la segregación gravitacional, ocasionando que el líquido viaje a mayor velocidad que el gas <sup>(9)</sup>.

**2.2.3.- Colgamiento real del líquido (HL):** Se define con la misma forma que  $\lambda_L$  pero en este caso se considera el resbalamiento de líquido en la tubería. Este fenómeno se puede cuantificar por correlaciones empíricas <sup>(9)</sup>.

**2.2.4.- Velocidades superficiales del gas y líquido ( $V_{S_g}$  y  $V_{S_L}$ ):** La velocidad superficial de un líquido y un gas, es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería, las cuales se pueden obtener con las ecuaciones (20), (21) y (22) <sup>(9)</sup>:

Se tiene que:

$$V_{S_f} = \frac{q_f}{A} \quad (20)$$

$$q_L = q_o + q_w$$

$$q'_L = q_o B_o + q_w B_g$$

$$q_g = q_g B_g = q_o (R-R_s) B_g$$

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

Sustituyendo:

$$V_{S_L} = \frac{q_o B_o + q_w B_g}{\pi/4d^2} \quad (21)$$

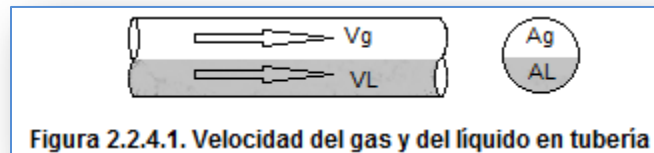
$$V_{S_g} = \frac{q_o (R-R_s) B_o}{\pi/4d^2} \quad (22)$$

En unidades prácticas:

$$V_{S_L} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_g)}{d^2}$$

$$V_{S_g} = \frac{0.002122 q_o (R-R_s) B_o}{d^2}$$

Aplicando los conceptos antes descritos de colgamiento y velocidades superficiales, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada una de las fases figura 2.2.1, ecuación (22) y (23):



$$V_L = \frac{q'_L}{A_L} = \frac{q'_L}{A_p H_L} = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (22)$$

$$V_g = \frac{q'_g}{A_L} = \frac{q'_g}{A_p (1 - H_L)} = \frac{V_{sg}}{(1 - H_L)} \quad (23)$$

dónde:

$V_L$  = Velocidad real del líquido.

$B_o$  = Factor de volumen del aceite.

$V_g$  = Velocidad real del gas.

$B_g$  = Factor de volumen del gas.

$V_{SL}$  = Velocidad superficial del líquido.

$d$  = Diámetro de la tubería.

$V_{sg}$  = Velocidad superficial del gas.

$R$  = Relación gas-aceite instantánea.

$V_{sf}$  = Velocidad superficial del fluido.

$R_s$  = Relación de solubilidad del gas

$q'_L$  = Gasto de líquido a condiciones de escurrimiento.

$A$  = Área de la tubería.

$q'_g$  = Gasto de gas a condiciones de escurrimiento.

$A_p$  = Área transversal del flujo

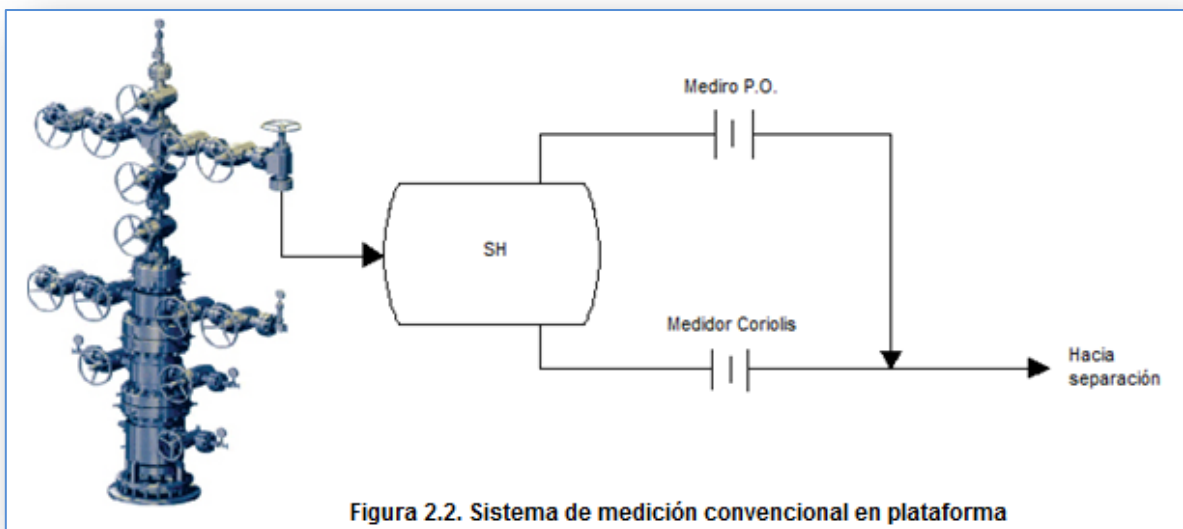
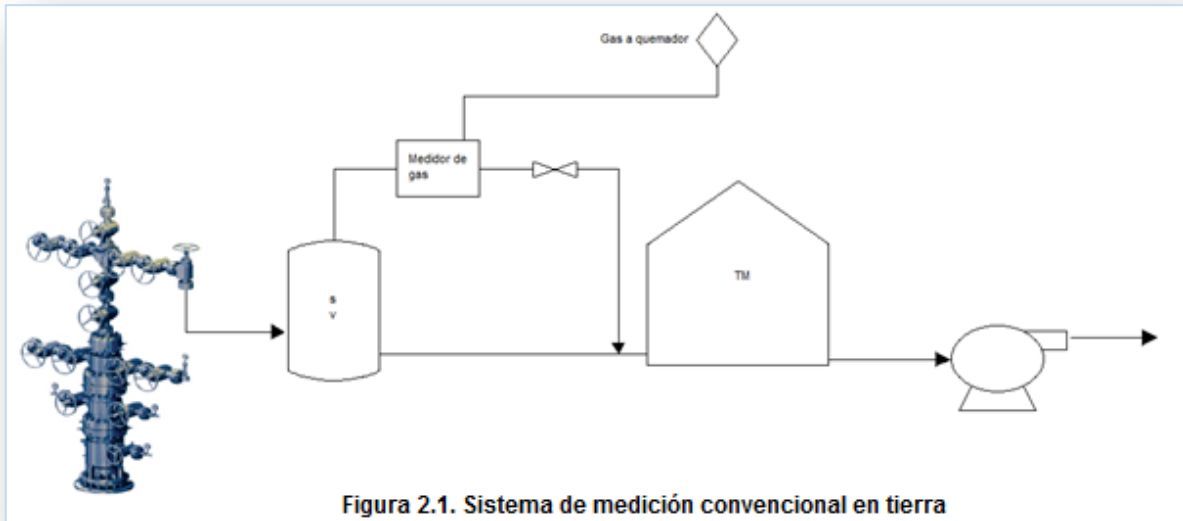
$q_o$  = Gasto de aceite.

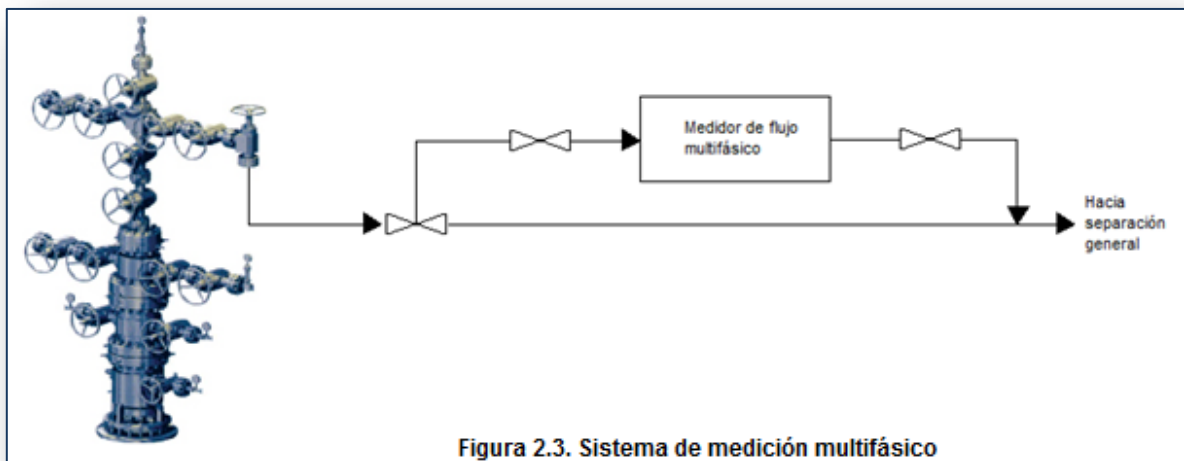
$q_g$  = Gasto de gas.

Los sistemas de medición son muy compactos y trabajan con diferentes principios de operación; algunos requieren separar casi la totalidad de la fase líquida y gas, otros la separan parcialmente, mientras que otros, los más compactos no requieren de dicha separación.

Muchos de estos sistemas, utilizan elementos primarios cuya operación se basa en principios teóricos suficientemente conocidos y utilizados en forma generalizada para la medición de hidrocarburos en una sola fase.

Para instalar un sistema de medición multifásico, basta colocarlo directamente en la línea o ducto que conduce la mezcla agua-aceite-gas, o colocarlo en una desviación o "By-pass", como se puede ver en la figura 2.1., 2.2., y 2.3.:





### 2.3. Medidor multifásico WellComp <sup>(11)(12)(13)</sup>

Es un sistema automático para prueba de pozo, diseñado para medir y calcular los gastos de aceite, gas y agua; porcentaje de agua, fracción de gas y relación gas-aceite producido.

Su diseño electrónico, permite almacenar la información de 24 pozos. Adicionalmente, puede configurarse para la automatización de cabezales de recolección y transmisiones de datos a través de cualquier sistema SCADA.

Cabe señalar que este medidor no puede ser considerado exactamente como un medidor multifásico, ya que requiere de la separación de las fases para cuantificar independientemente.

Las partes principales con las que cuenta este medidor para poder funcionar, son las siguientes y se muestra en la figura 2.3.1 <sup>(11)</sup> .:

- Un separador o acondicionador de flujo (S).
- Un medidor de gas tipo Vórtice (V).
- Un medidor másico por efecto de Coriolis (M)
- Una cámara muestreadora para determinar las fracciones de cada una de las fases (CM).
- Un sistema de cómputo para el control y la adquisición de datos (C).

Acondicionador de flujo (S). Es un separador bifásico, el cual separa al menos el 90% de gas de la mezcla, y así, amortiguar los efectos del flujo bache proporcionando un flujo continuo y estable, lo cual permite una operación adecuada de elementos primarios de medición y ubicados corriente abajo. La ubicación de la entrada de la corriente proveniente del pozo en prueba, es tangencial y conjuntamente con una placa semicircular ubicada en el interior del recipiente, somete a los fluidos a una fuerza centrífuga que promueve a la separación primaria.



Medidor de gas Vórtice (V). Es un medidor de presión diferencial para cuantificar el gas, el cual se basa en el fenómeno de Von Karman.

Medidor de flujo másico por efecto Coriolis (M). Éste medidor se utiliza para determinar el gasto másico que sale por la descarga de líquidos del acondicionador de flujo. El principio de operación de estos medidores se basa en vibraciones de los tubos, combinado con el movimiento de flujo másico que fluye por estos.

Cámara muestreadora (CM). Éste es un recipiente cilíndrico vertical, metálico, forrado con un material aislante para conservar la temperatura de los fluidos contenidos en la misma. En cada uno de los extremos de esta cámara, se dispone de sensores de presión, y en la parte central de la misma, se tiene un sensor de temperatura. La presión diferencial que se mide, es proporcional al promedio de la densidad de la muestra.

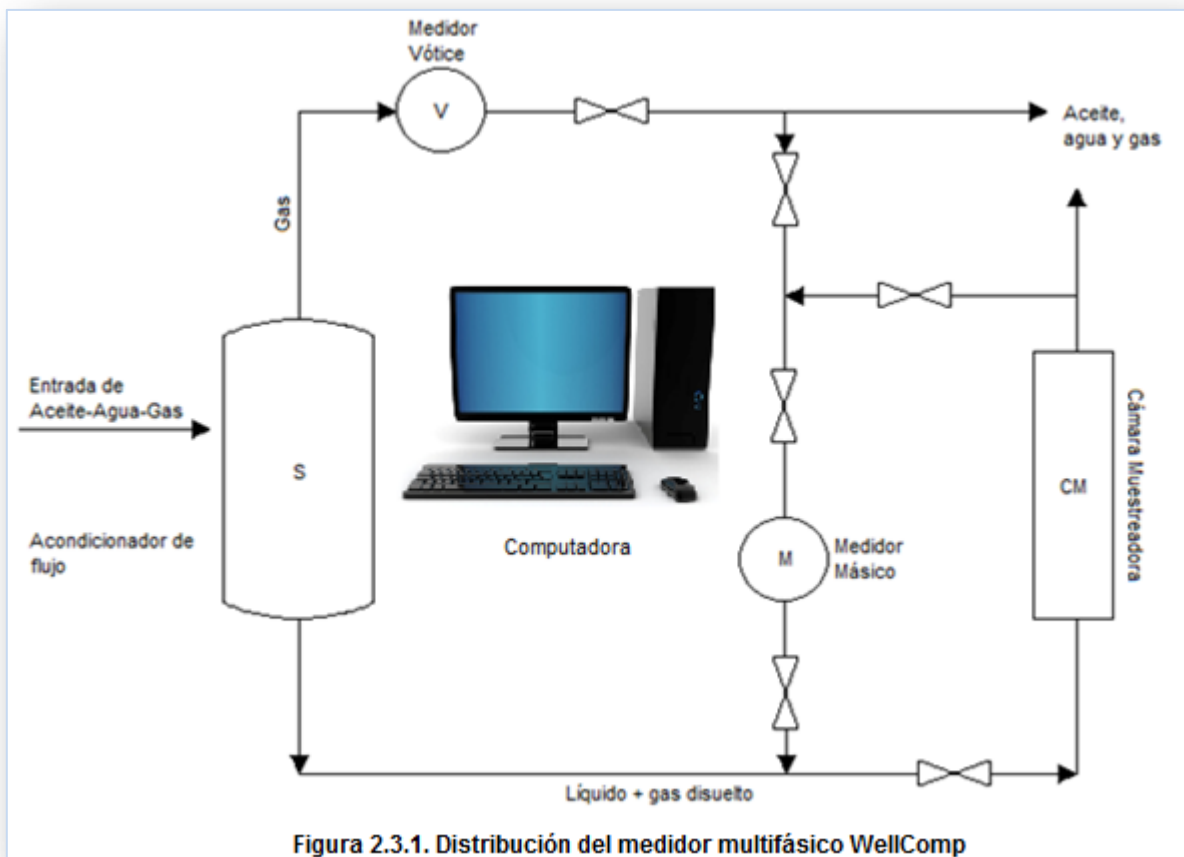
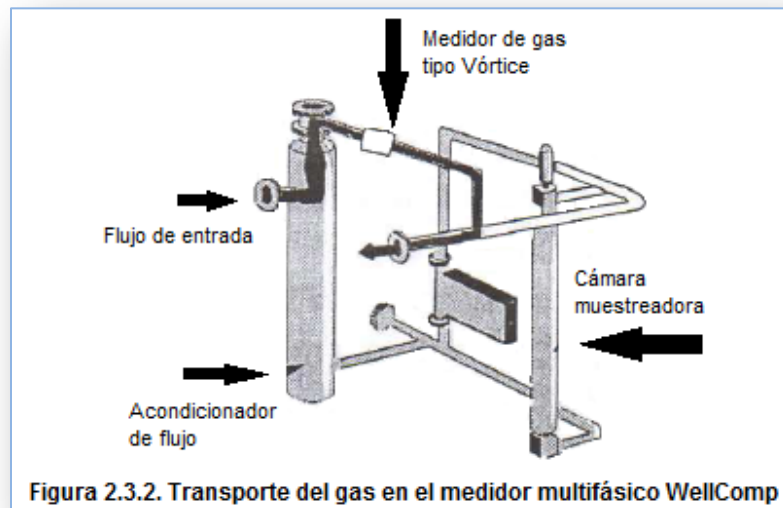


Figura 2.3.1. Distribución del medidor multifásico WellComp

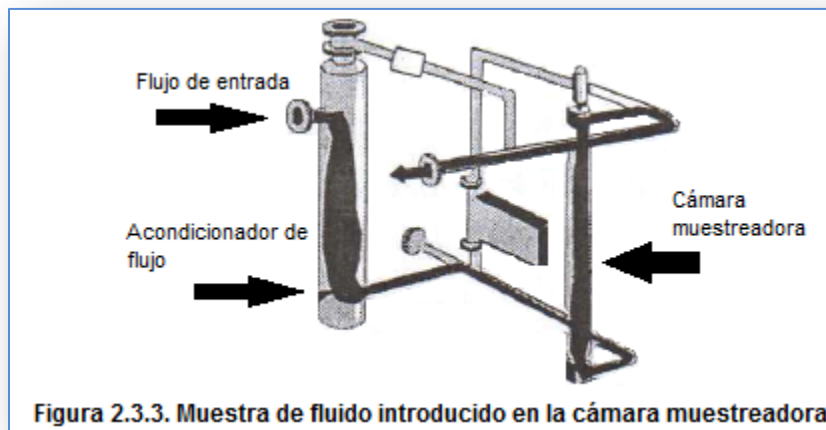
El principio de operación del medidor es el siguiente: La corriente proveniente de los pozos, entra al sistema WellComp, pasando inicialmente por el acondicionador de flujo, donde se separa la mayor parte del gas; éste asciende por dicho acondicionador hasta salir por la descarga correspondiente de donde pasa sucesivamente por un medidor tipo Vórtice (con el que se

cuantifica el gasto del gas), y por una válvula que regula la presión de operación del acondicionador de flujo.

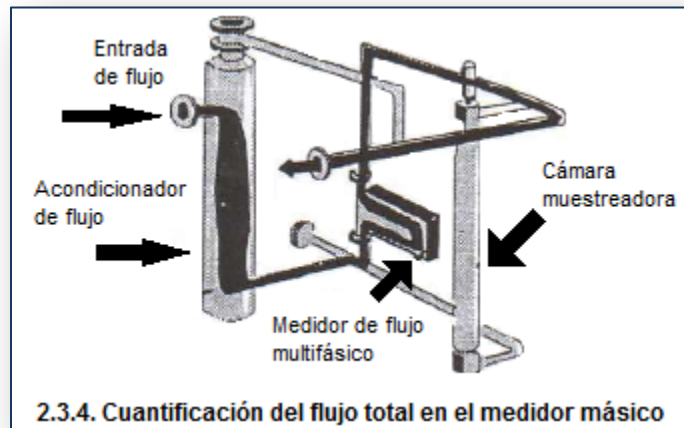
Finalmente, el gas se une con la corriente de líquido proveniente ya sea del medidor másico (M) o de la cámara muestreadora (CM), figura 2.3.2. El líquido proveniente del acondicionador de flujo, puede fluir por el sistema en dos modalidades: atravesando el medidor másico (M) o la cámara muestreadora (CM) <sup>(13)</sup>.



