



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**SITUACIÓN ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE
MEDICIÓN MULTIFÁSICA SUBMARINA**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

MONTERO VEGA JOSÉ FERNANDO



**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**

MÉXICO D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo por confiar en mí y haberme proporcionado todas las herramientas necesarias para la elaboración de este trabajo.

Igualmente me gustaría mencionar mi más sincero agradecimiento a la Coordinación de Becas del IMP por todas las facilidades prestadas durante el año en el que elaboré esta tesis.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en especial a mi madre, Elfy Vega Rodríguez, a mi abuela, Alberta Liduvina Rodríguez Alcocer, quienes confiaron en mí todo el tiempo, apoyándome incondicionalmente en el transcurso de mi vida.

A mi padre, Fernando Montero Ramírez y a mi hermano, Isaac Montero Vega. A mis familiares: tíos y primos, que siempre me alentaron a seguir adelante, además de motivarme con sus palabras y buenos deseos apoyándome durante toda mi vida.

A los amigos que conocí durante mi trayectoria escolar, en especial a Humberto Santos , Abdul Vázquez, Ramiro Galván, Héctor Basulto, Miguel Alvarado, Miguel García, Rafael Vargas, Rogelio Maldonado, Carlos Romano, Edgar Torres, Juan Prado, Luis Moreno, Leonardo Torres, Moisés Velazco, Juan Mociño, Sergio Guarneros, Wendy Flores, Valeria Mendoza, Sarai Lopez, Marco Olvera, Edgar Martínez, Javier Estrada, Guillermo Melo, Cesar Rangel y más.

A todos los compañeros con los que conviví y trabajé durante la etapa escolar, a mis profesores y sinodales de la Facultad de Ingeniería, que compartieron tiempo y conocimiento conmigo.

A la maestra Ana Bertha González Moreno, por todo el tiempo que me apoyo de forma incondicional en el desarrollo de la tesis.

Y a todas las personas que me faltó mencionar, pero que de alguna manera me apoyaron e hicieron posible alcanzar esta meta.

¡Gracias!

RESUMEN	1
ABSTRACT	3
NOMENCLATURA.....	5
INTRODUCCIÓN	6
1 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	8
1.1 DEFINICIONES	8
1.2 ABREVIATURAS.....	12
2 DESCRIPCIÓN DE LA MEDICIÓN ACTUAL	13
2.1 TIPOS DE MEDICIÓN.....	15
3 PRINCIPIOS TEÓRICOS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA.....	19
3.1 TÉCNICAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	19
3.2 RÉGIMENES DE FLUJO.....	20
3.2.1 FLUJOS VERTICALES	21
3.2.2 FLUJOS HORIZONTALES	21
3.3 EFECTOS DE RESBALAMIENTO.....	22
4 TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN	25
4.1 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD	25
4.1.1 MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD CON MEDIDOR VENTURI PARA FLUJOS DE TIPO MULTIFÁSICO.....	25
4.1.2 MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD POR MEDIO DE UNA CORRELACIÓN CRUZADA	26
4.2 CÁLCULO DE LAS FRACCIONES DE LAS FASES.	27
4.2.1 MEDICIÓN DE LA FRACCIÓN VOLUMÉTRICA MEDIANTE EL USO DE ATENUACIÓN DE RAYOS GAMMA	27
4.2.1.1 Triángulo de solución	29
4.2.2 MEDICIÓN DE LA DENSIDAD DE LA MEZCLA	31
4.2.3 MÉTODOS DE IMPEDANCIA ELÉCTRICA (CAPACITANCIA Y CONDUCTANCIA).....	33
4.2.3.1 Medición de la permitividad de la mezcla.....	33
4.2.4 TECNOLOGÍA DE MICROONDAS.....	36
5 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS.....	37
5.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES VENTURI Y RADIACIÓN GAMMA DUAL	39
5.1.1 MEDIDOR VENTURI.....	39
5.1.2 RADIACIÓN GAMMA DUAL	42
5.1.3 DETERMINACIÓN DE GASTOS INDIVIDUALES	43
5.2 PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA MEDICIÓN	44
5.2.1 REFERENCIA DE FLUIDOS	44
6 APLICACIÓN DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA EN SUPERFICIE.....	45
7 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS SUBMARINOS	48
7.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS SUBMARINOS	49
7.2 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO	49
7.3 INSTALACIÓN Y REPARACIÓN DE MFM	51
7.3.1 CALIBRACIÓN.....	53

8	APLICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS SUBMARINOS	58
8.1	MEDIDORES MULTIFÁSICOS SUBMARINOS	60
8.1.1	SUBSEA PHASEWATCHER VX	60
8.1.2	SUBSEA MPFM	61
8.1.3	SUBSEA MPM.....	62
8.2	MEDIDORES DE GAS HÚMEDO	63
8.2.1	ONESUBSEA PHASEWATCHER VX	63
8.2.2	SUBSEA WGM	64
8.2.3	SUBSEA MPM (WGM).....	65
8.3	RÉCORD DE INSTALACIÓN EN EQUIPOS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA Y EQUIPOS DE MEDICIÓN DE GAS HÚMEDO SUBMARINO.....	65
8.4	TENDENCIAS DE INSTALACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS	67
8.5	FALLAS EN LOS MEDIDORES	68
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
	BIBLIOGRAFÍA.....	76
	LISTA DE FIGURAS	78
	LISTA DE TABLAS	79

RESUMEN

Actualmente para la explotación de los yacimientos petroleros ubicados en regiones de aguas profundas (500 – 1500m de tirante de agua) y ultra profundas (>1500m), se requieren equipos submarinos que permitan operar sobre el lecho marino de manera óptima y segura, considerando las condiciones metoceánicas (corriente, oleaje), bajas temperaturas, salinidad, etc., optimizan los costos de instalación, mantenimiento y reparación, debido a que estos pueden exceder hasta diez veces los de un proyecto convencional en aguas someras.

Para ambientes submarinos es completamente necesario medir la corriente de flujo en pozos y/o campos alejados, para realizar acciones de control, monitoreo y operación de la producción del yacimiento. Los desarrollos de campos en aguas profundas emplean tecnologías diseñadas específicamente para las condiciones del sitio y propiedades de los fluidos, teniendo como uno de los principales objetivos para los operadores de campos submarinos las mejoras tecnológicas del diseño, selección, instalación y operación de los equipos.

Por lo anterior, los objetivos de esta tesis son: analizar los principios teóricos de los equipos de medición multifásica, identificar dónde se están empleando y que tipos de equipos de medición multifásica hay, cuales son las dificultades en las operaciones, problemáticas, avances de las tecnologías y la herramienta de instalación de los sistemas de medición multifásica submarina.

La tesis está conformada de ocho capítulos:

En el Capítulo I, se proporcionan algunos de los conceptos básicos empleados comúnmente en la industria de medición de hidrocarburos, y la terminología relacionada con la metrología; así mismo, se enlistan algunas abreviaturas para la mejor comprensión de este trabajo.

En el Capítulo II, se definen los tipos de medición que existen en la industria petrolera (Operacional, Referencial, Fiscal y de Transferencia de Custodia); la medición multifásica se dará en puntos de medición Operacional y Referencial.

El Capítulo III es la base para comprender el flujo multifásico; en él se presentan los diferentes regímenes de flujo encontrados en las tuberías (horizontal, vertical), se plantean las técnicas de medición multifásica asociadas a la velocidad, área, gasto, colgamiento y cantidad de gas.

Los capítulos IV y V enuncian las tecnologías de medición multifásica y el principio de funcionamiento de estos equipos. En el Capítulo IV se muestra el cálculo de los principales parámetros (velocidad de la mezcla, fracciones de las fases) y qué tecnologías se emplean para calcularlas. El Capítulo V presenta como calcular los dos parámetros referidos con los diferentes equipos de medición.

El Capítulo VI presenta en forma breve algunas aplicaciones de equipos multifásicos en la superficie.

Los capítulos VII y VIII son la esencia de la tesis, en ellos se presenta todo lo relacionado con medición multifásica submarina. En el capítulo VII, se enuncian las categorías de los medidores multifásicos submarinos (sin partes móviles, sin separación de fases, no intrusivos), la problemática que ocasiona la profundidad del agua, tales como cambios bruscos de temperatura causando posibles formaciones de hidratos, presiones muy altas, se muestra la herramienta de instalación/desinstalación y se indican las dificultades para llevar a cabo las calibraciones. El punto más importante del capítulo: la normatividad que regula estos equipos; estas normas dan los requerimientos de diseño de los equipos de medición multifásica submarina; cabe señalar que no existe una normatividad específica para equipos, de medición multifásica submarina, pero se toman en cuenta las normas ISO 13628 – 1 para equipos submarinos en general, y la ISO 13628 – 4 para el árbol submarino, para asegurar el funcionamiento del equipo.

El capítulo VIII presenta los seis diferentes modelos de medición multifásica que existen en el mercado, también se presenta el récord de instalación, tendencias de instalación y crecimiento del mercado para medidores de flujo multifásico, y por último las fallas de los diferentes equipos del sistema de medición multifásica, siendo el equipo de impedancia eléctrica el que mayor porcentaje de falla presenta.

ABSTRACT

Currently for the exploitation of oil reservoirs in deep water regions (500 - 1500m of water depth) and ultra deep (> 1500m), subsea equipment required to operate optimally and safely, considering the met – oceans conditions (current, waves), low temperature, salinity, etc., optimizing installation costs, maintenance and repair, because the cost of these projects can be 10 times higher than a conventional shallow water project.

For subsea environments it is absolutely necessary to measure the current flow in wells and/or remote fields, to perform control actions, monitoring and operation of the reservoir production. The development of deep water fields, employ technologies designed specifically for conditions of the site conditions and fluid properties, having as one of the main objectives for the operators of subsea fields technological improvements of the design, selection, installation and operation of equipment.

Therefore, the objectives of this thesis are: analyze the theoretical principles of multiphase metering equipment, identify where and what type of multiphase metering equipments are being used, difficulties in operations, issues, developments of technologies and installation tools of subsea multiphase metering systems.

The thesis consists of eight chapters:

In Chapter I, some of the basic concepts commonly used in the industry of measurement of hydrocarbons are provided, and terminologies related to metrology, likewise, some abbreviations for better understanding of this work are listed.

In Chapter II, measurement types that exist in the oil industry (Operational, Reference, Fiscal and Custody Transfer) are defined, multiphase measurement is performed in Reference and Operational points.

Chapter III is the basis for understanding multiphase flow, the different flow regimes found in the pipes (horizontal, vertical) are presented, multiphase metering techniques associated with speed, area, rate, hold – up and GVF.

Chapters IV and V show the multiphase metering technology and the operation principle of these equipments. In Chapter IV it is presented the calculus of main parameters (Rate of Mixing, Fractions of the Phases) and which technologies are used to calculate them. Chapter V shows how to calculate the previous two parameters with different measurement equipment

Chapter VI presents briefly some applications of surface multiphase flow meters.

Chapters VII and VIII are the essence of the thesis, they show everything related to multiphase metering. In Chapter VII, the characteristics of subsea multiphase flow meters (no moving parts, no phase separation, no intrusive) are stated, the problem related to deep water, like sudden temperature changes, causing possible formation of hydrates, very high pressures, the tool install/uninstall, and difficulties to carry out calibrations. The most important topic of this chapter: the regulations that govern these equipments and that later will lead the design requirements of the subsea multiphase flow meters systems, it should be noted that there is no specific regulation for subsea multiphase metering equipment,, but the ISO 13628 – 1 for subsea equipment generally and ISO 13628-4 for subsea trees, are taken to ensure the performance of the equipment.

Chapter VIII presents the six different models of subsea multiphase flow meters in the market, records of installation, installation trends and market growth for multiphase flow meter equipment, finally failures of the different parts of the multiphase metering system equipment are presented; being electrical impedance systems, which presents higher failure rate.

NOMENCLATURA

g	Constante de Gravedad
p	Presión
t	Temperatura
A	Área de la Sección Transversal
V	Promedio de Velocidad
f	Fracción del Área de la Sección Transversal
V_s	Velocidad Superficial
g	Gas
l	Líquido
w	Agua
o	Aceite
ρ	Densidad
μ	Viscosidad
V_m	Velocidad de la Mezcla Multifásica
H_L	Colgamiento del Líquido
α_g	Fracción de Vacío de Gas
ν	Coefficiente de Atenuación Lineal
I	Intensidad del Haz de la Mezcla
I_o	Intensidad del Haz para el Tubo de Vacío
N	Gasto Contable del Detector de Rayos Gamma
N_o	Gasto Contable de la Tubería Vacía
X	Longitud del Recorrido Gamma
ε	Permitividad
σ	Conductividad
F	Frecuencia de Resonancia del Sensor Lleno de Aire
F	Frecuencia de Resonancia Medida Cuando el Sensor se Llena de Fluido
D	Diámetro
C_f	Coefficiente de Descarga
Q	Gasto volumétrico
$\dot{m}$	Gasto Másico

INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico de los medidores de flujo multifásico comenzó desde mediados de la década de los 80's por organizaciones dedicadas a la investigación, compañías operadoras de petróleo, compañías de medición, etc. Muchas de las tecnologías empleadas fueron un fracaso, sin embargo, otras han logrado garantizar un óptimo desempeño y alta confiabilidad de medición dando como resultado un alto número de aplicaciones en campo.

Los equipos de medición de flujo multifásico (MFM) se crearon con el fin de determinar la producción de cada pozo petrolero donde la mezcla de hidrocarburos no puede ser separada, es por esto que se han realizado constantes mejoras tecnológicas a los MFM con las cuales se permite cuantificar el gasto de aceite, agua y gas provenientes de los pozos petroleros ubicados en ambientes de difícil acceso, como son: campos alejados, costa afuera y submarinos.

Los MFM se pueden emplear en pruebas de pozo sustituyendo de manera óptima a los separadores de prueba, los equipos de medición multifásica sirven para cuantificar la corriente de flujo y optimizar la producción del pozo, brindando una mayor flexibilidad, ya que en caso de contar con un equipo de medición multifásica el separador de prueba puede ser usado como separador de producción y el medidor se utiliza para cuantificar los fluidos.

Los MFM proveen un monitoreo continuo de la producción del pozo, permitiendo una mejor explotación del yacimiento. Sin embargo, ésta es una tecnología que tiene ciertas limitaciones, por lo que, se debe tener cuidado cuando se planea la instalación de uno o mas medidores multifásicos.

Todos los MFM necesitan información de las propiedades de los fluidos (densidad, permitividad del aceite, conductividad del agua, salinidad, etc.), esta debe estar disponible y actualizada de forma periódica. Normalmente, emplear un MFM en mediciones fiscales y de transferencia de custodia no es

recomendable, sin embargo, son utilizados como una solución alternativa cuando no existe infraestructura cercana.

Los MFM son un sistema que combina diferentes tecnologías de medición de flujo de hidrocarburos con el fin de conocer el gasto de cada una de las fases de la mezcla (agua, aceite y gas). Los principios empleados pueden ser: mediciones de velocidad del flujo (medidor Venturi, correlación cruzada); mediciones de las fracciones de las fases (mediante rayos gamma, impedancia eléctrica, microondas), cuyos datos de medición de la mezcla son enviados a un computador electrónico que, conjuntamente con los datos de propiedades de los fluidos y un programa de ecuaciones matemáticas, determinan los valores específicos de cada una de las fases de la mezcla.

