



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Tecnologías para medición
de la producción de aceite
crudo con agua”**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Ahuitzol Castillo Rosado

Diana del Carmen Domínguez Tabares

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por siempre estar conmigo y apoyarme, porque siempre que necesité correcciones supieron cómo hacerlo, gracias por nunca dejarme sola mami, gracias por la ayuda incondicional papi. Decir que los amo y que esto también es de ustedes no basta. Hermanito bebé, Alex te amo y siempre lo haré, aunque no lo creas tú eres un impulso en mi vida, me motivas a querer ser mejor porque quiero que veas en mí algo más que una simple persona, quiero ser un estímulo en tu vida y alguien en quien sepas que puedes confiar.

A mis tíos Ramón y Rebeca, por no solamente darme alojamiento todo este tiempo sino por hacer de este un nuevo hogar, por sus consejos y todas las enseñanzas, muchas gracias. Claro que Evita no podía faltar, gracias por recordarme todos los días que tengo que sonreír. Tía Carmen por estar conmigo en los desvelos y las desmañanadas, por supuesto Jesús, no solamente por tu apoyo en toda la carrera, gracias por las bromas los domingos en la mañana y las pláticas para despejar la mente.

¡A mis amigos! Iyari, David, Óscar, Andrés, Pepe, Héctor, Gandhi, Isidro, Raa y el dios Richie que sin su ayuda no habría terminado la carrera. Los quiero con el alma amigos, ustedes le dieron sentido a mi vida universitaria, ya son parte de mí y de mi vida de aquí al fin de los tiempos. Martha Laura, changuis, gracias porque, aunque sea desde lejos tu apoyo y motivación nunca faltó, ti amo. Y aquellos amigos que no menciono pero que saben que son importantes ¡Gracias!

Para finalizar, Ahuitzol Castillo Rosado, mi chunco del alma, gracias por acompañarme en este momento, sobre todo por acceder a iniciar y terminar esta tesis en mi compañía. No fue fácil y sí fue muy desmotivante, pero míranos ¡Lo logramos!

Diana del Carmen Domínguez Tabares

A mis padres, gracias por guiarme y apoyarme en esta etapa universitaria, han sido mis cimientos en la construcción de mi vida profesional, agradezco sus recomendaciones, palabras de motivación y por qué no, las llamadas de atención cuando eran necesarias, sin su amor y bendición esto no habría sido posible. Los amo jefecitos, gracias infinitas.

A mi hermana Xilonen, a ti y mis hermosos sobrinos, te agradezco por el valor que has infundado en mí, por la gallardía con la cual debo enfrentar cada reto, cada obstáculo, eres de mis principales motivaciones hermana; a mi hermanita Roselia, gracias por todo el apoyo proporcionado, me mostraste que cada reto es una oportunidad para superarse, que con coraje se puede superar todo, gracias hermanas, ¡las amo!

Nelly, te agradezco el apoyo brindado, has sido una motivación inmensa en toda la realización de este trabajo, gracias totales.

Mis amigos de universidad, los que conocí desde el inicio, Óscar, Rafa, Andrés, Isidro, Gandhi, Ricardo, Héctor, Pepe y los que se fueron incorporando a lo largo de la carrera, los aprecio, hicieron de mi estancia en la universidad una experiencia increíble.

A Dianita, xhunca, gracias por permitirme realizar este trabajo a tu lado; después de mucho darle, estamos consiguiéndolo, gracias Diana.

Ahuitzol Castillo Rosado

CONTENIDO

Contenido.....	i
Lista de figuras.....	iv
Lista de tablas.....	vi
Abstract.....	vii
Resumen.....	viii
Introducción.....	1
CAPITULO 1: Medidores de Flujo.....	3
1.1 Medidores de presión diferencial.....	6
1.1.1 Medidor de placa de orificio.....	7
1.1.2 Tubo Venturi.....	9
1.1.3 Tubo Dali.....	10
1.1.4 Tubo Pitot.....	10
1.1.5 Medidores de área variable.....	11
1.2 Medidores de turbina.....	12
1.4 Medidores de flujo electromagnético.....	13
1.5 Medidores de emisión de torbellinos.....	14
1.6 Medidores ultrasónicos.....	15
1.7 Medidor de desplazamiento positivo.....	16
1.7.1 Medidor de disco oscilante.....	16
1.7.2 Medidor de pistón rotatorio.....	17
1.7.3 Medidor rotativo.....	18
CAPITULO 2: Medidor tipo Coriolis.....	20
2.1 Efecto Coriolis.....	20
2.2 Principio de operación.....	21
2.2.1 Por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante la desviación de un bucle en forma de omega (Ω) en estado de vibración controlada.....	23
2.2.2 Por inversión de las velocidades angulares del fluido mediante un tubo recto.....	26

2.2.3	Cálculo de densidad	28
2.3	Ventajas y limitaciones	30
CAPITULO 3: Medidor de corte de agua OWD.....		32
3.1	Homogenización para medición de corte de agua	33
3.1.1	Tubería horizontal.....	34
3.1.2	Tuberías inclinadas y verticales.....	36
3.2	Medidor de corte de agua por capacitancia.	40
3.3	Medidor de corte de agua por tecnología de microondas.	42
3.4	Medidor de corte de agua con tecnología de espectroscopia.	44
3.5	Medidor de corte de agua utilizando la densidad.	45
3.6	Características del proceso.....	46
3.7	Capacidades individuales del producto	49
3.8	Requisitos para la evaluación de la incertidumbre de los medidores de fracción de agua fiscales.....	51
3.9	Consideraciones generales de instalación	52
3.9.1	Mezcla homogénea.	52
3.9.2	Recomendaciones del fabricante, mantenimiento y calibración	52
3.9.3	Proximidad a la instrumentación relacionada.	53
3.9.4	Tipos de toma de medición.....	53
3.9.5	Medidor de corte de agua: sencillo o doble	54
3.10	Ejemplos de instalación.....	55
3.10.1	Instalación en la tubería principal	56
3.10.2	Instalación aguas arriba o abajo de un medidor de flujo en cada tren de medición	59
3.10.3	Instalación en un circuito de muestra	60
CAPITULO 4: Medidor multifásico.....		62
4.1	Clasificación de los flujos multifásicos.....	64
4.1.1	Flujos verticales	64
4.1.2	Flujo horizontal	65
4.1.3	Otra clasificación	66
4.2	Categorías para MFM	68
4.2.1	Medidores In-line	68

4.2.2	Medidores de separación.....	69
4.2.3	Medidores de gas húmedo	73
4.3	Principios de medición	77
4.3.1	Medidor Venturi	78
4.3.2	Correlación Cruzada.....	78
4.3.3	Medidores de desplazamiento positivo.....	79
4.4	Métodos para determinar la fracción de cada fase.....	79
4.4.1	Métodos de rayos gamma	79
4.4.2	Métodos de impedancia eléctrica	82
4.4.3	Tecnología de microondas.....	84
	Conclusiones.....	88
	Abreviaciones.....	89
	Bibliografía	90
	Anexo A.....	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Perfil de flujo en un medidor de presión diferencial	7
Figura 1.2 (a): representación del flujo generado por la obstrucción del dispositivo. (b): toma de las presiones a ambos lados de la obstrucción.....	8
Figura 1.3 Comportamiento de la presión a lo largo del dispositivo de medición	8
Figura 1.4 Esquema de un Tubo Venturi típico, la toma de medida de la presión se realiza en los puntos P1 y P2, siendo semejante a la de la placa de orificio	9
Figura 1.5 Esquema del interior de la tubería con el tubo Dali instalado. Se observa las dos uniones cónicas para realizar la medición de la presión antes y en la reducción del área.....	10
Figura 1.6 Esquema del tubo Pitot	11
Figura 1.7 Esquema del medidor de área variable	12
Figura 1.8 Esquema de un medidor de turbina.....	13
Figura 1.9 Esquema de emisión de torbellinos	14
Figura 1.10 Elementos de medidor ultrasónico.....	15
Figura 1.11 Componentes de un medidor de disco oscilante	17
Figura 1.12 Representación de un medidor de flujo de pistón rotatorio	18
Figura 1.13 Transición de los lóbulos en un medidor cicloidal	18
Figura 2.1: Un medidor tipo Coriolis básico.....	22
Figura 2.2: Ejemplo de fuerza de Coriolis.....	22
Figura 2.3: Tubo en forma de Ω	23
Figura 2.4 Medidor tipo Coriolis de tubo recto.	26
Figura 2.5 Tiempo de recepción de señal de los receptores, con y sin flujo circulando.	28
Figura 3.1 Capacitor cilíndrico estándar.	40
Figura 3.2 Comportamiento de capacitancia de un aceite crudo pesado contra contenido de agua en el flujo. (Agua ($k \approx 80$), Aceite ($k \approx 2$)).....	41
Figura 3.3 Receptores de señal de un dispositivo espectroscópico de corte de agua	44
Figura 3.4 Esquema de dirección de flujo en un medidor tipo Coriolis.....	46
Figura 3.5 Esquema de la instalación típica de los medidores de corte de agua.	50
Figura 3.6 Medidor de corte de agua instalado en la línea principal aguas arriba de la estación de medición.....	57
Figura 3.7 Doble medidor de corte de agua en serie instalados en la tubería principal aguas arriba de la estación de medición	58

Figura 3.8 Doble medidor de corte de agua instalado en configuración Master-Duty, aguas arriba de la estación de medición	59
Figura 3.9 Medidores de corte de agua instalados en cada tren de medición en la estación de medición.....	59
Figura 3.10 Medidor de corte de agua instalado en un circuito de muestra, aguas abajo de la estación de medición.....	60
Figura 3.11 Dos medidores de corte de agua en serie, instalados en un circuito de muestra/ Configuración Master-Duty en un circuito de muestra	61
Figura 4.1 Mapa de flujo vertical.....	65
Figura 4.2 Mapa de flujo horizontal	66
Figura 4.3 Diseño de un medidor de separación completa.	70
Figura 4.4 Principio de diseño de un medidor de separación parcial.	71
Figura 4.5 Principio de un MFM con separación en la línea de muestra.....	72
Figura 4.6 Los puntos de calibración de gas, agua y aceite permitiendo construir un triángulo composicional.	82
Figura 4.7 El procedimiento típico para medir la capacitancia.	83
(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)	83
Figura 4.8 El principio de medición de conductancia típico.....	84
(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)	84
Figura 4.9 Espectro en el infrarrojo cercano de dos muestras de petróleo con distintas gravedades API, de una muestra de agua y una de condensado.....	86
Figura A.1 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la densidad	92
Figura A.2 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la viscosidad	93
Figura A.3 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la tensión superficial.....	93
Figura A.4 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función del diámetro de la tubería.....	94
Figura A.5 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la densidad del aceite, dados diferentes porcentajes de agua.	95
Figura A.6 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la viscosidad del aceite, dados diferentes porcentajes de agua	96
Figura A.7 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la tensión interfacial, dados diferentes porcentajes de agua.....	97
Figura A.8 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función del diámetro de la tubería, dados diferentes porcentajes de agua.....	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Esquemas de diferentes arreglos de instalación	56
Tabla 4.1 Clasificación de GVF.	67
Tabla A.1 Valores de propiedades del aceite	92
Tabla A.2 Velocidad crítica modificando los valores de densidad del aceite usando la ecuación 3.2.....	92
Tabla A.3 Velocidad crítica modificando los valores de viscosidad del aceite usando la ecuación 3.2.....	93
Tabla A.4 Velocidad crítica modificando los valores de tensión interfacial del aceite usando la ecuación 3.2	93
Tabla A.5 Velocidad crítica modificando los valores del diámetro de tubería usando la ecuación 3.2.....	94
Tabla A.6 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y la densidad.....	94
Tabla A.7 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y la viscosidad.....	95
Tabla A.8 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y la tensión interfacial.....	96
Tabla A.9 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y el diámetro de la tubería.....	97

ABSTRACT

As a result of the new regulation in energy matter, hydrocarbons measurement is now a subject in which international normativity demands it to be accurate, precise and with low incertitude levels.

Congenital water produced in mature fields and the production of water from EOR processes represent another topic to be considered during oil production.

In order to find a solution to this problem, different companies have developed new ways to measure flow by applying up-coming discoveries. In this paperwork, Coriolis and multiphase meters are presented because they allow in-line measuring, and considering the vast amount of mature fields in Mexico linked to large volumes of water produced therefore it becomes necessary to install an OWD meter making it relevant for research. Thus, the objective of this thesis is: *to show the different operating principles of three flowmeters: Coriolis, OWD and Multiphase Flow Meters and to demonstrate how their technology is used to measure oil and water production.*

The study begins by looking up different articles and books published on the subject, emphasizing those that were common a few years ago, and then it focuses in Coriolis, OWD and multiphase flowmeters, the operating principles in which are based and described, their characteristics and conditions that make their performance better.

RESUMEN

A partir de los cambios estructurales en nuestro país en materia energética, la medición de hidrocarburos requiere cumplir con normas internacionales que exigen equipos de medición de alta precisión y baja incertidumbre.

El agua congénita que se produce en campos maduros y la producción de agua debida a métodos de recuperación, agregan otro factor que debe considerarse en la producción del aceite crudo.

Respondiendo a esta necesidad, distintas empresas apoyándose en recientes avances tecnológicos, han introducido al mercado medidores que satisfacen los requerimientos establecidos. En este trabajo se abordan los medidores tipo Coriolis, medidores de corte de agua OWD y medidores multifásicos, que permiten la medición en tiempo real del flujo de fluidos, por lo tanto, el objetivo de esta tesis es: *Mostrar el principio de funcionamiento del medidor tipo Coriolis, medidor de corte de agua OWD y medidores multifásicos, cuya tecnología es utilizada para la medición de la producción de aceite crudo y agua.*

La investigación comienza con la consulta de distintas publicaciones sobre los medidores comúnmente utilizados en la industria petrolera para después enfocarse en los medidores tipo Coriolis, medidores de corte de agua OWD y medidores multifásicos, se describen los principios de operación en los que están basados, características de los mismos y condiciones que favorecen su uso.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera se ha ido transformando con el pasar del tiempo para satisfacer las necesidades que el mundo continuamente define, y a su paso -dicho desenvolvimiento- nos hace testigos de la incorporación de nuevas medidas preventivas para siniestros, nuevas formas de producción y extracción del crudo, así como la innovación del instrumental utilizado en la industria, entre ellos el mejoramiento o la introducción de algunos medidores de flujo.

La forma de medición de los hidrocarburos ha ido evolucionando a la par de los estándares y normas bajo los cuales se rigen. Partiendo de los barriles de madera como unidad de medida para el petróleo crudo producido, se ha llegado a dispositivos que emplean una o dos fuentes radiactivas para determinar la cantidad de cada fase de la corriente que es analizada, llegando incluso a diferenciar si el agua producida es de formación o por condensación en el proceso productivo.

Esta nueva sensibilidad, la baja incertidumbre y otros aspectos aportados por nuevas tecnologías, nos permiten obtener una cuantificación más exacta y precisa de los recursos, lo cual es primordial para dar certeza a las partes interesadas sobre lo que están recibiendo o entregando.

En este sentido, con el conocimiento de que lo importante en este rubro es la producción y venta, pues de ella se obtienen ganancias millonarias, uno de los aspectos más destacados son las transferencias de custodia, punto en el cual se ceden los derechos de los hidrocarburos ya sea para su transporte o transformación; si aquí se tuviera una discrepancia se culparía directamente al método de medición empleado y por tanto se sancionaría al culpable con alguna multa.

Es de suma importancia tener en cuenta la cantidad de agua contenida en la corriente. Se sabe que la producción mundial de agua es de aproximadamente 210 millones de barriles por día que acompañan a los 75 millones de barriles por día de

petróleo, cantidad que repercute en todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Sabiendo que los sistemas de manejo del agua resultan costosos, en un pozo que produce petróleo con un 80% de corte de agua, el costo del manejo de la misma puede ascender a 4 dólares por barril de petróleo crudo producido (Bailey, Crabtree, Tyrie et al., 2000)

OBJETIVO

La presente tesis tiene como objetivo:

Mostrar el principio de funcionamiento del medidor tipo Coriolis, medidor de corte de agua OWD y medidores multifásicos, cuya tecnología es utilizada para la medición de la producción de aceite crudo y agua en campos maduros de México.

ALCANCES

Los alcances de la presente investigación son:

- Investigar en manuales y literaturas diversas los medidores de flujo y su clasificación.
- Presentar las características de los medidores de flujo de recién incorporación en nuestro país.
- Definir las ventajas y desventajas de estos medidores, así como los rangos de operación en los cuales pueden ser empleados.
- Exponer opiniones propias sobre cuál es el que mejor se adapta a las necesidades de la industria petrolera mexicana.

JUSTIFICACIÓN

Proveer un nuevo material de consulta sobre tecnologías de medición de flujo a futuras generaciones de la facultad de ingeniería

CAPITULO 1: MEDIDORES DE FLUJO

A continuación se mencionan los medidores de flujo que la industria petrolera ha empleado en años anteriores, algunos debido a su principio de funcionamiento que se adecuaba a las características del proceso donde fueron puestos en operación, otros por su bajo costo o su facilidad de instalación; sin embargo todos ellos han cumplido con los lineamientos que hasta ahora eran necesarios.

Un instrumento de medición es un aparato o dispositivo utilizado para comparar magnitudes físicas mediante un proceso. Como unidades de medida se utilizan objetos y sucesos previamente establecidos (ya sea estándares o patrones), y de la medición resulta un número derivado de la relación entre el objeto de estudio y la unidad de referencia. Los instrumentos de medición son componentes que sirven para medir, convertir, transmitir, controlar y/o registrar variables de un proceso, con el fin de optimizar los recursos utilizados (Maraña, 2005).

En la industria en general, se requiere tener presentes y cuantificar los múltiples recursos con los que se cuenta. Desde el control de procesos, donde la medición del flujo de fluido tiene un peso importante sobre la calidad del producto final, hasta en las actividades de metrología legal que demandan la garantía de mediciones fiables y exactas, tales como los ingresos petroleros vía impuestos, a través de la venta de las diversas gasolinas.

Todos los sistemas de medición para cuestiones comerciales o fiscales, se deben regir por diversas normas internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales como el Centro Nacional de Metrología en su división de mecánica, tomando como referencia la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Hoy en día, no existe una metodología estandarizada. Los organismos gubernamentales, los socios del proyecto y otros titulares deben acordar la metodología o procedimientos adecuados cada que se solicite un sistema o dispositivo de medición de acuerdo al entorno que se

requiera, ya sea para la distribución de la producción de hidrocarburos o para conocer el gasto de un pozo para su optimización (Loza, 2015).

Existen diferentes organismos industriales y reguladores: el Instituto Americano del Petróleo (API), la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas (OGCC), la Organización Internacional de Normalización (ISO), el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (DTI) y la Sociedad Noruega de Medición de Petróleo y Gas (NSOGM). Éstos se encuentran desarrollando directrices para normalizar la aplicación y habilitación de medidores de flujo multifásico (Loza, 2015).

El gasto másico resulta ser la variable de proceso más preponderante en la industria. Ya sea agua, gas natural, vapor, petróleo, productos químicos o cualquier fluido que sea empleado en procesos industriales, debe ser cuantificado de manera muy precisa. Por ello, no se ha encontrado una tecnología que abarque todos los tipos de fluido.

Existen en la actualidad diversos mecanismos o instrumentos para medir dichos fluidos. Los tradicionales permiten la medición del fluido en una sola fase, para ello es necesario interrumpir el flujo continuo para separar la corriente en sus diferentes componentes, y posteriormente realizar un recombinado para así transportarlo a los diversos puntos de salida.

El avance tecnológico ha permitido que dichos instrumentos de medición mejoren sus principios de funcionamiento permitiendo la optimización del área en la que se aplican, dichos avances dan pauta a la innovación o reemplazo de los viejos modelos. Un claro ejemplo son los llamados medidores multifásicos.

A diferencia de los separadores de prueba, los medidores multifásicos miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin requerir separarlos en sus corrientes individuales. Lo cual, de inicio, permite un ahorro de tiempo y energía dentro del proceso. Lo que hacen es recibir la corriente multifásica proveniente de alguna línea de flujo, realizan las mediciones pertinentes y enseguida se regresa el fluido a la línea de flujo.

Estos medidores cuentan con componentes de salida que permiten visualizar los resultados de su medición a los pocos minutos de haber sido puestos en operación (Bertrand, Berard, Mehdizadeh et al., 2005).

Debido a que la medición con estos dispositivos no requiere de una separación de fases, la caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales, lo cual no afecta de manera sustancial a las operaciones. Si se requiere una medición permanente, los medidores de flujo multifásico ocupan un mínimo espacio en las instalaciones.

Una prueba en circuito cerrado permite la medición precisa de las corrientes de fluidos monofásicos (gas, petróleo y agua en un ambiente controlado), posteriormente estas corrientes se mezclan para generar una corriente multifásica para entonces hacerla pasar por un medidor multifásico. Los resultados de las mediciones obtenidas en las pruebas con la corriente multifásica en el medidor multifásico son comparados con los volúmenes individuales de las fases con las cuales se constituyó la mezcla. De esta manera, las pruebas permiten evaluar el funcionamiento del medidor con diferentes condiciones de flujo y tipos de mezcla (Bertrand, Berard, Mehdizadeh et al., 2005).

En la industria petrolera, particularmente en tiempos en los cuales el aumento en la producción se vuelve una necesidad diaria, es necesario que la cantidad de la misma sea registrada de manera adecuada. Es entonces innegable que la medición juega un papel fundamental.

Se pueden clasificar a los medidores de flujo en dos áreas generales:

- 1) Medidores de desplazamiento positivo: los cuales dividen la corriente continuamente en segmentos volumétricamente conocidos, aislándolos momentáneamente del caudal general para después volverlos a incorporar mientras se registra el número de oscilaciones del elemento de medición lo cual es proporcional al flujo volumétrico de la corriente (Creus, 2010).

2) Medidores de inferencia: tal como su nombre lo dice, estos medidores “infieren” el flujo al medir determinadas propiedades dinámicas en la corriente de flujo. Los más comunes son los medidores tipo turbina, los cuales infieren el flujo al monitorear la velocidad del impulsor, los medidores de placa de orificio que detectan la diferencia de presión y el Coriolis que detecta la fuerza con la que se hacen vibrar tubos para determinar el gasto (Creus, 2010).

1.1 MEDIDORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL.

Este tipo de medidores utilizan un dispositivo en su interior que crea una obstrucción en él para reducir el área de flujo, con ello se genera un cambio de presión en ambos lados del dispositivo, estas dos presiones son medidas y de esta manera se obtiene una presión diferencial del sistema con lo cual se puede calcular la velocidad de flujo. Conociendo las características de la tubería, por ejemplo su área es posible determinar el flujo volumétrico (Dulhoste, 2016).

Debido a que la mayoría de los dispositivos de medición presentan ciertos errores, es recomendable que la lectura se realice con un mismo medidor para ambas presiones, regularmente se emplea un medidor de tipo diafragma para este fin.

Para utilizar este tipo de medidor, se asume que las condiciones de flujo corriente arriba del dispositivo de obstrucción son estables, ya que una turbulencia en este punto ocasionaría errores en la medición de la presión. En este sentido, para la instalación de dichos medidores, se requiere adaptar tramos de tubería recta aguas arriba y aguas abajo respecto de la reducción del área. Normalmente, para estos dispositivos dichos tramos tienen una longitud de 16 a 44 diámetros de tubería aguas arriba y de 2.5 a 5 diámetros de tubería aguas abajo. El diámetro de tubería que se toma de referencia es el de la tubería donde se instala el dispositivo medidor (Creus, 2010).

Utilizar este tipo de instrumentos permite un mantenimiento sencillo, así como un buen grado de fiabilidad debido a que no cuentan con partes móviles y poseen la capacidad de soportar presiones altas. Sin embargo, uno de los inconvenientes de estos

dispositivos es la pérdida permanente de energía en el flujo del fluido debido a la restricción, situación ante la cual se hace necesario, en algunas ocasiones, instalar una bomba auxiliar aguas abajo que permita compensar la energía perdida. La magnitud de esta disminución de energía está ligada directamente con el tipo de obstrucción usado.

Este tipo de medidor no es muy recomendable para los fluidos que contienen alguna cantidad importante de sólidos, ya que pueden obturar o disminuir el diámetro de flujo, lo cual supondría una medición errónea de la presión diferencial.

Un detalle a observar es que el punto de mínima presión coincide con la mínima sección de flujo que se encuentra a continuación de la obstrucción. Además, aguas arriba de la obstrucción existe un pequeño incremento en la presión propio de la perturbación generada por la reducción del área de flujo. Entonces, se hace necesario conocer de manera precisa dónde se colocaran los instrumentos de medición de presión: el medidor que registra la presión aguas abajo (P_2) debe encontrarse justo en el punto de mínima presión, y el medidor de presión aguas arriba (P_1) debe situarse justo antes de donde se suscita el incremento de presión antes mencionado (Dulhoste, 2016).

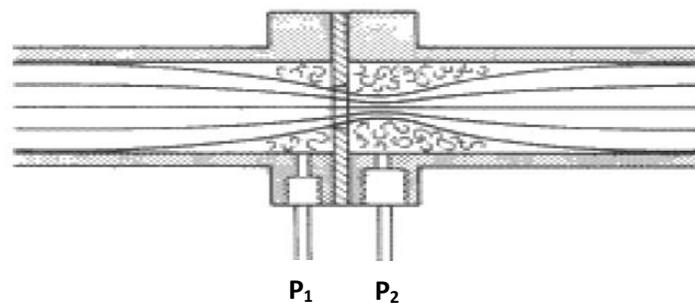


Figura 1.1 Perfil de flujo en un medidor de presión diferencial
(Dulhoste, 2016)

1.1.1 MEDIDOR DE PLACA DE ORIFICIO.

Este medidor utiliza una placa que limita el paso de fluido dentro de la tubería, acelerando la velocidad del fluido al reducir el área transversal. De esta manera, encontramos dos condiciones diferentes antes y después de la reducción del área, siendo la modificación de la presión existente entre estos dos puntos los parámetros que se cuantifican a través de dos tomas conectadas en la parte posterior de la placa: una

toma mide la presión antes de ésta y la otra después de la misma, como se muestra en la **Figura 1.2**. Al calcular la presión diferencial en el sistema se infiere el flujo volumétrico.

Este tipo de medidor es de los más usados debido a su simplicidad y bajo costo. Sin embargo, genera pérdidas de energía no recuperables que en ocasiones llegan a rondar entre el 50 y 90 por ciento. En la **Figura 1.3** se observa el comportamiento típico de la presión en este dispositivo. Cuando el fluido medido es el gas, se debe contar con sensores especiales para este propósito.