Cuando el líquido pasa por la celda o cámara muestreadora (CM), la válvula inferior de la cámara que permite el paso, permanece abierta; mientras que la superior ubicada a la descarga del medidor másico, permanece cerrada, figura 2.3.3. En ésta modalidad, el flujo de líquido permite descargar la muestra anterior contenida en la cámara y que en la misma, puede introducirse una nueva muestra para ser analizada <sup>(13)</sup>.



Cuando el líquido fluye por el medidor másico (M), la válvula inferior que permite el flujo a la cámara de muestreo permanece cerrada, mientras que la superior que permite la descarga del medidor másico, permanece abierta. De esta forma todo el líquido pasa por el medidor, cuantificándose continuamente el gasto másico total, para unirse posteriormente a la corriente de gas proveniente del acondicionador de flujo, figura 2.3.4 <sup>(13)</sup>.



Simultáneamente en la cámara de muestreo, se lleva a cabo la medición de las presiones en sus extremos superior e inferior, la temperatura promedio en la misma, así como la medición de la capacitancia de los fluidos, y a partir de estas, las fracciones de cada una de las fases (aceite, agua y gas) que constituyen la mezcla.

La medición del flujo total se termina de las fracciones de agua y aceite de la mezcla, a partir de las mediciones de capacitancia de la muestra en la celda, llevándose a cabo en condiciones estáticas del fluido. Esto evita los errores que se cometen cuando la medición de la capacitancia se realiza directamente en la línea con los efectos negativos de la presencia de gas libre distribuido en la fase líquida. Una ventaja adicional de la medición de capacitancia en condiciones estáticas, permite analizar el efecto de la inyección de productos desenantificantes para la separación de las fases aceite-agua y optimizar su dosificación.

El gasto másico de aceite, agua y gas, se obtiene multiplicando el gasto másico total, por las fracciones de cada una de estas fases determinadas en la cámara muestreadora. Los gastos volumétricos correspondientes, se obtienen dividiendo los gastos másicos entre la densidad, a condiciones de flujo de cada una de las fases.

Para el caso del gas, se requiere convertir a condiciones estándar los volúmenes cuantificados por los medidores de Vórtice y másico, y adicionalmente, sumar el volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a las condiciones estándar; para esto se requiere conocer la relación gas disuelto-aceite a las condiciones de operación del WellComp.

Obteniendo los gastos con los dispositivos de medición, ecuaciones (24, 25 y 26):

- Vórtice. Medición del gasto de gas ( $q_g$ )
- Coriolis. Determinación del gasto líquido ( $q_L$ ) y densidad del líquido ( $\rho_L$ )
- Cámara muestreadora. Determinación de las fracciones de agua y aceite ( $f_w$  y  $f_o$ )

$$q_o @ c.s. = q_L f_o / B_o \quad (24)$$

$$q_w @ c.s. = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$q_g @ c.s. = q_{g76vórtice} + q_o (R-R_s) \quad (26)$$

dónde:

$q_L$  = está dado @ c.f. y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_o$  y  $B_w$ ), así como la relación de solubilidad ( $R_s$ ) y la relación gas-aceite instantánea <sup>®</sup>.

Ventajas	Desventajas
Manejo de cualquier patrón de flujo	No es un equipo compacto
	Al usar el sistema, se ve afectado por la presencia o formación de espuma.
	No es un medidor exactamente multifásico, ya que requiere de la separación de las fases.

**Tabla 2.3.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor WellComp**

#### 2.4. Medidor multifásico Kongsberg <sup>(14)(12)</sup>

El medidor Kongsber es compacto y se coloca bridado directamente a la línea, se considera de tipo intrusivo debido a que el sensor se localiza sumergido en el seno del líquido a medir, aunque por sus dimensiones y configuración no provoca caídas de presión en el sistema.

La tecnología del medidor está basada en:

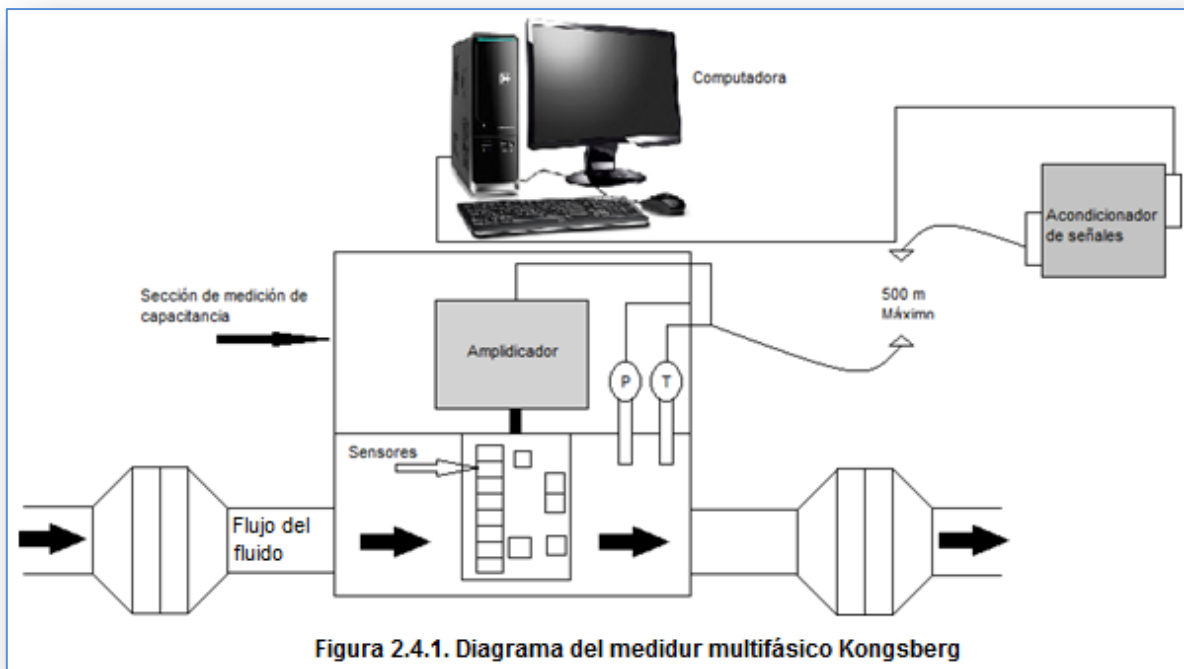
- Un medidor Vénturi.
- Un densitómetro de rayos gamma.
- Una sección de medición de capacitancia.

En general, éste medidor está formado por un tramo de tubería recta que contiene unas placas con sensores y en el exterior, la electrónica correspondiente, una unidad para acondicionamiento de las señales y un sistema de cómputo para calcular la interpretación de los resultados tomados, figura 2.4.1 <sup>(13)</sup>.

Medidor Vénturi: Con este medidor, se determina el gasto total que pasa por el medidor, a partir de la medición de la presión diferencial. Ésta sección, proporciona una buena medición cuando el gasto de líquido es alto y la relación gas-aceite es baja.

Densitómetro de rayos gamma: Con el densitómetro de rayos gamma, se obtiene la densidad de las distintas fases de la mezcla. Éste dispositivo envía un haz de rayos gamma que atraviesa todo el fluido, midiendo el tiempo desde que se envía esta señal, hasta que es recibida por un receptor.

Sección de medición de capacitancia: La sección de medición de capacitancia o multicapacitor, la forman un par de placas con electrodos, que se ubican dentro de la tubería, sumergidas en el fluido. Las placas tienen un espesor de 1,665 mm y 4 cm de ancho, en la dirección de flujo. Contienen una columna de electrodos, desde el fondo hasta la parte superior de la tubería. Los capacitores están conectados a circuitos electrónicos que generan las señales que permiten conocer las fracciones de tubería ocupadas por el líquido o el gas.



**Figura 2.4.1. Diagrama del medidor multifásico Kongsberg**

El principio de operación de la medición multifásica, se lleva a cabo a partir de la determinación del colgamiento del líquido, la velocidad de la película del líquido en la parte inferior de la tubería y la velocidad del bache del líquido a lo largo de una tubería horizontal, mediante una serie de sensores instalados en placas paralelas colocadas en el sentido de flujo.

La característica del medidor y su principio de medición, permiten manejar condiciones de flujo intermitente. Los sensores capacitores, miden la capacitancia del fluido en diferentes partes de la

sección transversal de la tubería. Los sensores están calibrados para el gas y el aceite respectivamente.

Las velocidades del gas y líquido, así como los gastos de aceite, agua y gas, se obtienen a partir de correlaciones cruzadas de las señales de los sensores ubicados en la parte superior y en el fondo de la tubería. El porcentaje y fracción de agua, se determina a partir de la medición de la capacitancia del líquido, que depende de la mezcla aceite-agua cuando la fase continua es el aceite.

El medidor fue diseñado para operar con regímenes de flujo con fracciones de gas de hasta 97% y con cualquier porcentaje de agua. Para este último se han desarrollado algoritmos que predicen el contenido de agua cuando ésta es la fase continua.

El gasto de cada una de las fases se obtiene correlacionando información de los diferentes sensores. En general, la medición de flujo total con éste sistema podría lograrse con mayor precisión si se dispusiera de un mezclador corriente arriba del medidor Vénturi y particularmente, si se definieran factores de resbalamiento cuando se manejan altas relaciones gas-aceite y bajas presiones.

La medición de la capacitancia, utilizada para determinar la fracción de agua, está sujeta a errores cuando se efectúa directamente en la línea de flujo, debido a su sensibilidad a los patrones de flujo gas-líquido.

Obteniendo los gastos con los dispositivos de medición, ecuaciones (24, 25, 27 y 28):

- Vénturi. Medición del gasto total de la mezcla ( $q_m$ ).
- Densitómetro. Medición de la densidad de la mezcla ( $\rho_m$ ).
- Sensores de capacitancia. Medición de la fracción de agua ( $f_w$ ) y del colgamiento del líquido con resbalamiento ( $H_L$ ).

$$q_o @ c.s. = q_L f_o / B_o \quad (24)$$

$$q_w @ c.s. = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$H_g = 1 - H_L \quad (27)$$

$$q_g @ c.s. = q_m(1-H_L) / B_g + q_o (R-R_s) \quad (28)$$

dónde:

$q_m$  y  $q_L$  están dados a @ c.f., y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_o$  y  $B_w$ ), así como la relación de solubilidad ( $R_s$ ) y la relación gas-aceite instantánea ( $R$ ).

Ventajas	Desventajas
No requiere separar las fases para su cuantificación	Los capacitores pueden fallar cuando se presenta crudos parafínicos.
	La presencia de flujo no homogéneo, no asegura la operación del medidor.

**Tabla 2.4.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor Kongsberg**

## 2.5. Medidor multifásico Fluenta <sup>(15)(12)</sup>

Los medidores Fluenta son compactos, no intrusivos y miden gastos a diferentes condiciones de flujo. Dependiendo del modelo, se pueden medir flujo en bache, mezclas con más del 90% de gas o cualquier contenido de agua, cubriendo rangos de medición muy amplios, sin necesidad de separar las fases. Éste medidor se instala en flujo de líneas verticales y consta básicamente de un sensor de capacitancia y un densímetro de rayos gamma, aunque otros incluyen un medidor tipo Vénturi.

Las partes que componen a este medidor son (figura 2.5.1.) <sup>(15)</sup>:

- Un sensor de capacitancia.
- Un sensor de inductancia.
- Un medidor tipo Venturi.
- Un densímetro de rayos gamma.

Sensor de capacitancia: El objetivo del sensor de capacitancia, es considerar la mezcla de agua-aceite-gas como medio dieléctrico en un capacitor, de tal manera que el campo eléctrico inducido pase a través de la mezcla. La conductividad es diferente para cada uno de los componentes de la mezcla, por la cual la correspondiente a la mezcla es proporcional a las fracciones de cada uno de los componentes.

Al colocar un electrodo a cada lado de la tubería, el campo eléctrico entre los electrodos se verá afectado por la conductividad de la mezcla y la capacitancia medida entre dichos electrodos, variará de acuerdo a la cantidad de aceite, agua y gas de la mezcla.

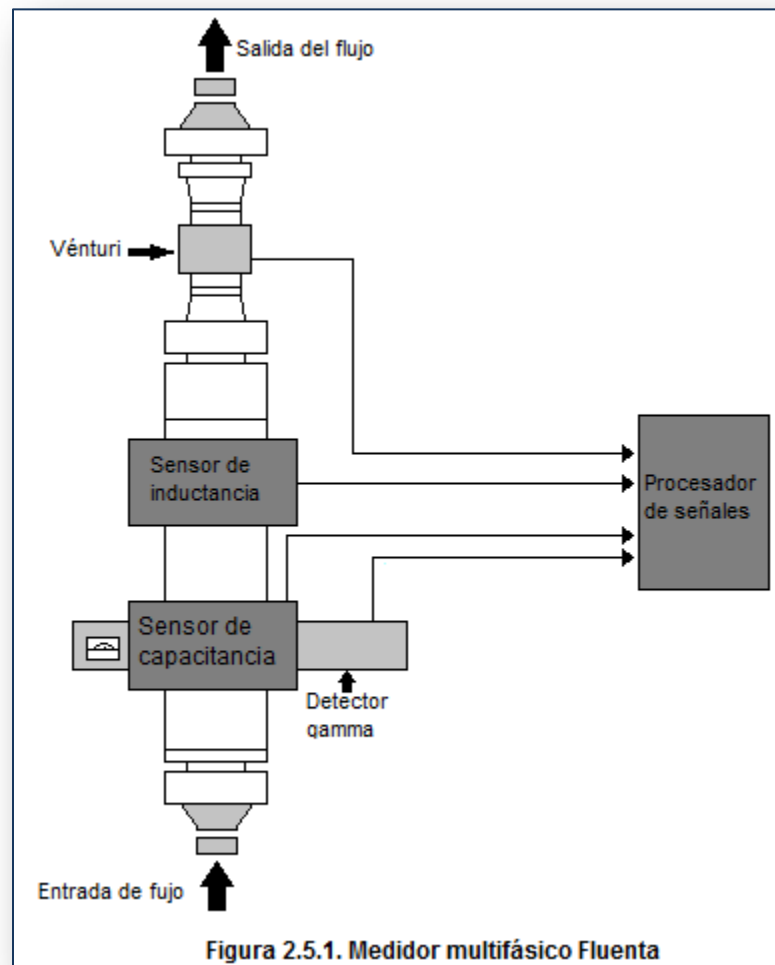
Sensor de inductancia: Al colocar dos toroides en el exterior de un “liner” no conductivo, se induce una corriente constante a través de la mezcla que fluye por el sensor. Un par de electrodos, colocados entre los toroides, detectan la caída de voltaje, el cual depende de la conductividad de la mezcla aceite-agua-gas. Dado que la conductividad de cada fase es diferente, el diferencial de voltaje medido, variará de acuerdo a la cantidad de agua en la mezcla. Éstas lecturas no resultan afectadas por la velocidad ni por la presión de flujo.

Medidor tipo Vénturi: El medidor Vénturi sirve para medir la velocidad de la mezcla total, éste elemento es muy sensible a las condiciones de flujo prevalecientes a la entrada del mismo; de aquí

la necesidad de disponer de un flujo homogéneo inmediatamente corriente arriba del sensor de inductancia.

Densímetro de rayos gamma. El propósito del densímetro de rayos gamma, es medir la densidad total de la mezcla fluyente por la tubería. Dadas las diferencias significativas entre la densidad del gas y el líquido en una mezcla de aceite-agua-gas, la relación de ésta absorción proporciona una medición precisa de las fracciones de líquido y gas en la mezcla.

El medidor Fluenta, incrementa su rango de medición incluyendo un sensor de inductancia, que permite cubrir el rango contenido de agua desde 0 hasta cien 100%.



El principio de operación del medidor para obtener los gastos volumétricos de cada una de las fases en una mezcla (aceite-agua-gas), se determinan primero las fracciones y velocidades de cada una de las fases.



Se requiere medir la conductividad de la mezcla, mediante un sensor de capacitancia cuando la fase continua sea aceite, o un sensor de inductancia cuando la fase continua sea agua, y luego medir la densidad promedio de la mezcla con un densímetro de rayos gamma, tomando en cuenta que la suma de las tres fracciones siempre será igual a la unidad.

La mezcla se usa como un medio dieléctrico entre dos electrodos, el campo eléctrico entre ellos será función de la conductividad de la mezcla. Si éste mismo medio se coloca en la trayectoria de la radiación de rayos gamma, la absorción de las partículas gamma será función de la mezcla. De ésta forma, con el sensor de capacitancia o inductancia se obtiene la conductividad de la mezcla, y con el densímetro de rayos gamma la densidad de la misma.

Como la capacitancia no es aplicable a mezclas cuya fase continua sea agua, entonces se utiliza un sensor de inductancia. Dos toroides inducen una corriente constante a través de dos electrodos colocados entre los toroides. Como la corriente es constante, la caída del voltaje es una medida de la conductividad eléctrica de la mezcla, que a su vez depende de la composición.

Con el medidor Fluenta, el flujo total se determina por dos métodos diferentes. Uno de ellos utiliza las velocidades del gas y del líquido, obtenidas a partir de correlacionar las señales recibidas de los pares de electrodos colocados en el sensor de capacitancia y en el sensor de inductancia. El otro utiliza los valores de presión registrados en el Vénturi, antes y después del segmento del diámetro reducido.

Es importante mencionar que para lograr una medición con una incertidumbre satisfactoria, la velocidad del flujo a través del medidor, debe ser mayor que 1,5 m/s. Esto es parcialmente importante tomarlo en cuenta cuando se tienen bajos gastos y alta relación gas-aceite que pueda favorecer en resbalamiento de líquido e interpretarse como gasto negativo, lo cual no puede ser compensado por el medidor.

El gasto del líquido se obtiene combinando el gasto total de aceite-agua-gas, con las fracciones de gas y líquido determinadas con las señales recibidas de los sensores.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición, ecuaciones (29, 25, 27 y 28 respectivamente):

- Vénturi. Medición del gas total de la mezcla ( $q_m$ )
- Densitómetro. Medición de la densidad de la mezcla ( $\rho_m$ )
- Sensores de capacitancia e inductancia. Medición de la fracción de agua ( $f_w$ ) y del colgamiento del líquido con resbalamiento ( $H_L$ )

$$q_o @ \text{c.s.} = q_L f_o / B_o \quad (29)$$

$$q_w @ \text{c.s.} = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$H_g = 1 - H_L \quad (27)$$

$$q_g @ c.s. = q_m(1-H_L) / B_{g+} + q_o (R-R_s) \quad (28)$$

dónde:

$q_m$  está dado a @ c.f. y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_{g+}$ ,  $B_o$  y  $B_w$ ).