Los medidores multifásicos pueden registrar gastos de flujo de fluidos de forma individual de cada uno de los componentes de la mezcla que fluye a través de la línea de producción. A diferencia de los medidores monofásicos, este tipo de tecnología no necesita separar la mezcla de fluidos, y proporcionan un monitoreo continuo del pozo; por lo tanto, no es necesario que se tengan separadores de pruebas para conocer el gasto de flujo de aceite, agua y gas.

1 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

1.1 Definiciones

Ajuste de un Instrumento de medición: Operación destinada a llevar a un instrumento (equipo o sistema) de medición a un estado de funcionamiento adecuado para su uso.

Alcance de Medición: Conjunto de valores del mensurando para los cuales se supone que el error de un instrumento de medida se encuentra entre los límites especificados.

Calibración: Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas; y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación. En la figura 1 se muestra cómo son los resultados obtenidos con el medidor antes y después de realizar la calibración.

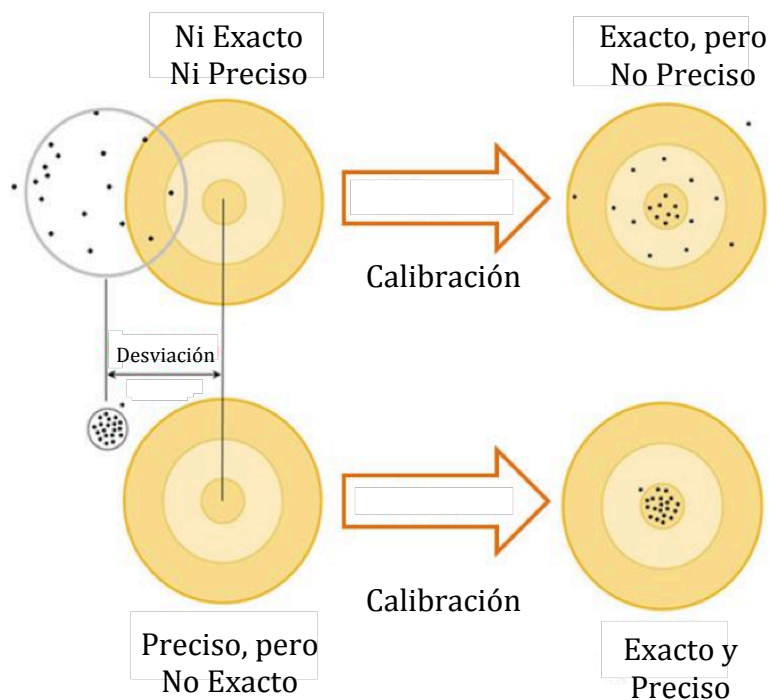


Figura 1. Imagen ilustrativa de la calibración

Calificación de equipo de instrumentos analíticos: Proceso formal que proporciona evidencia documental y permite establecer un estado de mantenimiento y calibración de los instrumentos analíticos consistente con su uso.

Condiciones Estándar: Las condiciones estándar son definidas por los reglamentos de los estados o países. En México los valores son:

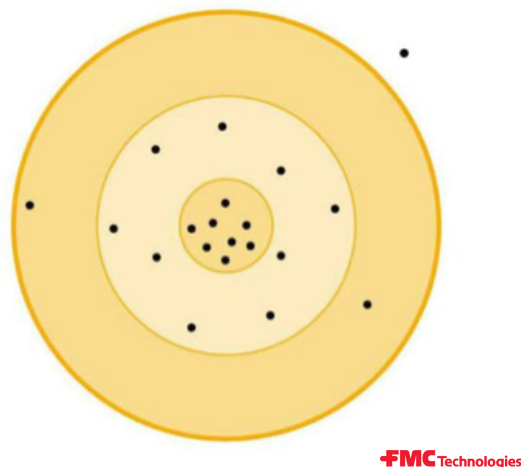
- $p=14.69 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$; $T= 60^\circ\text{C} = 15.5^\circ\text{C}$

Confiabilidad: La confiabilidad es aquella condición en la cual los resultados reales son iguales a los resultados deseados o previstos.

Exactitud: Se refiere a que tan cerca están los valores medidos con respecto al valor convencionalmente verdadero de la variable a medir. Representa una medida en la desviación del gasto medido con respecto al valor verdadero y se define como:

$$\text{Exactitud} = \frac{|Gasto \text{ real} - Gasto \text{ medido}|}{Gasto \text{ real}} (100) \dots \dots \dots (1)$$

La exactitud es reportada de dos formas: como un porcentaje respecto a una escala o a una lectura. Este último resulta mejor (para fines de evaluación del medidor), ya que el error que se obtiene en un proceso de medición generalmente es proporcional a la magnitud del gasto. En la figura 2 se muestra de forma ilustrativa la exactitud.



FMC Technologies

Figura 2. Figura ilustrativa de la exactitud

Factor de volumen del gas: Es la relación entre el volumen de gas medido a presión y temperatura a condiciones de flujo, dividido por el volumen de gas medido a condiciones estándar

$$B_g = \frac{(V_g)_{P,T}}{(V_g)_{SC}} \dots \dots \dots (2)$$

Factor de volumen de un líquido: Es la relación del volumen de un líquido, medido a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, con el volumen de dicho líquido medido en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, después de pasar por los separadores.

Fracción de volumen de gas (GVF): Es la fracción de volumen de gas, relativa al volumen multifásico, a la presión y temperatura que prevalece en esa sección. El GVF se expresa normalmente como una fracción o porcentaje.

$$GVF = \frac{Q_g}{Q_g + Q_l} \dots \dots \dots (3)$$

Incertidumbre de medición: Parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente, ser atribuidos al mensurando.

Intervalo de Medición: Esta característica es conocida como la relación entre los gastos máximo y mínimo de flujo, para ciertas especificaciones de exactitud, a través de la cual la precisión es mantenida. Expresa el intervalo de flujo sobre el cual un medidor opera mientras conoce una tolerancia en el estado de exactitud. Eso es el máximo de flujo dividido por el mínimo de flujo por encima del intervalo.

$$\text{Intervalo de Medición} = \frac{\text{Máximo gasto que se puede medir}}{\text{Mínimo gasto que se puede medir}} \dots \dots \dots (4)$$

Mensurando: Magnitud particular sujeta a medición.

Patrón internacional. Patrón reconocido por un acuerdo internacional para servir internacionalmente como la base para la asignación de valores a los

otros patrones de la magnitud de interés.

Patrón nacional. Patrón reconocido por una decisión nacional, en un país, para servir como la base para la asignación de valores a otros patrones de la magnitud de interés.

Relación agua en líquido (WLR): Relación del gasto de flujo de agua, relativo al total del gasto de flujo del líquido (aceite y agua) a la presión y temperatura que prevalece en dicha sección.

$$WLR = \frac{Q_a}{Q_a + Q_o} \dots \dots \dots (5)$$

Repetibilidad: Proximidad de la concordancia entre los resultados de las mediciones sucesivas del mismo mensurando, con las mediciones realizadas con la aplicación de la totalidad de las siguientes condiciones:

- El mismo procedimiento de medición.
- El mismo observador.
- El mismo instrumento de medida, utilizado en las mismas condiciones.
- El mismo lugar.
- La repetición dentro de un periodo corto de tiempo.

La figura 3 muestra de forma ilustrativa la repetibilidad.



Figura 3. Gráfica ilustrativa de la repetibilidad

Sistema de medición: Conjunto completo de instrumentos de medición y otros equipos ensamblados para ejecutar mediciones específicas, y que sirven de base para transacción comercial, industrial o de servicios en y entre organismos.

Transferencia de custodia: Acción donde un fluido es medido para transferir la responsabilidad del resguardo del hidrocarburo con propósitos de venta o traspaso de propiedad.

1.2 Abreviaturas

A.I	Production Integral Active	Activo Integral de Producción
AIC	Cantarell Integral Active	Activo Integral Cantarell
AGA	American Gas Association	Asociación Americana de Gas
API	American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo
°API	Oil Gravity	Gravedad del Aceite en grados API
ANSI	American National Standards Institute	Instituto Nacional Americano de Normalización
BPD	Barrels Per Day	Barriles por Día
CNH	National hydrocarbons Commission	Comisión Nacional de Hidrocarburos
FAT	Factory Acceptance Test	Pruebas de Aceptación en Fábrica
Ge	Specific Gravity	Gravedad Específica
GLR	Gas – Liquid Ratio	Relación Gas – Líquido
GVF	Gas Volume Fraction	Fracción de Volumen de Gas
ISO	International Organization for Standardization	Organización Internacional de Normalización
LP	Low Pressure	Baja Presión
MFM	Multiphase Flow Meter	Medidor de Flujo Multifásico
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet per Day	Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día
MSCFD	Thousand Standard Cubic Feet per Day	Miles de Pies Cúbicos Estándar por Día
MFMS	Subsea Multiphase Flow Meter	Medidor de Flujo Multifásico Submarino
OIML	International Organization of Legal Metrology	Organización Mundial de Metrología Legal
p	Pressure	Presión
PEMEX	PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploration & Production	PEMEX Exploración & Producción
PR	PEMEX – Refining	PEMEX Refinación
PVT	Pressure – Volume – Temperature	Presión – Volumen – Temperatura
WLR	Water / Liquid Ratio	Relación Agua en Líquido

2 DESCRIPCIÓN DE LA MEDICIÓN ACTUAL

La producción de los pozos petroleros se encuentra en forma de mezcla, donde aceite, agua y gas fluyen en diferentes proporciones volumétricas que varían a medida que transcurre el tiempo de explotación de los campos, el flujo seguirá en forma de mezcla hasta llegar a las instalaciones de separación

En algunos casos durante el transporte de la producción, es necesario cuantificar en uno o varios puntos la cantidad de aceite, agua y gas, antes de llegar a un separador, justificando el uso de un medidor de flujo multifásico por la facilidad de instalación y rapidez de respuesta, para realizar la óptima operación del campo.

En la figura 4 se muestra un ejemplo de la aplicación de la medición multifásica, cuantificando la producción de los fluidos provenientes del pozo de manera directa, sin haber sido tratados previamente.

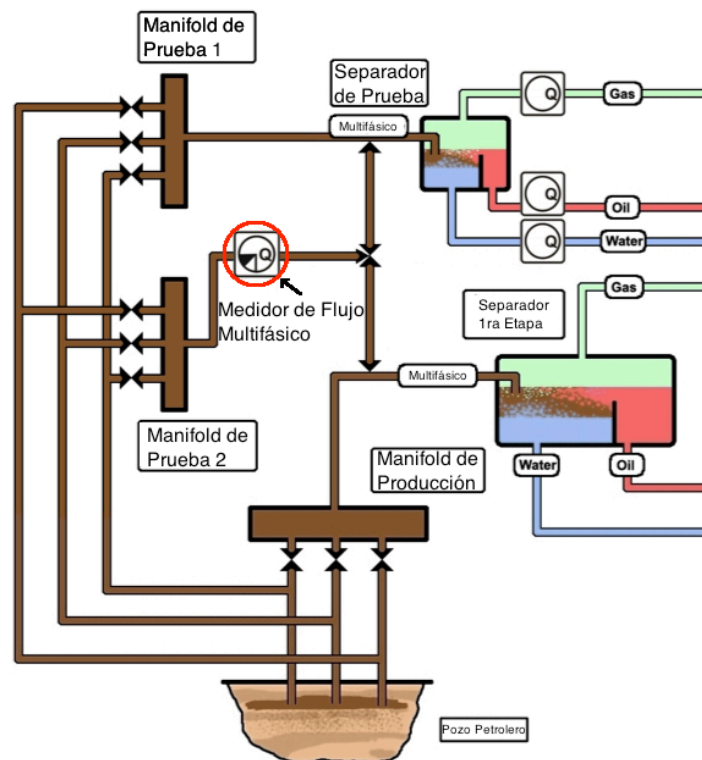


Figura 4. Aplicación de la medición multifásica antes de entrar al separador de pruebas²³

La medición también es de forma monofásica, donde se emplean medidores con mejor incertidumbre, como son los medidores de placa de orificio para medir el gas, los medidores tipo turbina para el aceite, y los ultrasónicos y medidores de desplazamiento positivo (DP), utilizados estos últimos para gas principalmente.

Para el empleo de las tecnologías de medición multifásica, es importante realizar análisis previos, con los cuales se pueda conocer el régimen de flujo esperado y el comportamiento que pueda tener la envolvente de operación. Una vez que se identifica el régimen de flujo, se evalúa la envolvente de operación del medidor, para poder elegir el MFM más adecuado. Los mapas donde se muestran los regímenes de flujo son una herramienta útil para realizar una selección óptima de los medidores.

Las tecnologías empleadas en los MFM sirven para medir el flujo de aceite, agua y gas de la corriente del pozo en forma de mezcla, por lo que no se necesita separar las corrientes de flujo; esto permite:

- Supervisar y monitorear el comportamiento de los pozos.
- Mejorar la explotación del yacimiento.
- Control del aseguramiento de flujo.
- Control de la distribución y manejo de la producción.
- Realizar las mediciones de producción de los fluidos provenientes de pozos y líneas de producción.
- Cuantificar la producción en campos alejados o plataformas sin tripulación.

La instalación de un MFM puede ahorrar espacio, peso y costo, si se compara con la instalación de un nuevo separador de prueba; los medidores de flujo multifásico son empleados para tener control en la producción de agua y arena de corrientes o pozos, que son uno de los problemas durante la producción el campo, así como identificar la necesidad de la inyección de gas de bombeo neumático.

Un MFM puede ser de ayuda para encontrar la tasa óptima de inyección de gas, debido a que son capaces de mostrar de forma instantánea el gasto de aceite en función de la tasa de flujo de gas de inyección.

Una alternativa para la medición de altos GVF (>95%) es el uso de medidores de gas húmedo, los cuales se consideran como un tipo de medidor multifásico. Se puede instalar un MFM adicional al separador de prueba, para brindar una mayor flexibilidad. Cuando se tienen instalados tanto el separador de prueba como el medidor de flujo multifásico se puede incrementar la capacidad total de la producción, debido a que el separador de prueba se utiliza como un separador normal de producción y el MFM se usa para realizar pruebas de pozo.

Otra aplicación de los MFM se tiene en campos marginales, donde las plataformas no se encuentran tripuladas y la función de los MFM en cada uno de estos pozos es monitorear y relacionar la corriente principal de flujo. En campos satélite se elimina la necesidad de tener líneas de prueba independientes y un sistema de recolección en el campo, la cual reduce el costo y peso de las instalaciones de campos costa fuera.

2.1 Tipos de medición

La medición de la producción de hidrocarburos puede realizarse de manera monofásica y multifásica. Actualmente se realizan diferentes tipos de medición en la industria petrolera, que dependen de la ubicación de los medidores de flujo y el objetivo que se tenga planteado. Existen 3 tipos de medición: Operacional, de referencia, fiscal / transferencia de custodia. (Ver Figura 5).