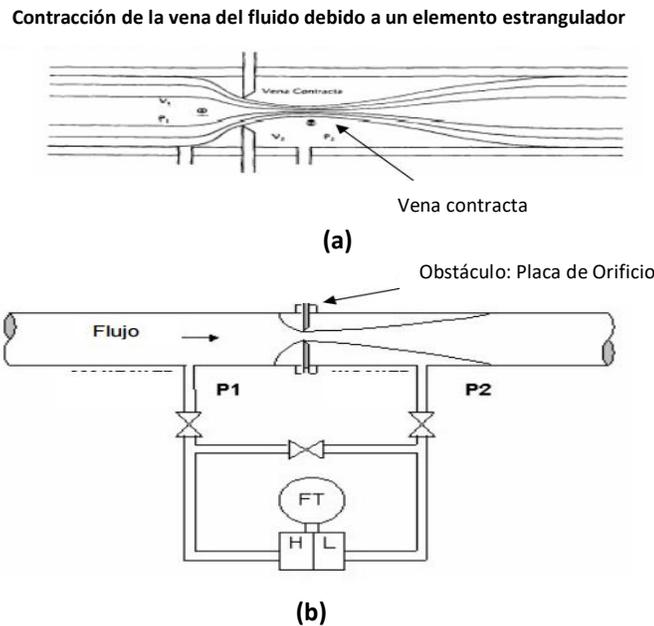


Figura 1.2 (a): representación del flujo generado por la obstrucción del dispositivo. **(b):** toma de las presiones a ambos lados de la obstrucción
(Dulhoste, 2016)

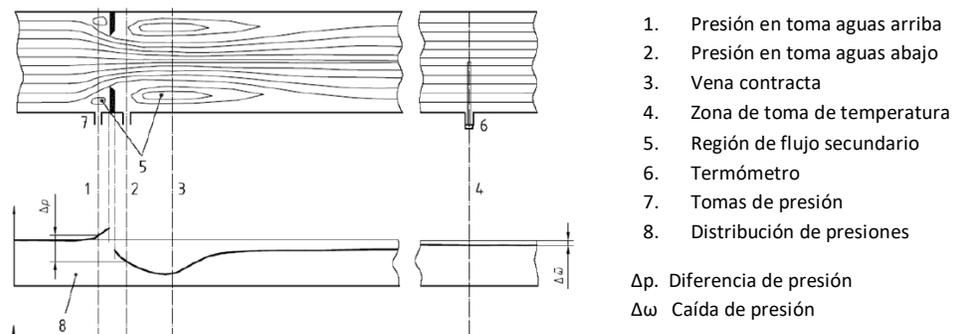


Figura 1.3 Comportamiento de la presión a lo largo del dispositivo de medición
(Dulhoste, 2016)

Otro problema que se presenta en las placas de orificio es la obstrucción del diámetro del mismo. Con el paso del tiempo los bordes del agujero se desgastan, lo cual permite que partículas del fluido se adhieran y disminuya con ello el diámetro de flujo.

De acuerdo a las condiciones de flujo, es posible solucionar algunos de los problemas que este instrumento presenta con mayor frecuencia. Por ejemplo, el poner el orificio cerca del fondo de la tubería ocasiona que los sólidos presentes en el fluido tiendan a ser arrastrados, haciendo que la adherencia de sólidos sea mínima. Por otro lado, cuando se tiene presencia burbujas de vapor o gas en el fluido, éstas pueden alterar el modelo de flujo después de la restricción al adherirse en la parte de atrás de la placa de orificio, esto puede ser solucionado al insertar la placa de orificio en un tramo vertical de tubería (Dulhoste, 2016).

1.1.2 TUBO VENTURI.

El Venturi es un tubo con una forma peculiar, éste ofrece una gran exactitud con pérdidas que rondan entre el 10-15% de la diferencia de presión, que son menores pérdidas de energía en comparación con la placa de orificio. La forma interna que posee ayuda a que partículas sólidas o de burbuja no afecten la medición. No requiere de mucho mantenimiento ya que sus componentes internos sufren poca corrosión o desgaste, lo que le da una vida útil muy larga (Dulhoste, 2016).

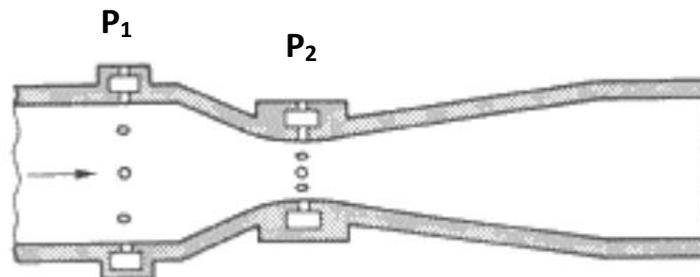


Figura 1.4 Esquema de un Tubo Venturi típico, la toma de medida de la presión se realiza en los puntos P1 y P2, siendo semejante a la de la placa de orificio (Dulhoste, 2016)

1.1.3 TUBO DALI.

Consiste en dos reductores cónicos insertados en la tubería. Tiene una similitud con el tubo Venturi, excepto que no presenta una garganta, de esta manera el fluido se adhiere a las paredes en todo su trayecto evitando así los remolinos. De esta forma se elimina casi por completo la turbulencia y siendo el cono de salida más corto, la velocidad de flujo se recupera rápidamente. Presenta una inexactitud mayor respecto al tubo Venturi, sin embargo, su ventaja radica en la simplicidad de su construcción reduciendo su costo. Además de ser un instrumento pequeño, es sencillo colocarlo en la línea de flujo. Aunado a ello, la cualidad más destacable que presenta es que la pérdida permanente de presión ronda el 5%, la mitad de lo que pierde el tubo Venturi (Creus, 2010).

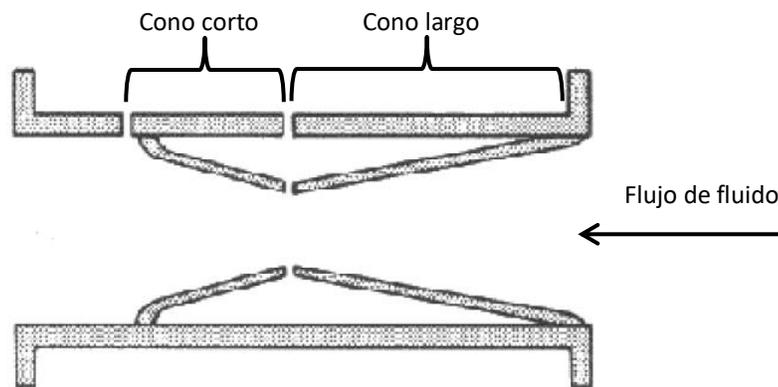


Figura 1.5 Esquema del interior de la tubería con el tubo Dali instalado. Se observa las dos uniones cónicas para realizar la medición de la presión antes y en la reducción del área (Dulhoste, 2016)

1.1.4 TUBO PITOT

El instrumento consiste en un tubo inserto dentro de la tubería en la cual circula el fluido, un extremo del tubo se encuentra abierto al flujo con lo que cierta cantidad de fluido se hace reposar dentro del tubo, con ello la energía cinética del fluido provoca un incremento en la presión del tubo (**Figura 1.6**), la cual es medida y convertida a velocidad de flujo.

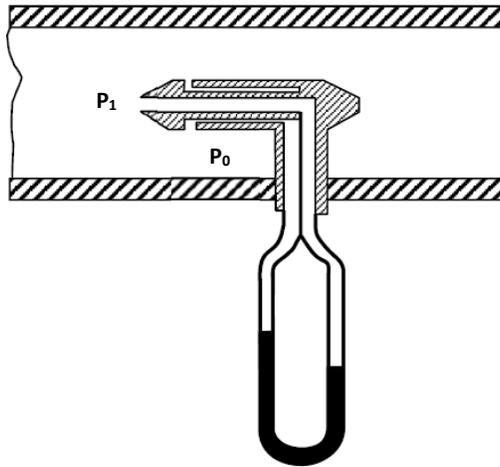


Figura 1.6 Esquema del tubo Pitot
(Dulhoste, 2016)

Para inferir el gasto a partir de la velocidad de flujo en un solo punto de medición es necesario un régimen de flujo muy estable. Sin embargo, en muchos casos esto no es posible, por lo que se pueden introducir diversos tubos Pitot en diferentes secciones para medir la velocidad de flujo en cada una de ellas, permitiendo realizar un perfil de velocidades a lo largo de la sección analizada (Dulhoste, 2016).

Estos tubos, por su principio de operación, presentan una pérdida de energía en el fluido casi despreciable, además, resultan ser de bajo costo y su instalación es muy sencilla.

Para los instrumentos que miden una presión diferencial muy pequeña, la exigencia de exactitud es muy alta; los tubos de Pitot poseen una exactitud de sólo 5%, por lo que no se recomienda en estos casos.

1.1.5 MEDIDORES DE ÁREA VARIABLE

La diferencia de presión en estos medidores es causada por la apertura del área de flujo realizada en el medidor. Con ello, el área de apertura es proporcional al flujo de volumen.

En su presentación más sencilla, ejemplificada en la **Figura 1.7**, el medidor consiste en un tubo cónico con un flotador que se hace introducir en él y que actuará

como referencia de área variable. Debido a su peso, se sumergirá en el fluido que pase por el tubo hasta encontrar un equilibrio producto de la presión diferencial creada por este. Entonces se observará en qué área del tubo se encuentra y con ello será calculado el volumen de flujo. Si el flujo de volumen es mayor, el flotador se encontrará más arriba en el tubo o será necesario cambiar el flotador por otro de masa mayor; por el contrario, si el volumen de flujo es muy bajo, el flotador se irá hacia el fondo del tubo siendo necesario cambiar el flotador por uno de menor masa (Creus, 2010).

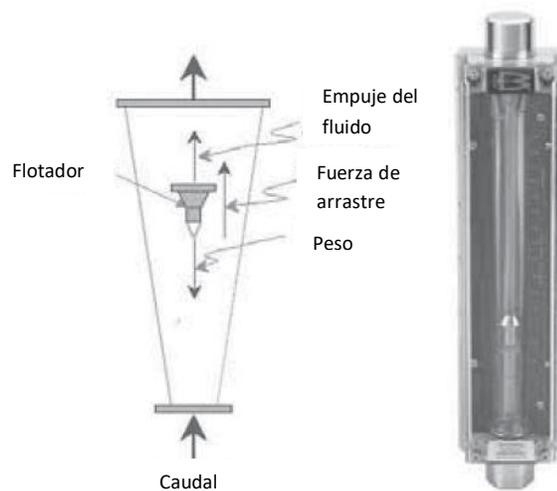


Figura 1.7 Esquema del medidor de área variable (Dulhoste, 2016)

1.2 MEDIDORES DE TURBINA.

Consisten en un dispositivo que tiene un eje paralelo al flujo del fluido, en este eje se encuentran montados una serie de paletas de hélice. La corriente de flujo que pasa por este medidor hace que las paletas giren a un ritmo determinado, el cual es proporcional al flujo volumétrico de la corriente, si el flujo volumétrico es alto, las paletas girarán a mayor velocidad, por el contrario, si el flujo de la corriente es bajo, estos tendrán una rotación menor. Las paletas se construyen con material ferromagnético, en una parte del medidor se encuentra colocada una bobina y un imán permanente. Cada vez que una paleta pasa por la bobina, se induce en ésta un pulso, el cual es contado por un contador de pulsos, la frecuencia con la que estos pulsos son medidos es proporcional al flujo que de fluidos que pasa en el medidor (Creus, 2010).

Este tipo de medidores llegan a tener inconvenientes con algunos tipos de fluidos, debido a la interacción con el material del que están hechas las paletas, lo cual puede generar desgaste en la turbina o errores en la medición.

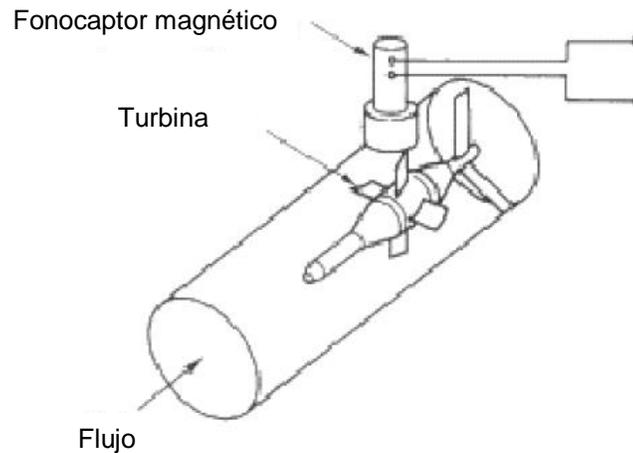


Figura 1.8 Esquema de un medidor de turbina
(Creus, 2010).

1.4 MEDIDORES DE FLUJO ELECTROMAGNÉTICO

Estos medidores están limitados a mediciones de flujo de fluidos conductores de electricidad. Consisten en un tubo de acero inoxidable cubierto con una capa aislante la cual transporta el fluido a medir. Los materiales más usados como aislante son neopreno, politetrafluorileno (PTFE) y poliuretano. Se hacen insertar dos electrodos a ambos lados del tubo, cuya polarización crea una capa magnética causada. Los electrodos están hechos con materiales que no puedan ser afectados por el fluido con el que entran en contacto, por ejemplo, de acero inoxidable, aleación de platino e iridio, titanio y tántalo. Cuando se usan este tipo de materiales especiales, es cuando el precio del medidor se eleva, ya que estos se llevan la mayor parte del costo. Para calcular el flujo volumétrico se recurre a la ley de inducción magnética de Faraday, en la cual se mide la inducción producida por el fluido que pasa por una longitud conocida a través del tubo y que se mueve a una velocidad no conocida en un campo magnético de cierta densidad (Creus, 2010).

1.5 MEDIDORES DE EMISIÓN DE TORBELLINOS.

Los medidores de este tipo tienen su principio de operación en un fenómeno natural: la emisión de torbellinos. Estos son creados por objetos dispuestos dentro de la tubería llamados objetos abruptos, deben ser de forma no aerodinámica para crear un importante obstáculo para la corriente de flujo, de esta forma el fluido no puede seguir el contorno del objeto aguas abajo, por lo que tendrá que girar en remolinos para rodear el obstáculo alojándose en la parte de atrás de éste. La frecuencia con la que se presentan estos torbellinos es proporcional a la velocidad con la que el fluido pasa por el objeto. Para detectar los torbellinos se emplean diversas técnicas o instrumentos, como los térmicos, magnéticos, capacitivas o ultrasónicas (Creus, 2010).

Sin embargo, las mediciones pueden verse seriamente afectadas si aguas arriba del objeto abrupto, ya existe presencia de torbellinos de tamaño superior como resultado de un flujo turbulento.

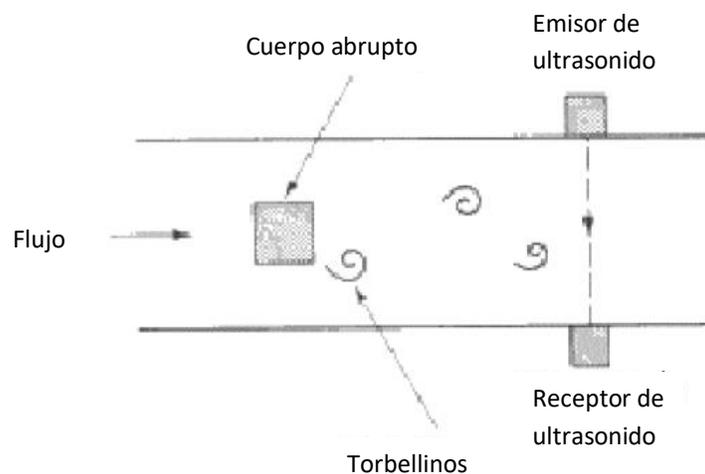


Figura 1.9 Esquema de emisión de torbellinos
(Creus, 2010).

1.6 MEDIDORES ULTRASÓNICOS.

Los medidores ultrasónicos usan técnicas no invasivas, ya que no interactúan directamente con el fluido para realizar la medición. Mide la diferencia de señales en el tiempo de tránsito con y contra el flujo a través de una o más trayectorias de medición de una onda ultrasónica. Los trayectos de medición son definidos por un par de transductores, los cuales actúan alternadamente como transmisor y receptor. Estas trayectorias de medición están orientadas en forma angular hacia el eje de la tubería, permitiendo la medición con y en contra de la corriente como se muestra en la **Figura 1.10** (Daniel Measurement and Control, 2011).

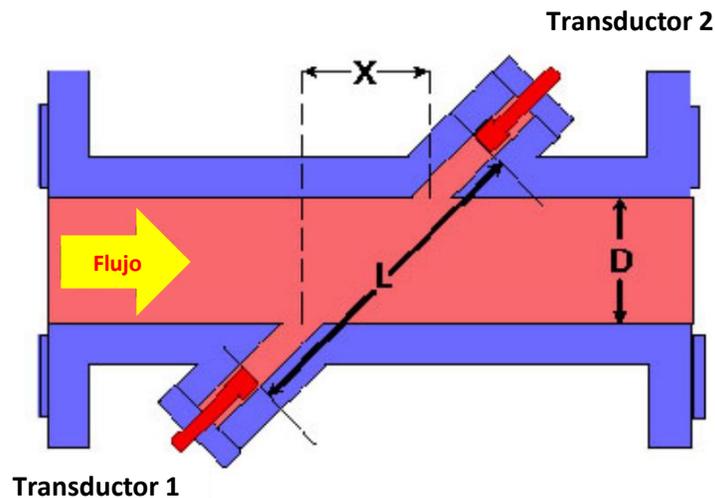


Figura 1.10 Elementos de medidor ultrasónico
(Daniel Measurement and Control, 2011)

Este tipo de medidores puede ser empleado para fluidos no conductivos, corrosivos e incluso los que contengan sedimentos en su corriente de flujo. Se sabe que el insertar o acoplar dispositivos a una tubería puede resultar costoso, ya que es necesario desviar el flujo de la línea en la cual se quieren incorporar, causando pérdida de energía en el sistema o en los extremos. Además, detener la operación para realizar este proceso puede tornarse peligroso debido el tipo de fluido que se esté manejando, ya que suelen ser fluidos inflamables, tóxicos, venenosos o radiactivos.

En este tenor, una de las ventajas de los ultrasónicos con respecto de los electromagnéticos es que se acoplan de manera externa a la tubería. Para un correcto funcionamiento de este tipo de medidores, es importante contar con un flujo estable aguas arriba del punto de medición, ya que se ha demostrado que no asegurar esta estabilidad producirá una variación en la medición de manera significativa (Norma: *NRF-081-PEMEX-2014*, 2014).

1.7 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Casi todos los medidores de desplazamiento positivo operan mediante el uso de mecanismos que permiten la desviación de una cantidad representativa del flujo de fluidos de manera sucesiva desde una entrada hasta una salida, contabilizando el número de ocasiones que el mecanismo de desviación es utilizado. En cada medidor se pueden destacar tres componentes:

- Cámara
- Desplazador
- Mecanismo que cuenta el número de veces que el desplazador se mueve.

Este tipo de instrumentos proporciona el flujo volumétrico de manera directa. Además, su principio de funcionamiento provoca una baja pérdida de presión en el fluido, siendo también de bajo mantenimiento y de larga duración.

Sin embargo, debido a su mecanismo de operación estos dispositivos llegan a generar pequeñas fricciones que es importante controlar, sobre todo en la medición de gas cuando el gasto es alto. Para estos casos se suele diseñar arreglos especiales (Creus, 2010).

1.7.1 MEDIDOR DE DISCO OSCILANTE.

El instrumento consta de una cámara circular, en la cual se encuentra instalado un disco plano cuya movilidad se encuentra limitada por una esfera en su centro y ésta se encuentra unida a un eje conectado a un sistema de engranes. Para iniciar la medición,

el disco está dispuesto de tal forma que al entrar el fluido, este choca con alguna de las caras del disco, provocando en uno de sus lados un movimiento vertical de tal manera que habrá un momento en el que la otra cara del disco sea la que se ponga en contacto con el paso del fluido, así se obtendrá un movimiento continuo en el mismo que solo se verá afectado por un cambio en el flujo de volumen del fluido. El movimiento de este disco es similar al de un trompo caído cuyo bamboleo será registrado por el dispositivo conectado al sistema de engranes (Creus, 2010).

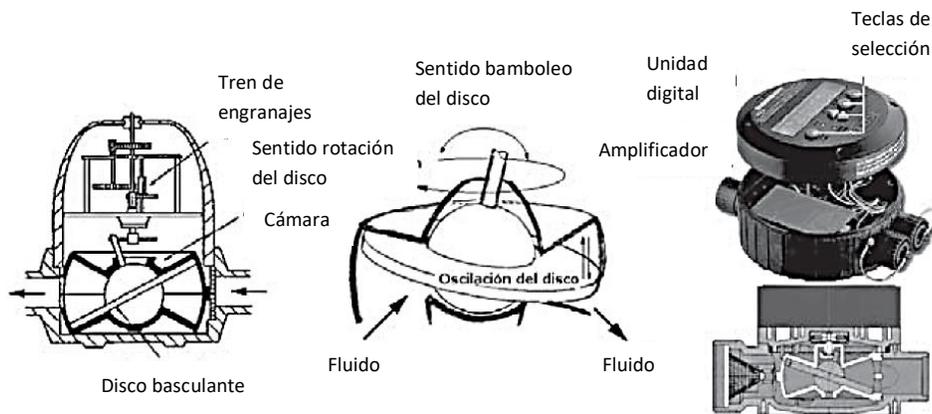


Figura 1.11 Componentes de un medidor de disco oscilante (Creus, 2010).

1.7.2 MEDIDOR DE PISTÓN ROTATORIO

Es uno de los más comunes dentro de la industria. Utiliza un pistón cilíndrico posicionado en una estructura también cilíndrica de diámetro mayor, el flujo que atraviesa dicha estructura desplaza al pistón haciéndolo recorrer el interior de la estructura. El pistón se encuentra conectado con un eje de salida, el cual transmite la rotación que ha sufrido convirtiéndolo en una medida de flujo volumétrico (Creus, 2010).

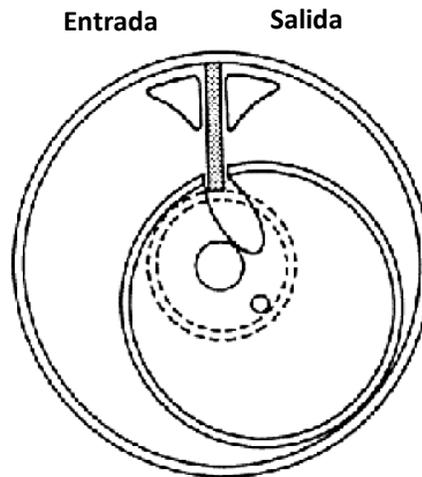


Figura 1.12 Representación de un medidor de flujo de pistón rotatorio (Creus, 2010).

1.7.3 MEDIDOR ROTATIVO

Este instrumento cuenta con válvulas rotativas que giran excéntricamente rozando las paredes de una cámara circular, transportando el fluido desde la entrada hacia la salida. Existen diferentes tipos de esta clase de medidores, siendo los cicloidales, los birrotor (de dos rotores) y los ovales los más usados.

Cicloidales: consisten en un par de lóbulos que giran en direcciones contrarias, ambos engranados entre sí, los cuales en un momento de su trayectoria atrapan una cantidad del fluido y en otro momento lo desplazan hacia la salida. Se fabrican para tamaños que van desde las 2 a 24". Registran exactitudes de $\pm 1\%$.

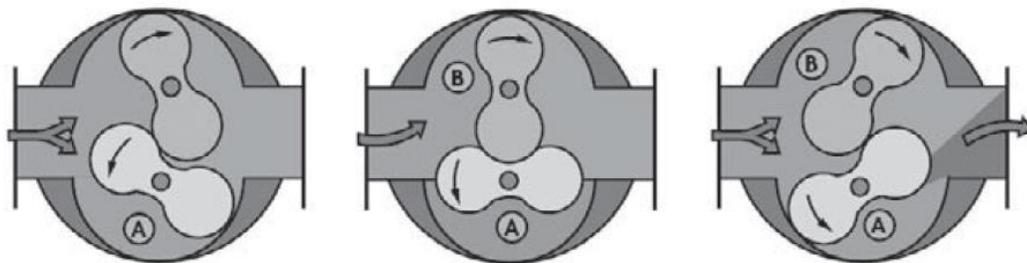


Figura 1.13 Transición de los lóbulos en un medidor cicloidal (Creus, 2010).

Sistema birrotor: éste consta de dos rotores, que giran como elementos móviles dentro de la cámara. El movimiento de estos rotores se mantiene gracias a un sistema de engranajes totalmente cerrado y sin contacto con el líquido. Permiten el paso de partículas extrañas, además de admitir sobrevelocidades esporádicas sin recibir daño alguno (Creus, 2010).

Ovales: disponen de dos ruedas ovales que engranan entre sí, el fluido circulante actúa esencialmente sobre aquella cuya área de contacto se encuentre perpendicular a la dirección de corriente, cuando esto sucede, las ruedas comenzarán a moverse dada la presión diferencial en la cámara. Para un correcto funcionamiento, estos dispositivos deben ser mecanizados con gran precisión para evitar tener espacios muertos en la cámara, provocando deslizamientos que puedan poner en riesgo la funcionalidad del instrumento o provocar errores en la medición.

CAPITULO 2: MEDIDOR TIPO CORIOLIS

En este apartado se hablará sobre el medidor de flujo tipo Coriolis, abordaremos en que basa su principio de funcionamiento, así como las características que este dispositivo presenta y porqué se ha convertido en uno de los medidores más confiables de la industria.

2.1 EFECTO CORIOLIS

Este efecto consiste en la existencia de una aceleración relativa de un cuerpo en un sistema en rotación. Esta aceleración es siempre perpendicular al eje de rotación del sistema y a la velocidad del cuerpo. El efecto Coriolis hace que un objeto que se mueve sobre el radio de un disco en rotación tienda a acelerarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de éste.

Descubierto en 1835 por el francés Gaspard-Gustave de Coriolis, quien exponía en su artículo “Les équations du mouvement relatif des systèmes de corps” que la fuerza presente en este efecto es una componente suplementaria de la fuerza centrífuga que experimenta un cuerpo en movimiento relativo a un referencial de rotación.

Dicho término fue usado al principio en artículos meteorológicos y de oceanografía hasta finales del siglo XIX, en cambio el concepto de “Fuerza Coriolis” comenzó a ser aplicado a partir del siglo XX. Hoy en día podemos verlo implementado en distintos campos, en la milicia se aplica el concepto para calcular la trayectoria de los misiles de largo alcance, en la industria aeroespacial para trazar las rutas que deben seguir los aviones para llegar a su destino, incluso en nuestros hogares podemos observar éste efecto al quitar un tapón en el lavabo (O'Banion, 2013).