Ventajas	Desventajas.
Se instala en la línea de flujo, por lo que no se requiere un by-pass.	Se considera que no es capaz de vencer el bache severo que pueda presentarse en el sistema, afectando la medición en el sistema.
El usar sensores de capacitancia e inductancia permiten mejores resultados de la medición de agua y aceite.	
No importa el patrón de flujo que se presente, el medidor puede manejar los porcentajes de agua y gas que se presenten	

**Tabla 2.5.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor Fluenta**

## 2.6. Medidor multifásico Framo <sup>(16)(12)</sup>

El medidor Framo es compacto y fácil de transportar, con éste medidor no se requiere separar las fases para cuantificarlas y por lo tanto no depende de elementos primarios dedicados para la medición de cada una de las fases.

El medidor Framo consta de un mezclador de fluidos y una sección de medición, figura 2.6.1 <sup>(16)</sup>.

El mezclador de fluidos es un elemento estático cuyo propósito es proporcionar un flujo multifásico homogéneo a la sección de medición, independientemente de las condiciones de flujo que se tengan corriente arriba del medidor. El mezclador está compuesto por una sección cilíndrica receptora del fluido y un inyector gas-líquido. El mezclador de fluidos tiene las siguientes características: Baja pérdida de presión, dimensiones pequeñas, no hay partes en movimiento y es independiente de los regímenes de flujo variable.

La sección de medición se localiza corriente abajo del mezclador y consiste básicamente de:

- Un medidor tipo Venturi.
- Un densitómetro de rayos gamma.
- Un sensor de temperatura.

Medidor tipo Venturi: Éste medidor permite determinar la velocidad promedio de la mezcla homogénea.

Densitómetro de rayos gamma: El propósito del medidor de rayos gamma, es medir el gasto másico de cada una de las fases a diferentes niveles de atenuación de energía gamma.

Sensor de temperatura: El sensor de temperatura, está incluido con el objetivo de monitorear la temperatura promedio del flujo. La medida de temperatura es usada por correlaciones PVT en los cálculos de flujo. Éste sensor está localizado en el mezclador de flujo.

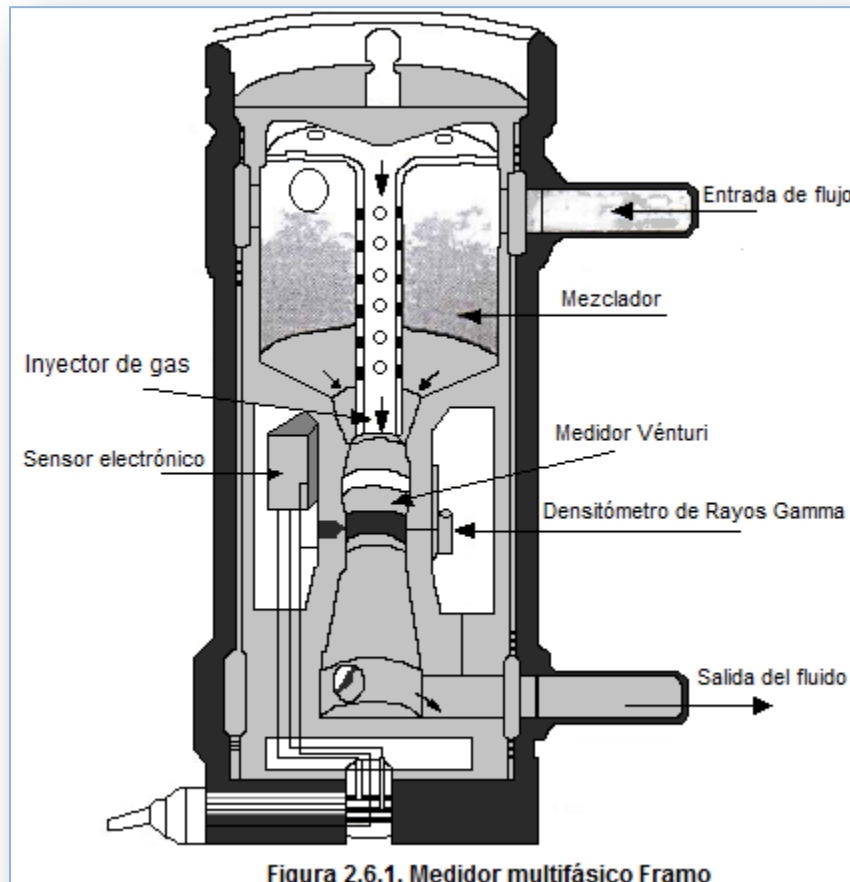


Figura 2.6.1. Medidor multifásico Framo

El principio de operación del medidor, se basa en la entrada del flujo al mezclador, el cual proporciona un flujo homogéneo independientemente del tipo de régimen de flujo que se tenga, en donde el líquido o los componentes más densos de la mezcla se descargan directamente por el inyector en la parte inferior del cilindro, mientras que el gas asciende a la parte superior de la sección cilíndrica antes de drenarse a través de una tubería localizada en el centro y cuya descarga coincide con el punto de inyección.

Corriente abajo del mezclador, se tiene un flujo altamente turbulento con la consecuente mezcla de fases, proporcionándose a la sección de medición un flujo homogéneo.

La sección de medición se localiza corriente abajo del mezclador, en donde la mezcla entra al medidor Venturi para determinar la velocidad promedio de la mezcla, posteriormente pasa por el densitómetro de rayos gamma donde se obtiene el gasto másico de cada una de las fases.

Los gastos de cada una de las fases, se obtiene correlacionando la información del Venturi y del densitómetro de rayos gamma.

Este medidor no dispone de elementos que determinen de manera redundante las velocidades de flujo total o de las diferentes fases, ni las fracciones de cada fase en la mezcla; por lo tanto, es más dependiente de la operación adecuada de los sensores del Venturi y del densitómetro de rayos gamma.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición, ecuaciones (30, 25, 31, 37 y 32 respectivamente):

- Venturi. Medición del gasto total de la mezcla ( $q_m$ ).
- Densitómetro de rayos gamma. Proporciona las fracciones de cada una de las fases del líquido ( $f_w$  y  $f_o$ ).

$$q_o @ \text{ c.s.} = q_L (1 - f_w) / B_o \quad (30)$$

$$q_w @ \text{ c.s.} = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$H_L = \frac{q_L}{q_m} \rightarrow q_L = q_m H_L \quad (31)$$

$$H_g = 1 - H_L \quad (27)$$

$$q_g @ \text{ c.s.} = q_m (1 - H_L) / B_g \quad (32)$$

dónde:

$q_m$  está dado a @ c.f. y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_o$  y  $B_w$ ), así como la relación de solubilidad ( $R_s$ ) y la relación gas-aceite instantánea ( $R$ ).

Ventajas	Desventajas
Su medidor de rayos gamma, utiliza dos niveles de energía, lo que permite optimizar la determinación de las fracciones de cada una de las fases.	No es sensible al patrón de flujo, a la arena producida o al uso de agentes químicos.
La caída de presión es considerable, pero no es mayor a la que presentan los sistemas de medición convencional.	
Se mide la presión diferencial y no directamente la velocidad del flujo.	

**Tabla 2.6.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor Framo**

## 2.7. Medidor multifásico Agar <sup>(17)(12)</sup>

El medidor Agar, es un sistema compacto que podría adecuarse para ser fácilmente transportable, este medidor proporciona medición de las fases agua, aceite y gas sin separarlas físicamente.

Los componentes de este medidor son dos subsistemas que pueden ser instalados y operados independientemente, mostrados en la figura 2.7.1 <sup>(17)</sup>.

Subsistema 1: Consta básicamente de dos sensores de flujo monofásico, uno de ellos puede ser cualquier tipo de medidor de flujo volumétrico (turbina, desplazamiento positivo, etc.) y otro medidor que permita obtener una diferencial de presión (Vénturi, etc.): éstos medidores presentan respuestas basadas en diferentes aspectos de la dinámica de fluido.

Subsistema 2: Éste es un analizador de microondas mediante el cual se determina el contenido de agua en el aceite. Consiste de un transmisor de microondas y un receptor. El porcentaje de agua se determina midiendo las propiedades eléctricas de flujo total, pudiendo cubrir el rango total de 0 a 100 por ciento de agua, independientemente que la fase continua sea aceite o agua. Los efectos de los cambios de velocidad y las propiedades de los fluidos, como salinidad, pH, viscosidad, temperatura y densidad, son despreciables.

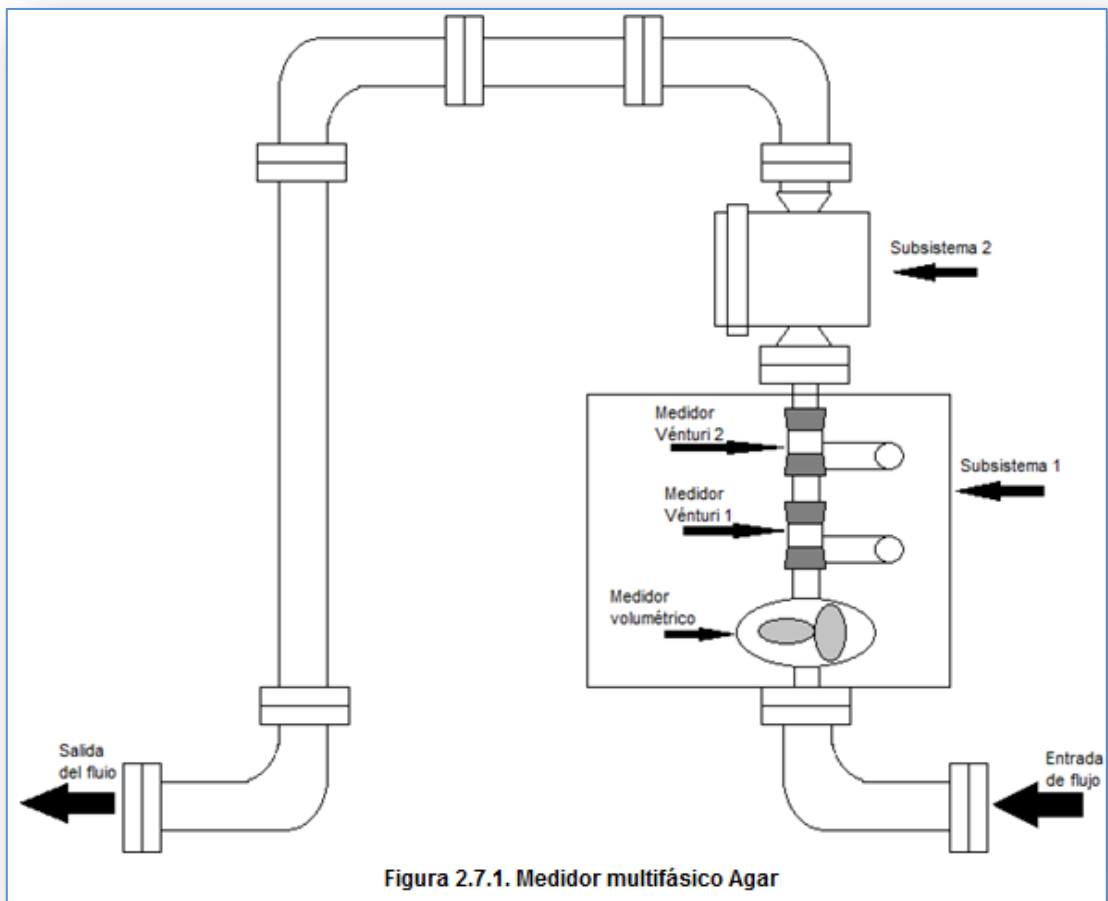


Figura 2.7.1. Medidor multifásico Agar

Su principio de operación del medidor es la mezcla de aceite-agua y gas, entre el primer subsistema. Utilizando como elemento primario un medidor volumétrico convencional, de los que normalmente usan para medir solamente líquido o gas; éste puede ser tipo turbina o de desplazamiento positivo.

Posteriormente la mezcla pasa por los dos tubos Venturi colocados en serie y en un arreglo vertical ascendente corriente abajo del medidor volumétrico, para lograr un flujo homogéneo en donde se mide la diferencial de presión. La colocación de dos medidores Venturi en serie, permite tomar en cuenta el efecto de la densidad de la mezcla. Por último, la mezcla entra al subsistema 2 en donde se determina el contenido de agua de la mezcla por medio de un analizador de microondas.

Para lograr la medición del gasto total, en el subsistema 1 se miden gastos de gas ( $q_g$ ) y líquido ( $q_L$ ), mientras que en el subsistema 2, se mide el porcentaje de agua en la mezcla del líquido, de tal manera que el medidor Agar proporciona los gastos de aceite ( $q_o$ ), agua ( $q_w$ ) y gas ( $q_g$ ), en sistema inglés o en sistema métrico.

La medición del líquido se logra a partir del gasto total obtenido con el medidor volumétrico y su correlación, con los parámetros calculados a partir de las mediciones de caída de presión en los Venturi colocados corriente abajo del mismo.

De las mediciones registradas del subsistema 1, los gastos de agua y líquido se pueden obtener resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones (33 y 34):

$$MV = f (q_g + q_L) \quad (33)$$

$$MPD = f (q_g + q_L) \quad (34)$$

dónde:

MV = medición del gasto con el medidor volumétrico.

MPD = medición del gasto con el medidor de presión diferencial

f = función.

$q_g$  = gasto de gas.

$q_L$  = gasto de líquido.

De las dos ecuaciones anteriores se tienen dos incógnitas, las cuales pueden ser resultadas para conocer cada uno de los gastos. Cabe señalar, que la medición realizada por el medidor de presión diferencial también es función de la densidad, por lo tanto, para tomar el efecto de los cambios de éste parámetro, se dispone de otra medición de presión diferencial, además de sensores de presión, temperatura, etc.

Para determinar el gasto de agua se multiplica el porcentaje de agua, obtenido en el subsistema 2 por la suma de los gastos de líquido y gas obtenidos en el sistema de ecuaciones anterior.

La medición de gas, se logra a partir de la solución del sistema de ecuaciones obtenidas para el medidor volumétrico y los Venturi que forman el subsistema 1.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición, ecuaciones (30, 25 y 35) respectivamente:

- Medidor volumétrico y medidor de presión diferencial. Obtención del gasto de gas y líquido resolviendo el sistema de ecuaciones anteriores.
- Subsistema 2. Proporciona la fracción de agua ( $f_w$ )

Por lo tanto:

$$q_o @ c.s. = q_L (1 - f_w) / B_o \quad (30)$$

$$q_w @ c.s. = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$q_g @ c.s. = q_g \text{ del sist.de ec.} / B_g + q_o (R-R_s) \quad (35)$$

dónde:

$q_L$  está dado a @ c.f., y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_o$  y  $B_w$ ), así como la relación de solubilidad ( $R_s$ ) y la relación gas-aceite instantánea ( $R$ ).

Ventajas	Desventajas
Los medidores utilizados son ampliamente de confianza.	Es un equipo grande y pesado
Permite medir el 100% del agua concentrada en la mezcla.	

**Tabla 2.7.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor Agar**

## 2.8. Medidor multifásico Jiskoot <sup>(18)(12)</sup>

El medidor Jiskoot, cuenta con dos configuraciones de medición, una de ellas se realiza cuando la fracción de gas es menor al 20%, donde no se requiere separar las fases, figura 2.8.1 <sup>(18)</sup>. La otra configuración es para fracciones de gas mayores del 20%, en donde se separa el gas antes de que pasen los fluidos por el sensor, figura 2.8.2 <sup>(18)</sup>. En ambos casos, el sistema corrige automáticamente los gastos, dependiendo de la emulsión y las propiedades de los fluidos, como la densidad relativa expresada en grados API y la salinidad.

Los componentes del medidor son similares en cualquiera que sea su configuración. El sistema dispone de:

- Un sensor de microondas.
- Un medidor de placa de orificio.

Sensor de microondas: Éste sistema trabaja con una aplicación de energía de microondas para medir el porcentaje de agua, tanto a la corriente del líquido fluyendo por la tubería, como a un fluido de referencia; el sistema mide los cambios relativos en la atenuación de las microondas entre los dos líquidos, con el sistema de cómputo se efectúan las compensaciones por cambios de la temperatura del fluido y del medio ambiente.

Placa de orificio: Éste elemento primario es un medidor de presión diferencial, el cual se encargará de medir el flujo másico que pase por el sistema de medición.

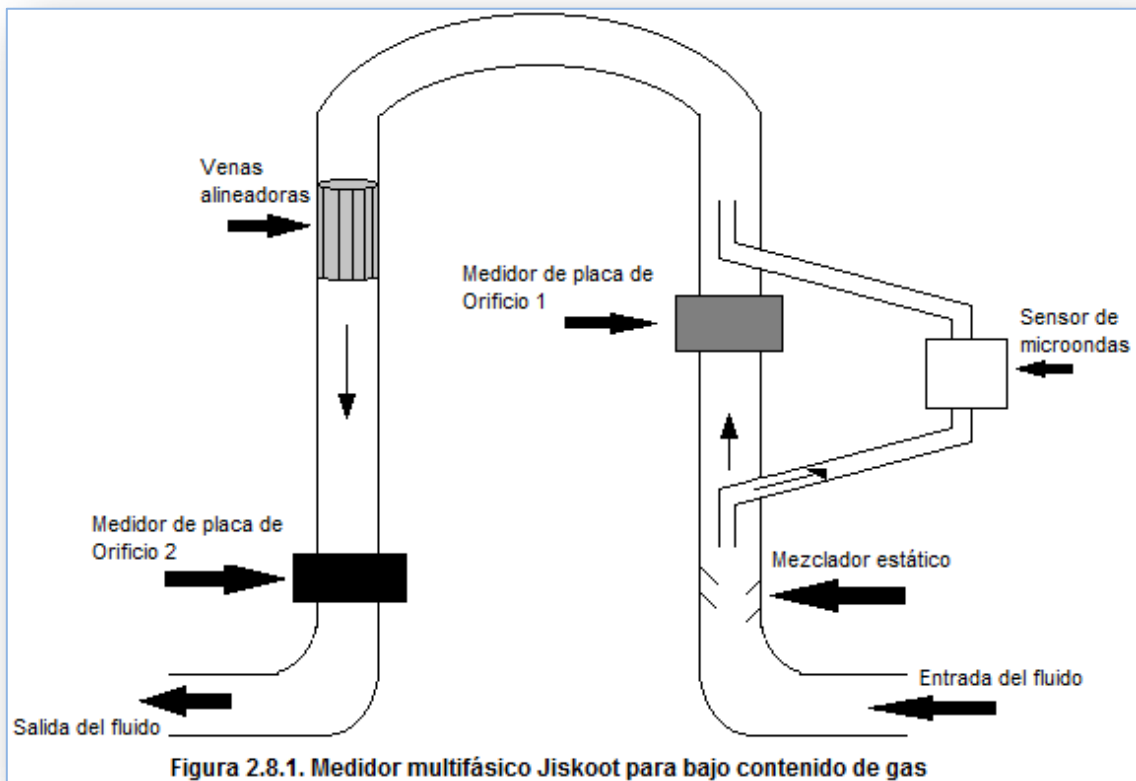


El principio de operación del medidor Jiskoot, está dividido en dos configuraciones, una es para bajo contenido de gas y la otra configuración es para alto contenido de gas.