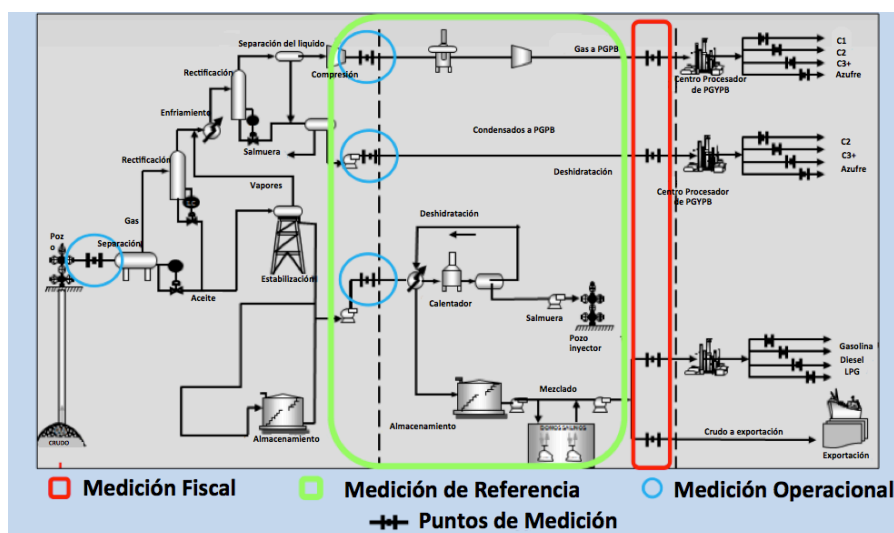


Figura 5: Imagen ilustrativa de donde se realizan los diferentes tipos medición¹³

Medición Operacional

La medición operacional es la cuantificación de los fluidos producidos: aceite, agua y gas, dependiendo de la infraestructura de procesos de separación instalada, pueden ser medidos en una, dos o tres fases; a diferentes grados de estabilización de las corrientes provenientes de los pozos, separadores, rectificadores, compresores, etc. En la figura 5, se muestran los puntos de medición operacional, siendo precisamente en estos puntos donde los valores de incertidumbre son mayores.

Medición de Referencia

Es la medición comparativa, calculada y utilizada con datos procedentes de los sistemas de medición con menor incertidumbre, bajo la consideración de que los medidores más confiables están ubicados a la salida de los separadores de medición y límites de baterías, donde los niveles de incertidumbre encontrados en estos puntos son menores que los encontrados en los puntos de medición operacional; por lo tanto, se compara y se realiza un balance con el que se verifica que los datos de entrada sean igual a los datos de salida.

Medición Fiscal / Transferencia de Custodia

Es la medición de la producción de aceite, agua y gas obtenidos a partir de los sistemas de medición con el menor grado de incertidumbre (medidores monofásicos), resultado de los procesos de separación y grado de

estabilización que cumplen con los requerimientos de calidad establecidos para la comercialización y el pago de contribuciones correspondientes. También es la medición de los hidrocarburos interorganismos, donde se registra la cantidad y calidad del crudo y gas, cumpliendo con las especificaciones técnicas requeridas en los procesos de obtención de derivados solicitados por una entidad a otra (Pemex Exploración y Producción y Pemex Refinación) para documentar la transferencia de custodia entre entidades.

Las mediciones fiscales y de transferencia de custodia son la base para la transferencia de dinero, ya sea entre una empresa y gobierno o entre dos empresas. Cualquier error sistemático en la medición dará lugar a un error sistemático en el flujo de dinero.

En la comercialización o puntos de venta de crudo el flujo se encuentra estabilizado, se monitorean los parámetros de calidad que este debe cumplir, ver Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de calidad de los crudos mexicanos¹⁷

Calidad de los Crudos Mexicanos				
Tipo de Crudo	Maya	Istmo	Olmeca	Altamira
°API (gravedad)	21.0 – 22.0	32.0 – 33.0	38.0 – 39.0	15.0 – 16.5
Viscosidad (SSU 100°F)	320	60	38	1280 – 1750
Agua y Sedimentos (%Vol)	0.5	0.5	0.5	1
Azufre (% Peso)	3.4 – 3.8	1.8	0.73 – 0.95	5.5 – 6.0
PVR (lb/p2)	6	6	6.2	3
Punto de Ecurrimiento (°F)	-25	-35	-55	32

A continuación en la Tabla 2 se muestran los valores incertidumbre permisibles establecidos por la CNH.

Tabla 2. Valores Máximos de Incertidumbre Dictaminados por la CNH²⁹

Tipo de Medición	Aceite		Gas	
	Incertidumbre 2012	Incertidumbre 2015	Incertidumbre 2012	Incertidumbre 2015
Volúmenes Extraídos en pozos y primeras baterías	±15.0%	±8.0%	±15.0%	±10.0%
Volúmenes Exportados	±0.3%	±0.25%	N/A	N/A
Transferencia de custodia activos GTDH (entrega – recepción)	±1.0%	±0.5%	±5%	±2.0%
Venta Subsidiarias	±0.3%	±0.25%	±2.0%	±1.0%

En México la CNH es la encargada de regular y emitir los lineamientos técnicos requeridos en la medición y los valores de incertidumbre que deben cumplir los operadores petroleros en el sector de producción de hidrocarburos (upstream).

Los medidores multifásicos tienen como objetivo cuantificar la producción de los hidrocarburos con el fin de optimizar los recursos de cada uno de los yacimientos petroleros; estos medidores cuentan con tecnologías de medición que permiten medir en ambientes complejos, logrando mediciones de manera más rápida y sencilla en comparación con un separador de medición. El medidor multifásico toma los registros de las fases que se encuentran fluyendo por la tubería en forma de mezcla, dependiendo de la cantidad de aceite, agua y gas encontrada en la mezcla, se emplearan las diferentes tecnologías de medición que existen, con las que se pueda calcular la proporción de cada una de las fracciones, teniendo principal cuidado con la fracción de aceite que es el componente que se comercializa con mayores rendimientos económicos.

3 PRINCIPIOS TEÓRICOS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de comprender, predecir y modelar; cuando el flujo se encuentra mezclado, la fase líquida y gaseosa fluyen juntas, por esta razón la distribución de las fases del fluido en espacio y tiempo difieren en los diferentes regímenes de flujo. El principal indicador del régimen de flujo es la velocidad superficial de cada una de las fases (líquida y gaseosa)

3.1 Técnicas de medición multifásica.

La medición multifásica toma como base los principios de medición empleados en mediciones de una sola fase, realizando ciertas modificaciones con las cuales se pueda calcular el gasto volumétrico total y por consiguiente el gasto de cada una de las fases individuales de la mezcla de hidrocarburos.

Para una sola fase de líquido o gas que viaja a través de una tubería de área de la sección transversal (A) con una velocidad promedio (V), el gasto volumétrico (Q) puede ser calculado por:

$$Q = AV \dots \dots \dots (6)$$

Cuando una mezcla de aceite, agua y gas está fluyendo a través de la misma tubería, los cálculos del flujo volumétrico se complican por la distribución y la velocidad de cada fase. Un enfoque simple para estimar el flujo volumétrico para cada fase es establecer la distribución de cada una de ellas, suponiendo que cada fase ocupa una fracción del área total en la sección transversal en cualquier instante:

$$f_o = \frac{A_o}{A} \dots \dots \dots (7)$$

$$f_w = \frac{A_w}{A} \dots \dots \dots (8)$$

$$f_g = \frac{A_g}{A} \dots \dots \dots (9)$$

$$f_L = f_o + f_w \dots \dots \dots (10)$$

$$f_o + f_w + f_g = 1 \dots \dots \dots (11)$$

Donde: f_o , f_w , y f_g son las fracciones de volumen con respecto a la fracción del área de la sección transversal (A) de las fases de aceite, agua, y gas en la mezcla. El gasto volumétrico, Q, de cada fase y el total (mezcla) del gasto de flujo se determinan por:

$$Q_o = Af_o V_o \dots \dots \dots (12)$$

$$Q_w = Af_w V_w \dots \dots \dots (13)$$

$$Q_g = Af_g V_g \dots \dots \dots (14)$$

$$Q_t = Q_o + Q_w + Q_g \dots \dots \dots (15)$$

Donde: V_o , V_w , y V_g son las velocidades de las fases de aceite, agua y gas en la mezcla. La tarea de cualquier medidor multifásico es estimar las fracciones de volumen y la velocidad individual de cada fase con las ecuaciones anteriores.

3.2 Regímenes de Flujo.

Los regímenes de flujo varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades de los fluidos, gastos de flujo, orientación y geometría de la tubería.

La velocidad superficial del gas (v_{sgas}) es la velocidad a la cual el gas fluye como si fuera el único fluido en la tubería. De esta manera la velocidad superficial del gas es el total del gasto Q_{gas} a las condiciones de operación actuales de presión y temperatura, dividida por el área total de la sección transversal de la tubería. La velocidad superficial del líquido es definida de la misma manera.

$$V_{sgas} = \frac{Q_{gas}}{A} \dots \dots \dots (16)$$

$$V_{sliquido} = \frac{Q_{liquido}}{A} \dots \dots \dots (17)$$

La determinación de los patrones de flujo es un problema medular en el análisis de un sistema multifásico. Todas las variables de diseño son frecuentemente dependientes del patrón existente. Estas variables son: la caída de presión, el colgamiento de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

3.2.1 Flujos Verticales

En flujos verticales, la velocidad superficial del gas y del líquido harán que el flujo multifásico cambie entre todos los regímenes de flujo existentes, como son: burbuja, bache, transición (churn) y anular. La figura 6, muestra los regímenes de flujo que pueden existir cuando se tiene flujo multifásico en una tubería vertical, en términos de las velocidades superficiales del gas y líquido.

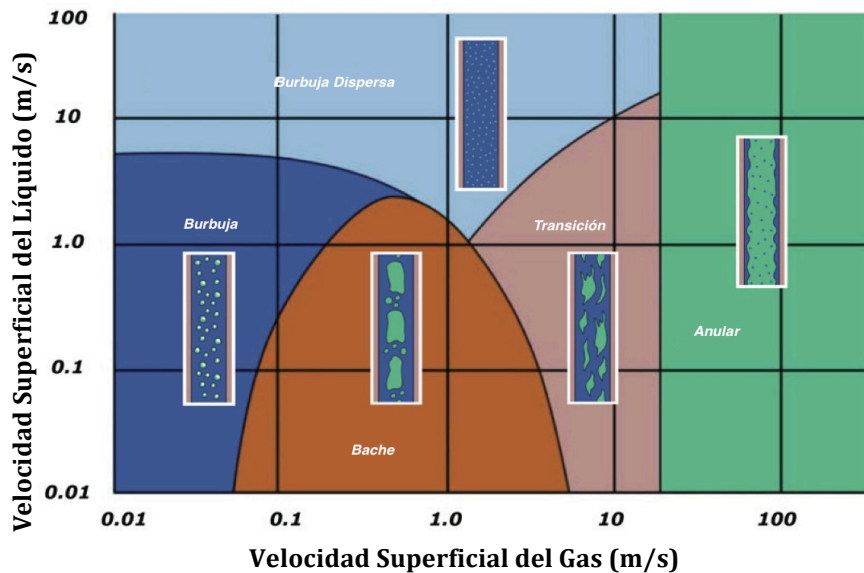


Figura 6. Mapa genérico del flujo multifásico vertical⁵

3.2.2 Flujos Horizontales

En los flujos horizontales, también las transiciones entre patrones de flujo son funciones de factores como diámetro de la tubería, tensión interfacial, densidad de las fases, gasto, y velocidad superficial del gas y líquido. El siguiente mapa

es una representación cualitativa de cómo las transiciones del régimen de flujo dependen de la velocidad superficial del gas y del líquido en flujo multifásico horizontal. Un mapa como este sólo será válido para una tubería específica, presión específica y un fluido multifásico específico. La Figura 7, nos muestra los regímenes de flujo existentes para flujo horizontal.

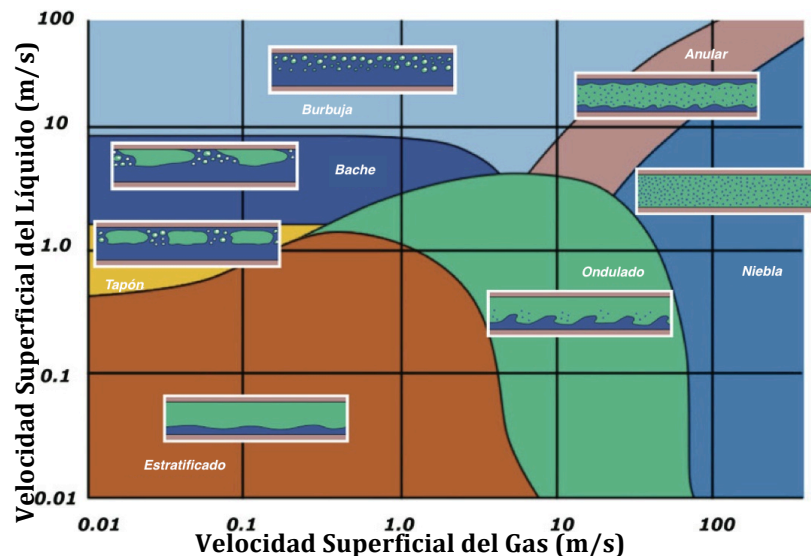


Figura 7. Mapa genérico del flujo multifásico horizontal⁵

La suma de la V_{sgas} y $V_{\text{slíquido}}$ es la velocidad de la mezcla multifásica. Sin embargo, esta última es un derivado de la velocidad y sólo tiene sentido si el flujo multifásico es homogéneo, y si las fases líquida y gaseosa viajan a la misma velocidad real.

3.3 Efectos de Resbalamiento.

Al tener flujo multifásico, la fase más ligera del gas se mueve mucho más rápido que la fase líquida; el líquido tiende a acumularse en segmentos de tuberías horizontales e inclinadas, esto ocasiona que se forme colgamiento de líquido (H_L) y fracción de vacío de gas (α_g), debido al resbalamiento entre las fases.

En condiciones sin resbalamiento el colgamiento de líquido será igual a la fracción de volumen de líquido, cuando el flujo es homogéneo y las dos fases se desplazan a velocidades iguales. Sin embargo al tener flujo multifásico el

resbalamiento ocasiona que el colgamiento de líquido sea mayor que la fracción de volumen de líquido, lo mismo sucede para el gas, ya que la fracción de vacío de gas será mayor que la fracción de volumen de gas en un flujo multifásico. En la figura 8 se ilustran los efectos de resbalamiento.