A pesar de que los medidores basados en este principio comenzaron a ser implementados por primera vez en 1978, los adelantos tecnológicos han permitido la mejora de sensores y con ello, de su eficiencia. La mayoría pueden medir la densidad del fluido en adición de la tasa del flujo másico. Por consiguiente, ya que el gasto

volumétrico es igual a la tasa de flujo másico dividido entre la densidad, el paquete electrónico asociado puede ser programado para visualizar el gasto volumétrico. En este punto, los medidores Coriolis se convierten en medidores de gasto volumétrico y pueden proporcionar una salida similar a medidores como el de desplazamiento positivo y de turbina.

Aunque medir la temperatura no es primordial para determinar el gasto, muchos medidores Coriolis incluyen un sensor de temperatura para compensar el pequeño cambio en la dureza del tubo con la temperatura.

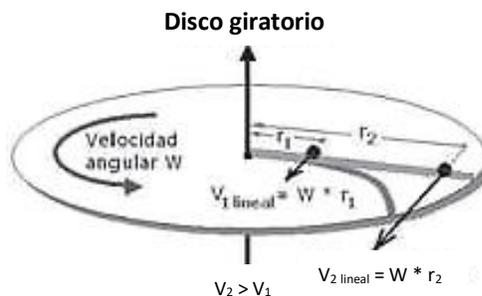
2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Como se mencionó anteriormente, el matemático francés observó que un objeto de cierta masa m con una velocidad lineal V que se desplaza a través de una superficie giratoria, el cual gira con una velocidad angular constante ω , experimentará una velocidad tangencial (velocidad angular \times radio de giro), y esta velocidad será mayor tanto mayor sea la distancia a la que se encuentre el objeto del centro de la superficie giratoria. De esta manera, si el objeto móvil se desplaza del centro de la superficie a la periferia, sufrirá un incremento gradual de su velocidad tangencial, con lo cual se puede decir que se le está aplicando una aceleración, por lo tanto, una fuerza sobre su masa. Debido a que el radio de giro va aumentando, la velocidad tangencial también varía, con lo que se concluye que una variación de velocidad altera su aceleración que, a su vez, es debido a una fuerza que se ejerce sobre el objeto. Estas son, respectivamente, la aceleración y la fuerza de Coriolis. Se puede decir entonces que la fuerza de Coriolis es una manifestación de la inercia del objeto según la primera ley de conservación del movimiento de Newton. Asimismo, también es válida la segunda ley de Newton (Fuerza igual a masa por aceleración), con lo que, al hacer circular el fluido por un tubo especial provisto de un mecanismo de vibración y de sensores, la fuerza que se desarrolla dentro permite determinar el gasto másico del fluido (Creus, 2010).



Figura 2.1: Un medidor tipo Coriolis básico, consiste en dos tubos curvos (sólo uno visible aquí) a través de los cuales pasa el flujo con un controlador electromagnético en el medio y sensores de movimiento en ambos extremos.
(O'Banion, 2013)

De esta manera puede entenderse el teorema de Coriolis, si colocamos una bola de acero que actuará como freno en el centro de un disco giratorio -previamente bañado de grasa- y éste se hace girar, la bola comienza a describir una línea curva hasta salir del disco. Durante el recorrido, la bola tiene una velocidad tangencial igual a la velocidad angular del disco, multiplicada por la distancia al centro de giro. Esta velocidad tangencial aumenta conforme la bola se aleja del centro del disco, y como se ha mencionado antes, deja ver la existencia de una aceleración, y al ser aplicado a un objeto, se puede evidenciar la presencia de una fuerza, como se observa en la **Figura 2.2.**



Sobre la bola actúa una aceleración (Coriolis) debida a una fuerza (Coriolis)

Figura 2.2: Ejemplo de fuerza de Coriolis
(Creus, 2010)

Respecto a sus aplicaciones en el diseño de medidores, la generación de la fuerza de Coriolis puede realizarse de estas dos formas: por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante la desviación de un bucle en forma de omega (Ω) en estado de vibración controlada y por inversión de las velocidades angulares del fluido mediante un tubo recto (Creus, 2010).

2.2.1 POR INVERSIÓN DE LAS VELOCIDADES LINEALES DEL FLUIDO MEDIANTE LA DESVIACIÓN DE UN BUCLE EN FORMA DE OMEGA (Ω) EN ESTADO DE VIBRACIÓN CONTROLADA.

Cuando el flujo del fluido entra al dispositivo, este se introduce en un tubo de conocidas características, por el cual continuará su recorrido hasta la salida del medidor. Dentro del medidor se encuentra una bobina excitadora que provocará una oscilación en el tubo, así mismo, se encuentran unos sensores que se encargan de medir la oscilación del tubo.

La vibración que se genera en el tubo del medidor, debido a la circulación del fluido, es perpendicular al sentido de desplazamiento de éste y tiene una amplitud de alrededor de unos 2 mm y una frecuencia de 80 ciclos/minuto, próxima a la frecuencia natural del tubo. Cuando se encuentra a la mitad de un ciclo, y el tubo se mueve hacia arriba, el líquido entrante es forzado a subir, la inercia empuja al tubo hacia abajo con cierta fuerza (Coriolis) cuya masa depende del radio de giro. Cuando el fluido pasa al tubo de salida la velocidad del movimiento vertical disminuye, debido a que al avanzar dentro de la tubería va disminuyendo el radio de giro creando una fuerza hacia arriba (**Figura 2.3**).

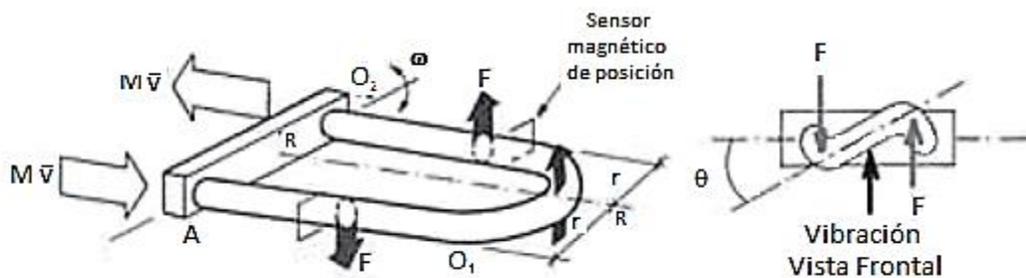


Figura 2.3: Tubo en forma de Ω
(Creus, 2010)

De esta manera, se genera un par directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circulante y cuyo sentido varía de acuerdo a la vibración del tubo y a su ángulo de torsión.

Por lo consiguiente, la fuerza de Coriolis puede ser expresada de la siguiente manera.

$$\vec{F}_c = 2m(\vec{\omega} \times \vec{V}) , \dots\dots\dots(2.1)$$

donde:

- \vec{F}_c Fuerza de Coriolis [N]
- $\vec{\omega}$ Velocidad angular alrededor del eje del tubo en Ω [rad/s]
- \vec{V} Velocidad lineal del fluido [m/s]
- m Masa del fluido contenida en el tubo recto de longitud L [kg/m]

Entonces el par creado respecto al eje del tubo es:

$$M = 2 \times F_c \times r = 4 \times \omega \times r \times m \times V = 4 \times \omega \times r \times Q . \dots\dots\dots(2.2)$$

donde:

- M Par creado [N.m]
- F_c Fuerza Coriolis [N]
- r Distancia entre el par creado [m]
- Q Gasto másico [kg/s].

Considerando también el material del que está hecho el tubo, encontraremos que K_s es la constante de elasticidad del tubo y θ el ángulo de torsión, la fuerza de torsión (T) del tubo se describe a continuación:

$$T = K_s \times \theta , \dots\dots\dots(2.3)$$

esta fuerza de torsión es equivalente al par creado respecto al eje del tubo, ya que este par, al involucrar sentidos contrarios, se hace similar a dicha *torsión*. Por lo tanto, $M = T$. Finalmente, al igualar la ecuación (2.2) y (2.3) se obtiene el gasto másico:

$$Q = \frac{K_s \times \theta}{4\omega r} \dots\dots\dots(2.4)$$

De esta manera, el ángulo de torsión del tubo medido con dos sensores, situados uno por encima y otro por debajo de la línea del eje, determinará el gasto que pase por el tubo.

La constante de elasticidad del tubo, K_s , tiene por expresión:

$$K_s = S_k(20\text{ }^\circ\text{C}) \times (1 + S_{kt} \times (t - 20\text{ }^\circ\text{C})) , \dots\dots\dots(2.5)$$

siendo:

- S_{kt} Coeficiente de corrección de temperatura del material
- $S_k(20\text{ }^\circ\text{C})$ Constante del sensor a 20 °C
- t Temperatura [°C]

Los sensores magnéticos de posición se encuentran situados en el centro del tubo y combinan dos intervalos de tiempo, uno del movimiento hacia abajo del tubo y otro del movimiento hacia arriba. De este modo, la diferencia de las ondas se traduce en impulsos que alimentan un integrador lineal (Creus, 2010).

La diferencia en tiempo (Δt) entre las señales que emiten los sensores de posición está relacionada con el ángulo de torsión θ , ya que como se describió antes, éstas diferencias temporales indican cuando una parte del tubo está hacia arriba y la otra hacia abajo, así como la velocidad del fluido (V_i) cuando se encuentra en el punto medio del tubo, por lo tanto:

$$\text{tangente } \theta = \frac{V_i}{2r} \times \Delta t , \dots\dots\dots(2.6)$$

dónde:

V_i	Velocidad del fluido [m/s]
r	Distancia de la mitad al extremo del medidor [m]
Δt	Diferencia de tiempo [s]

y como el ángulo de torsión es muy pequeño, resulta

$$\theta = \frac{L\omega}{2r} \times \Delta t \dots\dots\dots(2.7)$$

Sustituyendo la ecuación (2.7) en la (2.4) resulta:

$$Q = \frac{K_s \times L}{8r^2} \Delta t \dots\dots\dots(2.8)$$

Ello indica que el flujo másico sólo es proporcional al intervalo de tiempo registrado por los sensores y a las constantes y propiedades del tubo. Es decir, es independiente de ω (frecuencia de vibración del tubo).

2.2.2 POR INVERSIÓN DE LAS VELOCIDADES ANGULARES DEL FLUIDO MEDIANTE UN TUBO RECTO

El tubo se encuentra fijado en ambos extremos del medidor, y se le hace vibrar por el medio, de manera tal que el eje de rotación de la entrada será opuesto al eje de rotación de la salida, creándose así dos fuerzas de Coriolis opuestas. En el primer esquema de la **Figura 2.4** se ejemplifica este fenómeno.

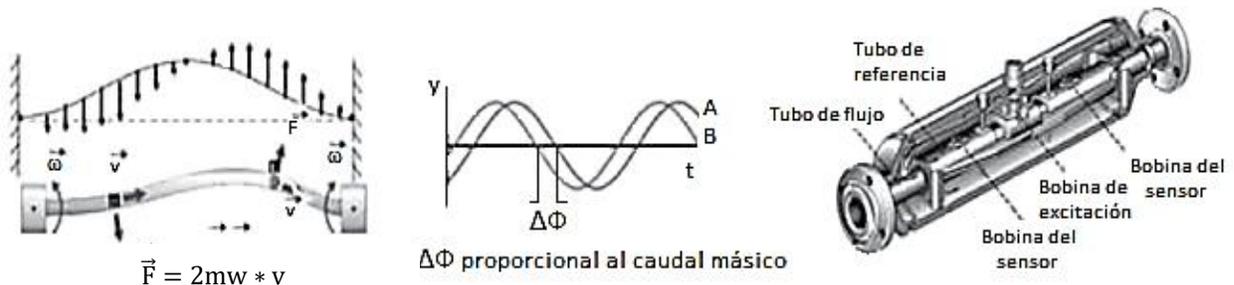


Figura 2.4 Medidor tipo Coriolis de tubo recto.
(Creus, 2010).

$$\vec{F} = -2 \times m \times \omega \times v , \dots\dots\dots(2.9)$$

dónde:

- \vec{F} Fuerza de Coriolis [N]
- ω Velocidad angular del movimiento de torsión [rad/s]
- v Velocidad lineal del fluido [m/s]
- m Masa del fluido contenida en el tubo recto de longitud L [kg/m].

Como se observa en la figura 2.4, la velocidad del fluido que se presenta en los extremos del tubo es la misma. Sin embargo, por la vibración generada en el tubo, la velocidad angular en A es el contrario a la de B. Dicha diferencia es la que los sensores cuantifican, la cual es proporcional al caudal másico.

A la mitad del ciclo, cuando el tubo es movido hacia arriba, el líquido entrante tiende a subir, por lo que al impactar con aquél lo obliga a ir hacia abajo con cierta fuerza (Coriolis). Al pasar al tubo de salida, la velocidad con la que se movía hacia arriba disminuye al llegar a la otra pared del tubo, ejerciendo entonces una fuerza hacia arriba (par Coriolis), posteriormente desciende el flujo hasta su salida. Esto se ve reflejado en el movimiento que se genera en el tubo, ya que se llega a torcer y los sensores captan dicha diferencia en el movimiento, lo cual es proporcional al flujo másico (Creus, 2010).

El cálculo del flujo másico en el medidor Coriolis no depende de las frecuencias que las vibraciones presentan, sino del tiempo de respuesta que los sensores cuantifiquen. Sin flujo de fluido en el tubo, las vibraciones en este son uniformes y el tiempo de respuesta es el mismo, ya que el tubo es percibido al mismo tiempo por los sensores. Con el fluido en circulación se crea un par de Coriolis que altera dichas vibraciones, creando una torsión en el tubo, lo cual hace que los sensores lo capten a diferentes tiempos, y con ello se determina el flujo másico.

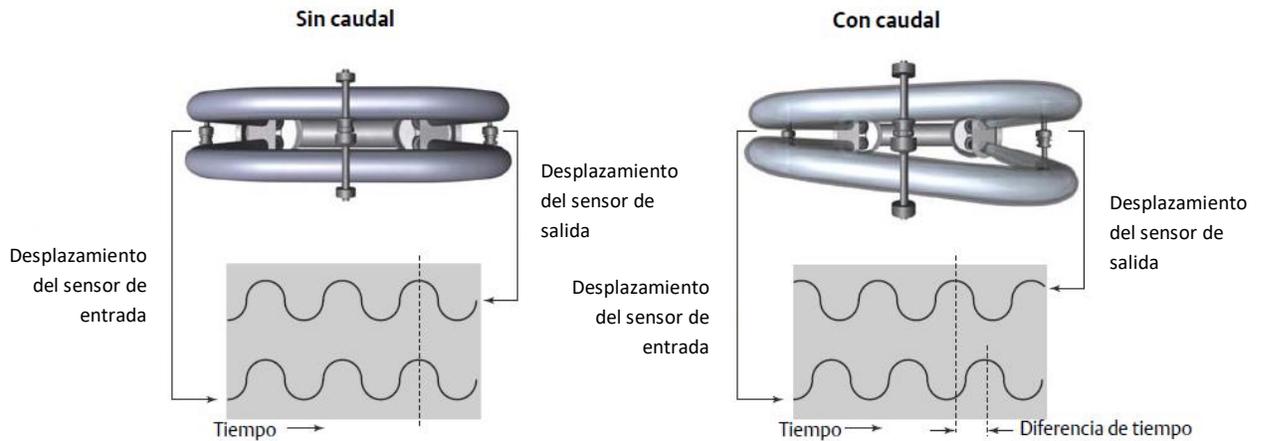


Figura 2.5 Tiempo de recepción de señal de los receptores, con y sin flujo circulando.

(Emerson, 2016)

2.2.3 CÁLCULO DE DENSIDAD

Otra de las opciones que ofrece este medidor, es la determinación de la densidad del fluido. Esto lo realiza aprovechando el mismo principio de Coriolis, para este fin sí usa la frecuencia con la que el tubo se tuerce, ya que se ha comprobado que el tubo presenta una mayor frecuencia en las vibraciones cuando se hace pasar a través de él un fluido de baja densidad; caso contrario, cuando el fluido es de una densidad mayor la frecuencia en las vibraciones es mucho menor. Para calcular la densidad se realiza lo siguiente:

$$m = m_f + m_c , \dots\dots\dots(2.10)$$

dónde:

- m Masa [kg]
- m_f Masa del fluido [kg]
- m_c Masa del medidor [kg]

$$w = 2\pi f \sqrt{\frac{K}{\rho V + m_c}} , \dots\dots\dots(2.11)$$

donde:

- w Frecuencia angular [rad/s]

f	Frecuencia [1/s]
T	Período [s]
K	Constante de elasticidad [N]
m	Masa [kg]
m_f	Masa del fluido [kg]
m_c	Masa del medidor [kg]
V	Volumen interior del tubo sensor [m ³]

despejando la densidad:

$$\rho = \frac{KT^2}{4\pi^2V} - \frac{m_c}{V} = k_1(t_c) \times T^2 - k_2, \dots\dots\dots(2.12)$$

dónde t_c es la corrección de temperatura sobre el módulo de elasticidad del tubo y ρ es la densidad calculada en [kg/m³].

Utilizando dos fluidos A y B de densidad conocida, resulta:

$$\rho_a = K_1(t_{ca}) \times T_a^2 - K_2, \dots\dots\dots(2.13)$$

$$\rho_b = K_1(t_{cb}) \times T_b^2 - K_2, \dots\dots\dots(2.14)$$

efectuando operaciones:

$$\rho = (\rho_b - \rho_a) - \left(\frac{t_c T^2 - t_{ca} T_a^2}{t_{cb} T_b^2 - t_{ca} T_a^2} \right) + \rho_a \dots\dots\dots(2.15)$$

Así, conociendo los periodos del tubo T_a , T_b para dos fluidos A y B a una temperatura conocida, es posible determinar la densidad (ρ [kg/m³]) de un fluido midiendo el periodo T de la vibración y su respectiva temperatura.

Los fabricantes de medidores tipo Coriolis usan diversas técnicas para monitorear la magnitud de la distorsión y procesar las señales medidas obteniendo información utilizable de medición. Al incrementar el gasto, la compensación en la posición o la distorsión medida en la entrada y la salida del tubo incrementa también. Muchos

medidores determinan la densidad usando la frecuencia de vibración natural de los tubos dada por la rigidez de los mismos. Ya que el volumen del fluido en el tubo es constante, un cambio en la densidad del fluido causa un cambio en la masa que está siendo transportada. Cuando la masa en el tubo cambia, la frecuencia natural en él también lo hace y este cambio es detectado por los sensores. La frecuencia natural es directamente proporcional a la densidad del fluido dentro del tubo (O'Banion, 2013).

2.3 VENTAJAS Y LIMITACIONES

La ventaja fundamental de estos medidores es que proveen en tiempo real la densidad y el gasto. Dado que la lectura de salida es directamente proporcional al gasto, no hay necesidad de compensar por temperatura o presión, eliminando así la necesidad de usar computadoras sofisticadas encargadas de integrar la información medida por distintos dispositivos y mostrar complejos cálculos.

Al ser un solo dispositivo el que entrega toda esta información, son menos los instrumentos que calibrar, instalar y a los cuales darles mantenimiento. Además, el medidor Coriolis es bidireccional, posibilitando el manejo del flujo en cualquier dirección sin necesidad de ajustarse.

La precisión en la medición de líquido comúnmente se encuentra en el 0.10%, en algunos equipos hasta 0.05%. Estos dispositivos se consideran los más precisos de la industria, tanto así que otros tipos de medidores de flujo se calibran haciendo uso de un Coriolis. Para el flujo de gas encontramos medidores con precisión de hasta 0.25%, aunque lo más común es $0.35\% \pm 0.5\%$ (O'Banion, 2013).

Para la densidad de líquido la precisión es de 0.0002 g/cm³. La tecnología más reciente en estos medidores ofrece la opción de verificar el estado en el que se encuentran, por lo que se pueden realizar diagnósticos en tiempo real, así como verificar la consistencia de la información que está siendo entregada por el equipo.

Al no tener partes móviles, los medidores Coriolis requieren menos mantenimiento comparado con los que sí las tienen, lo que reduce el riesgo de exponer al personal al

proceso de re calibración, haciendo que las condiciones en el área de trabajo sean más seguras. Estos equipos no requieren de largas secciones de tubería para carga y descarga, por lo tanto, los gastos de instalación son menores.

Uno de los inconvenientes del uso de medidores Coriolis es que los costos de adquisición son bastante altos en relación con otros medidores de flujo. Estos se encuentran disponibles de acuerdo a los diámetros de la tubería. De esta manera, para tuberías con diámetros mayores a 14 o 16 pulgadas, el peso incrementa drásticamente. Por ejemplo, dada una línea de descarga con 12 pulgadas de diámetro el medidor pesa 1000 libras (O'Banion, 2013). En este sentido, de acuerdo a su tamaño, su precio también incrementa considerablemente resultando inviables en áreas donde el valor del fluido extraído no logra cubrir el costo.

Se han encontrado casos en los que estos medidores presentan problemas cuando cierta cantidad de gas se ha mezclado con la corriente de líquido, sin embargo, en las recientes actualizaciones a estos equipos incluyen un calibrador automático para estos casos.

Como en la mayoría de los medidores de flujo, se sugiere que en el recipiente del medidor esté completamente lleno de líquido, para obtener certeza a la hora de interpretar los resultados.

CAPITULO 3: MEDIDOR DE CORTE DE AGUA OWD

En este capítulo se hablará sobre la medición del agua presente en la producción de aceite, así como las tecnologías disponibles para ello. También abarcaremos algunas consideraciones para elegir la tecnología adecuada y qué tipos de instalaciones pueden emplearse.

En el capítulo anterior, se han detallado las ventajas que brinda el principio de operación y alcances del medidor tipo Coriolis. Éste permite obtener el flujo másico de la corriente, así como su densidad, con una alta precisión y exactitud. Sin embargo, en yacimientos con producción de agua, esto no es suficiente. En este sentido, los medidores deben ser capaces de distinguir, dentro de la fase líquida, qué cantidad corresponde al aceite y cuál al agua, la cual se produce por la explotación natural del yacimiento o algún proceso especial.

Para complementar este requerimiento, la mayoría de los medidores utilizan un dispositivo que permite conocer en tiempo real las concentraciones de agua de la corriente, conocidos como OWD, por sus siglas en inglés (Online Water Detector). Obtener esta información es un asunto crítico para la mayoría de las operaciones de la industria petrolera, ya que en ocasiones se han abandonado proyectos por tener cortes de agua altos debido a que la instalación de una planta de tratamiento de agua eleva los costos. Contar con dispositivos de medición de corte de agua, permite la optimización de muchos procesos, como la producción de la corriente de flujo o la automatización de los tanques de agua. Para asegurar un óptimo funcionamiento de estos medidores, lo ideal es alcanzar un régimen de flujo en el cual la concentración del agua sea la misma en cualquier punto de la sección donde la medición es realizada.

El total de agua que se puede tener presente en el flujo se puede expresar de la siguiente manera:

$$\textit{Agua total} = \textit{Agua libre} + \textit{Agua en suspensión} + \textit{Agua disuelta}$$

Se considera *agua libre* a la fracción de agua que no está interactuando con ninguna otra fase presente en el flujo multifásico. Eventualmente, con un aumento en el flujo de fluido de la mezcla puede ser posible la interacción con alguna fase (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004).

El término *agua en suspensión* se refiere a la fracción de agua dispersa en otra de las fases de la mezcla, se puede presentar como pequeñas gotas o incluso como agua en emulsión, siendo esta última una dispersión de un líquido inmiscible en otro. Para lograr separar una emulsión es requerido algún aditivo o desemulsionante. Para esta clasificación, la fracción de agua no se encuentra de manera homogénea a lo largo de la corriente de flujo.

El *agua disuelta* se refiere a una pequeña cantidad de agua que ronda entre el 0.01%-0.1% del flujo volumétrico, presente en interfase agua-aceite; la presión y temperatura tienen poco efecto sobre ella.

Como se sabe, las concentraciones de agua a lo largo de la corriente de flujo varían a lo largo del tiempo, contrario a lo que las condiciones para un óptimo desempeño de estos medidores requieren. Los parámetros que afectan estas mediciones son, entre otras, la densidad del aceite y la salinidad del agua, la perforación y producción de nuevos pozos, la corriente que se anexa de otros campos, así como la temperatura de la misma, los sólidos y la fracción en volumen de gas. El medidor empleado debe poder adaptarse a todos estos cambios. Es por ello que las pruebas de campo realizadas en estos medidores son diseñadas para simular amplios rangos de aplicación modificando diversos parámetros (Metek, 2015).

3.1 HOMOGENIZACIÓN PARA MEDICIÓN DE CORTE DE AGUA

Para un buen desempeño de los OWD es necesario contar con un flujo homogéneo, para este fin se utilizan algunos dispositivos que permiten alcanzar dicha homogeneización. Diferentes marcas y empresas proveen dispositivos que permiten obtenerla, ello hace necesario poner a prueba su fiabilidad. A continuación, se describe

un método para asegurar la homogeneidad en el flujo tanto para tubería horizontal como para vertical.

3.1.1 TUBERÍA HORIZONTAL.

El método está basado en la norma ISO 3171, este permite la predicción del grado de homogenización de la dispersión de agua en aceite en tuberías horizontales. De acuerdo a esta norma, una adecuada mezcla del agua y el aceite se refiere a una dispersión uniforme entre ambas fases, por lo cual, podemos decir que la concentración de agua en la parte superior de la tubería C_1 y la del fondo C_2 es la misma (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004). De esta manera, podemos encontrar el grado de dispersión de la mezcla a través de una ecuación que toma en cuenta el descenso de las gotas de agua desde la parte superior de la tubería debido a la gravedad así como la elevación de las gotas situadas en el fondo provocado por la turbulencia del dispositivo, esta ecuación se presenta a continuación:

$$\frac{C_1}{C_2} = \exp\left(\frac{-W}{\varepsilon/D}\right) = \exp\left(-\frac{1}{G}\right), \dots\dots\dots(3.1)$$

donde:

- C_1/C_2 Relación de la concentración de agua en la parte superior e inferior en la tubería [1].
- W Velocidad de asentamiento de las gotitas de agua [m/s]
- ε/D Característica de turbulencia, donde ε es la difusividad por remolino de partículas [m^2/s] y D en el diámetro de la tubería [m].
- $G = \frac{\varepsilon/D}{W}$ Parámetro que indica el grado de dispersión [1].

Si, al sustituir y encontrar un valor de relación de C_1/C_2 , éste está en un rango de 0.9 a 1.0, se puede inferir que existe una muy buena dispersión, con un correspondiente valor de $G = 10$ hasta $G \rightarrow \infty$. Un cociente de 0.4 o menor indica una pobre homogeneización del medio, incluso con un alto potencial de estratificación del agua.

Entendiéndose como estratificación al paralelismo en las corrientes de flujo causados por el efecto de la gravedad.

Para estimar el grado de dispersión G se requiere conocer la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, así como las características de turbulencia dadas por la relación ε/D (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004).