Configuración para bajo contenido de gas.

Cuando se presenta un bajo porcentaje de gas, se tiene un sistema con un arreglo de “U” invertida, diseñado para operar corriente debajo de un separador bifásico o directamente en la línea de medición si la producción de gas es menor del 20% en volumen, en éste caso se dispone de un muestreador lateral que opera aprovechando la presión diferencial provocada por el medidor de placa de orificio.

El flujo pasa primero por un mezclador estático colocado en la base de la “U” invertida, después pasa por la primer placa de orificio y alternadamente por el sensor de microondas, y posteriormente, pasará por un segundo medidor de flujo de placa de orificio, el cual contiene venas alineadoras, para la salida del flujo.



**Figura 2.8.1. Medidor multifásico Jiskoot para bajo contenido de gas**

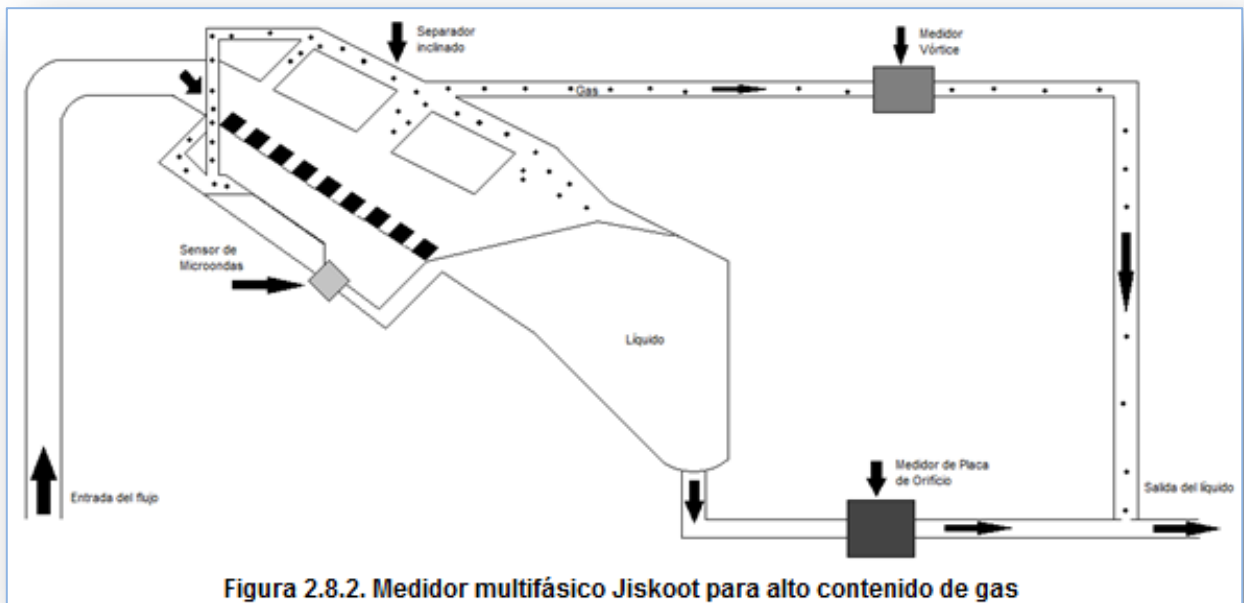
Configuración para alto contenido de gas.

El modelo para corrientes con fracciones de gas mayores del 20%, contiene un tramo de tubería inclinada que actúa como un separador inclinado, que proporciona al sensor una muestra de

líquido representativa y con relativamente poco gas. La configuración con inclinación descendente en sentido del flujo, provoca condiciones de flujo estratificado.

La muestra entra al separador inclinado, el cual tiene una ramificación lateral por donde parte del líquido de la mezcla pasa para poder ser medido el contenido de agua con el sensor de microondas. El líquido sale de esta ramificación para pasar por el medidor de placa de orificio.

El gas separado se mide con un medidor tipo Vortice, para posteriormente incorporarse a la corriente del líquido.



**Figura 2.8.2. Medidor multifásico Jiskoot para alto contenido de gas**

Para poder lograr la medición del gasto total, se realizaron estudios de laboratorio a mezclas de aceite, salmuera y gas, de ahí se permite la construcción de juegos de curvas que describen el comportamiento de las tres fases. De esta forma, las fracciones de agua y gas se determinan seleccionando la curva correspondiente, midiendo la atenuación de las microondas y el resbalamiento de las fases.

La medición de flujo total de aceite, agua y gas para la configuración en bajo contenido de gas, se lleva a cabo con un medidor de placa de orificio.

En el caso de la configuración de alto contenido de gas, el líquido se mide con el medidor de placa orificio y el gas con el medidor Vórtice.

Para calcular la fracción volumétrica de gas, agua y aceite se utilizan técnicas estadísticas desarrolladas. La precisión del sistema es proporcional a la cantidad de gas en el flujo.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

Para bajo contenido de gas:

- Sensor de microondas. Proporciona la fracción de agua de la mezcla ( $f_w$ )
- Placa de orificio. Determina el gasto de la mezcla ( $q_m$ )
- Este medidor no cuenta con un dispositivo para la cuantificación del gas, ya que debe instalarse a la salida de un separador.

Por lo tanto:

$$q_o @ \text{ c.s.} = q_L (1 - f_w) / B_o \quad (30)$$

$$q_w @ \text{ c.s.} = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

Para alto contenido de gas:

- Sensor de microondas. Proporciona el fracción de agua de la mezcla ( $f_w$ )
- Vórtice. Determina el gasto del gas ( $q_g$ )
- Placa de orificio. Determina el gasto de líquido ( $q_L$ )

Por lo tanto:

$$q_o @ \text{ c.s.} = q_L (1 - f_w) / B_o \quad (30)$$

$$q_w @ \text{ c.s.} = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$q_g @ \text{ c.s.} = q_g \text{ del vórtice.} + q_o (R - R_s) \quad (36)$$

dónde:

$q_L$  está dado a @ c.f. y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_o$  y  $B_w$ ), así como la relación de solubilidad ( $R_s$ ) y la relación gas-aceite instantánea ( $R$ ).

Ventajas	Desventajas
Al colocarle un separador inclinado puede manejar hasta un 70% de gas.	Cuando se coloca un separador, no es un equipo compacto.
	Para cualquier configuración, se presentan caídas de presión considerables.

**Tabla 2.8.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor Jiskoot**

## 2.9. Medidor multifásico Fisher-Rosemount <sup>(19)(12)</sup>

El medidor multífase Fisher-Rosemount, es un sistema que no ha sido diseñado para usarse como medidor multifásico, sin embargo, la integración de sus elementos le permiten la medición de aceite, agua y gas manejados en las baterías de separación, colocados en las líneas de descarga de un separador de prueba bifásico, lo que permite utilizarlo como medidor multifásico, figura 2.9.1<sup>(19)</sup>.

Los componentes que integran al medidor son los siguientes:

- Sensor de flujo de masa, densidad y temperatura (Coriolis).
- Transmisor de flujo, densidad y temperatura.
- Unidad computadora de crudo neto (NOC).
- Vórtice.
- Unidad RTU (ROC).

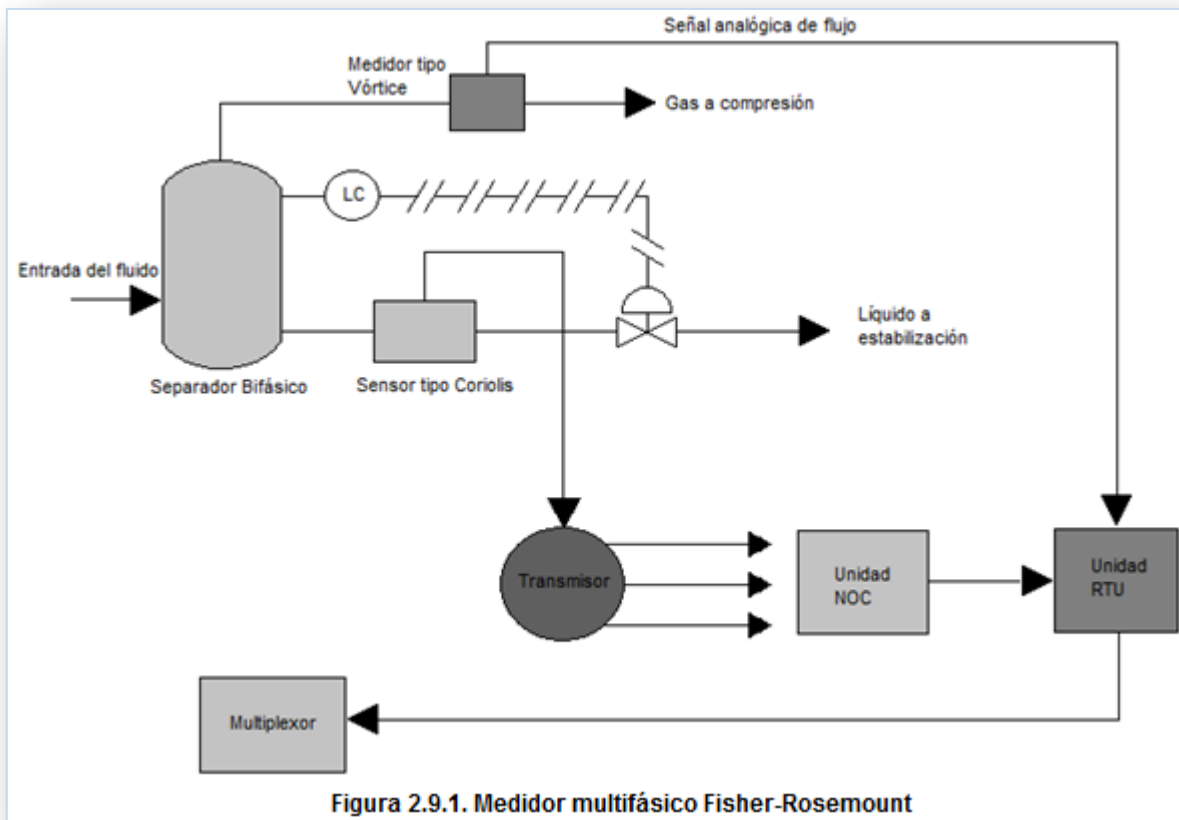
Sensor de flujo de masa, densidad y temperatura (Coriolis): Este elemento se instala directamente a la descarga del líquido o salida inferior del separador. Dependiendo del rango de flujo a la salida del separador, el tamaño del sensor puede ser de 1 (pg), 1.5 (pg) o 3 pg).

Transmisor de flujo, densidad y temperatura: Este equipo recibe la señal del sensor anterior y su objetivo es interpretar la información recibida, realizar cálculos y transmitir las señales de flujo, densidad y temperatura.

Unidad computadora de crudo neto (NOC): Esta unidad recibe toda la información del transmisor, con la cual calcula el porcentaje de agua en la mezcla, el flujo volumétrico de agua libre de crudo, flujo volumétrico de crudo libre de agua, total del agua libre y el total del crudo libre de agua.

Vórtice: El equipo es instalado en la salida superior del separador para medir exclusivamente la corriente de gas. Transmite una señal analógica proporcional al flujo de gas.

Unidad RTU(ROC): Esta unidad recibe las señales enviadas por el NOC y por el medidor de flujo de gas tipo Vórtice, en donde las procesa y ordena, además puede calcular el flujo de gas compensado. Tiene una señal de salida con la cual puede interactuar con una computadora mediante un programa específico. Se considera la instalación de una unidad ROC por cada separador, y mediante un multiplexor, es posible conectar varias de estas unidades a distintos equipos de cómputo.



**Figura 2.9.1. Medidor multifásico Fisher-Rosemount**

El principio de operación del sistema de medición, está en utilizar un medidor másico por efecto de Coriolis, con el cual se puede medir simultáneamente el líquido total y el porcentaje o contenido de agua en esta emulsión.

El principio de operación de estos medidores, se basa en la vibración de dos tubos paralelos (generalmente en forma de "U"). El movimiento del líquido a través de estos tubos induce una fuerza denominada de Coriolis, que provoca que cada uno de ellos experimente un giro proporcional al gasto másico que fluye por su interior durante cada ciclo.

El gasto másico es directamente proporcional a la amplitud o desplazamiento total del tubo y a la constante de torsión del mismo, mientras que la densidad del fluido es proporcional a la frecuencia de vibración. El gasto volumétrico se obtiene relacionando el gasto másico con la densidad de la mezcla. El componente NOC, es una computadora que utiliza la información del medidor de flujo másico por efecto Coriolis.

La presencia de gas en el líquido es interpretada por el sensor como un líquido de muy baja densidad, lo que conduce a una sobrestimación del gasto volumétrico.

Este medidor utiliza para cuantificar el gas, un medidor tipo Vórtice, en el cual se tiene una obstrucción al paso del gas, que genera corriente debajo de la tanto menor presión que la que

tiene el fluido circulando. La frecuencia de generación de los vórtices, es directamente proporcional a la velocidad del fluido, por lo que el gasto se puede expresar como el producto de la velocidad por el área de la sección transversal de la tubería.

La medición de flujo total, se realiza cuando el líquido se mide con el medidor Coriolis, el cual envía una señal al transmisor RTU en el que se interpreta la señal recibida, en señales de flujo, densidad y temperatura para transmitir las a la unidad NOC. Para la medición del gas, el medidor Vórtice envía su señal al dispositivo RTU para ser procesada y determinar el gasto de gas.

Se calcula la densidad de la mezcla en función de la frecuencia de vibraciones de los tubos mencionados y a partir de su valor se calcula la frecuencia de agua instantánea  $f_{w1}$  con la siguiente relación, ecuación (37):

$$f_w = \frac{\rho_m - \rho_o}{\rho_w - \rho_o} \quad (37)$$

dónde:

$\rho_o$  = densidad del aceite

$\rho_w$  = densidad del agua

Generalmente se dispone de un sensor de temperatura para lograr una mejor determinación de la densidad, al compensar el valor de la constante del sensor y corregir el valor de las densidades  $\rho_o$  y  $\rho_w$  introducidas al sistema a una temperatura base determinada.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición, ecuaciones (30, 25 y 36 respectivamente) :

- Vórtice. Envía la señal a la unidad RTU para la determinación del gasto de gas ( $q_g$ ).
- Coriolis. Envía la señal al transmisor para la determinación del gasto de líquido ( $q_L$ ) y la densidad de la mezcla, con las cuales la unidad NOC determina la fracción de agua de la mezcla ( $f_w$ ).

Por lo tanto:

$$q_o @ \text{ c.s.} = q_L (1 - f_w) / B_o \quad (30)$$

$$q_w @ \text{ c.s.} = q_L f_w / B_w \quad (25)$$

$$q_g @ \text{ c.s.} = q_g \text{ del vórtice.} + q_o (R - R_s) \quad (36)$$

dónde:

$q_L$  está dado a @ c.f. y para conocer los gastos a condiciones estándar, es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases ( $B_o$  y  $B_w$ ), así como la relación de solubilidad ( $R_s$ ) y la relación gas-aceite instantánea ( $R$ ).

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
El porcentaje de agua que maneja es del 0-100%	Sólo puede usarse para la fase aceite-agua, la presencia de gas libre, produce una separación deficiente.
	No se recomienda utilizarlo en aceites .pesados.
	La medición de flujo másico y densidad se pueden ver afectadas si una vibración externa tiene una amplitud significativa.

**Tabla 2.9.1. Comparación de las ventajas y desventajas del medidor Fisher-Rosemount**

## Referencias.

1. Ing. Darío Alejandro Loza Guerrero, M., C. Juan José Mercado Pérez, Ing. Victor Javier Medina López, Ing. Emmanuel Ríos Carrizalez: "Taller teórico-práctico de flujo de hidrocarburos líquidos", CENAM, octubre 2012.
2. Tellez Carlos: "Prácticas de laboratorio para calibrar dispositivos de medición de flujo en tuberías y canales". Tesis de Posgrado 1986.
3. Spink L. K.: Principles and practice of flow meters engineering, Ninth Edition, Foxboro Company.
4. Neri Ortiz Mequiiades: "Sugerencia para usar el tubo Pitot modificado como elemento primario de medición de flujo de hidrocarburos gaseosos en tuberías". Rev. Ingeniería Petrolera.
5. Philips G. Scott: "Use of vortex flowmeters for gas measurement", JPT, November 1981.
6. Funo Cascetta and Paolo Vigo: "Flowmeters", Instrumental Society of American, December 1990.
7. Spitzer: Industrial flow measurement, Instrument Society of America, Research Triangle Park, 1984.
8. Smalling J.w. and Braswell L.D.: "Flow gas ultrasonic flow meter", Bagtown, Texas USA, 1989.
9. MCF. Tecnology seminar-Pemex. Kongsber Offshore, Norway, 1994.
10. Garaicochea C Huicochea y O. López: Transporte de hidrocarburos por ductos" Facultad de Ingeniería UNAM.
11. Paul Munroe Engineering International: "WellComp automatic well tesing system" U.S.A, 1993.
12. Tuss B.M.: "Status of multiphases metering", June, 1996.
13. Santamaría N. y Ramírez, F.: "Sistemas de medición multifásica en instalaciones de producción", Rev. Ingeniería Petrolera.
14. Kongsberg Offshore a.s.: "Kos MCF 351-multicomponent flow meter", Norway.
15. Olvik K. y Widerse T.: "Fluenta multiphase flow meter, tested and marinised", Norway.
16. Framo Engineering A.S.: "Multiphase boosting and metering the products of today for tomorrow, Norway.
17. Agar Corporati6n: "Agar MPFM-301-multiphase flow meter" USA, 1994
18. Texaco Starcut, Manual 45: "Starcut- low-gas three phase watercut meter operation manual", USA, 1993.
19. Micro Motion Rosemount: "NOC net oil computer", USA, 1994.



## Capítulo III.- Medición de flujo en tuberías

El desarrollo que se presentará en este capítulo, es el de dar a conocer los tipos de medidores que se utilizan para la producción de hidrocarburos de los pozos petroleros pero instalados en las tuberías por donde se transporta. Esto se hace con el fin de evitar pérdidas de la producción de los hidrocarburos durante su transportación de un centro de proceso o una batería de separación, hacia el destino que tenga el mismo.

La característica primordial de la medición del flujo sobre los ductos de transporte es poder medir las dos o tres fases que se estén viajando sobre el ducto al mismo tiempo, no se requiere de una separación de las mismas ni hacer un muestreo de la producción. Es por ello que, los medidores que se colocan en las líneas de transporte, pueden llegar a ser un arreglo de distintos medidores sobre un mismo ducto.