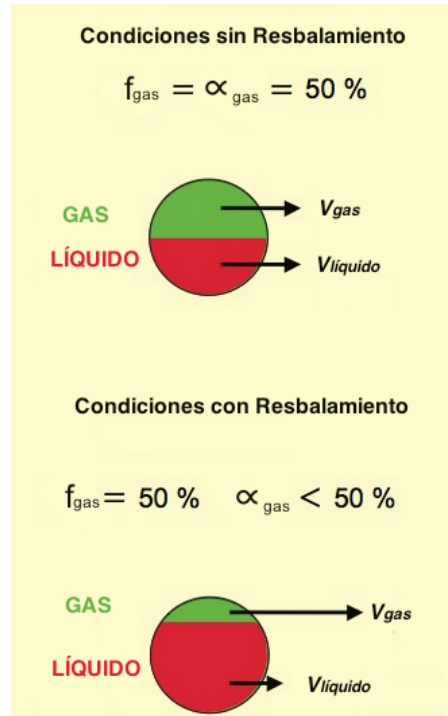


Figura 8. Diferencia entre el GVF y la fracción de vacío del gas⁵

$$H_L = \frac{A_L}{A_{tuberia}}, \text{Colgamiento del líquido} \dots \dots \dots (18)$$

$$\alpha_g = \frac{A_g}{A_{tuberia}}, \text{Fracción de Vacío del Gas} \dots \dots \dots (19)$$

$$H_L + \alpha_g = 1 \dots \dots \dots (20)$$

$$f_L + f_g = 1 \dots \dots \dots (21)$$

A partir del colgamiento de líquido y de las velocidades actuales se pueden calcular las velocidades superficiales del gas y del líquido.

$$H_L \geq f_L \quad y \quad \alpha_g \geq f_g \dots \dots \dots (22)$$

$$V_{s,g} = \frac{q_g}{A_{tuberia}} = \frac{q_g}{A_{gas}} * \frac{A_g}{A_{tuberia}} = V_g * \alpha_g \dots \dots \dots (23)$$

$$V_{s,L} = \frac{q_L}{A_{tuberia}} = \frac{q_L}{A_L} * \frac{A_L}{A_{tuberia}} = V_L * H_L \dots \dots \dots (24)$$

Otra forma de clasificar el flujo multifásico, es por medio del GVF de flujo. Este método de clasificación es relevante para la medición multifásica. Debido a que el GVF es uno de los parámetros que causa que las mediciones tengan un alto grado de incertidumbre, además el patrón de flujo se vuelve más complejo e inestable, y la cantidad de aceite contenida en la mezcla decrece cuando la cantidad de gas aumenta. La Tabla 3 presenta una forma de clasificar la incertidumbre con los diferentes valores de GVF, para poder identificar rápidamente en donde los medidores de flujo multifásico tienen un mejor comportamiento, reflejándose en los valores de incertidumbre.

Tabla 3. Clasificación del GVF y rangos del comportamiento de los medidores de flujo multifásico⁵

Clasificación	Rango indicativo del GVF	Observaciones
GVF Bajo	0 – 25%	Se emplean medidores de flujo monofásico. En caso que el GVF crezca el funcionamiento no será el óptimo.
GVF Moderado	25% - 85%	Se tiene el rendimiento óptimo de los sistemas de medición multifásica. Los medidores monofásicos no son una opción viable.
GVF Alto	85% - 95%	El rango de incertidumbre comienza a incrementarse. Esto ocurre porque los componentes de más alto valor decrecen (en este caso aceite).
GVF Muy Alto	95% - 100%	Es el mayor rango multifásico y podría ser denominado “gas húmedo”. El gas es el componente principal de la mezcla: para estos casos se utilizan medidores híbridos (multifásicos y de gas húmedo) o medidores de gas húmedo.

4 TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN

Las diferentes tecnologías de medición determinan valores de velocidad y fracciones de las fases, cuando la mezcla de hidrocarburos pasa a través del MFM, con el fin de calcular las fases individuales de aceite, agua y gas de forma precisa y en un menor tiempo de respuesta.

4.1 Cálculo de la velocidad

Las tecnologías empleadas para el cálculo de la velocidad de los fluidos en los MFM son: medidor Venturi y correlación cruzada.

4.1.1 Medición de la velocidad con medidor Venturi para flujos de tipo multifásico

Un medidor Venturi es útil para manejar cualquier cantidad de gas, incluso cantidades mayores al 85% donde se forma flujo anular y todo el gas se acumula en el centro del sensor y el líquido se distribuye a lo largo de las paredes del sensor.

La presión diferencial a lo largo del Venturi es proporcional a la energía cinética de una mezcla que pasa a través del mismo; de este modo, la curva de respuesta del Venturi está relacionada a la masa de la mezcla y a su velocidad.

Para tomar en cuenta el flujo en tres fases, se modifica la ecuación estándar del medidor Venturi, la cual se usa considerando la fracción del gas de la mezcla.

Otra sección del medidor se encarga de determinar la composición de la mezcla por lo tanto, se puede determinar la velocidad del líquido y gas a partir de la medida de la presión diferencial.

Para determinar la velocidad del flujo multifásico se emplea la ecuación de Venturi. La ecuación de flujo multifásico difiere de la ecuación para flujo

monofásico puesto que para un flujo multifásico se debe considerar el resbalamiento entre las fases.

Si se tienen presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del Venturi, puede ocasionarse que el gasto de flujo calculado sea más bajo que el verdadero, pero con presiones diferenciales mayores se obtienen gastos de flujos con incertidumbres demasiado altas.

4.1.2 Medición de la velocidad por medio de una correlación cruzada

Otra técnica usada para medir el flujo multifásico es la correlación cruzada es una técnica estadística que compara las similitudes de las señales de los pares de electrodos del sensor capacitivo; cada par de electrodos tiene su función específica, así los electrodos de mayor tamaño son más sensibles a las burbujas de gas y los electrodos pequeños son sensibles a las burbujas de gas de menor tamaño.

Los electrodos están colocados a una distancia conocida y miden el tiempo de desfase que tienen las curvas de respuesta. Como la distancia entre los electrodos es muy pequeña, la mezcla del líquido y gas cambia muy poco en el tiempo, por lo que la señal del segundo electrodo es casi idéntica al electrodo que le precede. Cada par de electrodos genera dos series de tiempo, de esta manera habrán dos tiempos medidos. Una vez que se determinen los tiempos de desfase entre las series de datos, y a la vez se conoce la distancia entre los electrodos, el medidor es capaz de determinar las velocidades de las burbujas grandes y las burbujas pequeñas. Las mediciones obtenidas por los electrodos cambian en el tiempo, de acuerdo a la variación de la composición de la mezcla mientras fluye por el sensor. El líquido que contiene mucho gas (baches) generará una señal diferente a la que genera el líquido que contiene pequeñas burbujas de gas disperso.

El método de correlación cruzada consiste en determinar las dos velocidades más significativas del flujo multifásico:

- La velocidad de las burbujas pequeñas del gas (inmersas en la fase líquida); éstas se mueven a la misma velocidad que el aceite y agua.
- La velocidad de las burbujas grandes de gas, las cuales se transportan a una velocidad mayor que la fase líquida.

Una vez obtenidas las dos velocidades, son combinadas con la información de las medidas de fracción de las fases con el fin de determinar los gastos individuales para cada una de las fases de la mezcla.

4.2 Cálculo de las fracciones de las fases.

Para medir las fracciones de las fases de los fluidos de la mezcla multifásica se usan tres diferentes métodos, como son: rayos gamma, impedancia eléctrica (capacitancia y conductancia) y tecnologías de microondas.

4.2.1 Medición de la fracción volumétrica mediante el uso de atenuación de rayos gamma

Los rayos gamma son radiaciones electromagnéticas resultantes de transiciones nucleares. Los rayos gamma utilizados en sistemas de medición multifásica son producidos por fuentes químicas que se desintegran con el tiempo. Cuando los rayos gamma pasan a través de una mezcla de aceite, agua y gas, interactúan con los electrodos y los núcleos de moléculas dentro de la mezcla. Esta interacción resulta en la atenuación de la radiación medida que pasa a través de los fluidos. Por lo tanto, si una fuente de radiación gamma se coloca en un lado de una tubería con diámetro interno, d , y a través del cual una mezcla de aceite, agua y gas está fluyendo, la intensidad del haz después de que ha pasado a través de la tubería se reduce con relación a la de un tubo de vacío. Si I_0 es la intensidad de haz para el tubo de vacío, la intensidad afectada por el paso de la mezcla I se rige por la siguiente relación:

$$I = I_0 C \exp\{-d(f_o v_o + f_w v_w + f_g v_g)\} \dots \dots \dots (25)$$

Donde: C, es una constante relacionada con la fuente y la geometría instalada; f_o , f_w , y f_g , son las fracciones de aceite, agua y gas en la mezcla,

respectivamente ν_o , ν_w , ν_g , son los coeficientes de atenuación lineal de los componentes de aceite, agua y gas, respectivamente.

Los coeficientes de atenuación lineal de aceite, agua y gas varían con la energía de los rayos gamma. Si el conjunto anterior se repite hasta con dos fuentes de energía de rayos gamma diferentes, dos ecuaciones independientes similares a la ecuación de atenuación másica se pueden escribir, estas dos ecuaciones más una tercera relación, que es la suma de las fracciones de volumen debe ser igual a la unidad para garantizar que la relación de ecuaciones es correcta. Se requiere conocer la densidad para así calcular las fracciones de los componentes de manera precisa

La atenuación de rayos gamma es dependiente de la densidad y del coeficiente de atenuación másico del material penetrado con la cual se relaciona la siguiente ecuación.

$$N = N_o e^{-x \rho \nu} \dots \dots \dots (26)$$

Donde:

N= Gasto contable del detector de rayos gamma

N_o = Gasto contable de la tubería vacía

X= Longitud del recorrido gamma

ρ =Densidad del material penetrado

ν = Coeficiente de atenuación másica del material penetrado

Para encontrar el intervalo de operación de los dos niveles de energía gamma es necesario realizar una interpretación gráfica en la cual se relacionen los tres niveles de atenuación de cada una de las fases de la mezcla, es decir que se graficarán en forma de triángulo los tres niveles de atenuación gamma, donde los parámetros de operación óptimos deberán estar ubicados dentro de los ángulos del triángulo demostrando que la ecuación realizada para rayos gamma es correcta.

4.2.1.1 Triángulo de solución

La grafica en forma de triángulo conocida como triángulo de solución es importante para el principio de medición con rayos gamma, debido a que los rayos gamma son interpretados visualmente con esta forma gráfica, ya que cada uno de los fluidos de la mezcla atenúan a los rayos gamma en un diferente grado. Para cada fase, la relación del gasto de alta energía en función de la intensidad de la fuente es una gráfica de coordenadas x,y. Estos puntos se convierten en los vértices del triángulo. La fracción de la fase es determinada por la intersección de dos líneas dentro del triángulo. La primera línea representa la GLR (Relación Gas – Líquido); la segunda conecta el punto correspondiente al 100% de gas con el punto correspondiente a la WLR (Relación Agua en Líquido) (Relación Agua en Líquido)

Las figuras 9 y 10 muestran de forma ilustrativa cómo funciona el triángulo de solución.

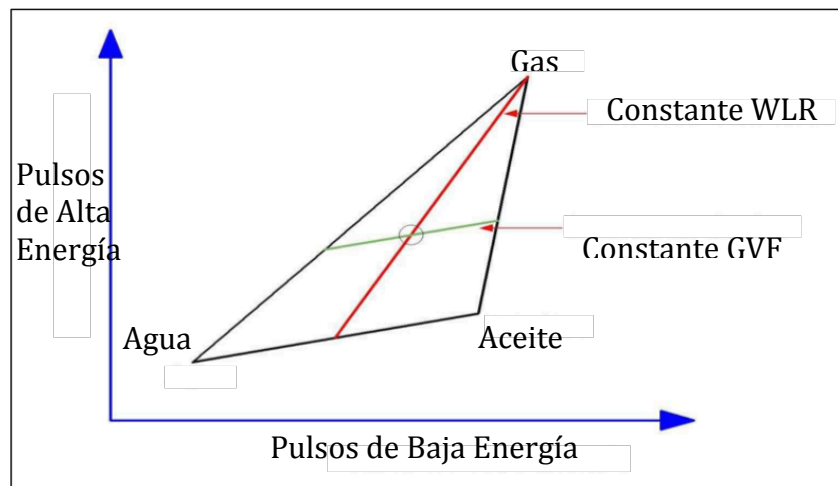


Figura 9. Imagen representativa de un triángulo de solución empleado para conocer el WLR y GVF de la mezcla²²

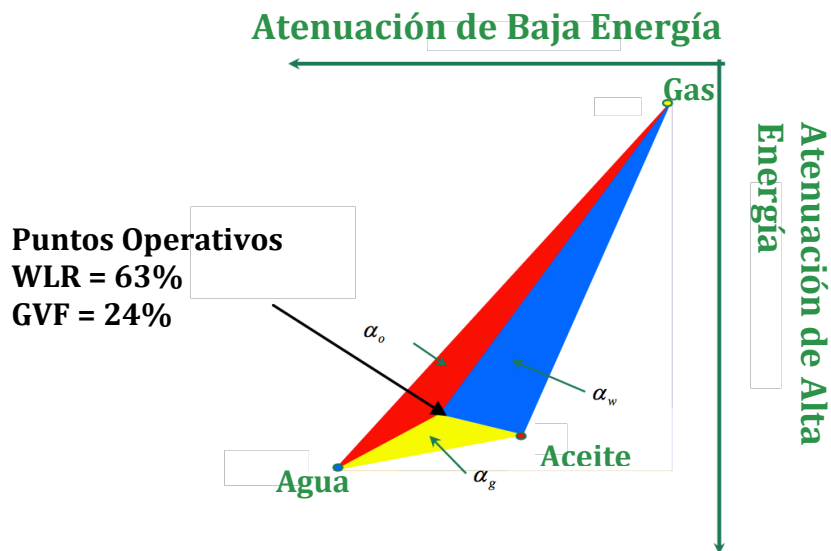


Figura 10. Ejemplo de un triángulo de solución con valores operativos de WLR y GVF²²

Las tasas de pulsos del detector en los niveles de alta y baja energía son dados en los planos x, y. Cuando el medidor funciona correctamente, cualquier medición de atenuación de energía realizada sobre combinaciones de aceite, agua y gas a través de la sección medida, dará como resultado un punto que caerá dentro del triángulo.

En el triángulo, la fracción del volumen del gas GVF; se determina con facilidad al trazar una paralela a la base del triángulo y la WLR se dibuja relativamente fácil.

En la Figura 11, se muestra la atenuación de rayos gamma para una mezcla de aire, aceite y agua. Los picos de alta y baja energía se utilizan para determinar la fracción de cada una de las fases.