Es posible obtener una expresión analítica que permita relacionar la velocidad de líquido en la tubería y las propiedades del fluido con el parámetro G , como se muestra:

$$V_c = K_1 G^{0.325} \sigma_{ow}^{0.39} \cdot \frac{(\rho_w - \rho_o)^{0.325} D^{0.366}}{\rho_o^{0.283} \mu_o^{0.431}}, \dots\dots\dots(3.2)$$

$$\beta < 10 - 15\%$$

donde:

- V_c Es la velocidad crítica (mínima) para mantener un grado de dispersión dado [m/s]
- K_1 Es una constante dependiente del sistema de unidad utilizada [1/m]
- G Es el parámetro que define el grado de dispersión (usualmente $G = 10$ [1])
- σ_{ow} Tensión interfacial entre el aceite y el agua [mN/m]
- ρ_o, ρ_w Densidad del aceite y del agua, respectivamente [kg/m³]
- D Diámetro interno de la tubería [cm]
- μ_o Viscosidad del aceite [cp]

El valor de la constante K_1 , para las unidades descritas anteriormente es de 0.5, como se describió, depende del sistema de unidades empleados.

Conociendo las propiedades del fluido y el diámetro de la tubería, junto con la constante expresada de acuerdo a las unidades utilizadas, se puede conocer la velocidad crítica con la cual se puede obtener el grado de dispersión deseada.

La norma ISO 3171, recomienda que la relación de concentración sea igual a 0.9, el cual se obtiene con un valor de $G = 10$.

Este modelo es válido para pequeñas fracciones de volumen de agua, en el rango de 10-15% de agua en el aceite, debido a que el método desarrollado ha sido alcanzado con base en modelos de concentraciones simplificados y semi-teóricos. Es por ello que se recomienda ser muy cautos a la hora de fijar los límites adecuados que aseguren una correcta homogeneización.

Es importante mencionar que, si se adiciona una turbulencia al sistema, ya sea por válvulas, codos, etcétera, la velocidad crítica se reducirá considerablemente.

En el anexo A se ejemplifica el cálculo de la velocidad crítica para un fluido.

3.1.2 TUBERÍAS INCLINADAS Y VERTICALES.

En las tuberías verticales la dispersión es mayor en comparación con las tuberías horizontales, debido a que no es afectada por el componente normal dado por la fuerza de gravedad. En los ductos horizontales, el componente ejercido por la gravedad, perpendicular a la dirección de flujo, promueve la estratificación del agua. En las tuberías inclinadas, de acuerdo al grado de inclinación de la tubería, también se tendrá el efecto de este componente.

Flores et al. (1999) desarrollaron un modelo mecanicista que permite estimar la transición al régimen de flujo *Muy Fina Dispersión de Agua en Aceite* (VFD W/O por sus siglas en inglés). Éste se refiere a un flujo con gotas de agua muy pequeñas distribuidas en la fase del aceite con alta movilidad ocupando toda el área transversal de la tubería, es por ello que este régimen se puede considerar una mezcla homogénea. Para alcanzar el flujo VFD W/O, independientemente del grado de inclinación de la tubería, es necesario obtener altos gastos de la fase aceite.

El mecanismo de transición para alcanzar el régimen de flujo VFD W/O es el siguiente: las fuerzas turbulentas rompen y dispersan la fase discreta, entendiendo como fase discreta a las partículas de agua suspendidas en el aceite (fase continua), en gotas muy pequeñas superando la fuerza interfacial. Chen, Cai and Brill (1997) desarrollaron un modelo para la transición al patrón de flujo burbuja dispersa en un sistema de líquido-

gas. Dado que la transición al régimen de flujo Muy Fina Dispersión (VFD) parece estar gobernada por los mismos mecanismos que la transición de burbujas dispersas, entonces el modelo de Chen et. al. (1997) puede ser aplicable para una mezcla aceite-agua.

De acuerdo con Chen et. al. (1997) la transición a VFD W/O aparecerá cuando la energía cinética turbulenta de la fase continua se haga mayor que la energía libre de superficie total de las gotitas de agua dispersas, con un diámetro de gotita crítico para mantener la esfericidad de ésta. Matemáticamente, la transición a VFD W/O puede ser escrita como sigue:

$$\frac{V_{os}}{V_{ws}} = 12.65 \frac{Y_o}{Eo^{1/2}}, \dots\dots\dots(3.3)$$

donde Y_o es un parámetro adimensional dado por:

$$Y_o = \frac{(\rho_w - \rho_o)g}{\frac{2C_o}{D} \left(\frac{\rho_o V_{os} D}{\mu_o} \right)^{-n} \rho_o V_{os}^2}, \dots\dots\dots(3.4)$$

y el valor de Eo corresponde al número de Eotvos está dado por:

$$Eo = \frac{(\rho_w - \rho_o)gD^2}{\sigma_{ow}}, \dots\dots\dots(3.5)$$

donde

V_{os}, V_{ws}	Velocidad superficial del aceite y del agua, respectivamente [m/s]
σ_{ow}	Tensión interfacial entre el agua y el aceite [N/m]
ρ_o, ρ_w	Densidad del aceite y del agua, respectivamente [kg/m ³]
μ_o	Viscosidad del aceite [cp]
D	Diámetro interno de la tubería [m]
g	Constante de gravedad (9.81 [[m/s ²]])
C_o, n	Constantes: $C_o = 0.046$ [1], $n = 0.2$ [1]
Eo	Número de Eotvos [1]

Al insertar los valores de las constantes, sustituyendo la ecuación 3.4 y 3.5 en la ecuación 3.3, expresando todo en unidades del Sistema Internacional, relacionando las velocidades superficiales, propiedades del fluido y diámetro de tubería, resulta la siguiente expresión:

$$V_{ws} = 0.00232 \left(\frac{\mu_o}{D}\right)^{0.2} \frac{\rho_o^{0.8}}{\sigma_{ow}^{0.5}(\rho_w - \rho_o)^{0.5}} V_{os}^{2.8} \dots\dots\dots(3.6)$$

Esta ecuación permite calcular la velocidad superficial máxima del agua que nos da una condición de flujo homogénea dado un gasto de aceite, propiedades del fluido y diámetro de tubería.

Puede resultar conveniente expresar el criterio de flujo homogéneo en términos de velocidad de la mezcla y fracción volumétrica de agua en lugar de velocidades superficiales como en la ecuación 3.6. La velocidad de la mezcla (velocidad total promedio) V corresponde a la medición del gasto de flujo desde una estación de medición fiscal, mientras que la fracción de agua β corresponde a la salida de un medidor de agua.

La velocidad superficial se puede expresar en términos de la velocidad de la mezcla y la fracción de agua como se muestra a continuación:

$$V_{ws} = \frac{\beta}{100} V \ , \dots\dots\dots(3.7)$$

$$V_{os} = \left(1 - \frac{\beta}{100}\right) V \ . \dots\dots\dots(3.8)$$

Al sustituir la ecuación 3.7 y 3.8 en la 3.6 se obtiene la siguiente ecuación para la velocidad crítica (mínima) V_c , la cual es requerida para mantener un flujo homogéneo en una tubería inclinada o vertical:

$$V_c = K_2 \frac{\beta^{0.556}}{(100-\beta)^{1.556}} \sigma_{ow}^{0.278} \frac{(\rho_w - \rho_o)^{0.278}}{\rho_o^{0.444}} \left(\frac{D}{\mu_o}\right)^{0.111} \ , \dots\dots\dots(3.9)$$

con $\beta < 20 - 25\%$,

donde:

V_c	Es la velocidad crítica (mínima) para mantener un grado de dispersión dado [m/s]
K_2	Es una constante dependiente del sistema de unidad utilizada [$1/m$]
G	Es el parámetro que define el grado de dispersión (usualmente $G = 10$ [1])
σ_{ow}	Tensión interfacial entre el aceite y el agua [mN/m]
ρ_o, ρ_w	Densidad del aceite y del agua, respectivamente [kg/m^3]
D	Diámetro interno de la tubería [cm]
μ_o	Viscosidad del aceite [cp]

K_2 es una constante que depende del Sistema de unidades utilizado. Para las unidades mostradas el valor de K_2 es 550 [$1/m$].

Las ecuaciones 3.9 y 3.6 pueden no ser válidas para fracciones de agua en aceite mayor de 20-25%, ya que en fracciones mayores, las gotitas de agua no permanecen esféricas. Por el contrario, se deforman tornándose largas y causando una mezcla no homogénea.

Es imprescindible tener conocimiento del comportamiento de la velocidad crítica tanto en tuberías horizontales como verticales. Para tuberías verticales es requerida una velocidad crítica mínima o más baja en relación a la necesaria en tuberías horizontales. Esto se debe principalmente a la estratificación de las gotas de agua producto de la gravedad, el efecto de ésta se vuelve más sensible con la variación en las propiedades del fluido y de la tubería (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004).

Las consideraciones anteriores son aplicables sólo para cortes de agua bajos, los cuales pueden encontrarse en pozos con producción primaria a una edad temprana de explotación del yacimiento, que no han sido tratados por ningún método de recuperación secundaria o terciaria. Estos últimos requieren inyección de agua, lo cual eleva las concentraciones de dicho líquido, llegando a obtener cortes hasta del 90%. Por lo

anterior diversas compañías se han enfocado en la detección de agua en línea, obteniendo una gran variedad de dispositivos que realizan la función con mucha exactitud y precisión.

En la actualidad los cuatro tipos principales de tecnología que se utilizan para la medición del porcentaje de agua en el aceite son: por capacitancia, por microondas, con espectroscopia y a través de la densidad. Cada uno de estos se basa en características mecánicas/eléctricas del fluido para realizar la medición. Por lo tanto, al momento de la selección de un medidor de corte de agua, es requerido conocer las fortalezas y debilidades de cada instrumento y así seleccionar el más apropiado para su aplicación.

3.2 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA POR CAPACITANCIA.

Este tipo de medidor consiste en varios electrodos que al ser mojados por un fluido suficientemente conductor excita un relé eléctrico poniendo en operación un circuito electrónico integrado, de esta manera el aparato puede discriminar la presencia de diferentes fases del fluido, ya que está diseñado para calibrarse con propiedades de fluidos conocidas (Creus, 2010).

Esta tecnología ha tenido éxito en la industria petrolera debido a la diferencia tan significativa entre las constantes dieléctricas del agua ($k \approx 80$) y del aceite ($k \approx 2.3$). La **Figura 3.1** muestra el elemento sensor, con un diámetro “a” y la pared de la tubería, de diámetro “b”, los cuales forman los dos platos de un capacitor cilíndrico.

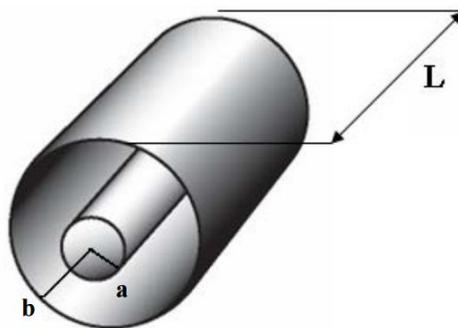


Figura 3.1 Capacitor cilíndrico estándar.
(Metek, 2015)

La electrónica del sistema transmite un voltaje de radio frecuencia al elemento de detección que mide los cambios en la capacitancia, cuya fórmula de cálculo es:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0 L}{\ln\left(\frac{b}{a}\right)}$$

Al aumentar el porcentaje de agua en el flujo, el dieléctrico neto del fluido incrementa causando que la capacitancia incremente. La electrónica del instrumento calcula así la relación entre el cambio de capacitancia y el corte de agua.

La ventaja clave de los instrumentos que usan la capacitancia como tecnología de medición radica en la simplicidad de su diseño, la estabilidad de su tecnología de medición y la insensibilidad a la conductividad del agua. Algunas veces se tiene el concepto erróneo de que los instrumentos capacitivos están limitados al segmento lineal de la curva de capacitancia vs corte de agua (Metek, 2015).

Los instrumentos de capacitancia típicos se pueden calibrar para ajustarse a la zona no lineal de la curva. La **Figura 3.2** muestra un conjunto de datos de una tabla de respuesta típica del cambio en la capacitancia con respecto al cambio en el corte de agua, con su zona lineal y no lineal.

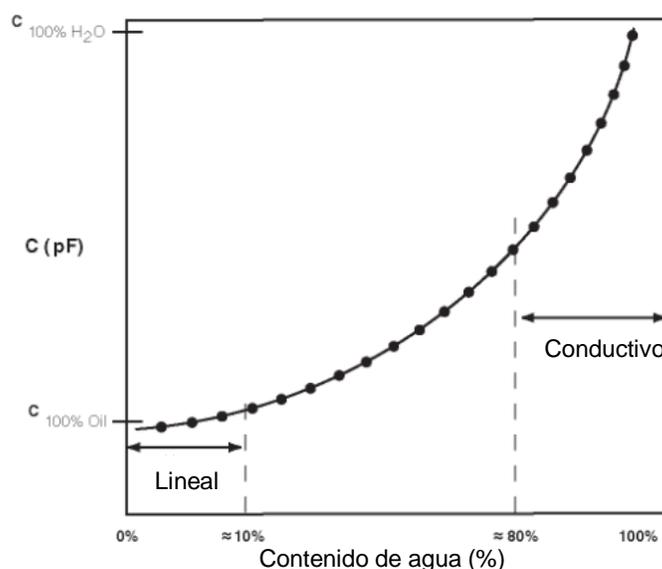


Figura 3.2 Comportamiento de capacitancia de un aceite crudo pesado contra contenido de agua en el flujo. (Agua ($k \approx 80$), Aceite ($k \approx 2$))
(Norma: API TR 2570, 2010)

Asimismo, los instrumentos de capacitancia son una opción de costo menor en comparación a otros dispositivos empleando otras tecnologías.

Las desventajas de estos instrumentos radican en la dificultad que presentan para manejar los cambios en los factores del proceso, y en los rangos de medición. Estas limitaciones están dadas por el rango del corte de agua, ya que debe estar por debajo del punto de inversión de fase de la emulsión agua en aceite. Si en el fluido la fase continua corresponde al agua, la conductividad incrementará drásticamente creando un corto eléctrico al campo. El corto al campo envía la capacitancia al infinito y oculta la información dieléctrica. Este fenómeno ocurre típicamente al 50% de corte de agua en aceites ligeros y en aceites pesados alrededor del 80%, sin embargo esto dependerá de las propiedades del aceite crudo y el agua de formación.

3.3 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA POR TECNOLOGÍA DE MICROONDAS.

La permitividad es un parámetro físico el cual define la propiedad eléctrica de una sustancia. Este parámetro consiste en una parte real y una imaginaria, las cuales son una constante dieléctrica y coeficiente de absorción, respectivamente. El valor de estos parámetros para una sustancia depende de la estructura molecular y de su momento polar.

La constante dieléctrica del crudo incrementa con el aumento en el porcentaje de agua de la mezcla y en función de la temperatura. El aceite es no iónico o absorbente a altas frecuencias, pero el agua con contenido de sal es muy iónica y por lo tanto conductora. Con esto, se puede inferir que la porción dieléctrica de la permitividad es esencialmente proporcional al corte de agua. Por su parte, el coeficiente de absorción es indicativo de la fase continua de la mezcla. De esta manera, con los valores de la constante dieléctrica obtenemos la información requerida para hacer la medición del corte de agua y la fase de la mezcla. De esta forma, el corte de agua se mide comparando la permitividad de la mezcla con las permitividades del aceite seco ($k \approx 2.3$) y el agua ($k \approx 80$) (Metek, 2015).

El átomo de oxígeno de la molécula de agua tiene una afinidad por los electrones de los dos átomos de hidrógeno, lo que resulta en que la densidad de los electrones en el átomo de oxígeno sea mayor. Esto provoca que la molécula de agua tenga un lado cargado positivamente y otro negativamente. De esta forma, las moléculas intentarán alinearse continuamente con el cambiante campo de microondas, lo que a su vez ralentizará la propagación de las microondas. Como las moléculas de hidrocarburos tienen una estructura molecular mucho más simétrica y no responden al campo de microondas de la misma forma, la propagación de las microondas es insignificante.

Debido a estas diferencias en las propiedades dieléctricas entre el agua y el aceite, el principio de microondas ha sido utilizado satisfactoriamente en la medición del corte de agua en diferentes ramos. Para realizar la medición con esta tecnología se realiza la emisión de una onda electromagnética, la cual es enviada hacia el fluido, una parte de la energía enviada es reflejada al contacto con este y es captada por un sensor receptor. El tiempo empleado de respuesta por las microondas está en función de la fase que haya sido monitoreada.

La tecnología de microondas permite que un solo pico de energía ocurra a una frecuencia definida únicamente por el contenido del sensor, no afectada por la temperatura de los componentes electrónicos. Mientras el corte de agua incrementa, la propagación de las microondas se ve contrarrestada, provocando una disminución en la frecuencia de resonancia de microondas.

Al contrario de otro tipo de sensores, las microondas penetran el interior de los materiales, y permiten medir las propiedades internas de los mismos. Aún con esto las mediciones realizadas son no destructivas y no invasivas. Además, las microondas no alteran ni contaminan el material, ya que la potencia del pico de energía utilizado es muy baja (ronda la milésima parte de una señal de teléfono móvil).

Es importante realizar una verificación constante de los valores del corte de agua, asegurando la fiabilidad de estas mediciones. En este sentido, existen limitaciones en el método debido a que los errores se deben a una muestra no representativa del flujo.

Este tipo de medidor ha sido diseñado para un mantenimiento mínimo, ya que al no contener partes móviles y al ser un diseño de diámetro completo no tiene problemas relacionados con incrustaciones (Metek, 2015).

3.4 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA CON TECNOLOGÍA DE ESPECTROSCOPIA.

El principio básico detrás de la medición espectroscópica del corte de agua es la respuesta de la mezcla aceite/agua a la luz. Un dispositivo espectroscópico emite un rayo infrarrojo que ignora la fase acuosa de la mezcla. La fase de aceite es la única que reacciona a la longitud de onda seleccionada. Se instalan una serie de receptores de señal, los cuales miden la absorción, reflexión y dispersión del haz infrarrojo, factores que ayudan a determinar a través de una correlación directa el corte de agua.

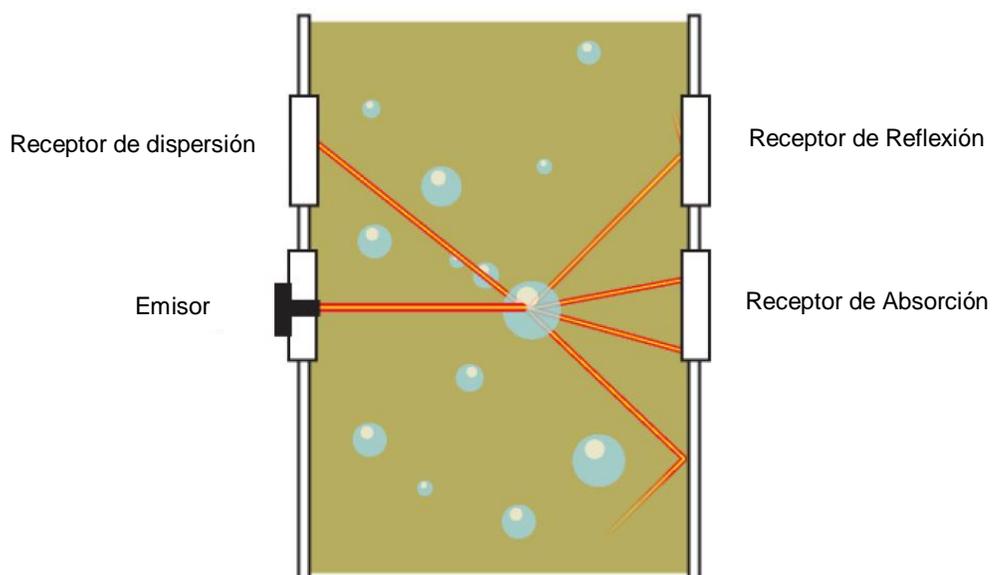


Figura 3.3 Receptores de señal de un dispositivo espectroscópico de corte de agua
(Llera, 2003)

Al pasar el rayo emisor por toda el área transversal del flujo, permite una medición de todo el porcentaje de agua en él, ésta es considerada una de sus principales ventajas. La precisión de la tecnología en el extremo superior de los rangos de corte de agua es muy alta, ya que mientras mayor sea ésta, el porcentaje de error disminuye, lo cual propicia una confiabilidad muy alta. Otra de sus ventajas radica en el hecho de que

esta tecnología no se ve afectada por los cambios en la salinidad, densidad o gas en el flujo.

Sin embargo, en cortes de agua bajos ofrece poca precisión, limitando así el número de aplicaciones adecuadas. Por ejemplo, este tipo de tecnología no es apropiada para los procesos de transferencia de custodia, cuyos aceites presentan alrededor de 0 – 3% de agua.

Se debe tomar en cuenta que este tipo de tecnología tiene una región de muestreo muy definida. En ésta se emite un haz infrarrojo, el cual se refleja, absorbe y dispersa sobre una región pequeña representativa de una muestra, por lo cual este haz estrecho puede, o no, proporcionar una medida verdadera de todo el flujo del proceso.

3.5 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA UTILIZANDO LA DENSIDAD.

La medición de la densidad es la única metodología que usa una solución mecánica para medir el corte de agua, y ésta es realizada típicamente con un medidor de flujo tipo Coriolis. Como se mencionó en el capítulo 3, para desarrollar la medición de densidad, el fluido entra a unos tubos de flujo los cuales son mecánicamente puestos a vibrar a una cierta frecuencia. Como la densidad del fluido cambia, la frecuencia a la cual los tubos oscilan también cambia. Por lo tanto, el corte de agua puede ser determinado a partir de estos cambios. Se requiere conocer la densidad inicial del agua y del aceite, ya que la salida del medidor Coriolis muestra las densidades de los fluidos combinados. Este medidor, electrónicamente, lee esa densidad de salida y realiza los cálculos necesarios para resolver la única variable asumida, el corte de agua.

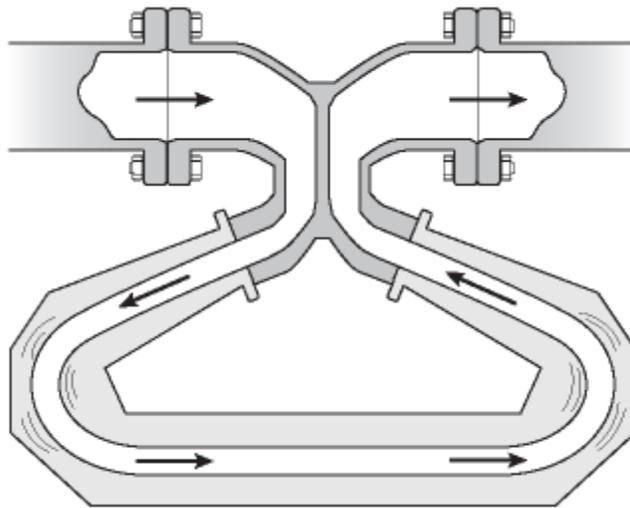


Figura 3.4 Esquema de dirección de flujo en un medidor tipo Coriolis
(Metek, 2015)

La medición de la densidad nos brinda la capacidad de medir el rango completo. Incluso provee información adicional (gasto y temperatura) que puede usarse para la optimización de los procesos. El inconveniente de esta metodología se presenta cuando las variables del proceso comienzan a cambiar. Un cambio en la salinidad o la entrada de gas afecta significativamente la precisión del dispositivo y por lo tanto la medición del corte de agua.

En este tenor, el uso de la densidad para medir el corte de agua se ha limitado usualmente para la medición en aceites ligeros, debido a la estrecha diferencia que se aprecia en los aceites pesados y el agua. Así mismo, este tipo de medición encuentra diversas incertidumbres cuando se aplica a mediciones de procesos de recuperación secundaria debido a la inyección de agua con aditivos o químicos (Metek, 2015).

3.6 CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO

Como se ha descrito, cada tecnología presenta sus propias ventajas y desventajas, es por ello que los operadores deben tomar en cuenta las características del proceso al cual los medidores serán sometidos para elegir la indicada. A continuación se mencionan los

principales factores que tienen un efecto significativo al momento de realizar la medición del corte de agua.

- **Densidad:** Cualquier variación en la densidad (grados API) tiene un efecto significativo en la medición de la capacitancia, de las microondas y en el de Coriolis. Tanto la medición por capacitancia y por microondas están basadas en las propiedades eléctricas de la mezcla. Es por ello, que algún cambio en estas propiedades, en este caso el dieléctrico del aceite, afecta la técnica de medición. El gas presente causa un cambio adicional al dieléctrico neto de un fluido que ahora tiene una mezcla de gas asociado, aceite y agua. Cualquier cambio en la densidad API requerirá una recalibración de los valores iniciales insertados en el sensor.

En un esfuerzo para solventar los problemas de la medición de la densidad, se han hecho pruebas para usar dos medidores en conjunto, por ejemplo, el medidor Coriolis junto con los medidores por microondas o por capacitancia para llegar a una salida ya corregida.

Así mismo, los fabricantes de los medidores ofrecen un rango sobre las variantes de densidad que sus dispositivos pueden abarcar, es por ello que los operadores deben conocer las variaciones que podrían presentarse en sus procesos y de esa manera elegir la tecnología apropiada para manejarlas (Metek, 2015).

- **Salinidad:** Un incremento en la salinidad conlleva a uno en la conductividad del fluido, teniendo un efecto significativo en la medición de corte de agua. Cualquier instrumento o dispositivo que dependa de la conductividad del agua o que emita una señal de transmisión dependiente de las propiedades del fluido serán afectados de manera considerable por este cambio en la salinidad.

Los efectos de la salinidad tienen un impacto muy fuerte a altos cortes de agua, en los cuales ésta representa la fase continua. Cuando ésta es el aceite, las sales del agua tienen un efecto muy pobre sobre la conductividad, ya que el aceite actuará como aislante. Una vez que esto cambia, el agua, como fase continua, hace al fluido altamente conductor y el contenido de sal amplifica la trayectoria eléctrica.

Las cuatro tecnologías han mostrado diversas respuestas a los cambios en la salinidad (conductividad). Algunos errores se han asociado con la salinidad en los dispositivos basados en microondas, principalmente en donde la fase continua es el agua dada su conductividad. Los dispositivos de microondas son calibrados para una conductividad específica y un cambio en esta propiedad resultará en un error de calibración.

Los fabricantes de la tecnología capacitiva diseñan su elemento de sensor coaxial para alcanzar la saturación total de la señal e ignoran los cambios en la conductividad. La ventaja de una sonda saturada es que la señal detecta cambios en el corte de agua sólo mientras la sonda permanezca saturada. La desventaja tiene lugar cuando el cambio de conductividad es suficientemente alto como para que la sonda pierda saturación, entonces la electrónica no mostrará el valor correcto (Metek, 2015).