La tasa de del flujo del volumen de cada fase, está representada por la fracción de área multiplicada por la velocidad de cada fase. Algunos de los medidores multifásicos empleados, asumen que las dos o tres fases, viajan a la misma velocidad, lo que reduce el número requerido de medidores.

Los medidores de flujo multifásico, reciben los fluidos trifásicos directamente desde una línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo. Estos medidores muestran los resultados de las mediciones a los pocos minutos de ser puestos en operación.

La caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico, es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales. En aplicaciones de mediciones permanentes, estos dispositivos ocupan un espacio mínimo en las localizaciones de superficie o en las plataformas marinas.

## 1. Medición de la velocidad <sup>(1)</sup>

La medición de la velocidad de un fluido, es de primordial interés del flujo de un fluido. Si se mide la velocidad, se puede calcular la tasa de flujo y llegar a presentar una imagen del patrón de líneas de corriente e identificar regiones de flujo separado, regiones de flujo estancado y otras características del flujo

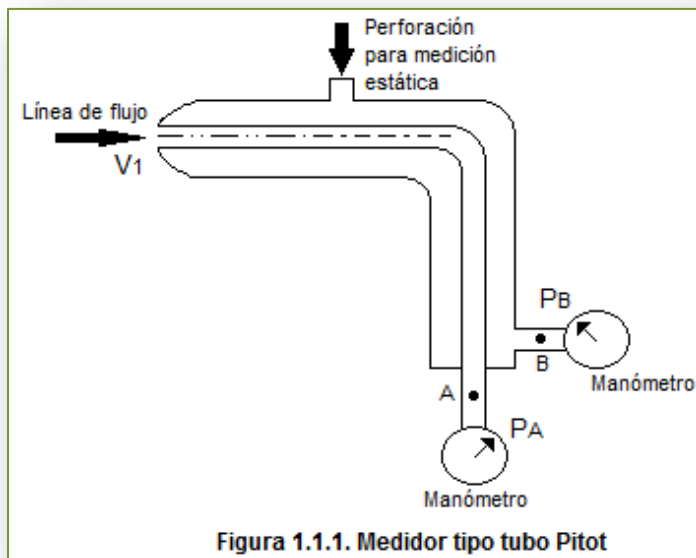
Existen dos categorías de mediciones de velocidad: local y promediada en el espacio. La velocidad local, se mide en una región pequeña del flujo. La velocidad promediada en el espacio, podrían registrarse en el tiempo en diferentes puntos de una sección transversal de una tubería a fin de realizar una integración sobre la distribución de velocidad y obtener la tasa de flujo circulante sobre la tubería.

La velocidad del flujo en una tubería, varía de cero en la pared de la misma, hasta llegar a un valor máximo en el centro de la misma. Se puede tomar como ejemplo que, para flujo laminar, donde el perfil de velocidad es parabólico, la velocidad promedio es mitad de la velocidad en el centro. Esto no es el caso para un flujo turbulento, en el cual se pueden requerir varias mediciones ponderadas para determinar la velocidad media.

### 1.1. Medidor de tubo Pitot <sup>(1)</sup>

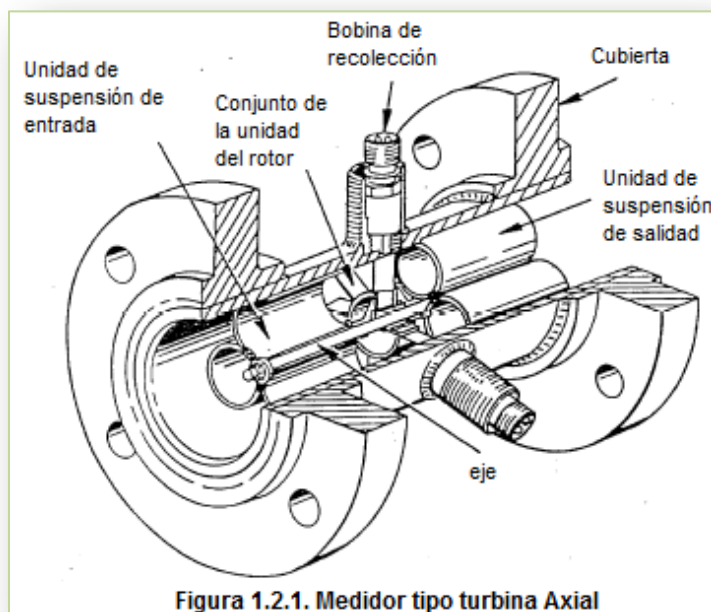
Un medidor de tubo Pitot, es utilizado para medir la velocidad del fluido, ya que es un elemento que compara la presión estática con la combinación de la presión estática y la presión dinámica. La diferencia entre la presión estática y la presión total, es la medida de la velocidad de flujo en la tubería en el punto de impacto de la presión. Mide la diferencia entre las presiones de impacto y estática (presión estática y presión total), dando la velocidad de flujo en el punto de impacto con la velocidad transversal. La tasa de flujo puede ser aproximada usando el promedio de la velocidad a través del ducto.

En la siguiente figura 1.1.1., se puede observar que la diferencia de presiones  $P_A - P_B$ , es igual a la presión de velocidad del fluido. Si se conecta un manómetro y otro dispositivo para medir la presión diferencial entre los puntos A y B, se podría decir que el dispositivo mide directamente la presión de velocidad, aunque de hecho esté midiendo la diferencia entre dos presiones distintas e infiriendo el valor de la velocidad a partir de esta diferencia.



### 1.2. Medidor de turbina Axial <sup>(3)</sup>

Un medidor de turbina consiste en un rotor multi-cuchilla suspendido en la corriente del flujo del fluido sobre cojinetes que giran libremente. El fluido que impacta contra las cuchillas del rotor, imparte una fuerza que causa la rotación del rotor, figura 1.2.1. La velocidad de rotación es directamente proporcional a la razón dentro de su rango lineal, es decir: el gasto es directamente proporcional a la velocidad de la rotación.



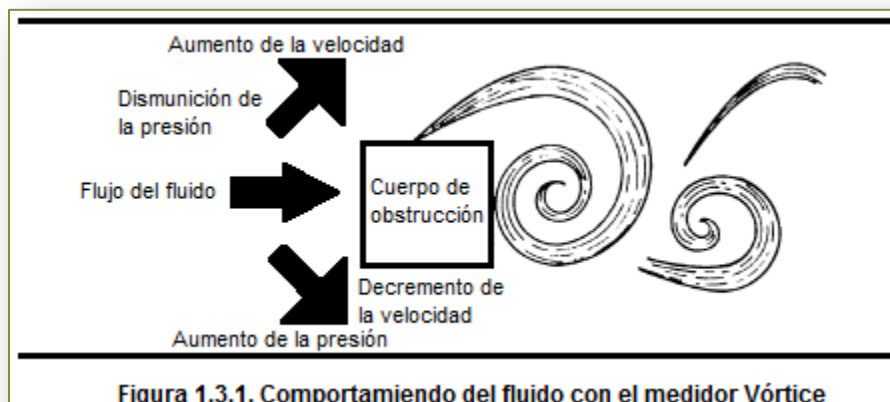
La velocidad de la rotación se puede obtener de tres maneras distintas:

- 1) Mecánicamente: En éste, el rotor está acoplado al engranaje del totalizador mecánico.
- 2) Ópticamente: Un rayo de luz es interrumpido por la rotación de las cuchillas, lo cual resulta en una salida pulsada, Generalmente se usa en las turbinas tangenciales (ruedas con paletas).
- 3) Magnéticamente:
  - a) Tipo reductancia: Un imán permanente se encuentra en el sensor. En este imán se produce un campo magnético que el cono concentra en un punto. Las aspas de la turbina desvían el campo magnético haciendo que se genere un voltaje en la bobina. El voltaje aparece a medida que un aspa se acerca y decae a medida que esta se acerca. Se produce una pulsación por aspa.
  - b) Tipo inductancia: El imán se encuentra en el rotor, el cual invierte el campo magnético en cada rotación. Se genera una pulsación por cada rotación.

La señal de salida de estos elementos de turbina es un tren de pulsaciones (frecuencia). Esta frecuencia es directamente proporcional a la razón de flujo.

### 1.3. Medidor tipo Vórtice <sup>(2)</sup>

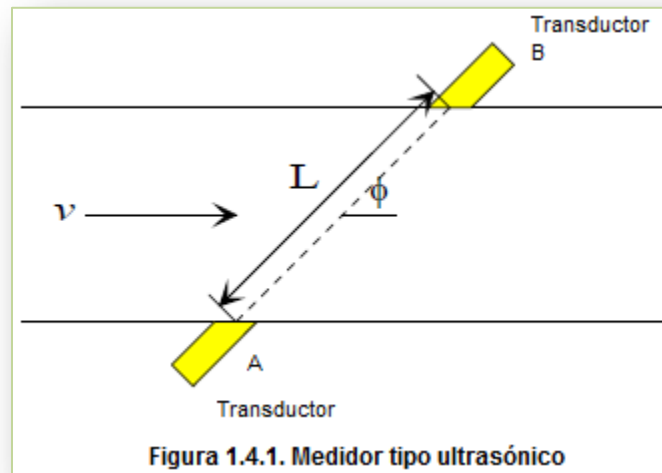
Cuando el flujo del fluido se encuentra con un cuerpo de una forma no aerodinámica, el flujo no puede continuar con el contorno del obstáculo. Por consiguiente, el flujo se enrolla en un vórtice o espiral bien definido. La razón a la cual estos vórtices se forman es directamente proporcional a la velocidad del fluido dentro de ciertos límites, figura 1.3.1.



### 1.4. Medidor ultrasónico de tiempo de tránsito <sup>(2)</sup>

Éste medidor mide el tiempo que toma un pulso de onda ultrasónica en atravesar la sección de una tubería a través del flujo del fluido. La diferencia en el tiempo será proporcional a la velocidad del fluido y por ende del flujo.

Midiendo los tiempos de  $t_{AB}$  y  $t_{BA}$ , de la figura 1.4.1. se puede calcular la velocidad del flujo.



La razón de flujo volumétrico se calcularía entonces con la siguiente ecuación (1):

$$q_v = v A \quad (1)$$

dónde:

$q_v$  = gasto volumétrico del fluido

$v$  = volumen del fluido

$A$  = área del diámetro de la tubería

Una de las desventajas del medidor ultrasónico es que cuando el flujo del fluido está contaminado con sólidos de la formación productora, comienza a alterar los datos resultantes de la velocidad del fluido.

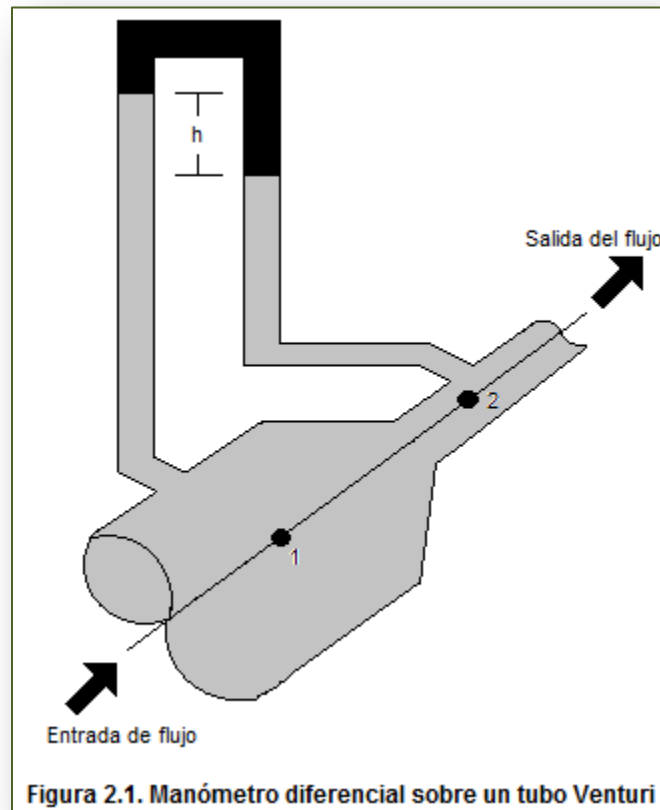
## 2. Medición de flujo de líquido por inferencia <sup>(1)</sup>

Para la medición del flujo del líquido, existen diferentes medidores los cuales fueron descritos en el capítulo II. En la medición directa en tuberías de transporte del fluido se utilizan algunos de los medidores ya mencionados.

A continuación se muestra un manómetro diferencial, el cual usa la diferencial de nivel de un fluido manométrico (diferente al fluido circulante) para medir o indicar la diferencia de presión entre dos puntos de un sistema de tubería.

El dispositivo utilizado es el medidor Venturi, que a menudo es utilizado para medir el flujo de un fluido que circula a través de un ducto.

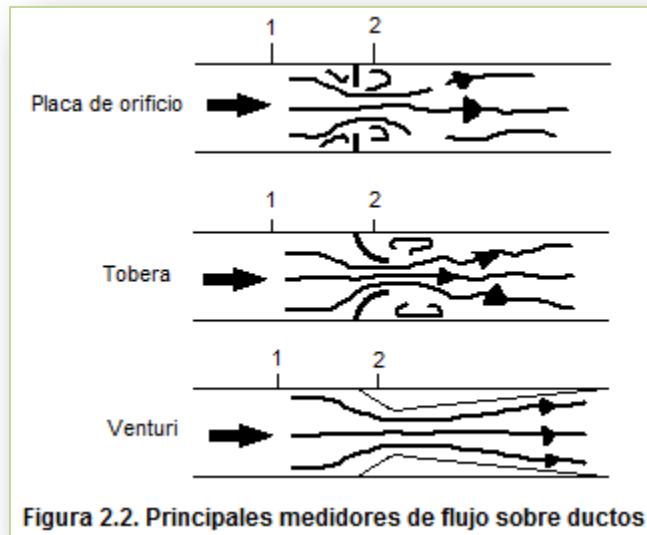
En la figura 2.1. se muestra la adaptación que se le hace a un manómetro diferencial con un medidor Venturi, para el cual es instalada en los ductos que transportan el hidrocarburo. Lo que se pretende con este dispositivo es que el flujo del fluido pase por el área hidráulica reducida la cual tiene como función provocar una caída de presión. Esta caída de presión comenzará a variar dependiendo del gasto que esté fluyendo por la tubería donde se colocó el arreglo de medición.



**Figura 2.1. Manómetro diferencial sobre un tubo Venturi**

Con la caída de presión que se refleje en el manómetro se podrá determinar el gasto que se esté produciendo en ese momento.

Los tres tipos comúnmente utilizados en la industria petrolera para la medición de flujo sobre ductos de transporte de hidrocarburos son: las placas de orificio, toberas y Venturi, figura 2.2. Estos miden la presión diferencial causada por una restricción en el flujo.



Esta presión diferencial es entonces relacionada con datos experimentales para determinar la razón de flujo a través de los medidores.

Estos medidores de flujo requieren que dos elementos primordiales:

- 1) Elementos primarios: Los dispositivos que producen la presión diferencial
- 2) Elementos secundarios: Los dispositivos que miden la presión diferencial.

Los elementos primarios son los medidores de flujo (placa de orificio, tubo Venturi, tobera) que se colocarán en los ductos que transportan a los hidrocarburos. Estos son los encargados de generar la presión diferencial y es una medición del cambio en la energía cinética debido a una restricción.

En los cálculos de las dimensiones, una constante C relaciona la presión diferencial con la razón de flujo en una cantidad particular que depende de las condiciones del flujo, ecuación (2).

$$q_{vf} = C \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho_f}} \quad (2)$$

dónde:

$q_{vf}$  = gasto volumétrico del fluido

$\Delta P$  = diferencial de presión del fluido

$\rho_f$  = densidad del fluido

C = constate de relación

Cualquier desviación en las condiciones de dimensionamiento, resultará en errores. Para la mejor exactitud posible (custodia de transferencia), C es continuamente calculada basado en las condiciones que se tengan actualmente.

Los elementos secundarios miden la presión diferencial causada por los elementos primarios. La relación matemática entre presión diferencial y flujo es la siguiente, ecuaciones (3y 4):

$$q_v = C\sqrt{\Delta P} \quad \text{o} \quad \Delta P = \left(\frac{q_v}{C}\right)^2 \quad \text{para líquidos} \quad (3)$$

$$q_v = C\sqrt{\Delta P P_f} \quad \text{o} \quad \Delta P = \left(\frac{q_v}{C}\right)^2 P_f \quad \text{para Gas} \quad (4)$$

dónde:

$P_f$  = Presión diferencial del fluido

$q_v$  = gasto volumétrico

$\Delta P$  = diferencial de presión del fluido

C = constante de relación medida al instante

El  $\Delta P$  tiene una relación cuadrática con el flujo. Para hacer esta relación lineal, la señal de la presión diferencial necesita que la raíz cuadrada sea extraída.

### 3. Medición de la masa en la tubería <sup>(3)</sup>

Se han desarrollado una serie de técnicas para le medición directa del flujo de masa con la finalidad de eliminar los errores y los pasos para los cálculos a la hora de usar métodos indirectos (flujo volumétrico).

Algunos de los tipos de medidores másicos utilizados para la medición de hidrocarburos directo de la tubería son los siguientes:

#### 3.1. Medidor de momento angular <sup>(3)</sup>

Su principio de operación del medidor se basa en poder cambiar la velocidad de una masa, la masa debe de estar sometida a una fuerza de desbalance. La cantidad de fuerza requerida para cambiar la velocidad de una masa será proporcional a la propia masa.

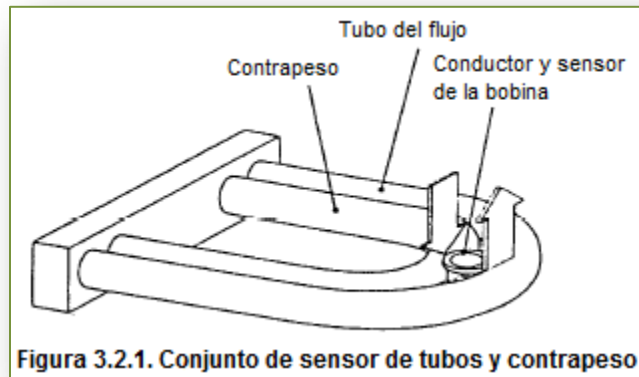
En términos angulares, para cambiar la velocidad angular de una masa, la masa debe estar sometida a un torque de desbalance (fuerza angular). Si la velocidad angular se mantiene constante, el torque será directamente proporcional a la masa (al flujo másico).

Si el torque se mantiene constante, la velocidad angular será inversamente proporcional a la masa (flujo másico).