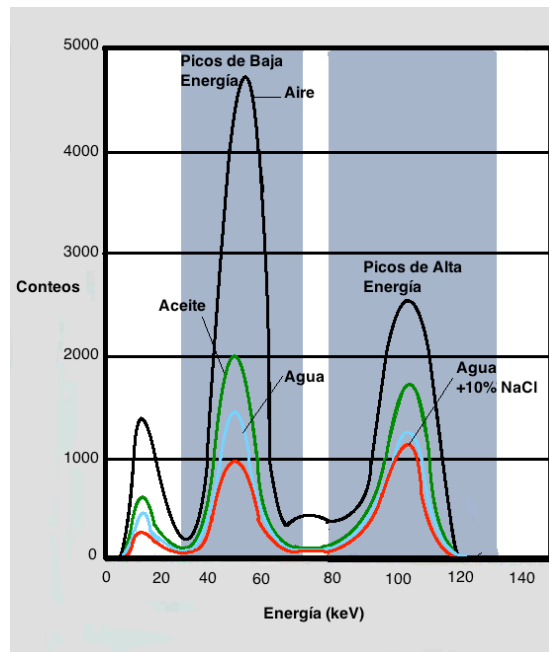


Figura 11. Representación gráfica del método de rayos gamma doble⁴

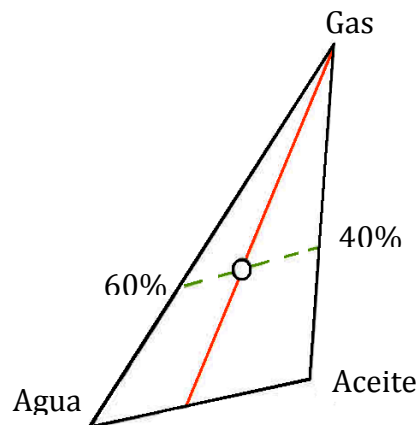


Figura 12. Pico de baja energía⁴

En la Figura 12, se muestra el triángulo de solución de una gráfica de alta y baja energía (eje vertical y horizontal, respectivamente) donde se muestra un ejemplo para una mezcla de aceite, agua y gas, donde se tiene un corte de agua del 40% y fracción de volumen de gas del 60%.

4.2.2 Medición de la Densidad de la Mezcla

En un flujo multifásico además de medir el gasto, también se debe obtener la densidad mediante un densitómetro de rayos gamma. Debido a la diferencia significativa de la densidad del líquido y gas en la mezcla, la tasa de absorción permite obtener una medida exacta de las fracciones de líquido y gas de la mezcla.

El funcionamiento del densímetro se basa en la absorción de la radiación gamma en un medio, en función de la densidad media a lo largo de la trayectoria del haz de partículas gamma.

Los fabricantes utilizan dos diferentes de fuentes nucleares, como son: fuente radiactiva de Cesio 137 (ROXAR) y fuente radiactiva de Bario 133 (ROXAR, Cameron – Framo – Schlumberger, FMC Technologies). La fuente radiactiva de Cesio 137 (Cs-137) se encuentra en una caja de cerámica de 3 x 3 mm. con una vida de 30.17 años y vida útil de 15 años, la cual esta contenida en un encapsulamiento doble. La otra fuente radiactiva empleada para realizar las mediciones nucleares Bario 133 (Ba-133) se coloca al lado contrario de la garganta de un Venturi que detecta los fotones gamma que no fueron absorbidos por la mezcla.

Un fotomultiplicador en el detector convierte los fotones gamma en señales eléctricas que son digitalmente procesadas con más de un millón de operaciones por segundo.

Debido a la significativa diferencia entre las densidades del líquido y gas en mezclas de aceite-agua-gas, el índice de absorción proporciona una medida exacta de las porciones de líquido y gas en la mezcla. La absorción de la radiación gamma en un medio esta en función de la densidad promedio a lo largo de la ruta de la partícula gamma. La Figura 13 muestra como se encuentra ubicada la fuente radiactiva en un densitómetro de rayos gamma.

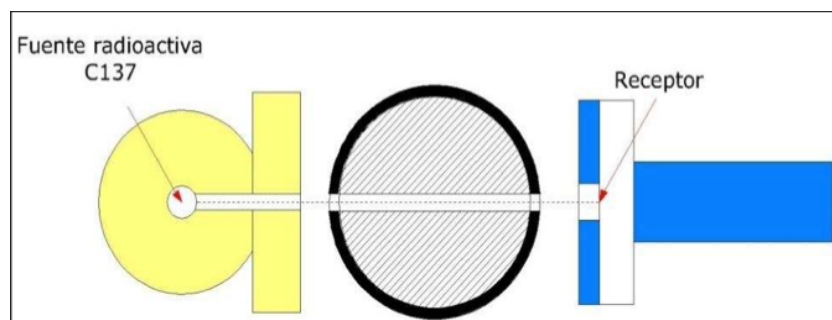


Figura 13. Elementos del densitómetro gamma²⁷

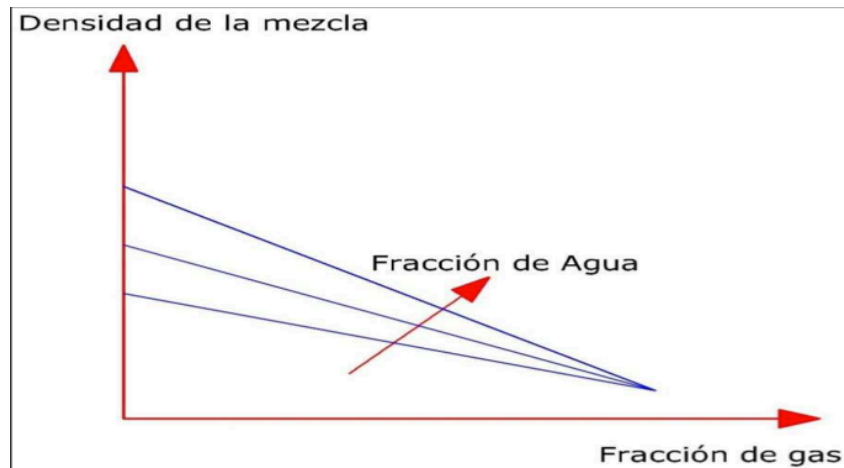


Figura 14. Comportamiento de la fracción de gas y agua con respecto a la densidad de la mezcla²⁷

4.2.3 Métodos de impedancia eléctrica (capacitancia y conductancia)

El principio fundamental de los métodos de impedancia eléctrica para las mediciones de la fracción de fases de la mezcla, se obtiene cuando el fluido que fluye en la sección de medición de la tubería se caracteriza como un conductor eléctrico.

Mediante la medición de impedancia eléctrica a través del diámetro de la tubería, las propiedades de la mezcla del fluido como la conductancia y la capacitancia pueden ser determinados. La cantidad eléctrica medida de la mezcla depende de la conductividad y permitividad de los componentes: aceite, agua y gas, respectivamente.

4.2.3.1 Medición de la permitividad de la mezcla

La permitividad es una propiedad eléctrica que será diferente para cada uno de los tres componentes de la mezcla, por lo tanto, la permitividad de la mezcla es una medida de las fracciones de los diferentes componentes.

La medición de la permitividad (constante dieléctrica relativa) se ocupa para estimar la fase acuosa de la corriente de flujo. Se utilizan sensores de capacitancia o sensores de microondas, que estiman el corte de agua y su correspondiente fracción de agua en un flujo continuo de aceite o flujo de gas húmedo.

La permitividad se puede medir usando un sensor de capacitancia, mediante la colocación de un electrodo en cada lado del medio de flujo, en el interior del sistema, pero separado de la tubería de acero por un aislante eléctrico. Los electrodos actúan como un detector de capacitancia, y la capacitancia resultante puede ser medida entre los electrodos. Por lo tanto, esta capacitancia variará de acuerdo con la cantidad de aceite, agua y gas en la mezcla.

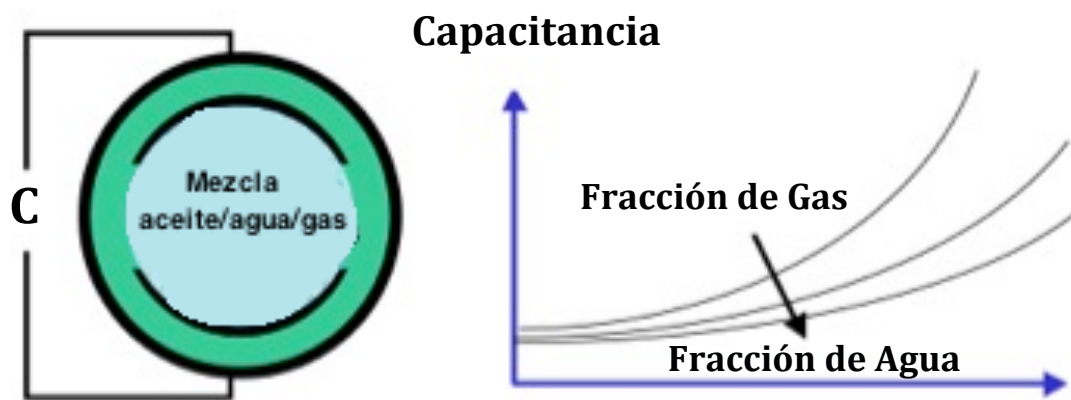


Figura 15. Principio de medición de capacitancia²³

Esta medición de capacitancia funciona siempre y cuando la fase continua sea el aceite, es decir, mientras el agua se encuentra dispersa en el aceite y no se forma un flujo continuo de agua entre los electrodos.

Normalmente, el flujo de aceite es continuo, siempre y cuando el corte de agua esté por debajo del 60 - 70% aproximadamente. Para cortes de agua más altos el flujo continuo será el agua. Para estas situaciones, la medición de la capacitancia debe ser sustituida por una medición de conductancia.

Los valores adimensionales de permitividad para el aceite, agua y gas son:

- Aceite: 2.2 – 2.4
- Gas: ≈ 70
- Agua: ≈ 1

La constante de permitividad de la mezcla dará una medida de las fracciones de cada componente en el flujo, y se expresa como una función de sus componentes.

$$\varepsilon_{total} = (X\varepsilon_w, Y\varepsilon_o, Z\varepsilon_g) \dots \dots \dots (27)$$

Donde:

ε , son las permitividades para cada una de las fases de la mezcla (aceite, agua, gas).

X, Y, Z, son las fracciones de agua, aceite y gas.

Medición de la conductividad de la mezcla

La conductividad es la capacidad de un cuerpo para permitir el paso de la corriente eléctrica. La conductividad en líquidos reacciona con la presencia de sales en la solución.

La conductividad se mide mediante la inyección de una corriente eléctrica conocida o controlada en el flujo, y luego se mide la caída de tensión entre los electrodos a lo largo de una sección aislada de la tubería, dicha corriente puede ser inyectada por los electrodos de contacto. La corriente, caída de tensión y resistencia se puede calcular usando la Ley de Ohm. Dado que también se conoce la distancia entre los electrodos del detector, la resistencia medida se puede convertir en una medición de la conductividad. Ver figura 16.

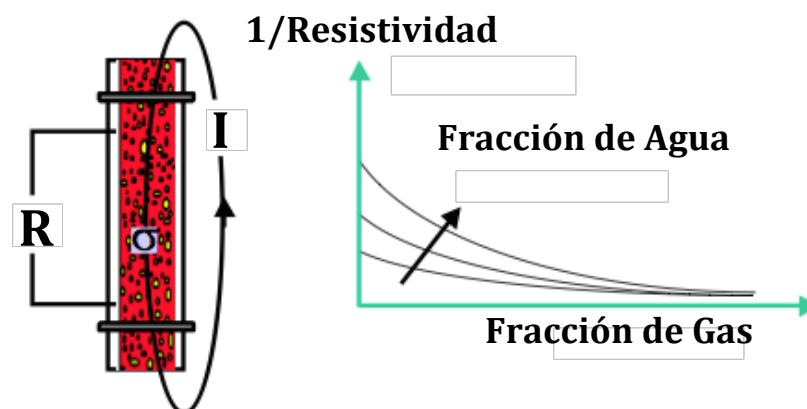


Figura 16. Principio de medición por conductancia²³

4.2.4 Tecnología de microondas

Las mediciones de microondas son mediciones dieléctricas, que son significativamente diferentes de las técnicas de medición de capacitancia, ya que tanto las frecuencias son más altas y los principios de funcionamiento de los sensores son diferentes.

Sensor de transmisión, medición en una sola frecuencia. Dos sondas (antenas) se utilizan para transmitir una señal y para la recepción de la misma después de la transmisión a través del medio.

Sensor de resonancia. Los cambios de frecuencia de resonancia con la permitividad (ε) del medio se calculan con la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \left(\frac{Fr_0}{F_r}\right)^2 \dots \dots \dots (28)$$

Donde: Fr_0 es la frecuencia de resonancia del sensor lleno de aire, y F_r es la frecuencia de resonancia medida cuando el sensor se llena con el fluido, la Fr_0 depende del tamaño físico y la forma del resonador. La principal limitación del método de resonancia es que sólo se puede utilizar con los medios continuos de aceite. Fluidos continuos de agua absorben la energía de microondas demasiado rápido para que se produzca resonancia.

Los MFM de microondas utilizan el principio de resonancia para fluidos de aceite continuo, y el principio de transmisión de frecuencia variable en los fluidos continuos de agua, utilizando las mismas sondas. Cuando la atenuación es baja, el tubo actúa como un resonador y, cuando la atenuación es alta, se detecta la diferencia de fase entre dos sondas. Mediante el uso de dos conjuntos de sondas separadas axialmente por una distancia fija, la correlación cruzada puede ser utilizada para medir la velocidad del flujo; siempre y cuando el GVF no tenga valores muy altos ($90 < \text{GVF}$).

5 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

Existen diferentes tipos de medidores multifásicos, los cuales utilizan diferentes tipos de tecnología aplicada; estos medidores están constituidos de un conjunto de sistemas y elementos (primarios, secundarios y transmisores) los cuales son diseñados dependiendo de las necesidades requeridas en los ambientes en los cuales se emplearán, sin embargo, también son utilizados como instrumentos de control de la producción con el fin de alargar la vida útil del pozo.

Los MFM son un conjunto de equipos e instrumentos que hacen que el medidor sea una herramienta eficaz al momento de medir la producción de la mezcla de hidrocarburos, se dividen en tres elementos: primarios, secundarios y terciarios.

Los elementos primarios son aquellos que están en contacto directo con el fluido, pero también son aquellos que brindan la medición principal, es decir si se necesita medir la velocidad de la mezcla de hidrocarburos, entonces el elemento primario es aquel que mida la velocidad (Venturi, correlación cruzada), si debe medirse la densidad de la mezcla, el elemento primario será aquel que realice mediciones de los componentes de la mezcla (atenuación de rayos gamma, impedancia eléctrica). En pocas palabras, el elemento primario del medidor es aquel que obtiene las mediciones prioritarias.

Los elementos secundarios, a diferencia de los elementos primarios, son aquellos sistemas que sirven de apoyo para la medición, por ejemplo: transmisores de temperatura, presión y diferencial de presión.

Los elementos terciarios son aquellos que completan la infraestructura de medición; estos elementos no están relacionados con los fluidos de manera directa, pero son los elementos que permiten conocer las lecturas del equipo; por ejemplo: el computador de flujo, unidad de adquisición de datos, etc.

La figura 17 es un diagrama de bloque que ilustra los elementos primarios, secundarios y terciarios.