- **Temperatura:** La densidad, y por lo tanto la constante dieléctrica del fluido, son afectados por los cambios de temperatura del proceso. Como es sabido, a medida que la temperatura aumenta, la densidad disminuye, reduciendo así el dieléctrico, provocando entonces un error en la medición del corte de agua. Estos cambios de temperatura no tienen la misma repercusión que tienen los cambios en densidad y salinidad. Sin embargo, el corregir las mediciones por temperatura, aumenta la precisión y repetibilidad. En aplicaciones de transferencia de custodia, una variación de 0.5% puede tener una implicación importante, y en la corrección del valor dado por este criterio puede encontrarse la solución (Metek, 2015).
- **Muestra homogénea:** El elemento de detección debe estar expuesto siempre a una muestra representativa del fluido para realizar una medición precisa. Un problema que se observa comúnmente en las condiciones de proceso es que los baches de aceite, gas o agua lleguen al elemento de medición. Estos baches son generalmente causados por alguna separación antes que de pase al área de detección del instrumento. Esta separación resulta crítica en cortes de agua arriba del 50% debido a las diferencias de las propiedades de los fluidos, haciendo que parte de la emulsión aceite/agua se separe y quedé una fase de agua libre. Al

sucedier esto, el instrumento de medición se somete a fluidos diferentes. Los dispositivos de corte de agua asumen que están midiendo una sola fase en su área de detección, cuando en realidad tienen un flujo multifásico en él. La eliminación del agua libre, a través de procesos adicionales de separación y la adición de mezcladores en línea, es la solución más común para proveer una muestra representativa al elemento de medición (Metek, 2015).

3.7 CAPACIDADES INDIVIDUALES DEL PRODUCTO

El sólo escoger el medidor con la tecnología adecuada para nuestros procesos resulta ser una labor muy meticulosa, ahora, para cada tipo de medidor existen diversos fabricantes que los ofrecen, haciendo de la selección de estos dispositivos una tarea compleja. Todos se basan en las tecnologías descritas anteriormente, por lo tanto, es necesario identificar otras características que permitan la selección de los mismos.

- Rango de precisión: Algunos dispositivos están limitados a ciertos rangos de cortes de agua. Las mediciones por microondas ofrecen una excelente precisión a lo largo de todo el rango de corte de agua, es por ello que su precio resulta ser elevado. Por su parte, los instrumentos basados en espectroscopia están disponibles para medir altos cortes agua, pero no resultan ser aplicables para bajos porcentajes de agua. En contraste, los dispositivos capacitivos presentan una precisión muy buena a cortes de agua muy bajos, pero se encuentran limitados al punto de inversión de fases agua/aceite (Metek, 2015).
- Salida de comunicación: todos los instrumentos proporcionan salidas estándar de 4-20 mA, sin embargo, los fabricantes han equipado sus dispositivos con capacidades adicionales, utilizando protocolos digitales y comunicaciones inalámbricas. Al incorporar otras técnicas de comunicación, la electrónica del instrumento puede transmitir los cálculos de densidad, temperatura y de aceite neto. De esta manera se reduce la necesidad de adicionar otros sensores, reduciendo con ello los gastos que estos implicarían (Metek, 2015).

- Diseño del sensor: existen varias opciones para montar un sensor. Todo ello depende de la configuración que se le requiera o las consideraciones y disposición de las instalaciones. Entre los más comunes están la pieza de carrete de doble brida. La **Figura 3.5** muestra la disposición típica para sensores de corte de agua de tipo carrete.

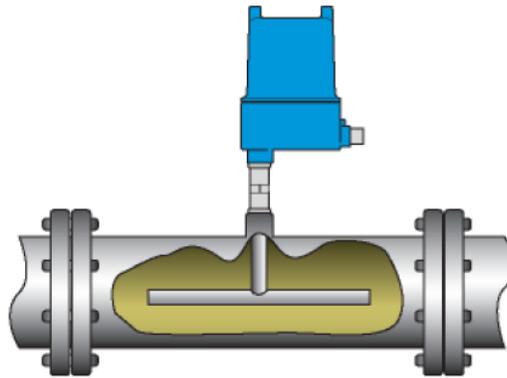


Figura 3.5 Esquema de la instalación típica de los medidores de corte de agua.
(Metek, 2015)

- Cálculo del aceite neto: el integrar este cálculo en los dispositivos informáticos de los medidores es un factor de peso a la hora de seleccionar un medidor. Un paquete con los cálculos para el aceite ofrece a los usuarios ayuda al simplificar la necesidad de recabar información individual para los cálculos de este tipo.
- Puesta en operación: se requiere un conocimiento especializado y experiencia durante la instalación de un nuevo medidor de corte de agua, a fin de aprovechar al máximo el dispositivo. Debido a la complejidad de las tecnologías usadas, los factores decisivos para la instalación y los servicios de puesta en operación se han vuelto necesarios para los operadores, ya que se requiere el soporte local de técnicos.
- Precio: los precios varían de acuerdo al producto seleccionado, con las capacidades que cada uno pueda ofrecer. Comunicaciones de salida digitales extra o los cálculos para el aceite neto incorporado aumentan los costos de estos.

3.8 REQUISITOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE LOS MEDIDORES DE FRACCIÓN DE AGUA FISCALES.

Para usar un medidor de corte de agua en una aplicación fiscal, se requiere que el medidor haya sido evaluado bajo diversas condiciones de incertidumbre en la medición de la fracción de agua.

Para dicha evaluación debe incluirse la incertidumbre de las cantidades de entrada al medidor y las relaciones funcionales usadas. La evaluación también debe incluir la implementación de los modelos y procedimientos de medición del equipo, con el propósito de considerar como se comportaría en una aplicación fiscal.

Adicionalmente a las características antes descritas, se requiere realizar una evaluación (cuantitativa y cualitativa) de la tecnología que se esté usando para esta aplicación y considerar la respuesta del medidor bajo algún flujo inesperado en el sistema. Algunos de estos pueden ser:

- Variaciones de salinidad
- Gas libre
- Flujo no homogéneo
- Químicos
- Arcillas
- Pérdida de presión
- Vibraciones
- Cavitación
- Variaciones de la presión y temperatura del ambiente
- Arenas
- Variaciones de la viscosidad.

Los resultados de la evaluación deben ser documentados apropiadamente y la información debe estar disponible para una reevaluación del trabajo (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004).

3.9 CONSIDERACIONES GENERALES DE INSTALACIÓN

3.9.1 MEZCLA HOMOGÉNEA.

Hay muchas maneras de proveer una mezcla correcta de las fases del flujo a través del diseño propio de la instalación. El medidor puede ser instalado aguas abajo de una bomba, de un mezclador o de muchas conexiones T's.

La principal consideración durante la etapa de diseño de la instalación debe ser el asegurarse de que el medidor de corte de agua pueda medir una parte representativa de la fracción de agua del flujo principal a cualquier gasto de flujo. La presencia de gas puede afectar la medición del medidor, por ello se recomienda mantener una fase líquida continua.

3.9.2 RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN

Cada fabricante tiene sus propias especificaciones para la instalación de sus equipos, con el objeto de obtener un mejor desempeño y para una larga duración. Los requerimientos pueden variar dependiendo de si se trata de una instalación vertical u horizontal, si se requieren tuberías rectas aguas arriba o T's, ya que las velocidades de flujo mínimas o máximas críticas podrían ser modificados por algunos de estos dispositivos.

En cualquier industria el detener operaciones para realizar mantenimiento o calibración de los equipos resulta costoso, es por ello que el programa para este fin debe ser realizado de manera que las horas que se pierdan al hacerlo sean las mínimas. Esto indica que la forma de llevar a cabo estas operaciones debe ser prevista antes de la instalación. El diseño de las instalaciones debe permitir el acceso seguro a ambas partes del medidor, a la parte del sensor y la electrónica, cuando se realice algún mantenimiento de rutina, reparación, etc.

Al efectuar la comprobación de la reproducibilidad con un fluido de propiedades conocidas, la instalación debe permitir que la sección del sensor sea completa y fácilmente llenada por el fluido por medio de una tubería, válvula o bomba sin ser

necesario retirar el sensor del medidor de la tubería. En cambio, si se utiliza aire para la comprobación, el diseño debe facilitar el drenaje y purga en la sección del sensor.

3.9.3 PROXIMIDAD A LA INSTRUMENTACIÓN RELACIONADA.

El OWD se debe instalar cerca y bajo las mismas condiciones de flujo que los demás instrumentos relacionados con el proceso de medición, tales como el transmisor de temperatura, densitómetro y el medidor de flujo. De esta manera, es posible configurar, calibrar y solucionar los problemas del OWD a través de un enlace digital desde una unidad computarizada en un área segura. se logran reducir los requerimientos de conversión de los valores de salida entre estos dispositivos (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004).

3.9.4 TIPOS DE TOMA DE MEDICIÓN

Al diseñar la instalación del OWD es importante conocer si se colocará en la tubería principal o en un circuito de muestra. Realizar la medición directamente en la tubería principal, requiere de un medidor de corte de agua de diámetro completo, que mida el porcentaje de agua a lo largo de toda la sección transversal de la tubería. Este tipo de arreglo nos proporciona menor incertidumbre que el de circuito de muestra; sin embargo, ofrece una menor flexibilidad cuando otras operaciones deben ser realizadas, además de limitar el uso de dispositivos que permiten una mejor mezcla de la corriente. La instalación debe diseñarse de manera que el medidor pueda ser removido para ser calibrado o se someta a mantenimiento, incluso en tiempos que no estaban programados. Esto produce en el proceso un tiempo muerto, que junto a la adición de válvulas para detener el flujo, incrementan el costo de operación.

Por otro lado, efectuar la medición en un circuito de muestra de 1" o 2" ofrece una mayor oportunidad de optimizar el diseño con respecto a la calibración del equipo y el mezclado del agua y el aceite. Es requerido estar atento a la velocidad del fluido entrante al circuito de muestra, esta velocidad debe ser igual o mayor a la velocidad del flujo en la tubería principal, por ello, este tipo de arreglo cuenta con dispositivos que indican la falla de una bomba o si el gasto de flujo está por debajo de un mínimo valor establecido.

Dado que solo una porción del flujo principal entra al circuito de muestra, se deben evitar caídas de presión abruptas, por lo que el diámetro de la tubería a lo largo de todo el circuito de muestra debe ser uniforme evitando también una posible cavitación. Un sensor de 1" o 2" es propenso a ser afectado por distintos factores con respecto a uno de 12", por lo que la calibración es constante y la prueba de precisión es realizada en diversas ocasiones; sin embargo, este arreglo es diseñado para que estas tareas no requieran mucho trabajo, debido a que los equipos utilizados son más ligeros y pequeños.

3.9.5 MEDIDOR DE CORTE DE AGUA: SENCILLO O DOBLE

El mantenimiento periódico de los equipos requiere su puesta fuera de operación por un cierto periodo de tiempo. Los procedimientos de la compañía, la calidad del proceso del fluido, el diseño de la instalación, entre otras cosas, determinarán el tiempo y la frecuencia que el medidor permanecerá inoperante. Es por ello que en ocasiones se opta por la adición de un segundo medidor de corte de agua en el diseño. La instalación de dos medidores de agua es una ventaja durante los procesos de mantenimiento de los mismos, también son una fuente de certidumbre en la medición ya que la verificación de las lecturas obtenidas por ambos sirve para detectar fallas en cada uno de ellos y corregirlas.

Los arreglos que se hagan en el diseño de su instalación dependerán de las exigencias de la misma. A continuación se describen los más comunes.

- Instalación en cada tren de medición. Se instala un OWD aguas abajo de cada medidor de flujo. En esta configuración la incertidumbre se presenta cuando el agua se distribuye entre todas las salidas de fluidos, sin embargo, si se promedia la medición de todos los medidores el resultado podría representar la fracción de agua total. Dado que la configuración de medidores en serie tiene la incapacidad de indicar error en alguno de sus puntos, los dispositivos no pueden ser usados para detectar fallas en el sistema.

- Dos medidores en serie. El instalar dos medidores en serie permite obtener redundancia y tiempos operativos del 100%. De igual forma, al usar los valores de salida de ambos la incertidumbre se ve reducida. Los dos medidores estarán expuestos por igual a factores de corrosión y de depósitos no deseados, lo cual hace a ambos susceptibles de errores y señales de salida equívocas. De esta manera, este arreglo proporcionará redundancia pero no advertirá sobre posibles fallas en el sistema (The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004).
- Configuración Master-Duty. El concepto Master-Duty es uno de los que proveen una indicación de error fiable. Este arreglo tiene un medidor en servicio (Duty) de manera continua y un medidor maestro (Master) fuera de operación. El medidor maestro se instala aguas arriba o aguas debajo del medidor en servicio en un bypass con un juego de válvulas que permiten su aislamiento. El fluido solo se hace pasar por el medidor maestro cuando se requiere hacer una calibración secundaria del medidor en servicio, o como lectura de respaldo cuando se pone fuera de operación el medidor de servicio para ser verificado, reparado o puesto en mantenimiento. Es deseable que el medidor maestro no esté en contacto con los procesos tanto tiempo como el medidor de servicio, ya que este último tiene posibilidad de dañarse por la cantidad de factores a los que está expuesto, y si el medidor maestro, que es usado como referencia, también falla, la probabilidad de poner fuera de operación a ambos para ser calibrados es alta.

3.10 EJEMPLOS DE INSTALACIÓN

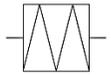
En esta sección incluiremos algunos esquemas que ejemplificarán los diferentes arreglos para la instalación de los medidores de corte de agua, por ello se enlistan los siguientes símbolos para su comprensión.



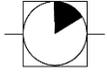
Medidor de flujo



Válvula



Mezclador estático



Medidor de corte de agua



Bomba

Considerando la elección entre medición en la tubería principal y circuito de muestra, así como entre un solo o doble medidor, se crea un amplio rango de posibles variantes de instalación.

La siguiente lista resume los tipos de instalación más comunes.

- 1) Medidor de corte de agua instalado en la tubería principal, aguas abajo o arriba de una estación de medición.
- 2) Medidor de corte de agua instalado aguas abajo o arriba de cada medidor de flujo.
- 3) Medidor de corte de agua instalado en un circuito de muestra.

Además, cada uno de estos puede subcategorizarse como se ve en las figuras de la siguiente tabla:

	Sencillo	En serie	Master-Duty	Paralelo
Tubería principal	Fig. 3.6	Fig. 3.7	Fig. 3.8	
En cada tren de medición				Fig 3.9
Circuito de muestra	Fig. 3.10	Fig. 3.11	Fig 3.11	

Tabla 3.1 Esquemas de diferentes arreglos de instalación
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

3.10.1 INSTALACIÓN EN LA TUBERÍA PRINCIPAL

La configuración más básica de un solo OWD de agujero completo instalado directamente en la tubería principal, ya sea, aguas abajo o aguas arriba de la estación de medición se muestra en la figura 3.6.

Para situaciones no ideales (alto corte de agua y baja velocidad) un mezclador es instalado aguas arriba del medidor de corte de agua.

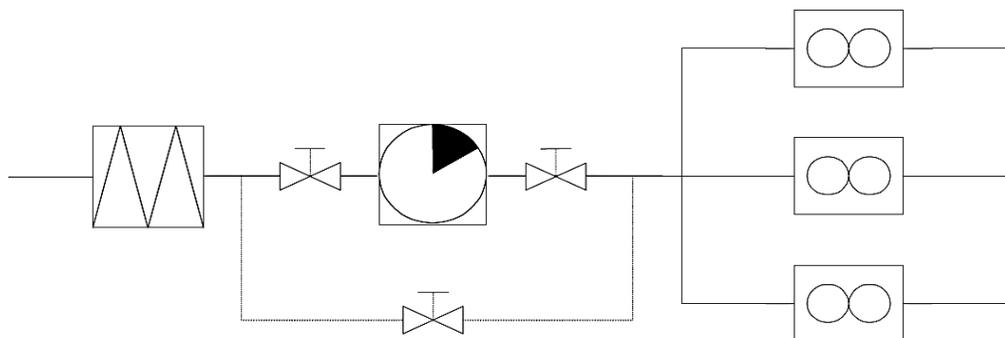


Figura 3.6 Medidor de corte de agua instalado en la línea principal aguas arriba de la estación de medición.
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

Las ventajas de este arreglo son:

- No requiere válvulas o tuberías adicionales.
- Provee baja incertidumbre de nivel operacional, por lo que el alto grado de exactitud permite una medición cercana a la real.
- Dado que el medidor es de diámetro completo, los depósitos no deseados no representan un problema mayor.

El principal inconveniente de esta configuración se presenta cuando el dispositivo requiere ser calibrado o puesto en mantenimiento, ya que esto no puede ser posible si no se detiene la operación. Una alternativa para esta situación es colocar un bypass con diámetro igual a la tubería principal con sus correspondientes válvulas.

En la tubería principal es posible tener también una configuración en serie de dos medidores, como se indica en la **Figura 3.7**, así como un bypass que cruce todo el ensamblaje. Esto permite que por motivos de mantenimiento, calibración o falla, los medidores puedan ser sacados de operación sin interrumpir el proceso. Además, hace posible comparar los valores de cada uno, lo cual disminuye la incertidumbre en la medición. Sin embargo, este tipo de arreglo no provee al operador la detección de falla de alguno de los medidores, debido a que son expuestos por las mismas condiciones de

flujo y pueden ser alterados sin poderse percatar de ello. De igual manera, durante la activación del bypass, la medición de corte de agua no será realizada ya que los medidores no estarán en operación.

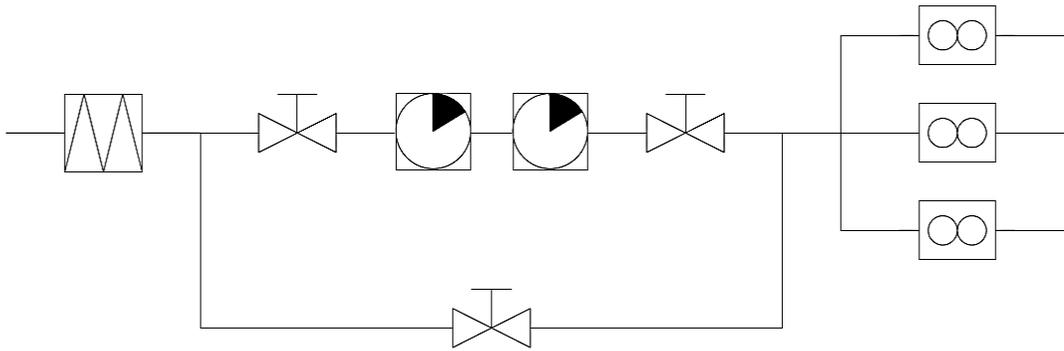


Figura 3.7 Doble medidor de corte de agua en serie instalados en la tubería principal aguas arriba de la estación de medición
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

La instalación de tipo Master-Duty, como se muestra en la **Figura 3.8**, permite realizar un proceso de mantenimiento y calibración sin detener las operaciones por completo. Además, los depósitos, incrustaciones, contaminación o corrosión que se desarrolle dentro de la tubería no se harán de igual manera en ambos medidores, ya que las horas de operación del medidor maestro son menores que las del medidor de servicio. El medidor maestro puede ser usado para verificar, inclusive para ajustar, al medidor de servicio a ciertos intervalos. Las ventajas de esta configuración pueden verse mermadas si el diseño no se realiza con el debido cuidado. Los dos medidores de corte de agua pueden ser instalados lo más cercanos posible para evitar variaciones rápidas en la fracción de agua. Sin embargo, si son demasiado cercanos entre sí la comparación de las lecturas podría ser difícil o irrelevante. Otra desventaja se presenta cuando el medidor maestro requiere someterse a calibración, mantenimiento o limpieza, ya que requiere la detención de las operaciones por completo. Ante esta circunstancia, la figura 3.8 presenta un bypass para solucionar este contratiempo. Este tipo de configuración está limitado por las condiciones de espacio en las instalaciones, aspecto que también debe ser tomado en cuenta.

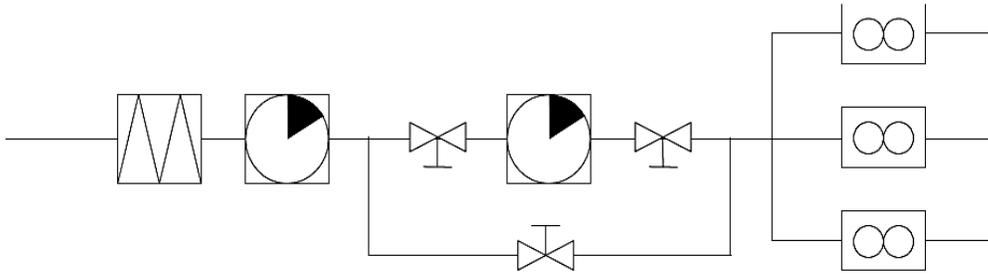


Figura 3.8 Doble medidor de corte de agua instalado en configuración Master-Duty, aguas arriba de la estación de medición
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

3.10.2 INSTALACIÓN AGUAS ARRIBA O ABAJO DE UN MEDIDOR DE FLUJO EN CADA TREN DE MEDICIÓN

Al instalar el medidor de corte de agua aguas arriba o debajo de cada medidor de flujo en los trenes de medición, la corriente es medida a agujero lleno como indica la **Figura 3.9**. Si la estación de medición tiene más de un tren de medición, se deben instalar más medidores de corte de agua que con la instalación en serie o de tipo Master-Duty.

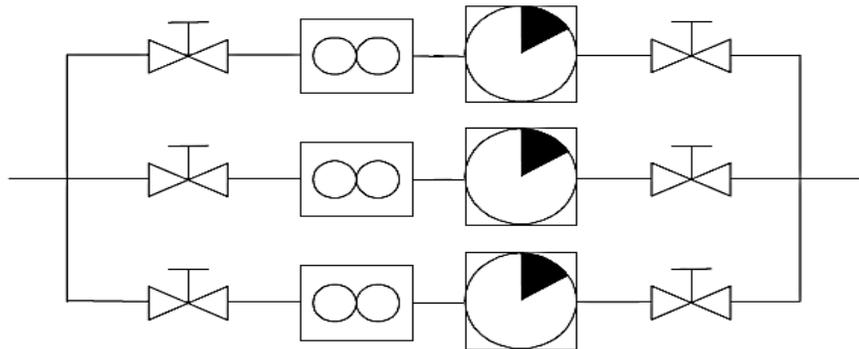


Figura 3.9 Medidores de corte de agua instalados en cada corrida de medición en la estación de medición
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

3.10.3 INSTALACIÓN EN UN CIRCUITO DE MUESTRA

El OWD puede ser instalado en un circuito de muestra, de manera separada o en conjunto con algún medidor de densidad o sistema de muestreo, como se ejemplifica en la **Figura 3.10**. Cuando se diseña este tipo de arreglo, se debe tener seguridad que una porción representativa del flujo principal es conducida al circuito. Aún con todas las recomendaciones, no siempre resulta sencillo cumplir estas condiciones. Es por ello, que estas configuraciones presentan una incertidumbre muy alta en comparación con los arreglos hechos en la línea principal. Sin embargo, una de las ventajas que este arreglo proporciona es que el medidor de fracción de agua y el densitómetro se pueden instalar en serie, operando a las mismas condiciones; de esta manera, la medición de densidad es usada para corregir las mediciones de WLR (Water in liquid ratio). En este tipo de arreglo no hay ningún medidor de respaldo, por lo que las mediciones no ocurrirán en el momento de un mantenimiento o calibración. El arreglo es fácil de manejar cuando se le deba realizar algún servicio o calibración debido a su pequeño tamaño.

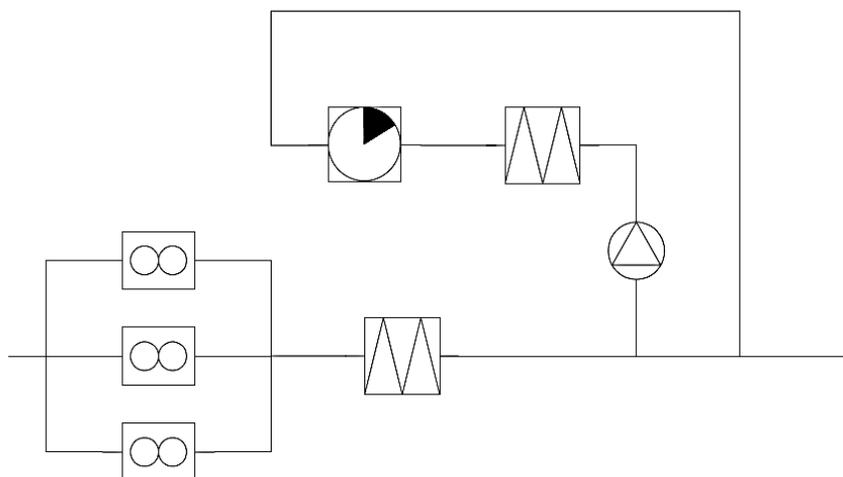


Figura 3.10 Medidor de corte de agua instalado en un circuito de muestra, aguas abajo de la estación de medición
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

Un circuito de muestra permite tener más libertad para optimizar la instalación al obtener mejor redundancia, mantenimiento, calibración, etc. Por ejemplo, la **Figura 3.11** muestra un arreglo con dos medidores en serie, y dado que el tamaño de las válvulas y tuberías involucradas en este tipo son pequeños, permiten manejar estas operaciones

con mayor facilidad. Cabe destacar que este tipo de arreglo está limitado por el espacio en las instalaciones, así como por el costo que representarían los equipos adicionales.

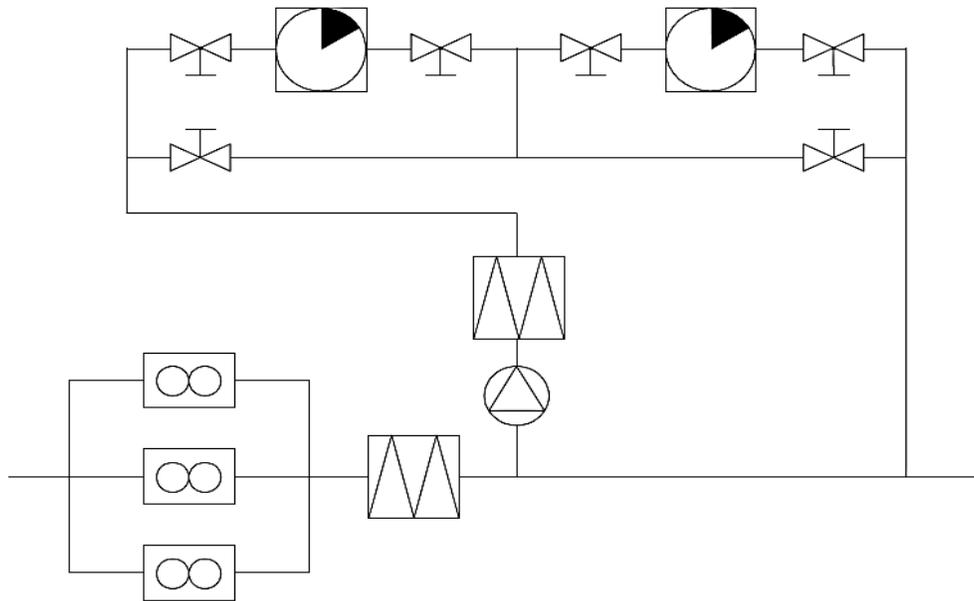


Figura 3.11 Dos medidores de corte de agua en serie, instalados en un circuito de muestra/ Configuración Master-Duty en un circuito de muestra

(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

Es posible convertir el arreglo antes descrito en uno de tipo Master-Duty operando una válvula. Si un medidor (medidor maestro o Master) es cerrado durante una operación normal, se puede abrir para que el operador verifique el otro medidor (medidor de servicio o Duty). Como el flujo solo fluye a través del medidor maestro por periodos cortos de tiempo es poco probable que llegue a existir alguna acumulación de depósitos a largo plazo como sucedería en el medidor de servicio.