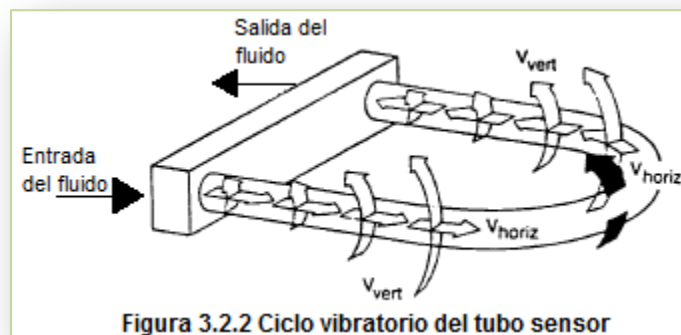
### 3.2. Medidor másico Coriolis <sup>(2)</sup>

El tubo U vibra a su frecuencia natural de resonancia. La vibración se sostiene mediante el uso del impulso de una bobina magnética (similar a la bobina de una bocina), figura 3.2.1.



El tubo U se fija a la entrada y al final de su salida.

A medida que el fluido recorre el tubo U, es obligado a incorporarse al movimiento del tubo, figura 3.2.2. Debido a que el fluido tiene masa, este le ofrece resistencia al movimiento de “subida y bajada” del tubo. La resistencia al movimiento produce fuerzas opuestas. El fluido que entra dentro del tubo se resiste al cambio en la velocidad tangencial, y el fluido que sale del tubo se resiste al movimiento de la parte de atrás del tubo a una velocidad tangencial de cero.



La resistencia impuesta por el fluido en recorrido, trae como resultado una torsión del tubo, mientras está en movimiento. La cantidad de torcimientos es directamente proporcional a la masa del fluido a través del tubo.

La forma del tubo varía de un fabricante a otro (no todos son tipo “U”), pero el principio de operación es el mismo.

La cantidad de torsión se mide mediante los sensores de velocidad instalados a cada lado del tubo U, figura 3.2.3. Cada sensor emite una onda sinusoidal que corresponde al movimiento de subida y bajada del tubo U. La acción de torsión en el tubo causa un desplazamiento de fase (demora de tiempo) en una de las salidas del sensor, con respecto a la otra salida del sensor. Este desplazamiento de fase es la medición que se hace para determinar la magnitud de la torsión impuesta al tubo.



Los diseños más recientes de los medidores de masa de micro movimiento tienen dos tubos U, los cuales vibran en conjunto uno con otro. La torsión se mide relativamente a cada tubo, lo cual elimina errores debido a los efectos de la vibración. La frecuencia de resonancia del tubo puede también utilizarse para determinar la densidad del fluido en los tubos.

### 3.3. Medidor másico de transferencia de calor <sup>(3)</sup>

Existen dos métodos para usar la transferencia de calor a fin de medir el flujo de masa:

1. Aplicar energía (potencia) constante al calentador, y medir la temperatura antes y después del calentador: La diferencia de temperatura es proporcional al flujo de masa.
2. Medir la potencia (energía) que se requiere para mantener un diferencial de temperatura constante entre los dos sensores de temperatura. La cantidad de energía requerida será proporcional al flujo de masa.

### 3.4. Medidor Vx <sup>(4)</sup>

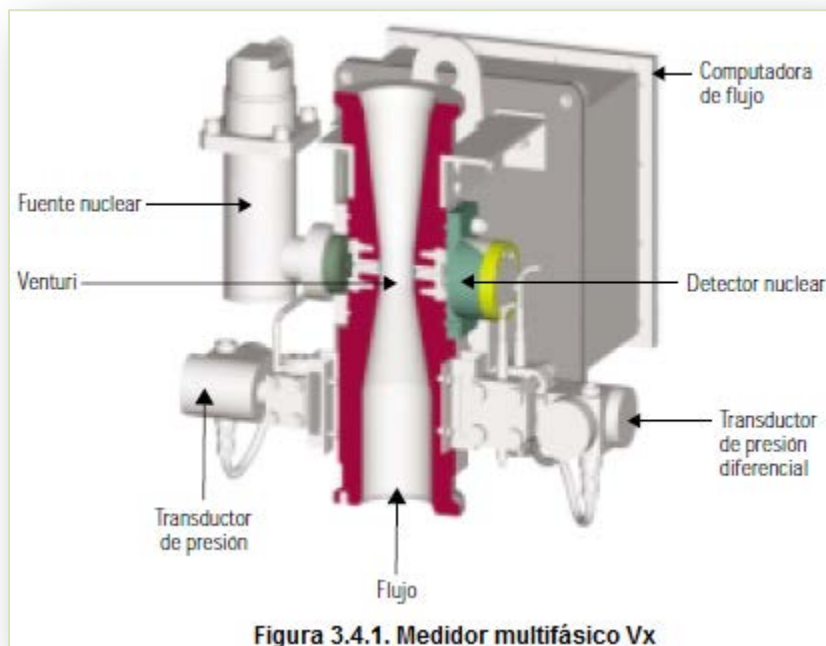
Debido al espacio limitado que se tiene en las plataformas petroleras, los medidores de flujo multifásico que cuentan con separadores son difícilmente de instalar por seguridad de la misma plataforma, ya que son equipos demasiado pesados y de dimensiones muy amplias. Es por ello que se desarrollaron equipos de medición multifásica en las plataformas para que éstos puedan ser instalados de manera segura y confiable.

La empresa Schlumberger y Framo Engineering As desarrollaron la tecnología del medidor de flujo multifásico Vx, figura 3.4.1. Los componentes principales del medidor multifásico Vx son un medidor Venturi provisto de sensores de presión absoluta y presión diferencial, además de un

detector de rayos gamma espectral de energía dual, acoplado a una fuente química radioactiva unitaria de baja intensidad para medir el flujo másico total y las fracciones de gas, petróleo y agua.

La forma del medidor Venturi responde al estándar industrial. Las mediciones de la presión absoluta y la presión diferencial, se obtienen en el mismo lugar, en la garganta tipo Venturi. Las ventanas transparentes nucleares del medidor Venturi, permiten que los rayos gamma pasen de la fuente al detector con una pérdida insignificante causada por el material, lo que incrementa la precisión de las mediciones. La fuente nuclear corresponde a bario 133 y posee una vida útil promedio de aproximadamente 10.5 años.

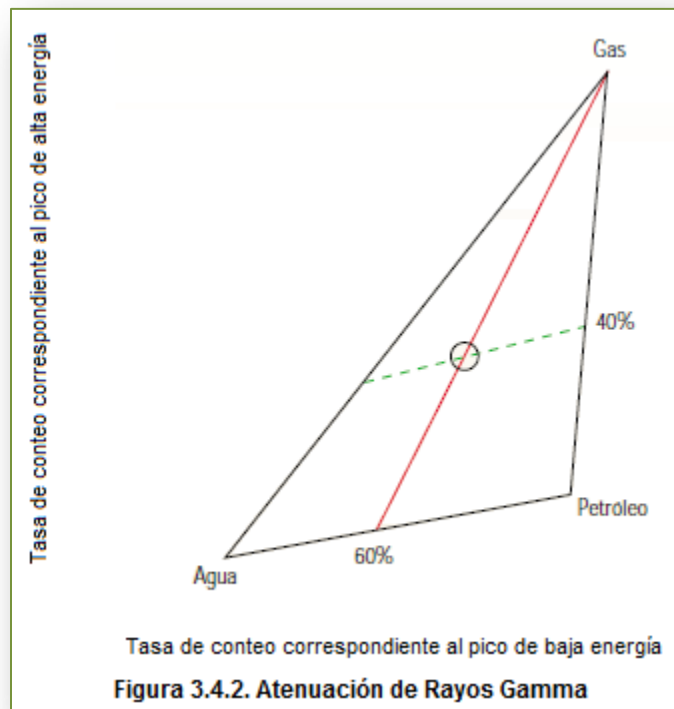
Una computadora de flujo provee datos de procesamiento del sensor y de tasas de flujo, además de más de 30 parámetros adicionales en condiciones estándar y condiciones de línea. Ésta computadora permite almacenar más de 200 perfiles de pozos que incluyen las características de fluidos específicas de cada pozo, lo que posibilita que el flujo de múltiples pozos pase a través del mismo medidor.



La tecnología Vx funciona sin necesidad de contar con un dispositivo de mezcla de fluidos aguas arriba, lo que minimiza el tamaño y el peso de la unidad. Éstos medidores no poseen partes móviles y básicamente no necesitan mantenimiento. El flujo en línea pasa a través de un orificio de admisión a una sección recta y corta de tubería horizontal que conduce a una "T" invertida con un extremo horizontal cerrado. Ésta "T" pre acondiciona dirige el flujo hacia arriba, a través de una sección de tipo Venturi del medidor Vx<sup>(4)</sup>

La presión se mide justo antes de que los fluidos ingresen en el medidor Venturi y a medida que la corriente de flujo pasa por la garganta estrecha de dicho medidor.

El detector de rayos gamma espectral de energía dual se encuentra instalado en uno de los lados de la sección del medidor, opuesto a una fuente de bario, que emite rayos gamma con distintos niveles de energía. El detector mide las tasas de conteo radioactivas asociadas con la atenuación de rayos gamma a través de la mezcla de fluidos en los niveles de energía correspondientes. El nivel de energía más alto, mide principalmente la densidad de la mezcla, que es afectada por la relación gas-líquido; El nivel de energía más bajo corresponde a la composición del fluido, en la que incide la mezcla de agua-líquido, figura 3.4.2 <sup>(7)</sup>.



Los diferentes fluidos atenúan los rayos gamma en distintos grados. El detector de alta velocidad produce una tasa de conteo indicativa en las bandas de energía superior e inferior que constituyen una función del medio medido (extremo superior). Estas tasas de conteo posibilitan una solución triangular de la fracción de fase (extremo inferior).

Para cada fase, la relación de la tasa de conteo de alta energía en función de la intensidad de la fuente, o tasa de conteo en tubería vacía, se representa gráficamente en función de la relación de la tasa de conteo de baja energía versus la intensidad de la fuente, en un diagrama de coordenadas "x" y "y".

Estos puntos se convierten en los vértices de un triángulo. La fracción de la fase es determinada por la intersección de dos líneas dentro del triángulo. La primer línea representa la relación gas/líquido (rojo).

Dado que el flujo másico total y las fracciones individuales se miden simultáneamente y en el mismo lugar (en la garganta tipo Venturi), los sistemas de medición dual de los medidores Vx evalúan el mismo flujo. Esta configuración, y las ecuaciones estrictas utilizadas para la dinámica de los fluidos asociada con el flujo acondicionado por un medidor Venturi, proporcionan una capacidad de medición robusta que no se ve afectada por los regímenes de flujo aguas arriba.

Este diseño de detector se obtuvo a partir de la sonda integrada de adquisición de registros con cable Platform Express, que posee la capacidad de procesar más de un millón de mediciones por segundo. En consecuencia, el detector realiza cálculos completos de las fracciones de gas, petróleo y agua cada 22 milisegundos o un poco más de 45 mediciones de la densidad de la mezcla de fluidos y la fracción trifásica por segundo.

La rápida velocidad de muestreo y medición permite que el medidor de flujo Vx, obtenga la velocidad de la fase líquida y la fase gaseosa de una corriente de flujo y compense las inestabilidades de alta frecuencia presentes en el medidor Venturi. Por lo tanto, el medidor Vx puede medir las condiciones de flujo causadas por las condiciones de fondo de pozo y la tubería de superficie, incluyendo la presencia de flujo tipo tapón, espuma y emulsiones.

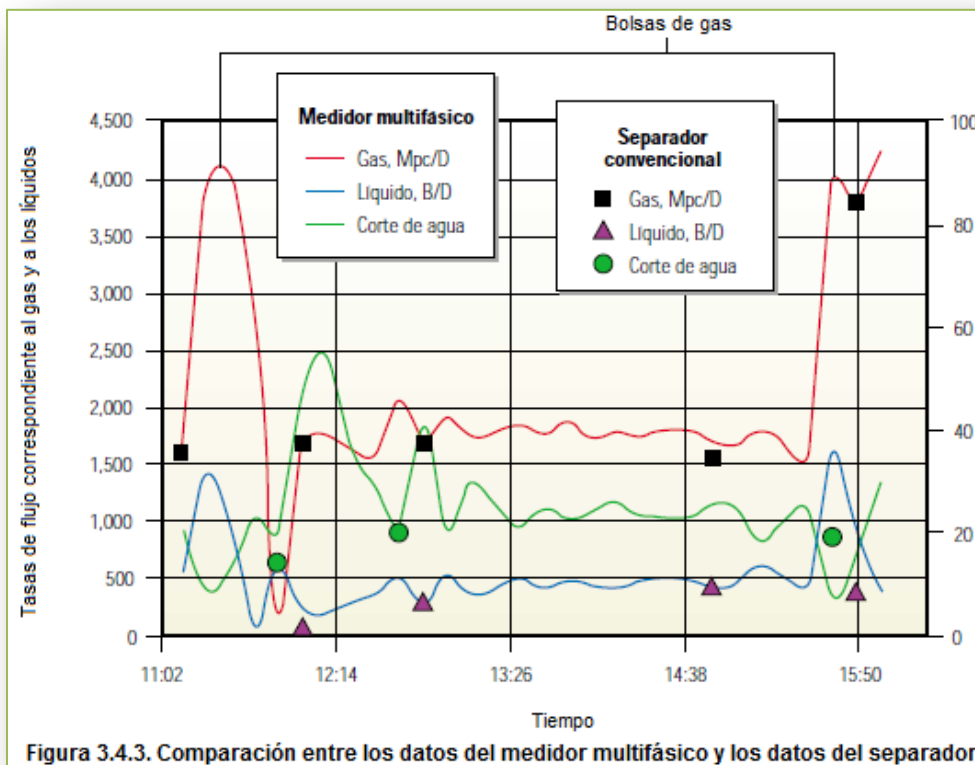


Figura 3.4.3. Comparación entre los datos del medidor multifásico y los datos del separador

Los datos de medición continua en un medidor multifásico identifican claramente la presencia de bolsas de gas periódicas en el pozo. Los puntos de medición del separador, indican que el separador puede detectar o no las bolsas de gas, dependiendo de la frecuencia del procedimiento de recolección de datos.

La instalación de un medidor de flujo multifásico cuesta tan sólo alrededor de un 40% de lo que costaría instalar separadores de flujo para obtener la medición del flujo en las líneas de flujo. Los sistemas de medición multifásicos no almacenan, ni separan o tratan los afluentes del pozo, sino que miden los flujos de los fluidos en las mismas condiciones en que se encuentran las corrientes de flujo en la línea de producción y los devuelven de inmediato a la línea de flujo. Esto elimina la formación de cuellos de botella.

El emplazamiento de los medidores multifásicos en las proximidades de las líneas de flujo y su operación con pérdidas de presión mínima, permite efectuar las mediciones en condiciones similares al punto de funcionamiento o el ambiente de producción real de cada pozo.

Dado que los separadores no pueden ser desplegados en el entorno marino, la medición de la producción de los pozos submarinos en superficie requiere la instalación de costosas líneas de prueba. Por lo regular se tiene que, las instalaciones con base en plataformas a menudo poseen capacidad insuficiente para conectar los pozos submarinos a los separadores de prueba existentes en la parte superior, diseñados en un principio para alojar solamente la producción proveniente de los cabezales de producción de las plataformas.

La ampliación de las instalaciones de las plataformas quizá no constituya una alternativa válida, dada las limitaciones de índole espacial y económica existentes. Un punto que se debe tomar muy en cuenta, va referido a la longitud de las líneas de prueba, ya que por su tamaño aumentan los tiempos de estabilización de los separadores, obstaculizando la capacidad de seguimiento de las condiciones de producción dinámica desde la superficie, y reducen la frecuencia de las pruebas de pozos. La producción mezclada proveniente de diversos pozos submarinos oculta el desempeño de los pozos individuales.

Si la mezcla se produce a través de un colector de producción submarino sin ninguna línea de prueba, la medición del desempeño de los pozos individuales requiere la ejecución de pruebas por diferencia. Esto implica cerrar periódicamente uno de los pozos mientras se miden los otros y obtener finalmente datos de pozos individuales por inferencia, lo que se traduce inevitablemente en aplazamiento de la producción y precisión pobre.

La reducción de los cuellos de botella, no siempre es una justificación importante para la instalación de medidores de flujo multifásico permanentes. A veces el problema radica en la accesibilidad. Esto es el caso de las plataformas automatizadas. Los pozos que se encuentran alejados de un centro de proceso más cercano, pueden ser conectados directamente a una línea de flujo, mezclándose con la producción proveniente de otros pozos, especialmente si se trata de grandes productores.

La única forma de medir el flujo de esos pozos es a través del método de prueba por diferencia. En términos prácticos, algunos pozos quizá nunca sean sometidos a pruebas. No obstante. La planeación, el diseño y la puesta en operación de pozos nuevos con monitoreo permanente del flujo multifásico, ofrecen nuevas posibilidades para la obtención de datos adicionales sobre el flujo de gas, petróleo y agua proveniente de pozos de desarrollo, incluyendo los que en encuentran ubicados en localizaciones remotas.

### 3.5. Medidor PhaseWatcher <sup>(5)</sup>

Un sistema innovador que llegó a revolucionar la medición de flujo de fluidos en los ductos que se encuentran en el sistema marino es el PhaseWatcher, figura 3.5.1. Medidor que posibilita un ahorro significativo en términos de costos a través de la reducción a escala o la eliminación de las instalaciones de pruebas de pozos en superficie y las líneas de prueba submarinas.

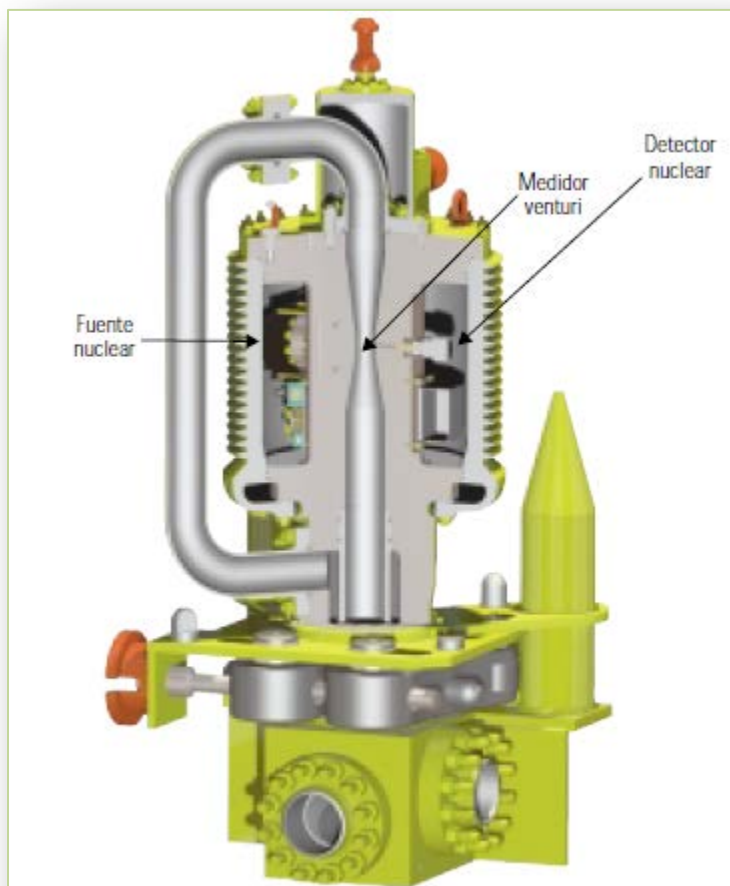


Figura 3.5.1. Medidor marino de flujo multifásico PhaseWatcher

Este medidor de flujo multifásico, es bajado al lecho marino para ser instalado en el árbol de producción sumergido o en un colector. Este sistema reduce significativamente los costos de

desarrollo de campos petroleros mediante la eliminación de las instalaciones superficiales y las instalaciones de las líneas de prueba.