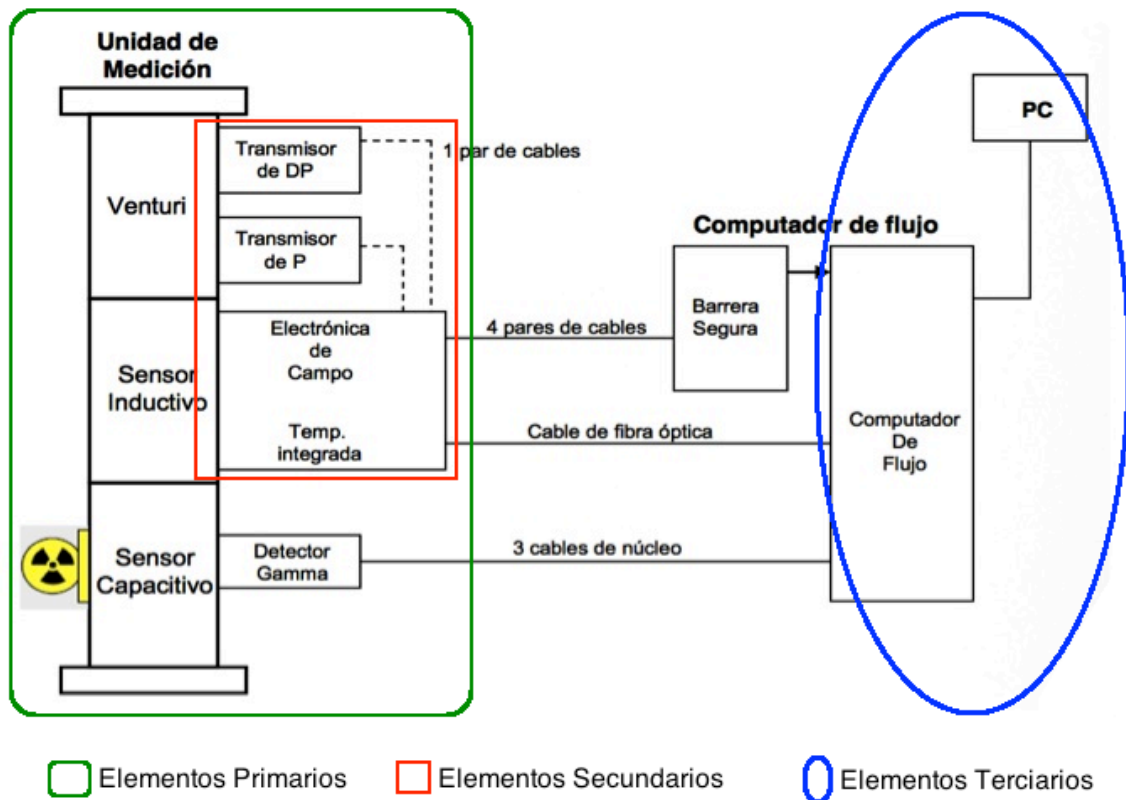


Figura 17. Ejemplo de un diagrama de bloques de un medidor multifásico²⁵

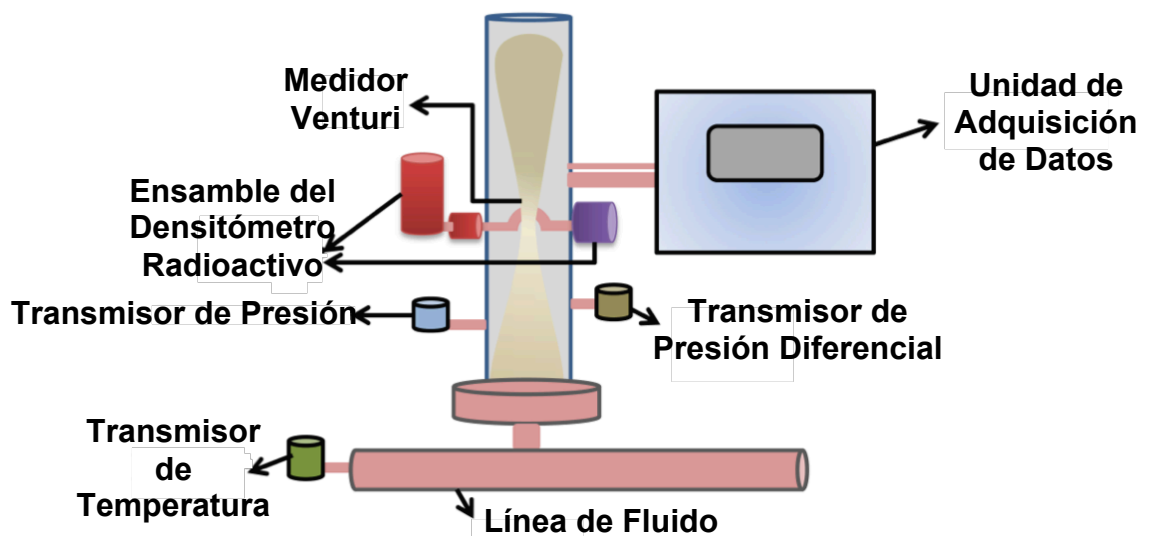


Figura 18. Unidad de componentes de un medidor de flujo multifásico¹

Generalmente, los medidores de flujo multifásico emplean mediciones de velocidad y composición del fluido,

- Medición de la composición para determinar las proporciones volumétricas de aceite, agua y gas a condiciones de flujo (atenuación de rayos gamma, impedancia eléctrica).
- Medición de la velocidad, para determinar la velocidad de flujo de líquido y/o gas a través del medidor (Venturi, correlación cruzada).

La medición del gasto de flujo puede convertirse a condiciones estándar o a las condiciones requeridas, a partir de las propiedades PVT (Presión, Volumen y Temperatura). El medidor tiene como parámetros de entrada los datos obtenidos por un PVT previamente realizado, con el cual se conocen las propiedades físicas de los fluidos como pueden ser: densidad, salinidad y más con el fin de calibrar el medidor con los datos obtenidos.

5.1 Principio de funcionamiento de los medidores Venturi y radiación gamma dual

5.1.1 Medidor Venturi

El Venturi consta de ventanas transparentes nucleares, las cuales permiten que los rayos gamma pasen de la fuente al detector con una pérdida insignificante causada por dichos elementos.

La determinación del gasto del fluido en el Venturi se fundamenta en la aplicación de las leyes de conservación de la energía y conservación de la masa.

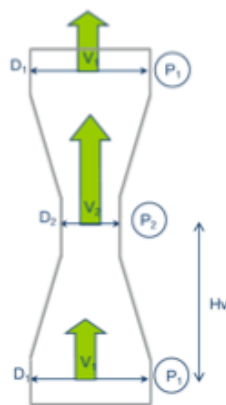


Figura 19. Esquema de la sección del Venturi²⁷

La Ley de la conservación de la energía (Bernoulli) fue desarrollada para un fluido ideal, entendiéndose como fluido ideal, aquel cuyo volumen, densidad y viscosidad se mantiene constantes en el tiempo. La Figura 19 muestra una sección completa del medidor Venturi.

La ecuación que describe la conservación de la energía es la siguiente:

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2} + gZ_1 = \frac{P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2} + gZ_2 \dots \dots \dots (29)$$

Donde: P1= Presión en el punto 1

P2= Presión en la garganta del Venturi

ρ = Densidad de la mezcla

g= Constante gravitacional

Z1= Altura en el punto 1

Z2= Altura en el punto 2

V1= Velocidad del fluido en el punto 1

V2= Velocidad del fluido en la garganta del Venturi

La Ley de conservación de la materia en la sección del Venturi, se representa con la siguiente ecuación.

$$\dot{m} = \frac{1}{4}\pi D_2^2 V_2 \rho = \frac{1}{4}\pi D_1^2 V_1 \rho \dots \dots \dots (30)$$

Donde: $\dot{m}$ =Gasto másico

D1= Diámetro de la sección del Venturi en el punto 1

D2= Diámetro de la garganta del Venturi

Adicionalmente, se realiza la relación de diámetros en dos puntos de la sección Venturi para poder desarrollar la ecuación modificada, con la siguiente expresión:

$$\beta = D_2/D_1 \dots \dots \dots (31)$$

Dado que las ecuaciones de estas leyes realizan consideraciones de flujo de fluidos ideales, se hacen ciertas modificaciones a las mismas tomando en cuenta el coeficiente de descarga y la compresibilidad del fluido.

Relacionando las ecuaciones 29, 30 y 31, y despejando el gasto másico se obtiene:

$$\dot{m} = \frac{\pi}{4} \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \sqrt{2(P_1 P_2 - \rho g(Z_2 - Z_1))} \rho \dots \dots \dots (32)$$

La ecuación 32 modificada para la medición de un flujo multifásico, con ligera compresibilidad y pequeñas pérdidas de energía, queda determinada con la siguiente expresión:

$$\dot{m}_{total} = C_f \frac{\pi}{4} \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \alpha \sqrt{2(P_1 P_2 - \rho_{mezcla} g(Z_2 - Z_1))} \rho_{mezcla} \dots \dots \dots (33)$$

$$C_f = \frac{\dot{m}_{real}}{\dot{m}_{ideal}} \dots \dots \dots (34)$$

Donde:

C_f = Coeficiente de descarga, y

α = Factor de expansión

Para un fluido multifásico, el coeficiente de descarga es función de la viscosidad del fluido y la fracción volumétrica del gas; el factor de expansión depende de la densidad del gas y el líquido a condiciones de línea y también de la fracción volumétrica del gas.

Así el medidor determina de forma indirecta el gasto másico total, apoyándose del medidor Venturi.

5.1.2 Radiación Gamma Dual

Como se explicó en el Capítulo 4, los rayos gamma emitidos por la fuente nuclear contienen dos niveles distintos de energía (alta y baja), la tasa de conteo del detector gamma se establece con la ecuación 26.

Sin embargo, cuando componentes múltiples son penetrados, como en una mezcla multifásica de aceite, agua y gas, la ecuación está en función de los dos niveles de energía (32 Kev y 81 Kev baja y alta respectivamente), la ecuación 26 se verá afectada y se expresara de la siguiente manera:

$$N = N_o e^{-x[(\mu_{op}\rho_o\alpha)+(\mu_w\rho_w\beta)+(\mu_g\rho_g\gamma)]} \text{ para } 32 \text{ Kev} \dots \dots \dots (35)$$

$$N = N_o e^{-x[(\mu_{op}\rho_o\alpha)+(\mu_w\rho_w\beta)+(\mu_g\rho_g\gamma)]} \text{ para } 81 \text{ Kev} \dots \dots \dots (36)$$

Donde:

α , β y γ , son las fracciones volumétricas para cada una de los componentes de la mezcla.

Para poder resolver el sistema de ecuaciones, es necesario plantear una tercera ecuación basada en el principio de porcentaje de las fracciones, que es igual a 1 obteniendo:

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \dots \dots \dots (37)$$

Siendo $R(e)$ constantes relativas a cada fluido en los distintos niveles de energía, las cuales son determinadas en un proceso denominado referencia de fluidos, el sistema de ecuaciones puede plantearse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} R_o(e_1) & R_w(e_1) & R_g(e_1) \\ R_o(e_2) & R_w(e_2) & R_g(e_2) \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_m(e_1) \\ R_m(e_2) \\ 1 \end{bmatrix} \dots \dots \dots (38)$$

Una vez resuelta la matriz de la ecuación 38, se encontrará las fracciones individuales de aceite, agua y gas.

5.1.3 Determinación de gastos individuales

Una vez que los dispositivos realizan mediciones de las variables necesarias, estas son enviadas al computador de flujo para determinar el gasto de cada una de las fases de la mezcla a partir de las siguientes ecuaciones.

$$\dot{m}_{total} = V * A * \rho \dots \dots \dots (39)$$

Donde:

V = Velocidad del fluido en la sección de medición

A = Área de la sección transversal en el Venturi

ρ = Densidad de la mezcla

Cabe mencionar que la densidad de la mezcla fue calculada con el densitómetro de rayos gamma.

La densidad de la mezcla permite convertir el gasto másico a gasto volumétrico; de igual forma se calcula el gasto volumétrico para cada una de las fases de la mezcla, la densidad modifica el gasto de la siguiente forma.

$$\dot{m} \left[\frac{m}{t} \right] \rho^{-1} \left[\frac{L^3}{m} \right] = Q \left[\frac{L^3}{t} \right] \dots \dots \dots (40)$$

Una vez obtenido el **gasto volumétrico total**, los gastos de flujo de aceite, agua y gas son obtenidos por las fracciones de cada una de las fases calculadas previamente.

Los datos PVT ayudan a modificar las condiciones requeridas; el medidor entrega datos a condiciones de flujo, debido a que el fluido en contacto con el medidor proviene directamente del yacimiento sin ser tratado previamente. Como el gasto total se encuentra a condiciones de flujo, debe ser dividido por cada una de las fracciones de volumen calculadas previamente con ayuda de un PVT con el fin de transformar las condiciones de flujo a condiciones estándar.

$$Q_{oil} = Q_{Total}/B_o \dots \dots \dots (41)$$

$$Q_{gas} = Q_{Total}/B_g \dots \dots \dots (42)$$

$$Q_w = Q_{total} - Q_o - Q_g \dots \dots \dots (43)$$

5.2 Parámetros de referencia para la medición

Los parámetros de referencia del medidor multifásico tiene dos etapas importantes. La primera es la referencia en vacío y la subsecuente es tomar muestras con fluido.

5.2.1 Referencia de fluidos

Antes de realizar las mediciones del gasto, el medidor multifásico requiere tener información de la densidad del aceite y agua, la viscosidad del aceite y los coeficientes de atenuación de los mismos con respecto a la fuente radiactiva, para lo cual se realiza la referencia de cada fluido: esta referencia consiste en establecer las atenuaciones másicas (a nivel molecular) de los fluidos del pozo, para los dos niveles de energía de la fuente radiactiva.

6 APLICACIÓN DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA EN SUPERFICIE.

En México las aplicaciones de la medición multifásica son realizadas en Pemex Exploración y Producción (PEP). En la Tabla 4 se muestran los tipos de medidores empleados en las diferentes regiones de producción en México.

Tabla 4: Medidores utilizados en PEP³

Nombre comercial del medidor	Medición Multifásica	Medición		
		Aceite	Gas	Corte de agua
Schlumberger – Phase Tester	Medición en línea y sin separación de fases	Fuente Radiactiva de rayos gamma	Fuente Radiactiva de rayos gamma	Fuente Radiactiva de rayos gamma
Roxar – MFM 1900 VI	Medición en línea y sin separación de fases	Fuente radiactiva de rayos gamma, sensores de capacitancia e inductancia	Fuente radiactiva de rayos gamma, sensores de capacitancia e inductancia	Fuente radiactiva de rayos gamma, sensores de capacitancia e inductancia
FMC – Top Flow	Medición en línea y sin separación de fases	Sensores de Capacitancia e inductancia y correlación – cruzada	Sensores de Capacitancia e inductancia y correlación – cruzada	Sensores de Capacitancia e inductancia y correlación – cruzada
Agar – MPF 400	Preparación ciclónica de fases diversor	Desplazamiento positivo y Venturi	Dual Venturi	Microondas

Ciertamente no son los únicos medidores de flujo que se han empleado, debido a que con el paso del tiempo se realizan las mediciones de los pozos con nuevas tecnologías; por ejemplo:

- Medidores multifásicos con tecnología SONAR empleados en el Activo de producción Ku – Maloob – Zaap
- En el Activo Integral Cantarell (AIC) se emplean medidores de flujo multifásico de la marca ROXAR (MPFM) en las plataformas satélite

Tabla 5: Medidores multifásicos ocupados en las 4 regiones de producción de PEP³

MARCA	Roxar – MFM	Schlumberger –	Agar – MPF 400	FMC – Top
ZONA	1900 VI	Phase Tester		Flow
Región Norte	No	No	Si	No
Región Sur	Si	Si	No	No
Región Marina Noreste	Si	Si	No	No
Región Marina Suroeste	No	Si	No	No

Sin duda alguna los MFM son de suma importancia en el control de los pozos petroleros; debido a que son compactos y de fácil instalación en comparación con un separador de medición, ya que el monitoreo de los datos es en tiempo real, y los requerimientos de mantenimiento son menores. Hace unos años eran tecnologías con costos muy elevados y no eran muy necesarias, debido a que se contaba con las instalaciones para separar la mezcla de hidrocarburos y medir de forma individual (medición a la salida de los separadores de medición); actualmente los campos petroleros se encuentran en ambientes de difícil acceso por lo que es necesario medir directamente de las líneas de producción, por ejemplo en campos costa fuera y ambientes submarinos.