CAPITULO 4: MEDIDOR MULTIFÁSICO

Medir una corriente de flujo multifásico sin la necesidad de separar las fases se ha convertido en una prioridad para los operadores, ya que es posible realizarla sin necesidad que el fluido haya sido procesado, por lo que el uso de Medidores de Flujo Multifásico (MFM) puede conllevar ahorros en los costos para instalaciones iniciales. Sin embargo, debido al incremento en la incertidumbre en la medición, se realiza un análisis de costo-beneficio sobre la expectativa de vida del proyecto para justificar su aplicación.

Los MFM pueden proporcionar un monitoreo continuo de la producción del pozo y por lo tanto una mejor explotación del yacimiento. A pesar de ello, esta tecnología es compleja y tiene sus limitantes; por lo tanto, se debe tener cuidado al planear instalaciones equipadas con varios medidores de este tipo. Una de las limitantes de la tecnología de medición multifásica es su incertidumbre, la razón principal de esto, comparada con la de un medidor de flujo en una sola fase, es que estos miden fluidos sin procesar y más complejos de lo que miden aquellos de una sola fase.

Una segunda limitante en un medidor multifásico es el extraer muestras representativas. Mientras muestras de distintos fluidos son fácilmente obtenidas de las salidas unifásicas de un separador de prueba, aún no existe un estándar o algún método simple para realizar este procedimiento con una corriente multifásica, ya que la mayoría de los medidores multifásicos en el mercado necesitan algún tipo de información *a priori* sobre las propiedades que serán medidas (densidad, permeabilidad del aceite y/o agua, conductividad, salinidad). Esta información debe estar disponible y ser actualizada regularmente.

Un MFM es capaz de proveer el mismo tipo de información sobre los fluidos producidos que un separador de prueba, pero ocupando un menor espacio en las instalaciones: las dimensiones típicas de MFM están en el orden de un metro, siendo menos voluminoso que un equipo de separación convencional. Este dato es de particular importancia para las plataformas en mar abierto, donde el espacio es de los aspectos

más críticos a considerar: optar por tener un MFM optimiza el espacio en la plataforma y los requerimientos de carga en las instalaciones, permitiendo que se retiren líneas de producción no requeridas.

Como un extra, los MFM proveen medición en tiempo real de las diferentes fases, mientras que en las pruebas de separador solamente obtenemos valores generales con largos tiempos de operación. Esta respuesta rápida en tiempo permite que los costos operativos se reduzcan significativamente.

Tratándose del principio de funcionamiento, estos equipos utilizan los parámetros físicos como la densidad del gas y del líquido, viscosidad, tensión superficial, etc., efecto de los regímenes de flujo, los cuales están directamente relacionados con el diámetro de la tubería. Por ejemplo, si el flujo de gas y líquido se mantienen constantes y el diámetro de la tubería es reducido de 4" a 3", la velocidad superficial del líquido y del gas aumentarán en un factor de 16/9, por lo que un cambio en el régimen de flujo es de esperarse.

La mayoría de los pozos presentan cierto tipo de flujo multifásico en alguna parte de la tubería. Aunque la presión en el fondo del pozo pueda estar sobre el punto de burbuja, la pérdida de presión gradual del aceite al estar fluyendo del fondo del pozo a la superficie lo lleva a una mayor liberación de gas. El término velocidad superficial es usado comúnmente en los ejes de los mapas de regímenes de flujo. Por ejemplo, la velocidad superficial del gas es la velocidad medida como si éste estuviera fluyendo en la tubería sin líquidos, en otras palabras, el gasto total de gas entre la medida del área de la sección transversal de la tubería. Para la velocidad superficial del líquido puede hacerse el mismo análisis, lo que nos da como resultado la siguiente ecuación:

$$v_{s,gas} = \frac{Q_{gas}}{A}, \dots\dots\dots(4.1)$$

$$v_{s,líquido} = \frac{Q_{líquido}}{A}, \dots\dots\dots(4.2)$$

donde:

$v_{s,gas}$ Es la velocidad superficial del gas [m/s]

$v_{s,líquido}$	Es la velocidad superficial del líquido [m/s]
Q_{gas}	Es el gasto volumétrico del gas [m ³ /s]
$Q_{líquido}$	Es el gasto volumétrico del líquido [m ³ /s]
A	Es el área transversal de la tubería [m ²].

La suma de las velocidades superficiales es la velocidad de la mezcla multifásica.

$$V_m = v_{s,gas} + v_{s,líquido} , \dots\dots\dots(4.3)$$

donde:

V_m Es la velocidad superficial de la mezcla [m²].

Sin embargo, esta expresión es una velocidad derivada y tiene un valor significativo únicamente si el flujo multifásico es homogéneo y libre de resbalamiento.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUJOS MULTIFÁSICOS

Podemos realizar dicha clasificación de acuerdo al patrón de flujo.

4.1.1 FLUJOS VERTICALES

La velocidad superficial del gas en este tipo de flujos incrementará y el flujo multifásico cambiará entre todas las fases: burbuja, bache, agitado y anular. Nótese que, para una particular velocidad superficial del gas, el flujo multifásico es anular para todas las velocidades superficiales del líquido.

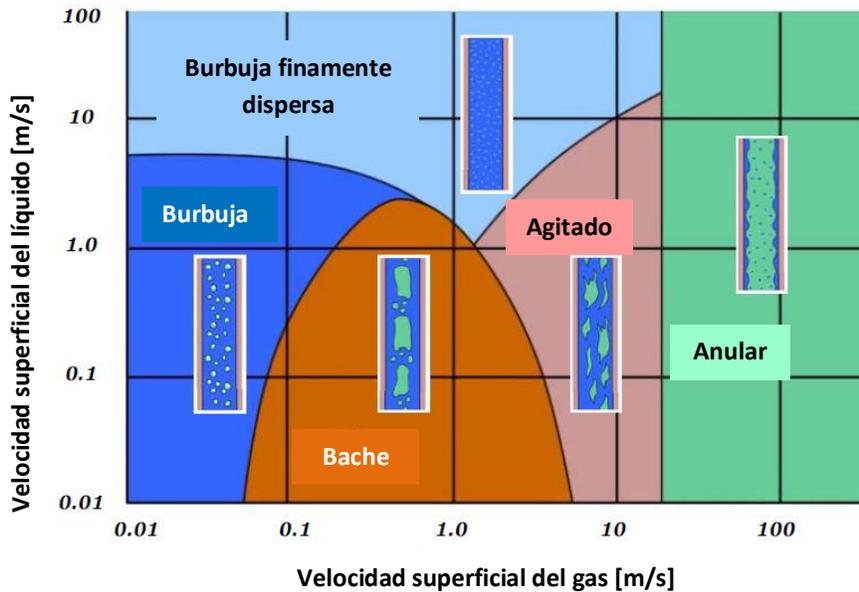


Figura 4.1 Mapa de flujo vertical

(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

4.1.2 FLUJO HORIZONTAL

En el flujo horizontal las transiciones también son función de factores como el diámetro de la tubería, tensión interfacial y la densidad de las fases. El siguiente gráfico es una ilustración cualitativa de cómo las transiciones de un régimen a otro son dependientes de la velocidad superficial del gas y del líquido en el flujo multifásico horizontal. Una ilustración como la siguiente será válida únicamente para una tubería, presión y tipo de sustancia en específico.

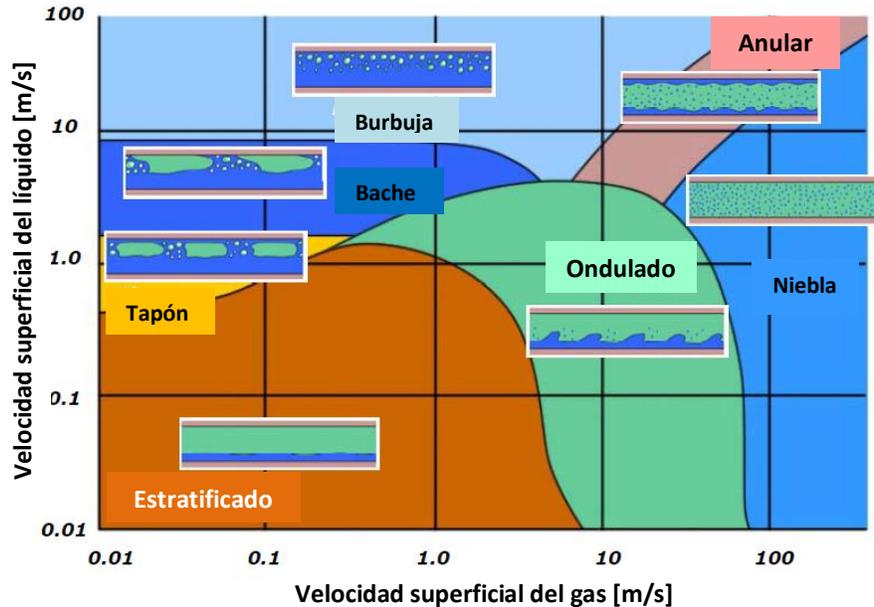


Figura 4.2 Mapa de flujo horizontal

(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

4.1.3 OTRA CLASIFICACIÓN

Otra manera de clasificar el flujo multifásico además de la clasificación de acuerdo al patrón de flujo, es de acuerdo a la fracción volumen de gas GVF (de acuerdo a las siglas en inglés). Este método de clasificación es relevante para la medición multifásica. Normalmente se espera que un medidor que muestra principalmente un flujo de líquido con una pequeña fracción de gas sea significativamente diferente de uno diseñado para operar en lo que generalmente se entiende como gas húmedo (Petrogreen, 2003).

Tipo	Rango GVF indicado	Comentario
GVF baja	0 – 25%	Este rango bajo de GVF podría ser llamado también “líquido gaseoso”. En el límite inferior del rango los medidores de una sola fase tradicionales podrían proveer en muchos casos la información suficiente. En cuanto la GVF incrementa se espera que aumente la incertidumbre y también el riesgo de que el medidor no funcione de manera correcta.
GVF moderada	25% - 85%	El GVF moderado es el punto en el cual se puede obtener el máximo rendimiento de un MFM y donde, al mismo tiempo, los medidores tradicionales dejan de ser una opción viable.
GVF alta	85% - 95%	Al entrar en este rango el grado de incertidumbre de los medidores multifásicos incrementará, conforme las condiciones se acercan al límite superior del rango. Este aumento en la incertidumbre está también ligado a patrones de flujo aún más complejos. Con fracciones de gas grandes también la inseguridad en la medición aumentará, debido a que la porción relativa de la fracción del componente de mayor valor (en este caso el aceite) decrecerá. En algunos casos la separación parcial es usada para modificar el GVF a un rango moderado.
GVF muy alta	95% - 100%	En este rango de valores podríamos ubicar el llamado “gas húmedo”. Para la GVF de 95% el rendimiento de un medidor multifásico in-line podría ser suficiente para una prueba de pozo, optimización de la producción y aseguramiento de flujo. Para la medición en sitio, particularmente en valores de GVF cercanos al 100%, regularmente el gas es tomado como el componente con el “valor” principal y el medidor de gas húmedo representa una mejor opción. Esto corresponde a un valor de entre 0 a 0.3 aproximadamente para Lockhart-Martinelli (ecuación 4.7)

Tabla 4.1 Clasificación de GVF.
(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

4.2 CATEGORÍAS PARA MFM

Las siguientes son las principales categorías que pueden ser aplicadas en los MFM.

- Medidores In-line
- Medidores de separación
 - a) Separación completa de dos fases gas/líquido
 - b) Separación parcial
 - c) Separación en línea de muestreo
- Medidores de gas húmedo

A continuación, se muestran las principales características de estos medidores y por qué son considerados de tipo multifásico, así como los principios de medición más comunes que utilizan.

4.2.1 MEDIDORES IN-LINE

La característica principal de estos medidores es que todas las mediciones de las fracciones individuales de cada fase y el gasto total o individual de cada fase se realizan directamente en la línea de flujo multifásico, por lo tanto, no se requiere de separación y/o muestreo de los fluidos.

El volumen de flujo de cada fase es representado por la fracción del área ocupada por dicha fase multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto significa que un mínimo de seis parámetros tienen que ser medidos o estimados. Algunos MFM asumen que cualesquiera de las dos o tres fases viajan a la misma velocidad, así se reduce el número de requerimientos en la medición. En este caso, se debe emplear un mezclador o se deben establecer una serie de factores de calibración.

Los MFM in-line emplean comúnmente una combinación de dos o más de las siguientes tecnologías y técnicas de medición:

- Principios de medición electromagnética
 - Tecnología de microondas

- Capacitancia
- Conductancia
- Densitometría o espectrometría de rayos gamma
- Presión diferencial usando un tubo Venturi, V-cone u otros tipos de restricción.
- Desplazamiento positivo
- Ultrasónico
- Correlación cruzada de señales electromagnéticas, radiactivas, ultrasónicas.
(Para calcular velocidades de flujo)

4.2.2 MEDIDORES DE SEPARACIÓN

Esta clase de medidores se caracterizan por realizar una separación completa o parcial de la corriente multifásica, seguida de una medición in-line de cada una de las tres fases, para después reintegrar las fases a una sola línea de flujo. El separador de prueba que podemos encontrar en casi cualquier plataforma de producción es básicamente un medidor de separación de dos fases o tres fases. Éste separa las tres fases y muestra la cantidad de aceite, agua y gas fluyendo.

a) Separación completa de gas y líquido

Aquí la cualidad principal es la separación de la corriente multifásica, usualmente una separación total de gas y líquido. La corriente de gas es medida usando un medidor de gas unifásico con alta tolerancia al arrastre de líquidos, y el gasto de líquidos es determinado usando algún otro medidor. El gasto de agua puede ser medido posteriormente por un medidor de corte de agua.

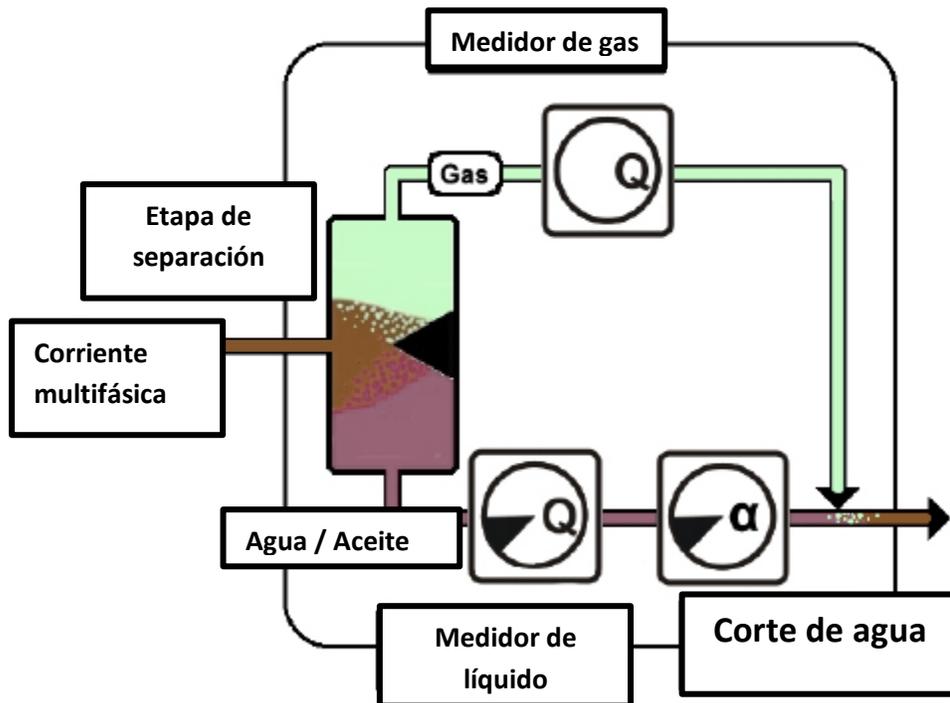


Figura 4.3 Diseño de un medidor de separación completa.
 (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

b) Separación parcial

Contrario al anterior, ahora solamente una parte del gas se separa de la corriente multifásica a una línea secundaria de medición. Ya que la separación es parcial únicamente, debemos esperar que algo de líquido sea arrastrado con la corriente de gas, por lo que es necesario emplear un medidor de gas húmedo. La corriente multifásica restante tendrá una baja GVF, por lo tanto puede operar dentro de los parámetros de diseño de algún medidor convencional.

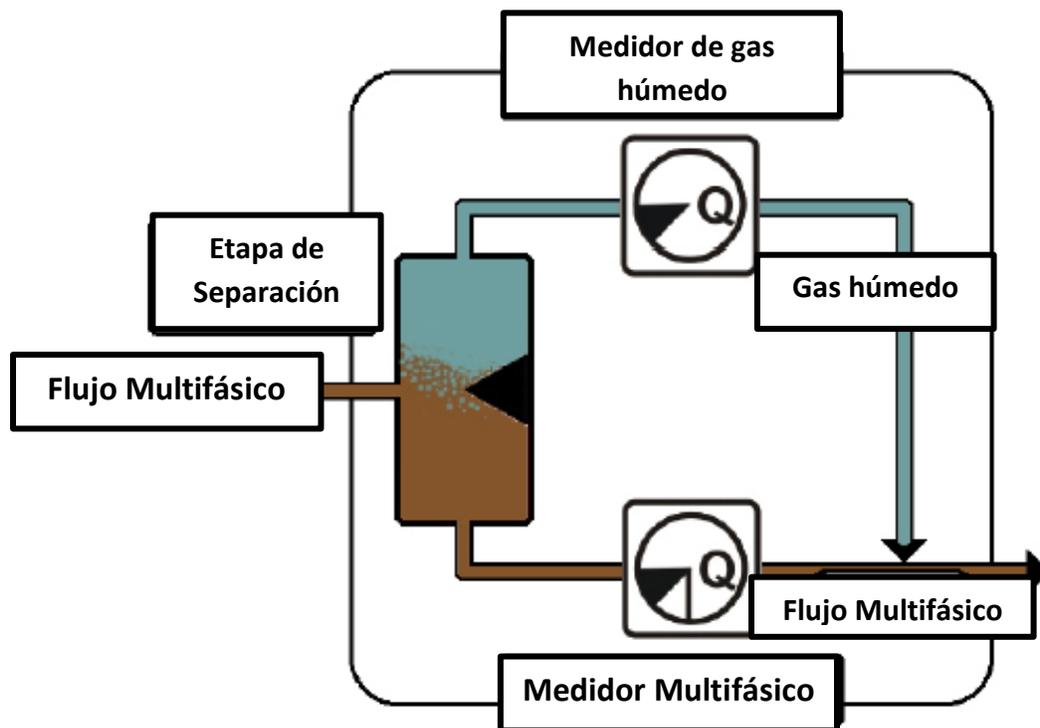


Figura 4.4 Principio de diseño de un medidor de separación parcial.
 (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

c) Separación en línea de muestreo

En este caso, la separación no es realizada como tal en la línea de flujo multifásico, sino en una tubería hacia la cual se desvía el flujo. La muestra es típicamente separada en gas y líquido, donde después puede determinarse la cantidad de agua que está inmersa en el aceite haciendo uso de un medidor de corte de agua. El gasto total de gas/líquido debe ser medido en la línea de flujo principal asumiendo que la línea hacia la cual se desvía el flujo es representativa de la principal.

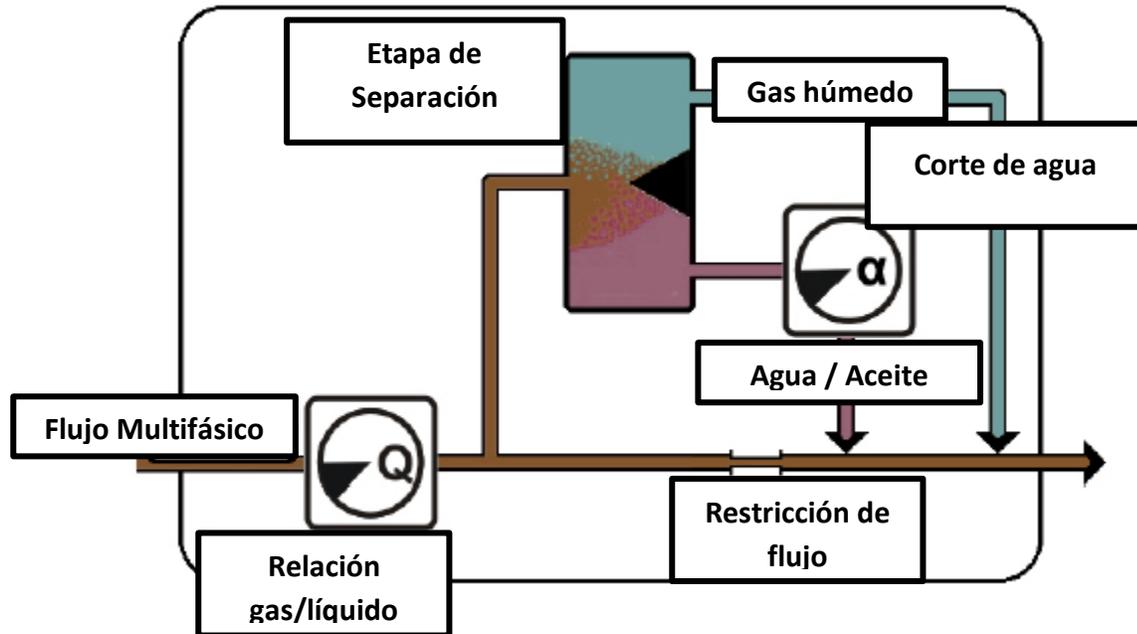


Figura 4.5 Principio de un MFM con separación en la línea de muestra.
(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

En esta configuración se requieren tres mediciones para determinar la masa y el volumen de las tres fases. Las tecnologías comúnmente usadas para este fin son:

- Relación Gas/Líquido (RGL)
 - Atenuación Gamma
 - Tubo Vibratorio
 - Irrigación de Neutrones
 - Ponderación
- Gasto Multifásico
 - Correlación cruzada usando señales radiactivas, acústicas o eléctricas.
 - Diferenciales de presión usando Tubo Venturi, Cono V o Tubo Dalí
 - Mecánicas.
- Relación de agua en el líquido (WLR, del inglés Water-in-Liquid Ratio)
 - Impedancia Eléctrica
 - Tubo Vibratorio

4.2.3 MEDIDORES DE GAS HÚMEDO

Se entiende como gas húmedo, aquél que presenta una pequeña cantidad de líquido al momento de la producción. La medición de gas húmedo se convierte en un punto importante ya que el tipo de líquido presente otorga un valor agregado al proyecto, en estos años los precios de los hidrocarburos están a la baja por lo que en muchos campos no resulta rentable instalar separadores así que se optó por instalar estos equipos, siempre que el gas en cuestión presente baja RGL (National Measurement System, 2012).

Las aplicaciones son diversas para este tipo de medidores

1. Medición de gas con algún líquido de arrastre. El líquido no es de valor y simplemente representa un problema para la medición de gas. Un medidor de una sola fase es usado normalmente, corrigiendo o teniendo en cuenta la fracción de líquido.
2. Medición de agua y pequeños cambios de la fracción de agua. Esto es notorio en el aseguramiento del flujo, con el propósito de mitigar la formación de hidratos, corrosión, etc. Esta es una tarea bastante difícil porque la fracción de agua puede ser muy baja y los cambios en la misma aún menores. Por lo tanto, el flujo de gas debe ser medido con precisión para poder determinar el flujo de agua.
3. Medición de la salinidad del agua o cambios en la misma. El propósito es el de ser capaces de monitorear los pozos por un brote de agua.

Estos medidores pueden ser instalados solos o en conjunto con un sistema de separación parcial como se mencionó anteriormente. Si contamos con un medidor de gas unifásico, se realizan las correcciones necesarias para ajustar los datos usando distintos modelos para compensar la presencia de líquido en el gas. Otros medidores pueden entregarnos el dato del flujo de dos fases simultáneamente (hidrocarburo y condensado más agua) y otros más nos muestran aceite, agua y gas, algunos pueden incluso diferenciar entre el agua producida o la condensada y el agua de formación al medir la salinidad de la misma (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005).

Los medidores de densidad nucleónicos generalmente no son utilizados porque el líquido contribuye muy poco a la densidad de la mezcla. La densidad del gas puede ser calculada de un análisis PVT de composición del gas, presión y temperatura. El contenido de agua puede ser calculado asumiendo que el gas está saturado en el yacimiento.

El flujo de gas y líquido esperado, los perfiles de flujo y eventualmente los requerimientos para la pronta detección del agua de formación junto con la incertidumbre serán la base para la selección del medidor de gas húmedo ideal de acuerdo al escenario que presenciemos.

La Relación Gas Líquido (RGL) ejerce una gran influencia sobre la lectura aparente de un medidor de presión diferencial. Durante el cálculo del flujo de gas, el computador debe tomar en cuenta la desviación producida por este parámetro. Esta desviación debe ser corregida con una correlación, preferentemente creada a partir de los datos del fluido utilizado para la instalación del medidor.

Las pruebas realizadas en gas húmedo y registradas en literatura muestran que la desviación, como la determinaron Chisholm (1967) y Murdock (1962), en placas de orificio o tubos Venturi, poseía limitantes en el alcance del régimen de flujo, incrementando la incertidumbre.

Las ecuaciones para determinar el gasto de gas seco dada una medida de gas húmedo son las siguientes:

Murdock:

$$q_g = \frac{q_{df}}{1+1.26X} , \dots\dots\dots(4.4)$$

Chisholm:

$$q_g = \frac{q_{df}}{\sqrt{1+CX+CX^2}} , \dots\dots\dots(4.5)$$

$$C = \left(\frac{\rho_l}{\rho_g}\right)^{0.25} + \left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right)^{0.25} \quad (\text{Para } X < 1), \dots\dots\dots(4.6)$$

$$X = \frac{q_l}{q_g} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}}, \dots\dots\dots(4.7)$$

donde:

- q_g Es el gasto de gas (seco) [m^3/s]
- q_{df} Es el gasto de gas calculado usando la caída de presión de las dos fases [m^3/s]
- ρ_g Es la densidad del gas [m^3/s]
- ρ_l Es la densidad del líquido [m^3/s]
- C Es el coeficiente de descarga [1]
- X Es el parámetro de Lockhart-Martinelli [1]

sin embargo, la fórmula de Murdock no incorpora un término que dependa de la presión. En lo que respecta a la fórmula de Chrisholm cuando la relación de gas/líquido es grande, el modelo no concuerda con los datos experimentales.