Los sistemas de medición de flujo multifásico, aumentan la frecuencia de ejecución de las pruebas de pozos pero también mejoran la calidad de las mediciones. El flujo de ciertos pozos es tan inestable que no puede ser medido en forma precisa con un separador convencional. Los medidores de flujo multifásicos son más precisos que los separadores y se ven menos afectados por los regímenes de flujo complejos.

#### 4. Cálculo del diámetro de la tubería <sup>(6)</sup>

El diámetro interno del medidor el cual el necesario para que pueda circular la tasa de flujo con una pérdida de presión, puede ser determinado con la siguiente ecuación (5):

$$Q = A_2 \sqrt{\frac{2g(P_1 - P_2)}{\gamma(1 - \beta^4)}} \quad (5)$$

La dificultad de obtener una expresión explícita para el diámetro a partir de la ecuación anterior, hace que la mejor forma para determinar el diámetro de la tubería sea un proceso iterativo.

Entre los datos que se deben de conocer para este análisis tenemos:

1. Las condiciones a las cuales se desea analizar el sistema. En este caso es necesario conocer la temperatura a la cual se desea hacer la medición. Con la temperatura y la caracterización del fluido en la fase líquida, es posible conocer las propiedades necesarias para el estudio. Para el caso del estudio bastan conocer la densidad “ $\rho$ ” y la viscosidad “ $\mu$ ”.
2. Las condición operacional de la tubería, que permite conocer el caudal o flujo circulante “ $Q$ ” a través de la tubería y la diferencia de presión.
3. Con la geometría de la tubería, se podrá conocer el diámetro interno de la tubería.

El procedimiento a seguir en este caso es:

- a) Suponer el diámetro del medidor  $d_{25}$
- b) Determinar el área basada en el diámetro del medidor supuesto  $A_2$
- c) Con los diámetros de la tubería y el medidor, determinar la razón de ellos o el término beta  $\beta$ .
- d) Conocido  $\beta$ , el área  $A_2$ , la densidad del fluido y el diferencial de presión, se puede determinar la tasa de flujo a partir de la relación.
- e) Compare el valor calculado de la tasa de flujo calculada y la tasa de flujo dada.
- f) Si el diferencial está dentro de la tolerancia aceptada, el valor supuesto para el diámetro del medidor  $d_{25}$  es el resultado buscado. En caso contrario, suponga un nuevo valor para el diámetro del orificio y vuelva a repetir los paso anteriores, hasta que la tasa de flujo se encuentre dentro de una tolerancia aceptable.



## 5. Factor de expansión térmica<sup>(6)</sup>

Muchos materiales se expanden o contraen cuando su temperatura incrementa o decrece, un factor de expansión térmica ( $F_a$ ), cuando la temperatura de operación difiere apreciablemente de la temperatura ambiente o la temperatura a la cual el instrumento de medición fue fabricado y calibrado. Si el medidor es usado bajo condiciones de temperatura dentro de un intervalo próximo a la temperatura ambiente, cualquier diferencia entre la expansión entre el elemento primario de medición y la tubería puede ser ignorada.

El factor entre los diámetros se puede considerar no afectado por cambios de temperatura. Sin embargo, el medidor es utilizado fuera de éste rango de temperatura de operación, el material utilizado en el elemento de medición debe tener un coeficiente de expansión térmica cercana al de la tubería.

$$S_m = \frac{4Q_{real}}{F_a \pi D^2} \sqrt{\frac{\gamma}{2g(P_1 - P_2)}} \quad (6)$$

dónde:

$Q_{real}$  = gasto real que se transportará

$F_a$  = factor de expansión térmica

$D^2$  = diámetro de la tubería

$\gamma$  = densidad relativa del fluido

Usualmente los coeficientes de flujo actuales difieren de las condiciones a las cuales fueron fabricados tanto el elemento primario de medición como la tubería, si ésta diferencia de temperatura y presión difieren apreciablemente, el diámetro de la tubería y las dimensiones del medidor primario sufren alteraciones como consecuencia de la expansión y contracción de los materiales.

El efecto de la presión es usualmente considerado despreciable. Adicionalmente, las medidas de las dimensiones son realizadas a condiciones normales de trabajo (68°F, @0° C), siendo necesario considerar el efecto de la temperatura en el cambio de las dimensiones de la tubería, para ello se hace referencia a dimensiones medidas como  $D_{med}$  y  $d_{med}$ .

El material de la tubería y del elemento primario se expande o contrae con la temperatura. Por lo general, estas son realizadas a condiciones ambientales que podrían diferir apreciablemente de las condiciones de trabajo. Esos cambios pueden afectar el coeficiente de  $\beta$  y el coeficiente de descarga  $C_d$ .

El diámetro de la tubería a las condiciones actuales de flujo puede ser calculado a partir de la relación:

## Referencias.

1. Dr. Julio González: "Curso de medición de hidrocarburos", ESP OIL, diseñado para PEMEX exploración y producción, diciembre 2006.
2. Santamaría N. y Ramírez F.: "Sistemas de medición multifásica en instalaciones de producción", Rev., Ingeniería Petrolera, febrero 1996.
3. Ing. José Gonzáles Valero Consultor: "Medición de flujo de aceite", CNH, 2012.
4. Ian Atkinson y Bertrand Theuveny de Cambridge, Inglaterra, Michael Berard de Moscú, Rusia, Gilbert Conort de Rosharon, Texas, EUA, Trey Lowe de Houston Texas, Consultor Parvis Mehdizadeh de Scottsdale, Arizona, EUA, Bruno Pinguet y Gerald Smith de Bergen, Noruega: Artículo "Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico", Schlumberger, 2006.
5. John Ambal de Saga Petroleum, Harald Danielsen de Statoil, Eivind Dykesteen de Fluenta, Dag Flolo de Sandsli Drift, Jens Grendstad de Kongsberg Offshore, Han Olav Hide de Multifluid International, Hákon Moestue de Norsk Hydro, Bernt Helge Torkildsen de Framo Engineering: Libro "Handbook of multiphase flow metering", Tekna, marzo, 2005.
6. Garaicochea P.F.: "Apuntes de transporte de hidrocarburos por ductos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1991.
7. Schlumberger: "Medidor multifásico PhaseWatcher y Vx", Julio 2008.

## **Capítulo IV.- Análisis técnico y evaluación.**

La medición multifásica, es una tecnología que a nivel internacional es de las más importantes para poder obtener un mejor desarrollo de los campos petroleros, empleando elementos primarios de medición para la cuantificación de los fluidos.

Su aplicación tiene como objetivo: una mayor frecuencia de medición de cada uno de los pozos que convergen al sistema en tiempo real y a condiciones de flujo, que permite su control local y remoto hasta una central de monitoreo y control, así como la impresión de resultados estadísticos de producción.

Para poder seleccionar un modelo de todos los medidores multifásicos mencionados en el capítulo II, se debe hacer un análisis muy profundo en base a sus especificaciones técnicas para poder elegir el que mejor se ajuste a las necesidades de los pozos y con ello no hacer una inversión que tiempo después sea un fracaso.

Medir representa una necesidad indispensable para la industria petrolera y sobre todo que tipo de medidor instalar. Una cuantificación precisa del petróleo y sus derivados es de suma importancia para toda empresa relacionada con su suministro, proceso y comercialización, ya que la ventaja que ofrece una buena medición, se refleja en las pérdidas o utilidades obtenidas, además, proporciona indicadores para planear, programar y destinar recursos a mediano y largo plazo en la modernización y actualización de los sistemas de medición.

A continuación se mostrará un análisis técnico de cada uno de los medidores multifásicos, con el fin de que el medidor seleccionado o los medidores, sean inversiones que sean redituables para la industria petrolera.

## 1. Análisis técnico del sistema de medición multifásico WellComp.

- El sistema WellComp ofrece la ventaja de poder manejar cualquier patrón de flujo, el medidor se coloca intrusivamente en la línea de flujo de fluidos y provoca una caída de presión clasificada como considerable, sin embargo, solamente en condiciones críticas podría ser una limitante para su aplicación.
- No es tan compacto como otros disponibles en el mercado y se ha encontrado que la operación de este sistema se ve afectada por la presencia o formación de espuma, lo que a su vez se logra corregir con la inyección de antiespumantes.
- No es exactamente un medidor multifásico ya que requiere de la separación de las fases y la densidad de cada una de las fases, son valores determinados previamente en laboratorio y que requieren ser alimentados a la base de datos del sistema.

La tabla 1.1.1., muestra los datos más relevantes que se pueden obtener del sistema de medición respecto a las condiciones de operación del propio medidor multifásico WellComp.

### 1.1. Condiciones de operación <sup>(1)</sup>

Presión máxima de operación	5,700 lb/ pg <sup>2</sup>
Temperatura máxima del fluido	400 °F
Temperatura ambiente	140 °F
Gasto máximo en medidor másico	0 – 25,000 bl/día
Gasto máximo de gas	0 – 6.5 MMPCD
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 – 100%
Exactitud	± 5% del gasto total
Dimensiones	(1.52 (m))(1.42(m))(3.3(m))
Peso	1,840 kg

**Tabla 1.1.1. Datos relevantes de las condiciones de operación del medidor multifásico WellComp**

## 2. Análisis técnico del sistema de medición multifásico Kongsberg.

- El sistema de medición multifásico Kongsberg, no requiere de un separador de fases para poder obtener una cuantificación de las mismas. Una de las partes con la cual se ha tenido problema con este medidor es con la parte de los capacitores, ubicados en las placas inmersas en el seno del líquido, ya que cuando se manejan crudos parafínicos, la depositación del material orgánico evita el buen funcionamiento del sensor.
- Los principios de operación de los sensores son ampliamente conocidos, sin embargo, la presencia de flujo no homogéneo y la carencia de dispositivos para lograrlo, no asegura la operación adecuada de los mismos.
- La instalación del medidor es intrusiva pero la colocación de los sensores inmersos en el fluido o provoca caídas de presión que pueden considerarse significativas.

En la siguiente tabla 2.1.1., se dan a conocer las condiciones de operación del medidor Kongsberg

### 2.1. Condiciones de operación <sup>(2)</sup>

Presión máxima de operación	70 Bar
Temperatura máxima del fluido	32 - 176 °F
Temperatura ambiente	158 °F
Gasto máximo en medidor másico	0 – 22,050 bl/día
Gasto máximo de gas	0 – 6.5 MMPCD
Caída de presión	despreciable
Patrones de flujo que maneja	intermitente
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 – 70%
Exactitud	± 10% de gas y aceite ± 4% de agua
Dimensiones	(0.6 (m))(0.3(m))(0.85(m))
Peso	133 kg

**Tabla 2.1.1. Condiciones de operación del medidor multifásico Kongsberg**

### 3. Análisis técnico del sistema de medición multifásico Fluenta.

- Este medidor se instala directamente en la línea de flujo por lo que la instalación no requiere de by-pass ni de mezcladores. El regulador vertical de flujo ascendente en este sistema, promueve la formación de flujo homogéneo en el mismo; sin embargo, se considera que no es capaz de vencer el bacheo severo que pudiera presentarse en el sistema, afectando la operación de los elementos del medidor.
- La densidad de la mezcla se obtiene correlacionando la atenuación de los rayos gamma con la composición de la mezcla. La absorción de la relación gamma por un medio, es función de la densidad promedio del mismo, a lo largo de la trayectoria que sigue la partícula gamma.
- El uso simultáneo de sensores de capacitancia e inductancia permite obtener mejores resultados en la determinación de las fracciones de agua y aceite, independientemente de que la fase continua sea agua o aceite.
- A medida que el contenido de gas es mayor, se obtienen valores de conductividad menores. A pesar de esto se considera que es una buena técnica para definir las fracciones de aceite y agua de una mezcla de hidrocarburos. Según los patrones de flujo que se presenten, estos medidores son capaces de manejar porcentajes de agua y gas diferentes para cada uno de los modelos.

La tabla 3.1.1., muestra las condiciones de operación más relevantes del medidor Fluenta.

#### 3.1. Condiciones de operación <sup>(3)</sup>

Presión máxima de operación	La que especifique el usuario
Temperatura máxima del fluido	0 – 200 °C
Gasto máximo en medidor másico	0 – 24,213 bl/día
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 – 100%
Exactitud	± 5 a 10% del gasto total
Fuente radiactiva	Cesio 137 (Cs 137)
Dimensiones	Altura 2(m)
Peso	220 kg

**Tabla 3.1.1. Principales condiciones de operación del medidor multifásico Fluenta**

#### 4. Análisis técnico del sistema de medición multifásico Framo.

- El medidor de flujo multifásico Framo, no es sensible al patrón de flujo, a la arena producida o al uso de agentes químicos. La caída de presión que este sistema provoca al flujo es considerable, pero no mayor a los que presentan actualmente los sistemas de medición convencionales, por lo que no es una limitante para su aplicación.
- Los principios teóricos utilizados por este sistema para determinar el gasto total y de cada fase son conocidos y los resultados obtenidos en prueba de campo respaldan su aplicación.
- Con el medidor Venturi se mide la presión diferencial y no directamente la velocidad de flujo. El medidor de rayos gamma utiliza dos niveles de energía, lo que permite optimizar la determinación de las fracciones de cada una de las fases.

En la siguiente tabla 4.1.1., se dan a conocer las distintas condiciones de operación a las cuales puede operar el medidor multifásico Framo.

##### 4.1. Condiciones de operación <sup>(4)</sup>

Presión máxima de operación	La requerida
Gasto máximo en medidor másico	0 – 45,300 bl/día
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 – 100%
Exactitud	± 5% del gasto total
Fuente radiactiva	Ba 133
Dimensiones	0.6(m) de diámetro x 1.5 (m)
Peso	700 kg

**Tabla 4.1.1. Múltiples condiciones de operación del medidor multifásico Framo**

## 5. Análisis técnico del sistema de medición multifásico Agar.

- Los elementos de medición primaria utilizados para esta tecnología, son ampliamente conocidos, por lo que su confiabilidad como medidores de mezclas gas-líquido, dependerán de las características de la mezcla multifásica y de los patrones de flujo que se manejen. La estructura molecular y la conductividad del fluido determinan el comportamiento de las microondas.
- El uso de esta tecnología en la medición multifásica, permite determinar la concentración de agua hasta el 100%, en sistemas bifásicos o trifásicos. Se ha comprobado que su aplicación no es sensible a la temperatura o a la salinidad.
- Los errores provocados por el resbalamiento de las fases líquidas y gaseosas puede ser evitada si se utiliza un mezclador corriente arriba del sistema. La capacidad del medidor para manejar flujo en baches es relativa, particularmente si este tiene magnitudes de severidad.
- El medidor Agar no es un equipo de fabricación comercial disponible en el mercado, por lo que se tiene que pedir directamente con el fabricante y pedido a la medida.

La siguiente tabla 5.1.1., indica las condiciones de operación a las cuales puede operar el medidor.

### 5.1. Condiciones de operación <sup>(5)</sup>

Presión máxima de operación	710 psi o más si se requiere
Temperatura máxima del fluido	300 °F
Gasto máximo en medidor másico	0 – 24,200 bl/día
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 – 97%
Exactitud	±10% del gasto total
Viscosidad del fluido	1 – 300 cp
Salinidad	0 – 7 % en peso
Dimensiones	(1.4(m))(1.5(m))(3.7(m))
Peso	1,400 kg

**Tabla 5.1.1. Condiciones de operación del medidor multifásico Agar**



## 6. Análisis técnico del sistema de medición multifásico Jiskoot.

- Este medidor utiliza la tecnología de microondas aplicándola a la corriente en la medición y a un fluido de referencia, para determinar el porcentaje de agua que contiene la mezcla. La configuración con separador inclinado puede manejar hasta el 70% de gas y se puede instalar directamente en la línea de flujo: sin embargo, presenta inconveniente que o es un equipo compacto.
- En ambas configuraciones se presentan considerables caídas de presión, debido a los elementos primarios de medición utilizados y a los separadores requeridos para operar el sistema.
- Este medidor es sensible al flujo bache.

En la tabla 6.1.1., nos muestra las condiciones de operación a las cuales puede estar sometido el medidor multifásico Jiskoot.

### 6.1. Condiciones de operación <sup>(6)</sup>

Presión máxima de operación	La que sea requerida
Temperatura máxima del fluido	0 - 350 °F
Gasto máximo en medidor másico	0 – 30,500 bl/día
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 -20 % configuración en “U” 0 – 70 % configuración con separador inclinado
Exactitud	±10% del gasto total
Salinidad	0 – 250,000 ppm
Dimensiones	Varía dependiendo la configuración que se requiera.
Peso	Varía dependiendo la configuración que se requiera.

**Tabla 6.1.1. Características de las condiciones de operación del medidor Jiskoot**

## 7. Análisis técnico del sistema de medición multifásico Fisher-Rosemount.

- El sistema puede ser utilizado solamente para las fases aceite y agua, ya que la presencia de gas libre produce (producto de una separación deficiente o su formación por caída de presión en el medidor) provocan la reducción de la densidad medida de la mezcla, lo que conduce a una estimulación mayor del gasto de líquido y a una menor en el porcentaje de agua.
- No se recomienda utilizarlo para medir el porcentaje o contenido de agua de emulsiones que contienen un aceite pesado, el crudo que forma parte de la mezcla multifásica deberá tener un grado API mayor de 15.
- Para obtener mejores resultados con este sistema cuando se aplica a pozos que producen muy bajos porcentajes de agua, se recomienda utilizar separadores trifásicos. Las mediciones de flujo másico y densidad, pueden resultar afectados si la frecuencia de una vibración extrema tiene una amplitud significativa.
- Es recomendable que la salida del líquido del separador sea amplia, además de que exista una columna hidrostática que permita la presencia de una sola fase en el medidor másico Coriolis.

La tabla 7.1.1., muestra las condiciones de operación del medidor Fisher-Rosemount.