La frecuencia del uso de las mediciones multifásicas se está volviendo más común en pozos petroleros, debido a la facilidad de medición y tiempos de respuesta de las mediciones, sin embargo, aunque los MFM son una tecnología madura a nivel mundial, aún no tienen tanto impacto en el mercado petrolero, ya que sólo tienen una penetración de mercado estimada entre 0.3% y 0.5% (equivalente a 3000 – 5000 pozos a nivel mundial).

Hace algunos años las tecnologías de medición multifásica no eran muy empleadas en México debido a que se contaba con las instalaciones de separación, pero los campos actuales se encuentran ubicados en ambientes de difícil acceso en los cuales no se puede separar la mezcla de hidrocarburos, es por este motivo que las nuevas generaciones de ingenieros están empleando este tipo de tecnología. La medición multifásica en superficie se emplea de forma directa en las líneas de producción. Pueden emplearse para realizar

mediciones de referencia y operacionales, pero no se recomiendan para mediciones de tipo fiscal debido a las incertidumbres de medición que manejan (ver Figura 5, en donde muestra la medición referencial, operacional y fiscal).

Las unidades de monitoreo de producción multifásica pueden ser montadas en las líneas de producción (figura 20) o montarse sobre patines (figura 21).



Figura 20. Medidor multifásico montado en las líneas de producción⁹



Figura 21. Medidor multifásico montado sobre un patín⁹

7 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS SUBMARINOS

La medición submarina contabiliza cada barril de petróleo y cada metro cúbico de gas, para realizar estas actividades se utilizan medidores de flujo multifásicos submarinos (MFMS), y medidores de gas húmedo submarinos (SWGM) si la cantidad de gas es muy elevada (GVF >95%).

Es importante mencionar que los fluidos del yacimiento tienen altas temperaturas, y al momento de interactuar con los fluidos de las tuberías ubicadas en el lecho marino sufren un cambio térmico brusco, debido a la profundidad del tirante de agua y a la temperatura sobre el lecho marino de 4°C, por lo que se pueden formar hidratos en las tuberías de producción; por esto es necesario inyectar fluidos inhibidores de hidratos como: mono-etilenglicol (MEG), di-etilenglicol (DEG), y tener conocimiento de cuánto se inyecta por medio de un medidor para los inhibidores.

Para ambientes submarinos son pocos los medidores que se pueden encontrar en el mercado. Las tecnologías empleadas en dichos medidores son: medidor Venturi, fuente nuclear (rayos Gamma), métodos de impedancia eléctrica, métodos de microondas, métodos de correlación cruzada, dependiendo de las características de los fluidos y las necesidades.

Medidores multifásicos submarinos:

- Subsea PhaseWatcher VX (Schlumberger - Framo)
- Subsea MPM (FMC Technologies)
- SMPFM (Emerson – Roxar)

Medidores de gas húmedo submarinos:

- OneSubsea PhaseWatcher (Schlumberger – Cameron)
- SWGM (Emerson – Roxar)
- Subsea MPM Wet Gas (FMC Technologies)

7.1 Características de los medidores multifásicos submarinos

Independientemente del principio de medición que se utilice, los medidores multifásicos submarinos son construidos con las siguientes características:

- **Sin partes móviles:** Favorece a que se tengan pocas fallas severas del sistema, lo cual resulta muy importante por las condiciones en las que se encuentran instalados.
- **Sin separación de fases:** Al no haber separación de fases los equipos son más compactos y su instalación es más sencilla
- **No intrusivos:** Permiten que el fluido pase por el medidor sin perturbaciones.

La selección del tipo de medidor a ser instalado en ambientes submarinos dependerá de las características de los fluidos producidos, las condiciones de operación del campo, la ubicación, etc. Por lo anterior, en los siguientes subcapítulos se muestran en términos generales los criterios técnicos que impactan en el diseño y selección del tipo de medidor multifásico a ser instalado.

7.2 Requerimientos de Diseño

Los requerimientos de diseño son referidos a los datos e información considerados para la selección y manufactura de un equipo de medición multifásica submarino.

Para los medidores multifásicos submarinos es aplicable la norma ISO 13628 – 1 (API 17 – A), empleada para los equipos submarinos en general, e ISO 13628 – 4 (API 17 – D), si el medidor submarino se encuentra ubicado en el árbol submarino. Para realizar la selección y diseño del MFM se tiene un manual de estándares de medición de petróleo realizado por API (API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20.3) en el cual se menciona que se debe:

- Predecir el intervalo de las condiciones en las cuales el medidor operará durante la vida de aplicación.

- Tipo de régimen de flujo que será encontrado comúnmente en el tiempo de vida del pozo.
- Propiedades del fluido que afectan las lecturas del medidor por ejemplo:
 - Salinidad del agua,
 - Densidad del aceite (gravedad API),
 - Viscosidad del líquido,
 - Densidad del gas (densidad relativa),
 - Composición del gas (incluyendo gases no hidrocarburos como: H_2S , CO_2),
 - Arena.
- Muestra de fluidos para mantener la exactitud del medidor, estimando la frecuencia del muestreo, así como las muestras de información que deben ser derivadas de la muestra.
- Propiedades de los fluidos obtenidas de un análisis PVT del yacimiento donde se instalará el medidor.
- Datos ambientales como son: profundidad del agua, corrientes marinas, olas, icebergs, clima y lecho marino.
- Datos del yacimiento y de los fluidos a producir: características del fluido a producir (propiedades de los fluidos), características del yacimiento.
- Datos de seguridad y riesgos: existencia de impurezas tales como H_2S , CO_2 , arenas, etc.

Existen otras especificaciones aplicables para los equipos de medición multifásica, las cuales son realizadas por el API, mencionadas en el Manual de Medición de Petróleo en los siguientes capítulos:

- Capítulo 5: Medición
 - Cubre la medición dinámica de los hidrocarburos líquidos.
- Capítulo 14: Medición de flujo de gas.
 - Practicas de estandarización para realizar mediciones, muestro y pruebas en fluidos de gas natural.
- Capítulo 16: Medición de fluidos hidrocarburos por peso y masa
 - Cubre mediciones estáticas y dinámicas de fluidos hidrocarburos por peso y masa.

- Capítulo 20: Asignación de la medición de aceite y gas natural
 - En este capítulo se encuentra el Capítulo 20.3 para medición multifásica y de gas húmedo.

Características de diseño del MFM

Los equipos pueden ser utilizados a profundidades de hasta 3000 m, diseñados para presiones de hasta 10,000 psi y temperaturas de operación de 302°F (150°C), según las características de diseño proporcionado por los proveedores.

Las características de los sistemas de medición multifásica submarino cuentan con intervalos de capacidad de medición de 0% hasta 100% del factor del volumen de gas (GVF) y una capacidad de medición desde 0% hasta el 100% de la Relación Agua en Líquido (WLR). Estos parámetros son proporcionados por las compañías proveedoras de los equipos.

Por la complejidad de los ambientes submarinos se busca que los equipos de medición sean compactos, de instalación relativamente sencilla, y resistentes a las condiciones de operación, además de ser exactos al momento de medir.

7.3 Instalación y reparación de MFM

Los medidores de flujo submarino son diseñados y contruidos de forma modular, para que las acciones de instalación, mantenimiento y retiro sean relativamente sencillas y económicas, debido a que las acciones de mantenimiento pueden ser en ocasiones más costosas que el equipo de medición debido a la complejidad de acceso en campos submarinos.

Al igual que todos los equipos submarinos, se tiene una herramienta de instalación y desinstalación para los MFMS que se fabrica única y exclusivamente para el equipo que se empleará.

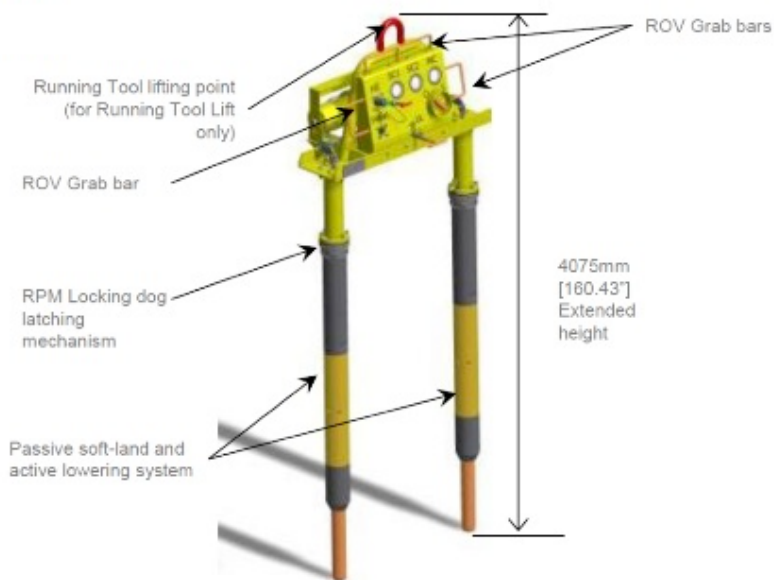


Figura 22. Herramienta de instalación y desinstalación de un MFMS²⁷

Es necesario inspeccionar los equipos en ambientes submarinos con el fin de obtener mediciones confiables. La inspección del exterior del equipo se realiza con un vehículo de operación remota que por sus siglas en inglés ROV, el cual revisara si el equipo se encuentra en óptimas condiciones o tiene algún problema externo. Sin embargo, los elementos del medidor y los sensores se monitorean con las lecturas diarias; si llegan a tener alguna anomalía en las lecturas de medición, se realizan las acciones de mantenimiento que se necesiten.

Los componentes del medidor tienen un cierto periodo de vida útil, por lo que las compañías de transmisores y sensores recomiendan que cada año revisen estos instrumentos con el fin de garantizar su rendimiento óptimo; sin embargo, la fuente nuclear encontrada en el medidor debe revisarse máximo cada 3 años, siendo un año el periodo óptimo antes de revisar la fuente, esto según los fabricantes de los equipos para garantizar la seguridad en las operaciones de medición en ambientes submarinos.

Cuando los medidores no brindan lecturas de manera correcta es necesario volver a calibrar y asegurar que se haya hecho de manera correcta para que continúe en funcionamiento el equipo.

7.3.1 Calibración

Los medidores multifásicos se construyen según las necesidades, propiedades de los fluidos, presión, temperatura, ubicación, condiciones de operación, por lo que son un “traje a la medida” de donde van a estar instalados. Por eso es necesario especificar y seleccionar el medidor de forma correcta, así como considerar en el diseño los aspectos de instalación, inspección y mantenimiento, dentro de los cuales se tienen que incluir las pruebas de calibración que brindan un mayor grado de confianza en los sistemas.

Todos los MFM cuentan con una calibración estática estándar realizada en fábrica desde la construcción del medidor, generalmente es necesario realizar una calibración dinámica en un loop de pruebas donde además de verificar el rendimiento del medidor, se verifica el ajuste y funcionamiento del medidor.

Cuando los resultados de la calibración son evaluados, se debe de tener en cuenta la significativa diferencia de un MFM y un medidor de una sola fase. La incertidumbre de un MFM es principalmente causada por cambios en las condiciones del proceso y propiedades de los fluidos, en lugar de la incertidumbre de medición de los elementos primarios.

Calibración Estática

Una prueba de calibración estática no requiere la simulación de las condiciones del flujo y regularmente se realiza durante las pruebas de aceptación en fábrica, por sus siglas en inglés FAT, la puesta en marcha en el sitio “commissioning”. La calibración estática para cada MFM es diferente ya que la construcción del equipo se realiza dependiendo de las propiedades de los fluidos a medir, sin embargo todos los equipos toman como referencia un fluido conocido y representativo.

El rendimiento del factor de calibración por el constructor puede consistir en mediciones de dimensiones geométricas, medir el gasto con los diferentes medidores del sistema de medición, dependiendo del principio de funcionamiento de los elementos de medición primaria (rayos gamma, impedancia eléctrica, etc), la calibración es independiente para cada uno de los

elementos primarios y cada instrumento usualmente es independiente al igual que el proceso de calibración para este.

Los resultados de esas pruebas estáticas son usualmente almacenadas y usadas como parte de un plan de mantenimiento. Las pruebas estáticas pueden ser repetidas en intervalos regulares y comparadas. Esto es muy conveniente y una forma simple de verificar el estado del MFM, tales pruebas son usualmente realizadas en las instalaciones de prueba.

Calibración Dinámica

Las pruebas de calibración dinámica son realizadas de diferentes formas y en diferentes localidades. Se necesita medir aceite, agua y gas desde el MFM y comparar el gasto obtenido contra los gastos de referencia. Las referencias de los sistemas de medición pueden variar según la capacidad de los gastos de flujo. Por lo tanto el objetivo primordial de la calibración dinámica es asegurar que las envolventes de medición para los MFM coincida con las mediciones de los sistemas de referencia.

Se pueden distinguir al menos 2 diferentes métodos para la calibración dinámica y pueden ser:

- Pruebas en las instalaciones
- Calibración In-situ

Cada método tiene pros y contras, pero antes de direccionar cada método unas pocas importantes consideraciones para calibraciones dinámicas son destacadas.

Los dos métodos tienen pros y contras, pero antes de direccionar cada método se deben destacar consideraciones importantes para la calibración dinámica.

Los resultados de la calibración son solo igual de exactas como las mediciones de referencia proporcionada para las instalaciones de calibración. Cuando los resultados de la calibración de los MFM son evaluados, la incertidumbre de medición deberá ser tomada en consideración.

En algunas instalaciones, no se podrán obtener mediciones de forma directa, en ocasiones se debe esperar que las incertidumbres de mediciones de referencia sean mayores que las que son medidas de forma directa, se pueden requerir mediciones adicionales, como puede ser la medición continua del agua.

Los medidores de flujo de referencia deben estar sujetos a la calibración periódica, trazable para estándares nacionales e internacionales.

El efecto del criterio y consideraciones con respecto a calibraciones dinámicas se dan en los diferentes tipos de calibración.

Calibración en laboratorios independientes

La calibración en laboratorios independientes es una calibración realizada por organizaciones o compañías que son independientes a las empresas que construyeron el medidor. Un laboratorio que cuente con una acreditación oficial para realizar pruebas de calibración puede brindar una garantía de calidad y funcionalidad, además de una referencia trazable ante estándares nacionales e internacionales.

El objetivo de la calibración en laboratorios independientes es el verificar el rendimiento del MFM, para así incrementar la confianza de la calibración del MFM comparándola con la calibración de fábrica.