Un modelo reciente para la determinación del volumen de gas seco fue desarrollado por De Leeuw (1997). Este ha sido verificado por una extensa base de datos experimentales para establecer su validez. El modelo es el siguiente:

$$q_g = \frac{q_{df}}{\sqrt{1+CX+CX^2}}, \dots\dots\dots(4.8)$$

en el que C está dado por:

$$C = \left(\frac{\rho_l}{\rho_g}\right)^n + \left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right)^n, \dots\dots\dots(4.9)$$

$$n = 0.606(1 - e^{-0.746Fr_g})$$

Para $Fr_g \geq 1.5$

$$Fr_g = \frac{v_{sg}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}}, \dots\dots\dots(4.10)$$

donde:

- Fr_g Es el número de Froude [1]
- g Es la constante gravitacional [m/s^2]
- D Es el diámetro de la tubería [m]
- v_{sg} Es la velocidad superficial del gas [m/s]

el valor máximo de RGL corresponde a un parámetro de Lockhart – Martinelli de 0.3, o aproximadamente 10% libre de líquido por volumen. La incertidumbre del valor RGL debe ser menor al 10%.

Es recomendable que los límites de medición a los que estará sujeta la instalación en términos de gas seco sean determinados por el flujo del mismo. Preferentemente se debe usar un sensor de presión diferencial que permita un rechazo del 10:1 en la medición del gas, o un máximo de dos transmisores de presión diferencial midiendo en la de alta y baja.

Otras categorías de los MFM incluyen procesamientos de señales avanzados (sistemas de medición virtual), estimando las fracciones de cada fase y el gasto de las mismas al analizar la variación del tiempo de cualquiera de los sensores que se tengan disponibles en la línea de flujo multifásico. Dichos sensores pueden ser acústicos, de presión o algún otro tipo. El procesamiento de la señal puede ser a través de una red o algún otro modelo de reconocimiento de patrones como, por ejemplo, el sistema de procesamiento de señales estadístico.

Existen también sistemas multifásicos que han sido desarrollados tomando como base programas de simulación de procesos, combinados con técnicas para la estimación de parámetros de flujo. En lugar de predecir el tipo de flujo en la tubería al momento de

la llegada, su presión y temperatura pueden ser medidas en ese momento y ser ingresadas en un programa de simulación. Además, la presión y temperatura de la línea de carga o descarga también debe ser medida. Cuando la configuración de la tubería es conocida en toda su extensión junto con las propiedades de los fluidos, es posible hacer estimaciones de las fracciones de cada fase y los gastos de éstas.

4.3 PRINCIPIOS DE MEDICIÓN

Una corriente multifásica consiste de tres fases: aceite, gas y agua. Para poder deducir el flujo volumétrico individual de estas fases, las fracciones y velocidades de cada una tienen que estar definidas, sabemos que al menos seis parámetros deben ser medidos o estimados.

$$q_v = \alpha \cdot v , \dots\dots\dots(4.11)$$

donde:

- q_v Es el gasto volumétrico correspondiente a la fase [m^3/s]
- α Es la fracción de la fase [m^2]
- v Es la velocidad de dicha fase [m/s]

un medidor de flujo ideal tiene que realizar tres mediciones: fracción ocupada por cada fase, velocidad de cada fase y densidad de cada una. Dado todo esto, el gasto másico de cada fase puede ser calculado de la siguiente manera.

$$q_m = q_v \cdot \rho . \dots\dots\dots(4.12)$$

donde:

- q_m Es el gasto másico correspondiente a la fase [kg/s]
- q_v Es el gasto volumétrico correspondiente a la fase [m^3/s]
- ρ Es la densidad de la fase [kg/m^3]

La densidad del aceite y agua se obtienen mediante una prueba PVT.

Por lo tanto, los MFM son diseñados para medir la velocidad de los componentes y las fracciones de dos fases, ya que la suma de las fracciones debe ser igual a 1. El gasto de cada fase se encuentra al combinar la medida de cada fracción, de su densidad y su velocidad.

Algunos de los principios más usados para medir las velocidades y las fracciones de cada fase son los siguientes:

4.3.1 MEDIDOR VENTURI

Son usados usualmente para determinar la velocidad del flujo multifásico. En ellos la diferencial de presión a lo largo de la línea de flujo y la garganta del dispositivo es medida y puede ser relacionada al gasto a lo largo del tubo Venturi.

Esta tecnología para flujo en una sola fase es descrita en la ISO 5167:2003. Las ecuaciones destacadas en ella no pueden aplicarse directamente en el flujo multifásico y por lo tanto tienen que sufrir una modificación. Cada fabricante aplica las propias o realiza compensaciones a las ecuaciones convencionales.

4.3.2 CORRELACIÓN CRUZADA

Medir la velocidad haciendo uso de una correlación cruzada es un método de procesamiento de señales común para determinar velocidades de flujo. Algunas propiedades de flujo son medidas por dos sensores idénticos en dos puntos distintos separados por una distancia conocida. Conforme el flujo pasa por los dos sensores, el patrón medido por el primer sensor será repetido por el segundo, pasando un periodo de tiempo (dt) correspondiente al tiempo que le toma a la corriente viajar del primer al segundo sensor. Las señales de ambos sensores pueden ser datos de entrada para una iteración de alguna correlación cruzada, en la cual la señal recibida en el segundo sensor es trasladada a la del primero en tiempo. El cambio en el tiempo que dé el mejor resultado entre las dos señales corresponde al tiempo que le toma a la corriente ir de un lugar a otro. Sabiendo la distancia entre los sensores, es posible calcular la velocidad de flujo. (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

Si $x(t)$ y $y(t)$ son las dos señales, la función puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\phi_{xy}(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t + \tau)y(\tau)d\tau . \dots\dots\dots(4.13)$$

Ejemplos de tecnologías donde las técnicas de correlación cruzada son usadas:

- Microondas
- Densidad de rayos gamma
- Principios de impedancia eléctrica

4.3.3 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Estos medidores miden el flujo volumétrico de un líquido o gas al separar la corriente en volúmenes conocidos y comparándolos con el tiempo que tardan en transitar. Veletas, engranes, pistones o diafragmas pueden ser usados para separar los fluidos.

Como parte del MFM, un medidor de desplazamiento positivo medirá usualmente el volumen total del flujo multifásico.

4.4 MÉTODOS PARA DETERMINAR LA FRACCIÓN DE CADA FASE

4.4.1 MÉTODOS DE RAYOS GAMMA

Existen distintos de métodos de rayos gamma que son aplicados en la medición del flujo. En principio la medición por atenuación de rayos gamma es aplicable a cualquier posible combinación de flujos de dos o tres fases. Hay pocas limitantes en la medición y ésta funciona en el rango de 0 al 100% en el corte de agua y también de GVF.

La medición con una fuente unitaria está basada en la atenuación de un rayo estrecho ya sea de energía E, rayos gamma o rayos X. Nótese que el concepto de fuente unitaria, para ser aplicado como la única medición en el campo, solamente puede ser usado en una corriente bifásica. En una tubería, con un diámetro interno d , conteniendo dichas dos fases la atenuación es descrita como (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005):

$$I_m(e) = I_v(e) \exp[-\sum_{i=1}^2 \alpha_i \mu_i(e)d] , \dots\dots\dots(4.14)$$

$I_m(e)$ es el gasto medido, $I_v(e)$ es el gasto medido cuando la tubería es evacuada y μ_i representa el coeficiente de atenuación lineal para las dos fases. Aparte de las fracciones (α_i), los coeficientes de atenuación también son desconocidos al principio. Sin embargo, durante la calibración pueden ser deducidos pues el medidor es llenado con fluidos individuales o pueden ser introducidos en el software después de haber sido determinados offline.

En ambos casos las siguientes ecuaciones pueden ser utilizadas:

$$I_{water} = I_v \exp[-\alpha_{water} \cdot \mu_{water} d] , \dots\dots\dots(4.15)$$

$$I_{oil} = I_v \exp[-\alpha_{oil} \cdot \mu_{oil} d] , \dots\dots\dots(4.16)$$

estos dos puntos en la calibración, unidos con la relación $\alpha_{water} + \alpha_{oil} = 1$, nos permiten volver a escribirlos como una sola expresión para la fracción de agua en una mezcla líquido/líquido (conocido como el corte de agua).

$$\alpha_{water} = \frac{\ln(I_{oil}) - \ln(I_m)}{\ln(I_{oil}) - \ln(I_{water})} . \dots\dots\dots(4.17)$$

Si este método de una sola fuente se quiere utilizar en una corriente donde tenemos tres fases presentes, se tendrán que realizar correcciones en el software implementando algoritmos o correlaciones basadas en la salida de las otras mediciones con el medidor multifásico, como pueden ser variaciones en el coeficiente de atenuación lineal del líquido.

Para los métodos de doble fuente radiactiva (DEGRA, por sus siglas en inglés Dual Energy Gamma Ray Absorption) la medición es similar al de una sola fuente, pero ahora se usan dos fuentes de rayos gamma o X, denominadas como e_1 y e_2 . En una tubería con un diámetro interno d , que contiene una mezcla de agua, gas y aceite con sus respectivas fracciones, el cálculo para I_m correspondería a lo siguiente:

$$I_m(e) = I_v(e) \cdot \exp\left[-\sum_{i=1}^3 \alpha_i \mu_i(e)d\right], \dots\dots\dots(4.18)$$

$I_v(e)$ es el gasto cuando la tubería es evacuada y $\mu_i (w/o/g)$ representa la atenuación lineal del coeficiente para cada una de las tres fases. Para dos niveles de energía, e_1 y e_2 proveen los coeficientes de atenuación, los cuales son bastante diferentes, como consecuencia obtenemos dos ecuaciones diferentes. La tercera ecuación hace referencia a que la suma de las tres fracciones en un conducto cerrado debe ser igual a 1. Un conjunto de ecuaciones lineares se muestra a continuación. R_o , R_w , R_g y R_m ahora representan el logaritmo de los gastos medidos de aceite, agua, gas y la mezcla, respectivamente, para las fuentes 1 y 2 (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005).

Los elementos que conformarán la matriz son determinados en el proceso de calibración al llenar el instrumento al 100% de agua, después al 100% de aceite y por último al 100% de gas o alternamente por cálculos basados en las propiedades del fluido. Junto con los gastos medidos para ambas fuentes de una mezcla multifásica es posible calcular las fracciones desconocidas de cada fase.

$$\begin{bmatrix} R_w(e_1) & R_o(e_1) & R_g(e_1) \\ R_w(e_2) & R_o(e_2) & R_g(e_2) \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha_w \\ \alpha_o \\ \alpha_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_m(e_1) \\ R_m(e_2) \\ 1 \end{bmatrix} \dots\dots\dots(4.19)$$

En la **Figura 4.6** se representa gráficamente este comportamiento con el logarítmico de los gastos de ambas fuentes graficados a lo largo de los ejes. Las esquinas del triángulo son los datos de calibración del agua, aceite y gas, así que cualquier punto dentro de éste representa una determinada composición. Por ejemplo, un punto a la mitad de la línea de agua-gas representa una mezcla de 50% agua y 50% gas.

Para los medidores de una sola fuente radiactiva, el contraste entre las fases debería ser alto, la forma del triángulo depende principalmente de los niveles de energía usados (así como de la fuente radiactiva usada), del diámetro de la tubería y del detector

de características; sin embargo, las propiedades de los fluidos pueden también influenciar el alargamiento de este triángulo. Si los niveles de energía están muy cercanos el triángulo se transformará en una línea y obviamente no puede ser usado para la medición de la composición de una mezcla de tres fases.

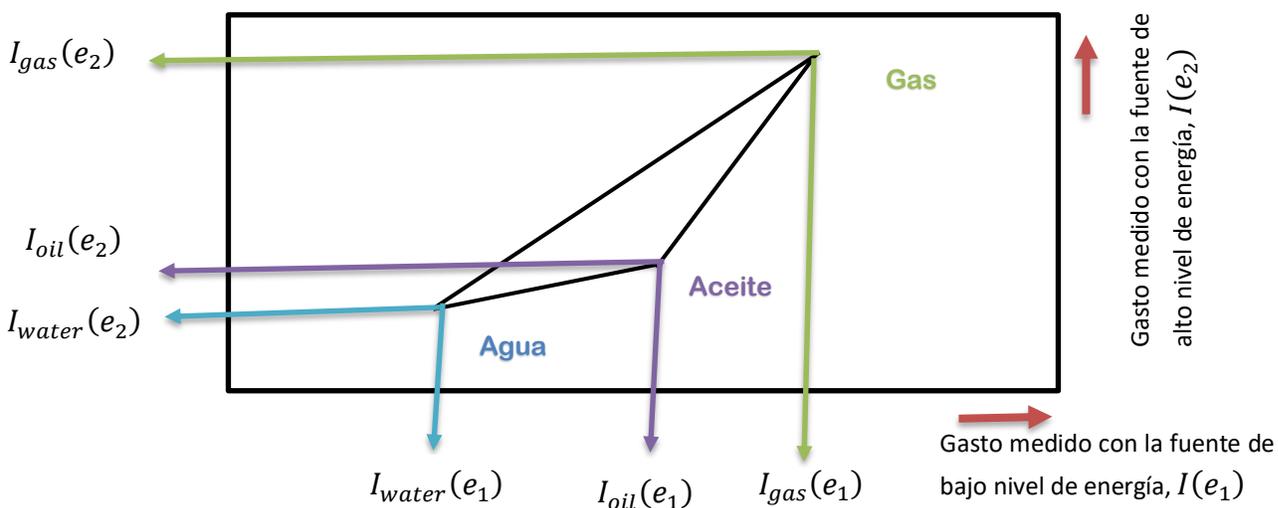


Figura 4.6 Los puntos de calibración de gas, agua y aceite; graficada en escala log-log, permitiendo construir un triángulo de composicional. (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

Un sistema de doble rayos gamma se requiere para resolver la ecuación 4.19 para tres componentes, mientras un densímetro de una sola fuente radiactiva es usado típicamente para la ecuación 4.17 para determinar la fracción de gas o el corte de agua.

4.4.2 MÉTODOS DE IMPEDANCIA ELÉCTRICA

El principio del método de impedancia eléctrica para la medición de la fracción de cada componente parte de que el fluido en la sección de tubería es caracterizado como un conductor eléctrico. Al medir la impedancia eléctrica a través del diámetro de la tubería (usando electrodos de contacto o sin ellos), las propiedades de la mezcla de fluidos pueden ser determinadas. Por lo tanto, el gasto medido eléctricamente depende de la conductividad y la permitividad del aceite, gas y agua respectivamente. La permitividad es una propiedad eléctrica que será diferente para cada uno de los componentes, en una mezcla de aceite/gas/agua, así que la permitividad de la combinación completa será una

función de las fracciones de cada uno de estos componentes (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005).

La permitividad puede ser medida usando un sensor de capacitancia, usualmente se coloca un electrodo a cada lado del medio por el cual fluye la muestra, dentro de la bobina, pero separados de la tubería de acero por un aislante eléctrico. Los electrodos actuarán como detectores de capacitancia y el resultado puede ser medido entre estos. Esta capacitancia variará cuando la permitividad cambie, esto es, cuando la cantidad fluyente de aceite, agua o gas sea distinta.

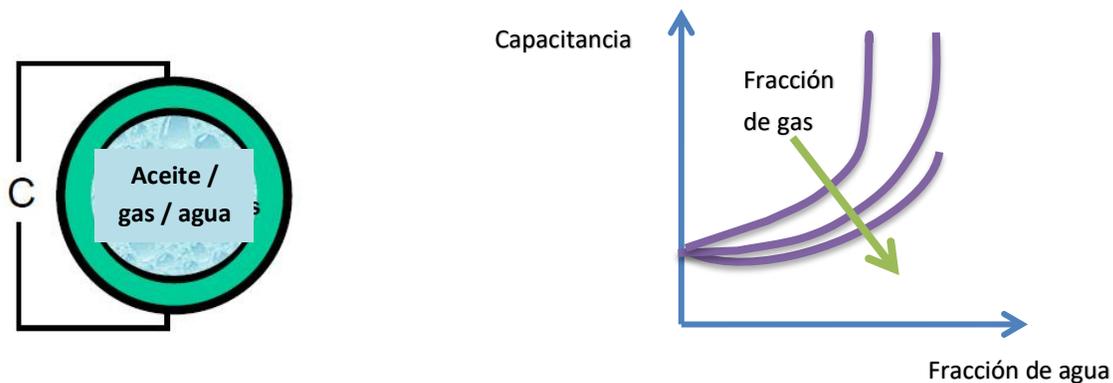


Figura 4.7 El procedimiento típico para medir la capacitancia.
(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

Este tipo de medición de la capacitancia funciona siempre y cuando el flujo de aceite sea continuo, mientras el agua se mantenga dispersa en el aceite y no forme un patrón continuo de flujo entre los electrodos. Normalmente el flujo de aceite es continuo cuando el corte de agua se mantiene menor al 60%, para cortes de agua mayores el flujo de agua sería más continuo. Para estos casos se tiene que reemplazar la medición de capacitancia por la conductividad.

La conductividad normalmente será medida al infundir una corriente eléctrica conocida o controlada al flujo y después medir la caída de voltaje entre los electrodos a lo largo de la sección de tubería aislada. La corriente puede ser generada por electrodos de contacto o indirectamente, induciéndola a través de bobinas. Conociendo tanto la

corriente como la caída de voltaje, la resistencia o conductancia puede ser calculada usando la ley de Ohm; ya que la distancia entre los electrodos detectores también es conocida, midiendo la resistencia podemos transformarla en una medición de conductividad.

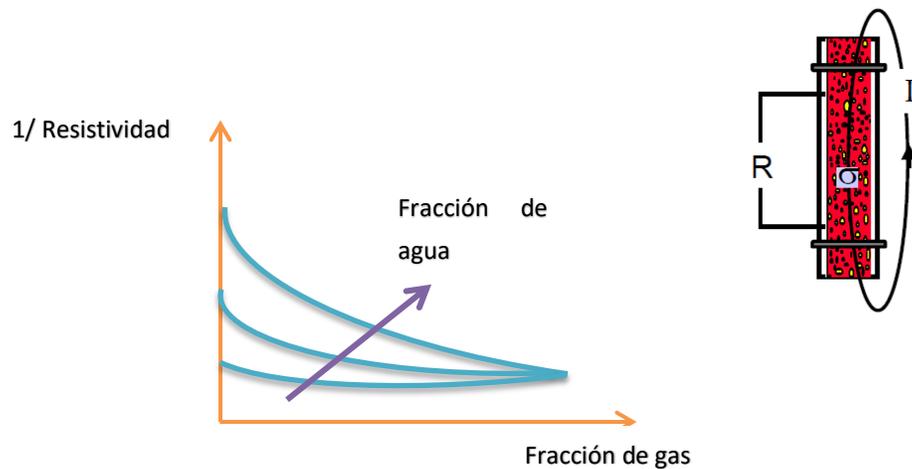


Figura 4.8 El principio de medición de conductancia típico.
(The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

4.4.3 TECNOLOGÍA DE MICROONDAS

Las mediciones con microondas son también mediciones dieléctricas, pero son significativamente distintas de las de capacitancia ya que ambas frecuencias son más altas y los principios de operación de los sensores son distintos.

1. Sensores de transmisión, medición en una sola frecuencia. Dos sondas son usadas, una para transmitir una señal y la otra para recibir la misma después de la transmisión a través del medio. Se debe tener mucho cuidado para evitar reflejos en la tubería. Alternamente algunos tipos de sensores de transmisión de ondas guiadas pueden ser usados. El sensor podría estar basado en la medición de la atenuación o el cambio de fase.
2. Sensores de transmisión, medición en frecuencias variadas. Porque la atenuación en fluidos con mucha agua es alta a altas frecuencias, es una ventaja el cambiar la frecuencia de medición con la permitividad del fluido. Algo particularmente útil

es medir el cambio de fase tal que el medidor detecte la frecuencia: donde el cambio de fase es constante, el medidor buscará la frecuencia a la cual el cambio de fase es igual al valor establecido.

3. Sensor resonador. La frecuencia de resonancia cambia con la permitividad del medio de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \left(\frac{f_0}{f_r}\right)^2, \dots\dots\dots(4.20)$$

donde:

- ε Es la permitividad del medio [1]
- f_0 Es la resonancia del sensor lleno de aire [Hz]
- f_r Es la resonancia del sensor lleno de fluido [Hz]

Una ventaja es que la relación expresada en la ecuación 4.20 es una relación física independiente de la forma del resonante individual, por lo tanto, no necesita más que la calibración midiendo f_0 . Donde la medición principal es la frecuencia, la cual puede ser realizada con mucha precisión prácticamente sin desviación. Porque también f_0 únicamente depende del tamaño y forma del resonador, este método de medición tiene como principal limitación que puede ser únicamente usado en medios con poca pérdida, por ejemplo, pozos donde el corte del agua es muy bajo y ésta se encuentra dispersa en el aceite. (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

Un MFM de microondas, usa el principio de resonancia para los pozos productores de aceite y el principio de frecuencia de transmisión variable en pozos de grandes cortes de agua, usando las mismas sondas. Cuando la atenuación es baja, la tubería actúa como un resonador y cuando ésta es alta, la diferencia de fases entre las sondas receptoras es detectada. Al usar dos sets de sondas axialmente separadas por una distancia conocida, una correlación cruzada puede ser utilizada para medir la velocidad de flujo. Estos medidores tienen comúnmente un densímetro de rayos gamma para obtener las mediciones suficientes para resolver el sistema de ecuaciones. Con el densímetro es posible darnos cuenta de un alto contraste entre el líquido y el gas,

mientras que con el sensor de microondas notamos un alto contraste entre agua e hidrocarburos dado que la permitividad del agua es alta comparada con la del aceite y el gas.

La Espectroscopía de Absorción Infrarroja es una herramienta analítica sumamente poderosa, que se utiliza frecuentemente en laboratorios e industrias de proceso para determinar la composición de fluidos en forma precisa.

Los instrumentos denominados espectrómetros irradian la muestra a analizar con un haz de ondas de distintas longitudes, generando un espectro que será característico de la muestra analizada, en función de las longitudes de onda absorbidas por la muestra, que dependerá de los componentes individuales que se encuentran en la mezcla y su proporción volumétrica en ella. (Petrogreen, 2003)

En estas condiciones, la composición espectral de una mezcla puede ser utilizada para determinar su composición, basada en la “huella digital espectral” de los componentes individuales que se encuentran en la mezcla.

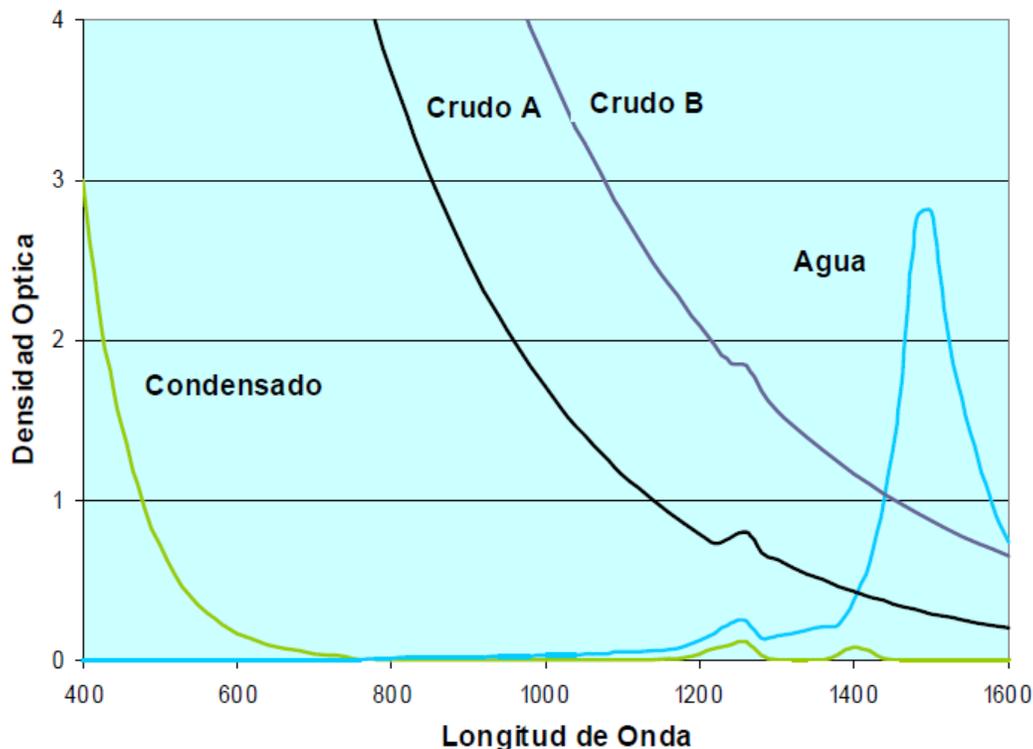


Figura 4.9 Espectro en el infrarrojo cercano de dos muestras de petróleo con distintas gravedades API, de una muestra de agua y una de condensado (Petrogreen, 2003)

En la **Figura 4.9** se muestran las propiedades espectrales de dos aceites con distinta gravedad API, así como las del agua y las de un tipo de condensado. Se muestra cómo un medidor utiliza el principio básico de la espectroscopía antes descrito para la determinación de la proporción de aceite presente en la mezcla, aprovechando la gran diferencia de absorción en el rango del infrarrojo cercano entre el aceite y el agua. (Petrogreen, 2003)

Esta diferenciación es alcanzada por operarse con una banda muy estrecha de radiación con máxima intensidad y con una longitud de onda a la cual, el petróleo y el agua muestran grandes diferencias de opacidad.

Mientras que este método no permite lograr un análisis cualitativo de la composición de la mezcla y la identificación de sus componentes, como lo hacen los espectrómetros antes descritos, sí distingue las proporciones volumétricas relativas al petróleo y al agua.