### 7.1. Condiciones de operación <sup>(7)</sup>

Presión máxima de operación	Depende de los dispositivos
Temperatura del vórtice	-40 - 450 °F
Temperatura del Coriolis	-40 – 400 °F
Gasto máximo en medidor másico	Depende de las dimensiones del separador que se utilice
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0 – 100%
% de gas	0 – 50%
Salinidad	0 – 200,000 ppm
Dimensiones	Depende de las dimensiones del separador que se utilice
Peso	Depende de las dimensiones del separador que se utilice

**Tabla 7.1.1. Condiciones de operación del medidor multifásico Fisher-Rosemount**

Dadas las condiciones de operación de cada uno de los medidores multifásicos, se puede hacer un análisis y la comparación de cada uno de ellos para elegir el que mejor se acople a las condiciones de flujo que se puedan presentar en nuestro pozo productor.

Esto con el fin de tener en mente todas las posibilidades que se tienen para la elección del sistema de medición multifásico. La tabla presentada en la página siguiente, muestra un análisis de los siete medidores multifásicos, de los que se han hablado en los capítulos anteriores.

Es una forma de hacer una comparación de las principales características de los siete medidores multifásicos y con ello, poder tomar una decisión más fácil de colocar el medidor que mejor se pueda acoplar al pozo que se tiene en mente medir.

Si bien el cuadro no contiene toda la información de los medidores, se puede hacer una perfecta comparación de los mismos para adquirir alguno o algunos para la instalación en un pozo.

Nombre del medidor	Patrones de flujo que maneja el medidor	Rango del gasto del líquido (BPD)	Rango del gasto del gas (MMPCD)	Porcentaje de la medición de agua	Porcentaje de la medición de gas	Sensibilidad al cambio en las propiedades del fluido	Cáida de presión	Material Radiactivo	Medidor utilizado para la medición del flujo total
<u>WellComp</u>	Todos	25,000	65	0 - 100%	0 - 100%	Sensible a RGA altas	Considerable	No	Medidor masico Coriolis Medidor tipo Vórtice
<u>Konosberg</u>	Intermitente	0 - 22,050	247	0 - 100%	0 - 70%	Si	Despreciable	No	Medidor tipo Venturi
<u>Fluenta</u>	Todos	0 - 24,213	160	0 - 100%	0 - 60%	Si	Despreciable	Cs - 137	Medidor tipo Venturi
<u>Framo</u>	Todos	0 - 45,300	180	0 - 100%	0 - 60%	Si	Considerable	Ba - 133	Medidor tipo Venturi
<u>Agar</u>	Todos	0 - 24,200	200	0 - 100%	0 - 97%	No	Considerable	No	Medidor tipo Venturi
<u>Jiskoot</u>	Todos	0 - 100,000 de flujo total	0 - 100,000 de flujo total	0 - 100%	0 - 20%	No	Considerable	No	Medidor de placa de orificio
		0 - 100,000 de flujo total		0 - 100%	0 - 70%				
<u>Fisher-Rosemount</u>	Todos	0 - 25,000	40	0 - 100%	0 - 50%	No	Considerable	No	Medidor masico Coriolis Medidor tipo Vórtice

Tabla comparativa de los siete sistemas de medición multifásicos

## 8. Evaluación Técnica.

La evaluación de los sistemas de medición desde el punto de vista técnico, es de suma importancia para conocer las diferentes opciones que se tienen de los sistemas de medición antes mencionados. Es por ello que el presentar sus ventajas y desventajas de los mismos, facilitará una elección del sistema de medición que mejor se ajuste a nuestro caso.

Si bien cada sistema de medición tendrá especificaciones distintas, esto debido a las especificaciones del fabricante con el que se consulte, todos están regidos por el principio por el que fueron creados.

Por tal motivo se ha dividido la evaluación técnica de los sistemas de medición en monofásicos y multifásico para una mejor distribución de los mismos.

Un sistema de medición convencional representa una actividad básica en toda labor productiva y tiene como objetivo separar las fases de la mezcla para posteriormente medirlas individualmente, aplicando el medidor que más satisfaga las necesidades requeridas.

### 8.1. Principales ventajas y desventajas de los medidores monofásicos.

Con el propósito de dar una idea general de las especificaciones técnicas de los medidores dinámicos monofásicos intrusivo y no intrusivo, se describen algunas de las ventajas y desventajas de estos, con ello se podrá seleccionar cuál es el más adecuado para medir la corriente de gas o de líquido.

- **Medidores no intrusivos:** Estos manejan distintos principios de operación (caídas de presión, técnicas magnéticas, técnicas sónicas, técnicas radiactivas, etc.), por lo que son más complejos y más costosos que los medidores intrusivos, y estos trabajan para diferentes condiciones de flujo.
- **Medidores intrusivos.** Son fáciles de operar e instalar, sus elementos están sometidos a desgastes por lo que ocasionan una caída de presión adicional, estos medidores son menos costosos que los no intrusivos.

Uno de los factores más importantes en el diseño de un sistema de medición es su exactitud, ya que errores aparentemente pequeños en manejo de grandes volúmenes de hidrocarburos, se convierten en grandes pérdidas, por tal motivo es de suma importancia la selección del medidor monofásico más adecuado a emplear en el sistema de medición.

En la siguiente tabla se muestran unas de las principales ventajas y desventajas de los medidores monofásicos, con el propósito de dar una idea general de los sistemas de medición.

Medidor	Ventajas	Desventajas
<b>Desplazamiento positivo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Buena exactitud y rangeabilidad</li> <li>➤ Buena repetitividad</li> <li>➤ La exactitud no es afectada por las condiciones de operación</li> <li>➤ Adecuado para fluidos muy viscosos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Requiere de un mantenimiento regular</li> <li>▪ Utiliza partes móviles</li> <li>▪ Grandes pérdidas de presión</li> <li>▪ Es caro, en especial con diámetros grandes</li> <li>▪ No adecuado para fluidos abrasivos</li> </ul>
<b>Coriolis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mide todos los tipos de fluidos y espumas</li> <li>➤ Alta exactitud</li> <li>➤ Bidireccional</li> <li>➤ Buena rangeabilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medidor muy caro</li> <li>▪ No recomendable para gases</li> <li>▪ Requiere calibración cuando la densidad es muy diferente a la densidad del fluido empleado para calibrarlo</li> </ul>
<b>Presión diferencial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bajo costo</li> <li>➤ Fácil instalación y/o reemplazo</li> <li>➤ No tiene partes móviles</li> <li>➤ Disponible en diferentes tamaños y modelos</li> <li>➤ Adecuado para gases y líquidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Grandes pérdidas de presión</li> <li>▪ Baja exactitud</li> <li>▪ La exactitud es afectada cuando se tienen fluidos abrasivos</li> <li>▪ Rango de flujo limitado</li> </ul>
<b>Turbina</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Alta exactitud</li> <li>➤ Muy buena repetitividad</li> <li>➤ Bajas caídas de presión</li> <li>➤ Adecuado para operar bajo condiciones severas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Relativamente caro</li> <li>▪ Requiere de filtros</li> <li>▪ Partes móviles</li> <li>▪ Alta temperatura, corrosión y abrasión pueden afectar la vida del medidor</li> </ul>
<b>Ultrasónico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Alta rangeabilidad</li> <li>➤ Costo independiente del diámetro de la tubería</li> <li>➤ Fácil de instalar</li> <li>➤ No intrusivo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se requieren ciertas condiciones de operación: Para los medidores de tiempo de trayectoria, el líquido debe ser limpio; para los medidores por efecto Doppler, la corriente de flujo debe contener partículas o impurezas</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No tiene buena exactitud y requiere de una calibración periódica</li> <li>▪ Máxima temperatura de 150°C</li> </ul>
<b>Magnético</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ No es afectado por la presión, temperatura, viscosidad y densidad</li> <li>➤ Buena exactitud y rangeabilidad</li> <li>➤ Adecuado para líquidos corrosivos y abrasivos</li> <li>➤ Baja obstrucción al flujo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No adecuado para gases</li> <li>▪ Medidor caro</li> <li>▪ Se requiere de su calibración constantemente</li> <li>▪ El líquido a medir tiene que ser eléctricamente conductivo</li> </ul>
<b>Vórtice</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mínimo mantenimiento</li> <li>➤ No tiene partes móviles</li> <li>➤ Se utiliza en la medición de líquido o gas (se recomienda más para gas)</li> <li>➤ Buena exactitud</li> <li>➤ Buena linealidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Limitado para bajas velocidades</li> <li>▪ Caídas de presión apreciables</li> <li>▪ No adecuado para fluidos abrasivos</li> </ul>

## 8.2. Principales ventajas y desventajas de los medidores multifásicos.

Por otra parte se tiene que los sistemas de medición multifásica tienen como objetivo general, una mayor frecuencia en la medición de la producción de cada uno de los pozos que convergen al sistema, en tiempo real y a condiciones de flujo, que permita su control local y remoto hasta una central de monitoreo y control, desde la cual es posible monitorear y manejar la información de la medición, así como la obtención de resultados estadísticos de producción.

Los diferentes medidores multifásicos integran elementos primarios de medición convencionales, otros se han diseñado basándose totalmente en tecnologías nuevas, de las cuales muchas no se utilizaban para la industria petrolera.

Cabe señalar que todos los medidores de flujo multifásico requieren conocer las siguientes propiedades de los fluidos:  $R$ ,  $R_s$ ,  $B_w$ ,  $B_g$  y  $B_o$ , para poder determinar el gasto de cada una de las fases a condiciones estándar.

La forma más común de evaluar la funcionalidad de un medidor es considerando los errores que este pueda tener; de los errores más comunes se tiene el porcentaje de gasto que maneja el medidor. El error asociado es función de la capacidad del medidor, disminuye al aumentar el gasto, mientras que el asociado con la especificación en función del porcentaje del gasto, será constante para todos los gastos al que es aplicado.

Generalmente, la forma más conveniente de considerar el error es por el porcentaje de gasto manejado, ya que el error se expresa en función de la variable medida y no de una cantidad que depende del medidor.

La funcionalidad de un medidor se evalúa comparando el comportamiento que tendría idealmente con el real a las condiciones de operación. A continuación se enumeran los parámetros que generalmente se consideran más importantes para su evaluación.

- 1) Complejidad y costo de instalación.
- 2) Mantenimiento
- 3) Precisión, linealidad y repetitividad.
- 4) Dependencia de las propiedades de los fluidos.
- 5) Características hidráulicas del medidor y del fluido.
- 6) Confiabilidad y seguridad.
- 7) Costo de operación.

Para la selección de un medidor multifásico, debe apoyarse en la experiencia lograda en campos usuarios y ser muy cuidadoso al leer las recomendaciones de los proveedores. Se debe tomar muy en cuenta que para cada pozo habrá diferentes factores a considerar.

La variedad de medidores multifásicos que existen en la industria petrolera, dificulta la selección del más adecuado, debido a que utilizan distintos principios de medición de los elementos y dispositivos que los integran, por lo que los medidores pueden ser sencillos o complejos, creando una serie de ventajas y desventajas operacionales, técnicas y económicas para las diferentes condiciones de operación, las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Medidor	Ventajas	Desventajas
<b>Fluenta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Compacto</li> <li>✓ Buena resolución para determinar porcentajes de agua</li> <li>✓ Sin partes móviles</li> <li>✓ Poca caída de presión</li> <li>✓ Maneja flujo bache</li> <li>✓ No intrusivo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Sensible a cambios en las propiedades de los fluidos</li> <li>❖ Posibles inconvenientes por el uso de material radiactivo</li> </ul>
<b>Fisher-Rosemount</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Mayor facilidad para lograr una medición precisa de las fases líquidas y gaseosas</li> <li>✓ Experiencia reconocida como elemento de medición monofásica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Aplicable sólo a baterías con separadores</li> <li>❖ Caídas de presión considerables</li> <li>❖ Partes móviles</li> <li>❖ Intrusivo</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se aprovecha infraestructura existente en baterías y algunos cabezales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Requiere de la separación de fases, con alta eficiencia</li> </ul>
<b>Agar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Equipo compacto</li> <li>✓ No se requiere separar las fases</li> <li>✓ No es sensible a cambios en las propiedades de los fluidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Intrusivo</li> <li>❖ Pares móviles</li> <li>❖ Caídas de presión considerables</li> </ul>
<b>Kongsberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sin partes móviles</li> <li>✓ Poca caída de presión</li> <li>✓ Equipo compacto</li> <li>✓ Maneja flujo bache</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Velocidad de flujo limitada</li> <li>❖ Intrusivo</li> <li>❖ Sensor susceptible a falla por depositación orgánica</li> </ul>
<b>Jiskoot</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El patrón de flujo no afecta la precisión en la determinación de fw</li> <li>✓ Sin partes móviles</li> <li>✓ No es sensible a cambios en las propiedades de los fluidos</li> <li>✓ Se autocalibra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Fracción de gas limitada al 70%</li> <li>❖ Caída de presión considerable</li> <li>❖ Intrusivo</li> <li>❖ El medidor para bajo contenido de gas, requiere de un separador corriente arriba</li> </ul>
<b>Framo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Sin partes móviles</li> <li>✓ Maneja cualquier patrón de flujo</li> <li>✓ Compacto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Sensible a cambios en las propiedades de los fluidos</li> <li>❖ Intrusivo</li> <li>❖ Caídas de presión considerables</li> <li>❖ Posibles inconvenientes por uso de materiales radiactivos</li> </ul>
<b>WellComp</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Operable automáticamente</li> <li>✓ Maneja cualquier patrón de flujo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Partes móviles</li> <li>❖ Sensible a altas relaciones gas disuelto-aceite</li> <li>❖ Caídas de presión considerables</li> <li>❖ No es compacto</li> </ul>

Las tablas muestran superficialmente las ventajas y desventajas de los distintos sistemas de medición que se tienen para la medición del flujo del fluido, ya que cada sistema variará sus ventajas y desventajas dependiendo el fabricante.

Los puntos presentados, son de los más importantes que se deben analizar al momento de hacer una inversión en un sistema de medición.

## Referencias

1. Paul Munroe Engineering International: "WellComp automatic well testing system" U.S.A, 1993.
2. Kongsberg Offshore a.s.: "Kos MCF 351-multicomponent flow meter", Norway.
3. Olvik K. y Widerse T.: "Fluenta multiphase flow meter, tested and marinised", Norway.
4. Framo Engineering A.S.: "Multiphase boosting and metering the products of today for tomorrow, Norway.
5. Agar Corporation: "Agar MPFM-301-multiphase flow meter" USA, 1994
6. Texaco Starcut, Manual 45: "Starcut- low-gas three phase watercut meter operation manual", USA, 1993.
7. Micro Motion Rosemount: "NOC net oil computer", USA, 1994.

## Conclusiones.

La elección correcta de un sistema de medición multifásico, dependerá de la condición del fluido con las que se esté trabajando. La medición de hidrocarburos utilizando dispositivos de última generación, brinda la posibilidad de obtener el mayor beneficio operativo y con la mayor exactitud e incertidumbre al menor costo posible.

De los medidores bifásicos mencionados, los que tienen un mejor desempeño en el campo es el medidor Coriolis y el medidor de paletas deslizantes, mismo que tienen uso en PEMEX y de los cuales se han obtenido buenos resultados. A pesar de que cada uno de ellos tiene un principio distinto de operación, el más eficiente para trabajar con gas disuelto en el fluido, es el medidor Coriolis.

A medida que se difunde su utilización, los medidores de flujo multifásico están reemplazando a los separadores convencionales en muchas aplicaciones de pruebas de pozos y eliminarán la necesidad de disponer de instalaciones costosas, que ocupan mucho espacio en ciertos emplazamientos de producción. La demanda futura de separadores de prueba convencionales, responderá cada vez más a los requisitos de muestreo de fluidos.

No obstante, parte del muestreo, particularmente para el análisis de la relación presión-volumen-temperatura (PVT), se llevará a cabo en medidores de flujo multifásico. Es probable que las innovaciones tecnológicas hagan que los medidores de flujo multifásico incursionen en ambientes de presión y temperatura más elevados.

Otra posibilidad de crecimiento futuro de los sistemas de medición multifásica en el ámbito de la industria petrolera, son los sistemas de medición inteligentes que, además de proveer información sobre tasas de flujo, diagnostican el estado del medidor y la calidad de las mediciones. La demanda creciente y el conocimiento más profundo de las aplicaciones potenciales de los medidores de flujo multifásico, incentivarán virtualmente la implementación de innovaciones y mejoras continuas y competitivas para satisfacer los nuevos desafíos.

Los sistemas de medición multifásica llegaron a revolucionar a la industria petrolera respecto a la medición de los hidrocarburos que se produce en los pozos, es por ello que para la selección del sistema de medición, se debe hacer un estudio sumamente minucioso para adquirir el mejor sistema de medición que le quede al pozo, esto con el fin de no hacer una mala inversión del sistema de medición que mejor se adapte a las condiciones del flujo que se esté produciendo.

Comparando cada uno de los medidores multifásicos, se puede llegar a la conclusión que de los más eficientes son el medidor WellComp y el medidor Fisher-Rosemount. Debido a que ambos medidores cuentan con el medidor Coriolis, el cual es uno de los recomendados al cien por ciento por el CENAM y con el mismo se ha trabajado en la Región Marina Suroeste, de lo cual se obtiene una buena experiencia, dando así, crédito a ambos medidores. La siguiente ventaja es que no requieren de una fuente radiactiva para poder obtener la densidad de la mezcla que se encuentra viajando en el medidor multifásico.

La tecnología de la medición de hidrocarburos con separadores convencionales que existen dentro de la industria petrolera, está siendo reemplazada con los sistemas de medición más compactos que ya están siendo utilizados en muchas partes del mundo. Esto no quiere decir que los separadores convencionales ya sean equipos deficientes o que ya no sean utilizados en la industria, más sin embargo, son equipos que poco a poco serán sustituidos por los sistemas de medición que hasta el momento, han demostrado una excelente eficiencia y (algunos) más baratos que los separadores convencionales.

La importancia del tipo de flujo que se tenga en la producción del hidrocarburo, es de los factores más importantes que se deben considerar para la elección del sistema de medición. De los sistemas de medición presentados, de muchos no importa el tipo de flujo que se esté produciendo, ya que el sistema de medición lo acondiciona o sin hacerle ninguna alteración el sistema lo detecta y lo mide. Aún con ello, es mejor checar los catálogos de los proveedores y hacer la comparación de los sistemas de medición entre uno y otro para poder elegir el que mejor convenga.

Tanto en pozos de tierra como en pozos marinos, la medición de los hidrocarburos es de suma importancia, es por ellos que se propone medir cada pozo individualmente no importando que éste sea un pozo que no produzca mucho y que no se conecte a la línea de otro pozo, esto con el fin de saber en realidad cuanto es lo que se está produciendo cada uno de ellos y tener menor pérdida de conteo en la producción.

Los sistemas de medición de flujo multifásico mejoran la seguridad del personal a través de la eliminación del separador con sus válvulas de seguridad y sus líneas de alivio de presión. La tecnología de medición de flujo multifásico, redujo los periodos de flujo de limpieza y la quema de hidrocarburos en los quemadores, lo que contribuye a proteger el medio ambiente.

La evolución de los sistemas de medición, irá mejorando día con día hasta obtener sistemas que cada vez tengan menos errores y sean de mucho más confianza para el personal que los opere y compañía que requiera de sus servicios.