CONCLUSIONES

1. Se llevó a cabo la revisión de literatura sobre medidores de flujo y su clasificación.
2. Se profundizó en el principio de medición, operación, ventajas y desventajas de los medidores Coriolis, medidores de corte de agua OWD y medidores multifásicos.
3. Los medidores Coriolis debido a su principio de funcionamiento tienen la ventaja de proporcionar datos confiables en tiempo real, sin embargo, el gasto máximo que pueden manejar y el costo inicial representan sus principales limitantes.
4. Los medidores de corte de agua OWD pueden ser instalados como apoyo en la medición de flujo multifásico, aunque su mayor utilidad se encuentra en puntos de transferencia de custodia. También pueden ser utilizados en otros procesos donde se requiere incrementar la confiabilidad de la medición de la fase líquida.
5. Los Medidores de Flujo Multifásico proporcionan información en tiempo real de las fases contenidas en la corriente, agua, gas y aceite, sin embargo, la incertidumbre es mayor respecto al medidor tipo Coriolis.
6. Debido a las diversas opciones para medición de flujo, se requiere del análisis económico y el análisis técnico para elegir el medidor adecuado a un proceso específico.

ABREVIACIONES

API	The American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
ASME	The American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)
DTI	Department for Trade and Industry (Departamento de Industria y Comercio del Reino Unido)
GVF	Gas Volume Fraction (Fracción de Volumen de gas)
ISO	International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización)
NSOGM	The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (Sociedad Noruega para Medición de Aceite y Gas)
OGCC	Oil and Gas Conservation Commission (Comisión de Conservación de Petróleo y Gas)
OWD	Online Water Detector (Medidor detector de agua)
RGL	Relación Gas Líquido
VFD W/O	Very Fine Dispersion of Water in Oil (Muy Fina Dispersión de Agua en Aceite)
WLR	Water in Liquid Ratio (Relación de agua en el líquido)

BIBLIOGRAFÍA

API TR 2570, Continuous On-Line Measurement of Water Content in Petroleum (Crude Oil and Condensate), 1^{ra} Edición. 2010. Washington, USA: API.

Arnold, K. E. 2007. Facilities and Construction Engineering. In *Petroleum Engineering Handbook*, ed. L. W. Lake, Chap. 11, 443-459. Texas, USA: SPE

Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J. et al. 2000. Control del agua. *Oilfield Review*: 32-53

Bertrand, I. A., Berard, M., Mehdizadeh, P. et al. 2005. Un Nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico. *Oilfield Review*: 58-62

Chen, X. T., Cai, X. D. and Brill, J. P. 1997. A General Model for Transition to Dispersed Bubble Flow. *Chemical Engineering Science*. **52**, 4373-4380.

Creus, A. 2010. Medidores de caudal. En *Instrumentación Industrial*, Octava Edición, Capítulo 4, 105-194. México: Alfaomega Grupo Editor.

Daniel Measurement and Control. 2011. Medidor Ultrasónico de Flujo de Gas de Daniel. Houston, Texas, USA: EMERSON PROCESS MANAGEMENT

Dulhoste, J. F. 2016. Grupo de Termofluido Dinámico. *Universidad de los Andes*. http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/djean/index_archivos/Documentos/I5_Medicion_de_flujo%20A.pdf

Emerson, P. M. 2016. Medidores de caudal y densidad serie F de Micromotion. Colorado, USA: Micro Motion, Inc.

Flores, J. G., Chen, X. T., Sarica, C. et al. 1999. Characterization of Oil-Water Flow Patterns in Vertical and Deviated Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 Octubre 1997. SPE 56108.

Loza, D. A. 2015. XV Seminario y II Encuentro Nacionales de Metrología y Normalización para la Industria y la Educación: La Metrología de Flujo de Líquidos en México. *CENAM*. Posteadó en 2015. <http://www.cenam.mx/fyv/publicaciones/mfl.pdf>

Llera, J. A. 2003. Control On-Line de Pozos Productores con Alto Contenido de Agua (Tecnología Infrarroja). II Congreso de Hidrocarburos, Buenos Aires, Argentina.

Maraña, J. C. 2005. Cursos de Formación: Instrumentación y Control de Procesos. idom

Metek, Inc. 2015. What Criteria to Consider in Selecting a Cut Monitors. *METEK: Sensors, Test & Calibration*, publicado en 2015, <http://www.drexelbrook.com/learningzone/articles/what-criteria-to-consider-in-selecting-a-cut-monitor>

National Measurement System. 2012. An introduction to wet-gas. *Good Practice Guide*.

NRF-081-PEMEX-2014, Medición Ultrasónica de Hidrocarburos en Fase Gaseosa. 2014. México: PEMEX

O'Banion, T. 2013. Coriolis: The Direct Approach to Mass Flow Measurement. *Chemical Engineering Progress*: 41-46.

Petrogreen. 2003. Medidor de petróleo neto Red Eye. *Manual de operación*: 1-20.

Schlumberger. 2017. Investigaciones diversas. *Oilfield Glossary en Español*. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es>

The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement. 2004. *Handbook of Water Fraction Metering*, ISBN 82-91341-86-9, Segunda Revisión. Oslo: NSOGM.

The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement. 2005. *Handbook of Multiphase Flow Metering*, Segunda Revisión. Oslo: NSOGM, Tekna.

Wolf, S. and Smith, R. F. 1992. *Guía para mediciones eléctricas y prácticas de laboratorio*. Pearson.

ANEXO A

En la siguiente tabla se muestra un conjunto de valores sobre algunas propiedades de un aceite, así como las características de la tubería para ejemplificar la obtención de la velocidad crítica. Usando la ecuación 3.2, se presentan tablas de resultados de la velocidad crítica variando ciertas propiedades del aceite con su respectivo comportamiento gráfico.

Parámetro	Valor
D	10.16 cm (4")
ρ_o	1025 kg/m ³
ρ_w	800 kg/m ³
μ_o	5 cP
σ_{ow}	25 mN/m

Tabla A.1 Valores de propiedades del aceite
(The Norwegian Society for Oil Gas Measurement, 2004)

ρ [kg/m ³]	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1025
Vc [m/s]	5,711	5,381	5,063	4,753	4,443	4,126	3,796	3,439	3,033	2,530	1,745	0

Tabla A.2 Velocidad crítica modificando los valores de densidad del aceite usando la ecuación 3.2

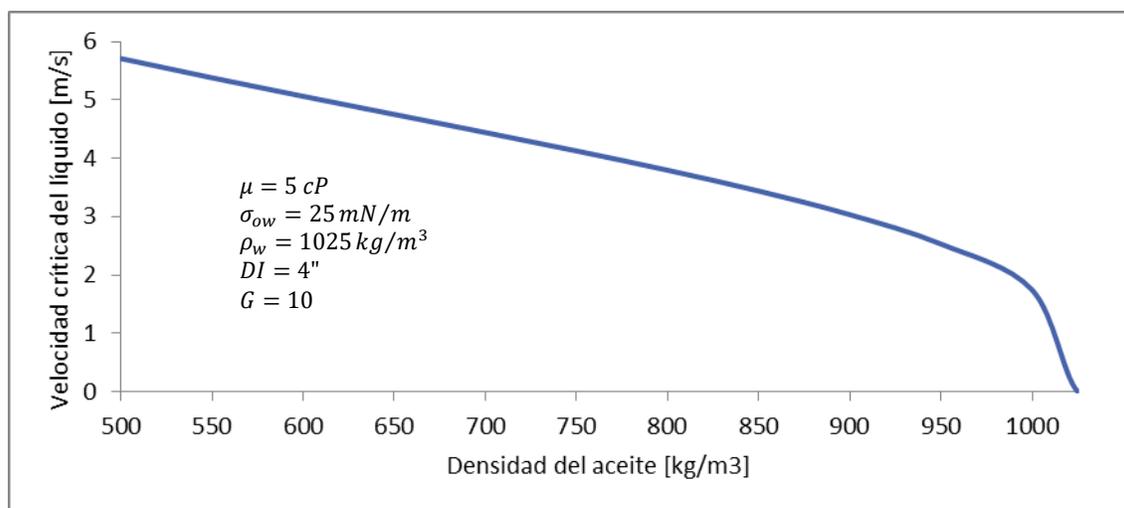


Figura A.1 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la densidad, asegurando que se obtendrá una buena dispersión ($G = 10$), se observa cómo ésta decrece conforme la densidad aumenta. Se recomienda este método sólo para porcentajes de agua debajo del 10-15%

μ [cp]	0,1	0,5	0,8	1	3	5	8	10	14	16	18	22
Vc [m/s]	20,492	10,240	8,363	7,596	4,731	3,796	3,100	2,816	2,436	2,299	2,186	2,004

Tabla A.3 Velocidad crítica modificando los valores de viscosidad del aceite usando la ecuación 3.2

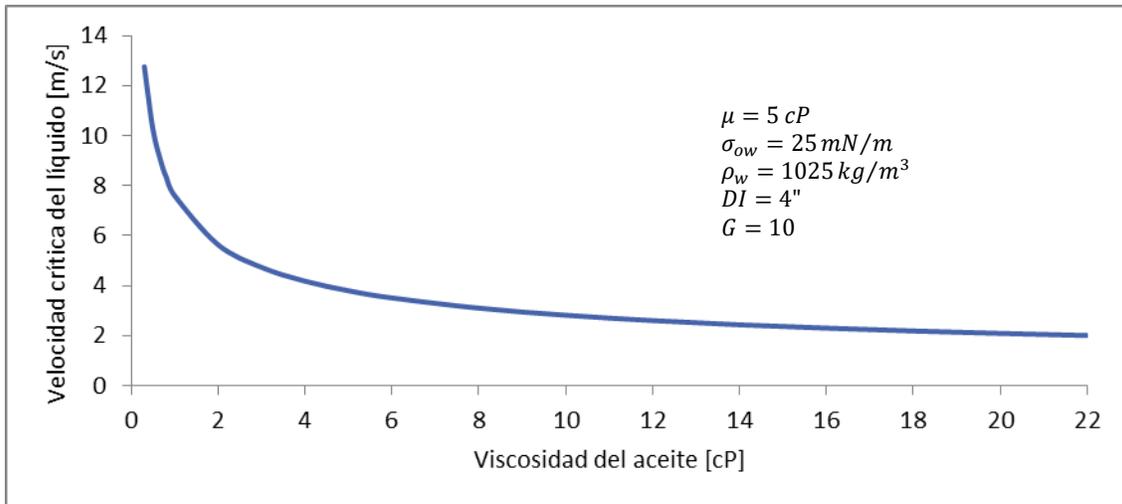


Figura A.2 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la viscosidad del aceite, asegurando que se obtendrá una buena dispersión ($G = 10$), se observa cómo ésta decrece conforme la viscosidad aumenta. Se recomienda este método sólo para porcentajes de agua debajo del 10-15%

σ [mN/m]	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Vc [m/s]	2,026	2,655	3,110	3,480	3,796	4,076	4,328	4,560	4,774	4,974	5,163	5,341

Tabla A.4 Velocidad crítica modificando los valores de tensión interfacial del aceite usando la ecuación 3.2

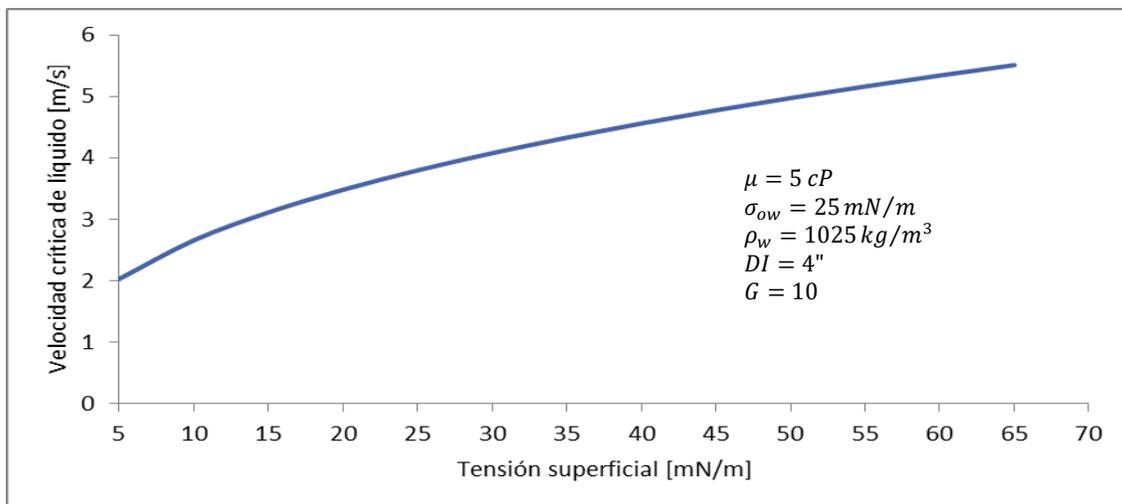


Figura A.3 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la tensión superficial, asegurando que se obtendrá una buena dispersión ($G = 10$), se observa cómo ésta incrementa conforme la tensión superficial también lo hace. Se recomienda este método sólo para porcentajes de agua debajo del 10-15%

D [cm]	1	3	9	15	23	26	30	33	38	43	48	53
Vc [m/s]	1,625	2,429	3,631	4,378	5,119	5,354	5,642	5,842	6,152	6,436	6,701	6,948

Tabla A.5 Velocidad crítica modificando los valores del diámetro de tubería usando la ecuación 3.2

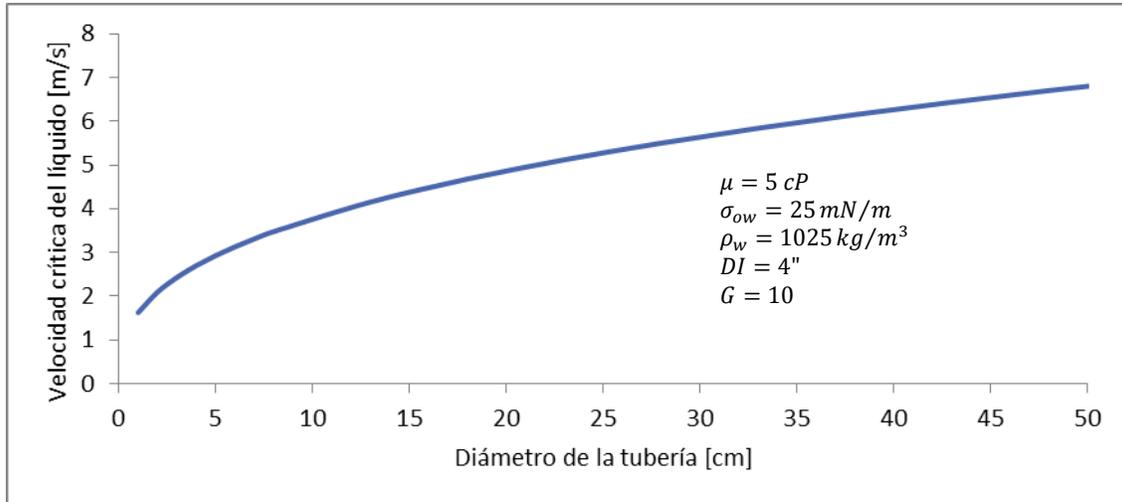


Figura A.4 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función del diámetro de la tubería, asegurando que se obtendrá una buena dispersión ($G = 10$), se observa cómo ésta incrementa conforme el diámetro de la tubería también. Se recomienda este método sólo para porcentajes agua debajo del 10-15%

Usando la ecuación 3.9 y los datos de la tabla A.1, se presentan tablas de resultados de la velocidad crítica variando ciertas propiedades del aceite, así como diferentes fracciones de agua, con su respectivo comportamiento gráfico.

β [%]	1	5	10	15	20
ρ [kg/m^3]	Velocidad crítica [m/s]				
500	0,413	1,077	1,723	2,359	3,042
550	0,385	1,004	1,606	2,199	2,836
600	0,359	0,937	1,498	2,052	2,646
650	0,335	0,873	1,396	1,912	2,466
700	0,311	0,812	1,299	1,778	2,293
750	0,288	0,752	1,202	1,646	2,123
800	0,265	0,691	1,105	1,513	1,951
850	0,240	0,627	1,003	1,373	1,771
900	0,213	0,557	0,890	1,219	1,573
950	0,181	0,472	0,754	1,033	1,332
1000	0,130	0,340	0,543	0,744	0,959
1025	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla A.6 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y la densidad.

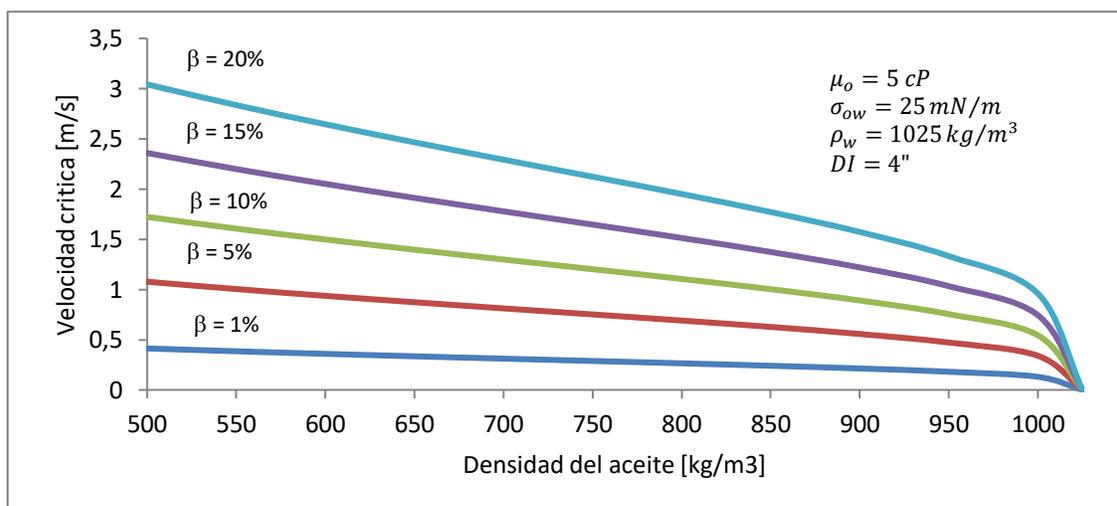


Figura A.5 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la densidad del aceite, dados diferentes porcentajes de agua. Se observa cómo las velocidades para cada porcentaje de agua decrecen conforme la densidad del aceite aumenta. Se recomienda este modelo sólo para porcentajes de agua abajo del 20 – 25%.

μ [cp]	β [%]				
	1	5	10	15	20
	Velocidad crítica [m/s]				
0,25	0,369	0,963	1,541	2,110	2,721
0,5	0,342	0,892	1,427	1,954	2,519
1	0,317	0,826	1,321	1,809	2,333
2	0,293	0,765	1,223	1,675	2,160
4	0,271	0,708	1,133	1,551	2,000
6	0,259	0,677	1,083	1,483	1,912
8	0,251	0,656	1,049	1,436	1,852
10	0,245	0,640	1,023	1,401	1,807
12	0,240	0,627	1,003	1,373	1,770
14	0,236	0,616	0,986	1,350	1,740
16	0,233	0,607	0,971	1,330	1,715
18	0,230	0,599	0,958	1,312	1,692
20	0,227	0,592	0,947	1,297	1,673

Tabla A.7 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y la viscosidad.

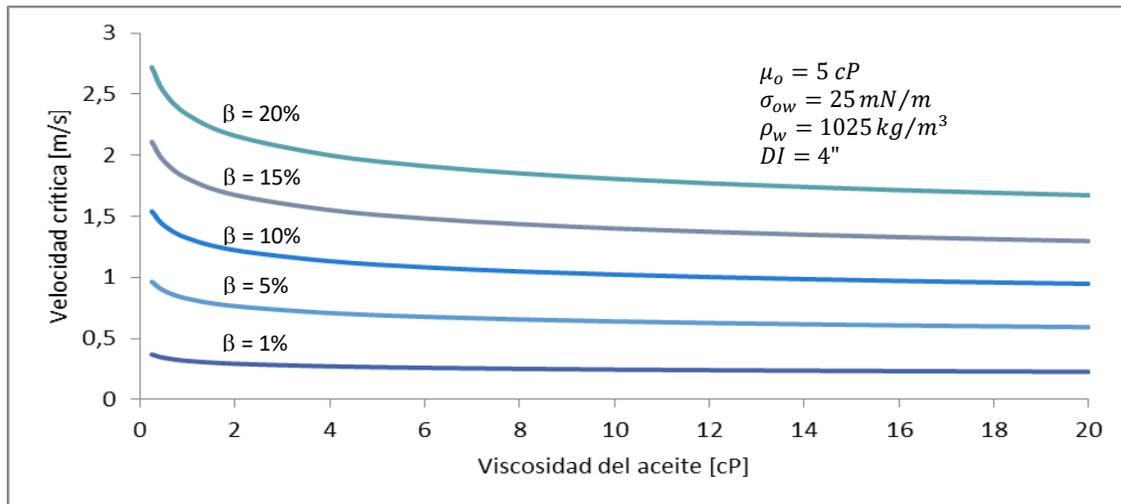


Figura A.6 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la viscosidad del aceite, dados diferentes porcentajes de agua. Se observa cómo las velocidades para cada porcentaje de agua decrecen conforme la viscosidad del aceite aumenta. Se recomienda este modelo sólo para porcentajes de agua debajo del 20 – 25%

σ [mN/m]	β [%]				
	1	5	10	15	20
	Velocidad crítica [m/s]				
5	0,169	0,442	0,706	0,967	1,247
10	0,205	0,536	0,856	1,173	1,512
15	0,230	0,599	0,959	1,313	1,693
20	0,249	0,649	1,038	1,422	1,834
25	0,265	0,691	1,105	1,513	1,951
30	0,279	0,727	1,162	1,592	2,052
35	0,291	0,759	1,213	1,661	2,142
40	0,302	0,787	1,259	1,724	2,223
45	0,312	0,814	1,301	1,782	2,297
50	0,321	0,838	1,340	1,835	2,366
55	0,330	0,860	1,376	1,884	2,429

Tabla A.8 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y la tensión interfacial

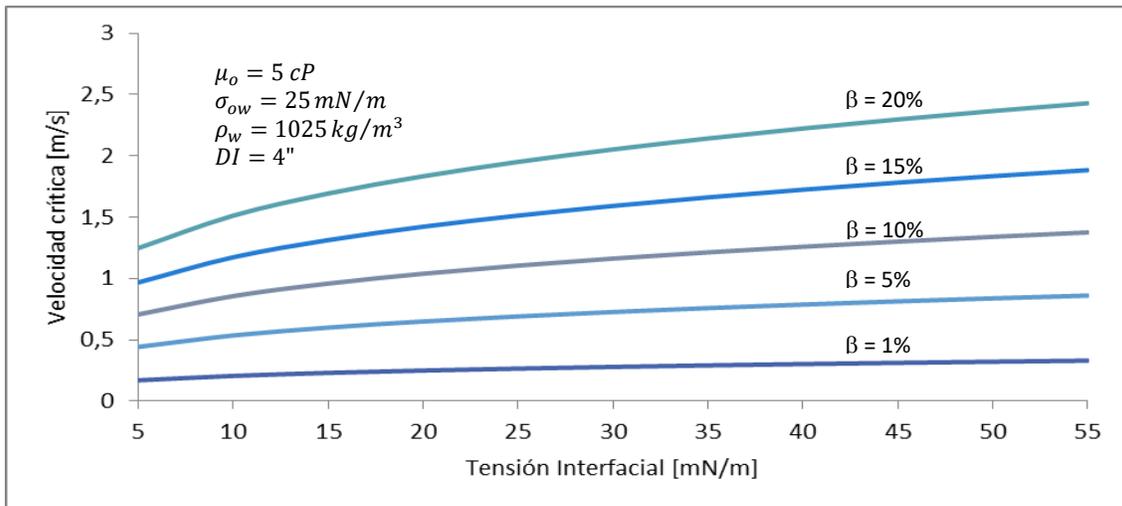


Figura A.7 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función de la tensión interfacial, dados diferentes porcentajes de agua. Se observa cómo las velocidades para cada porcentaje de agua incrementan junto con la tensión interfacial del fluido. Se recomienda este modelo sólo para porcentajes de agua debajo del 20 – 25%

D [cm]	β [%]				
	1	5	10	15	20
	Velocidad crítica [m/s]				
1	0,205	0,534	0,854	1,170	1,508
2	0,221	0,577	0,922	1,263	1,629
3	0,231	0,603	0,965	1,321	1,704
4	0,239	0,623	0,996	1,364	1,759
5	0,245	0,639	1,021	1,398	1,803
10	0,264	0,690	1,103	1,510	1,948
15	0,276	0,721	1,154	1,580	2,037
20	0,285	0,745	1,191	1,631	2,103
25	0,293	0,763	1,221	1,672	2,156
30	0,299	0,779	1,246	1,706	2,200
35	0,304	0,793	1,267	1,736	2,238
40	0,308	0,804	1,286	1,762	2,272
45	0,312	0,815	1,303	1,785	2,301
50	0,316	0,825	1,319	1,806	2,329

Tabla A.9 Velocidad crítica variando el porcentaje de agua y el diámetro de la tubería.

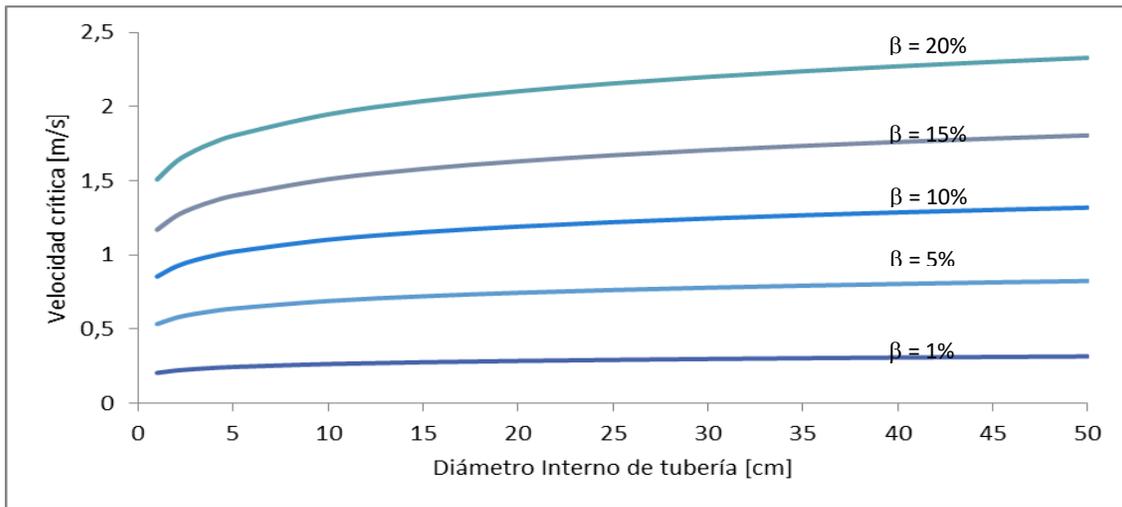


Figura A.8 Se muestra el comportamiento de la velocidad crítica en función del diámetro de la tubería, dados diferentes porcentajes de agua. Se observa cómo las velocidades para cada porcentaje de agua incrementan junto con el diámetro de la tubería. Se recomienda este modelo sólo para porcentajes de agua debajo del 20-25%.