El valor de cualquier laboratorio de calibración independiente también dependerá en la reproducibilidad de los MFM bajo procesos de cambio y condiciones de flujo. Si un MFM da los mismos datos de salida para gastos de flujo idénticos bajo diferentes condiciones de proceso y propiedades físicas de aceite, gas y agua, muestra buena reproducibilidad y el valor de la calibración del laboratorio independiente será alta.

Si la reproducibilidad del MFM no es conocida, o no es considerada de forma adecuada, el laboratorio debe ser capaz de reproducir condiciones de proceso y propiedades físicas de los fluidos tan cerca como sea posible de las

condiciones actuales a las que se utilizara el MFM en campo. Al menos la fracción de volumen de gas (GVF) y la relación agua en líquido (WLR), debe parecerse a los datos del campo.

Por lo tanto es recomendable que la calibración en laboratorios independientes se realice cuidadosamente, evaluando toda la información disponible en los instrumentos, es decir, que se verifiquen los equipos previamente a las pruebas y aplicaciones de campo, antes de que se realicen las pruebas de calificación.

Calibración en campo

La principal diferencia entre un laboratorio independiente de calibración y una calibración en campo es que las propiedades representativas de los fluidos son más probables de ser obtenidas en una prueba de campo que en una prueba de laboratorio. Algunas compañías petroleras han puesto en marcha instalaciones de calibración en sus plantas de producción y ofrecen calibración en campo con fluidos vivos del pozo, con condiciones de operación reales.

Varias opciones están disponibles para la creación de la base de datos de calibración en el proceso. Normalmente las mediciones de referencia se realizan a la salida del separador de medición por lo que son mediciones monofásicas.

Calibración In-situ

Este tipo de calibración se realiza después de que el MFM ha sido instalado en su ubicación final en el campo. El objetivo de la calibración in-situ es verificar el rendimiento de medición del MFM comparando contra los resultados dados en la calibración de fábrica, laboratorio independiente y de campo.

Desde que este tipo de calibración implica un proceso vivo, es importante que se tengan buenos datos PVT disponibles. La exactitud de los datos PVT son un requisito para cualquier MFM mida gastos de flujo de forma precisa.

En México no hay laboratorios que realicen actividades de calibración de equipos de medición de flujo multifásico, pero se hacen las calibraciones en campo y tomando en cuenta los aforos de los pozos con métodos tradicionales

de medición; placa de orificio y V-cone, datos de calidad del fluido producido (porcentaje de agua producido) y la composición del crudo. Usualmente la calibración fue realizada pozo por pozo (a prueba y error), hasta tener un mínimo de diferencia en los aforos entre el MFM y el separador de prueba. Además la suma de la producción de todos los pozos se comparó con la producción del separador remoto. Esto no sería posible si las instalaciones se encontraran en mal estado y el personal no estuviera capacitado y tuviera la experiencia necesaria.

8 APLICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS SUBMARINOS

Los MFMS son instalados en los sistemas de separación y bombeo, **árbol submarino**, líneas de flujo denominados **jumper's** rígidos que son un tramo de tubería rígida que sirve como conector entre equipos submarinos, y cabezales de recolección como **manifold** submarino, que es el equipo recolector del flujo de 4, 6, 8 pozos submarinos, y permite realizar corridas de diablo, mantenimiento y monitoreo de las tuberías, manejar los pozos de diferentes presiones, **mediciones de producción**, inyección de inhibidores, y mas. Estos equipos de medición se basan en las normas ISO 13628 – 1, 4, 15, aplicables para equipo submarino (ISO 13628), así como en los estándares API correspondientes a medición multifásica (API - MPMS Capítulo 20.3), con el fin de garantizar la confiabilidad en el funcionamiento de los equipos de medición submarina

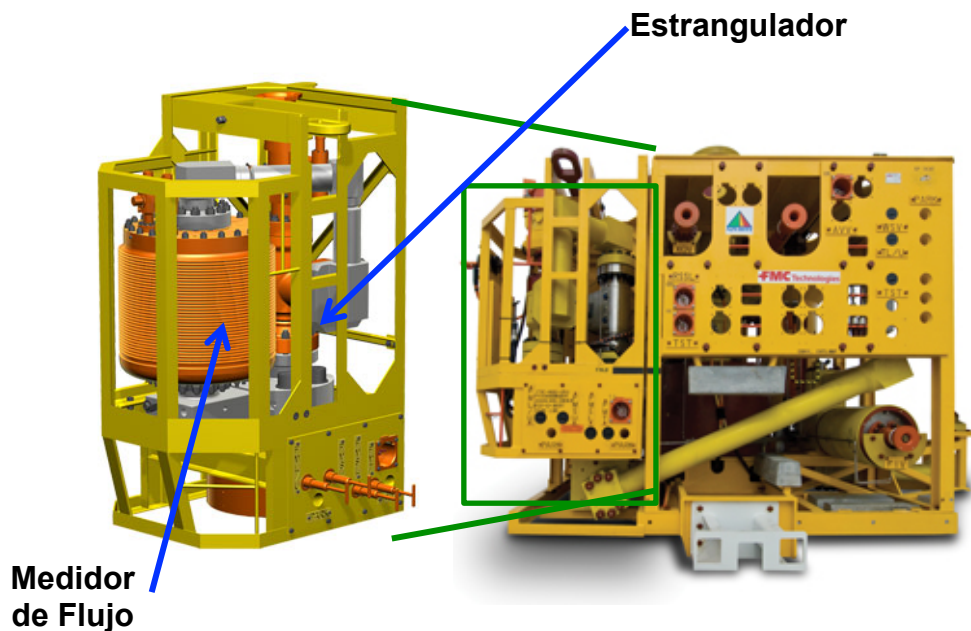


Figura 23. Módulo del estrangulador/Medidor de flujo multifásico en el árbol submarino¹⁵

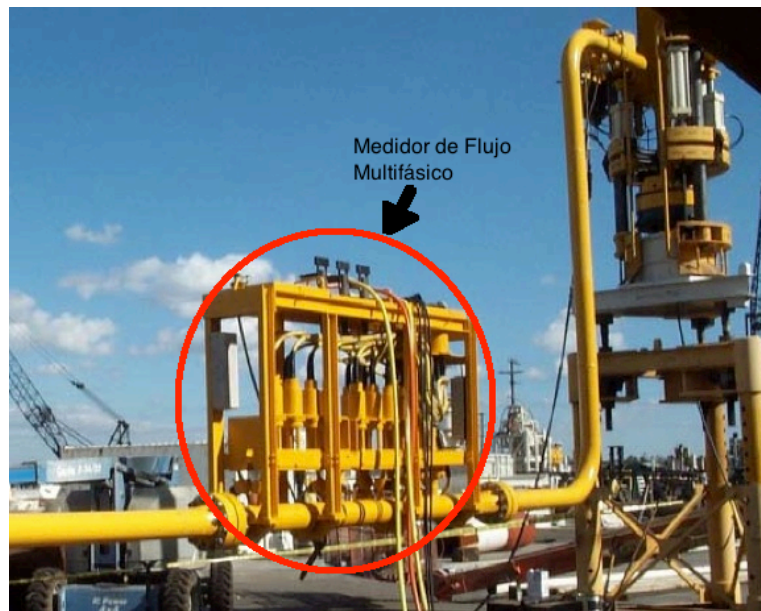


Figura 24. Medidor multifásico submarino instalado en la línea del Jumper¹⁹

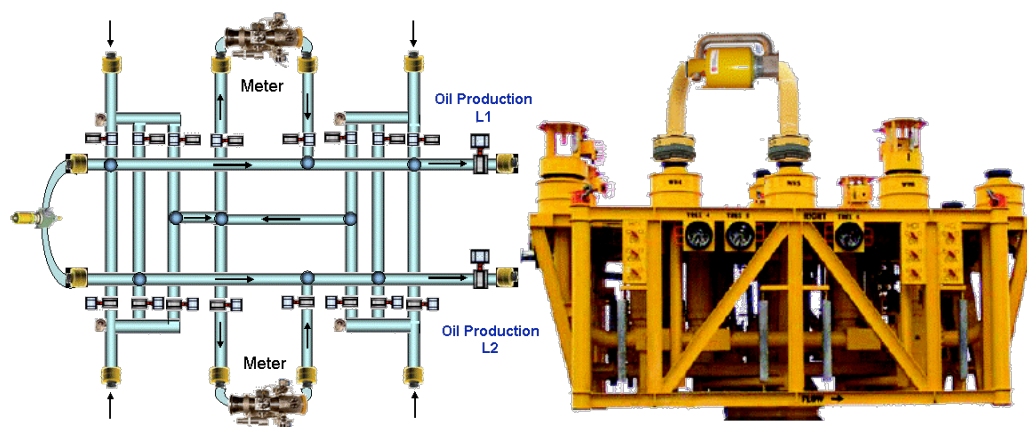


Figura 25. Medidor multifásico submarino instalado en el manifold submarino²⁴

Para instalar/desinstalar el equipo de medición multifásica ubicado en el jumper o en el manifold se cuenta con una herramienta individual, la cual se usa para realizar dicha acción. En caso de que el medidor se encuentre ubicado en el árbol submarino se utiliza la herramienta del módulo del estrangulador, la cual retira el medidor y el estrangulador.

El diseño de los medidores multifásicos para ambientes submarinos debe contar con sistemas de sellado confiables y seguros; no puede tener partes móviles y la construcción será de forma modular con el fin de facilitar las tareas de instalación/desinstalación. Algunas de las características que poseen estos equipos son constar de materiales adecuados para las propiedades de los

fluidos producidos y condiciones del agua de mar, protegiendo a los instrumentos y equipos electrónicos, estos equipos cuentan con una canasta recuperable para realizar intervenciones con el ROV. La sección estacionaria de entrada/salida de medición (es la estructura metálica en donde se encuentran anclados los diferentes sistemas de medición) está equipada con pestañas compactas o con conexiones por soldadura en el cuello para que se sostenga el ROV.

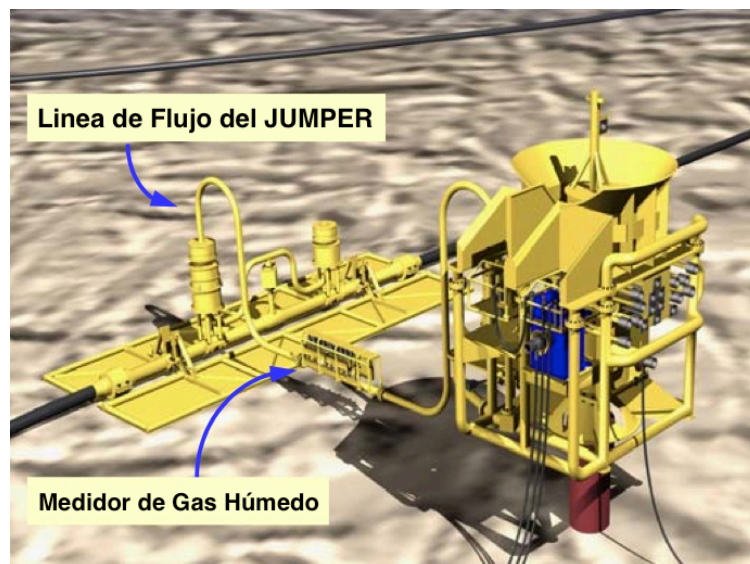


Figura 26. Medidor de gas húmedo ubicado en el Jumper operando en el lecho marino¹⁹

8.1 Medidores multifásicos submarinos

8.1.1 Subsea PhaseWatcher VX

El Subsea PhaseWatcher VX utiliza una fuente radiactiva (fuente de Bario 133) ubicada en la garganta del medidor, que emite rayos gamma; cuando el fluido cruza por la garganta del medidor se obtienen las atenuaciones correspondientes al fluido. Los rayos gamma no atenuados son detectados por un detector de centelleo localizado al lado contrario en el que se encuentra la fuente nuclear (ver figura 27).

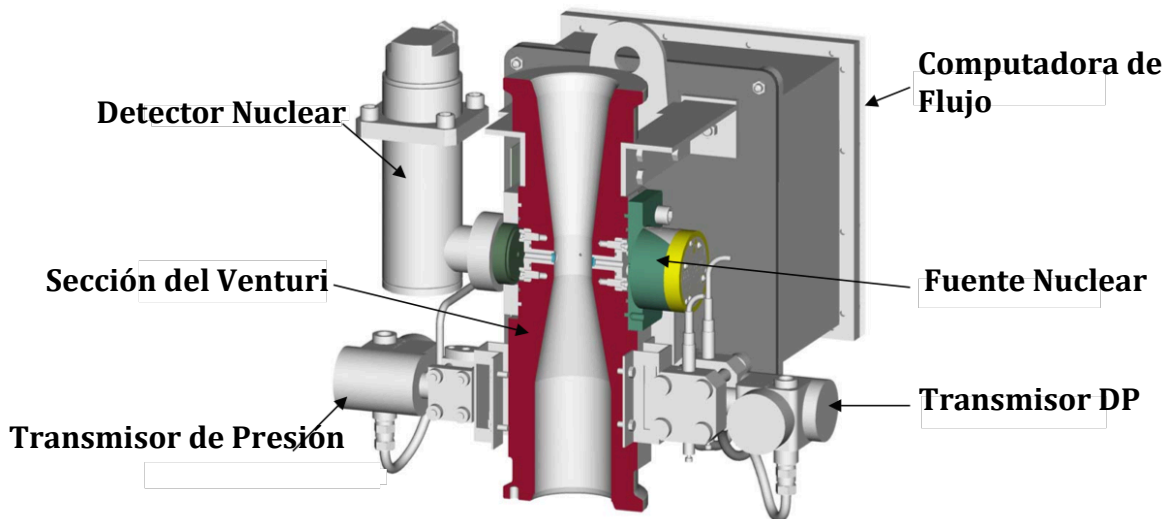


Figura 27. Elementos de un medidor multifásico submarino²²

Los cálculos de las fracciones de aceite, agua y gas están basados en la atenuación de dos diferentes niveles de energía gamma de las fases de los fluidos que están expuestos a la emisión de la fuente radiactiva, con los diferentes niveles de energía gamma se pueden transformar las fracciones del volumen de los fluidos utilizando modelos matemáticos.

Con los MFM los gastos de flujo son medidos a condiciones de operación, y con ayuda de los datos PVT previamente obtenidos pueden convertirse las condiciones de operación a condiciones estándar.

8.1.2 Subsea MPFM

El subsea MPFM utiliza dos fuentes radiactiva instaladas en la garganta del medidor (fuente de Cesio 137, Bario 133), que emite rayos gamma; cuando se cruza por la garganta del medidor se tiene una atenuación de rayos gamma en dicha sección. Los rayos gamma no atenuados son detectados por un detector de centelleo localizado en el otro lado del medidor.



Figura 28. Interior de un medidor multifásico submarino²⁷

8.1.3 Subsea MPM

El medidor MPM es una combinación entre un medidor multifásico y un medidor de gas húmedo, brindando mediciones de aceite, gas y agua con extrema exactitud. Este medidor emplea una combinación de: medidor de flujo tipo Venturi, detector de rayos gamma (opcional), un sistema multidimensional y multifrecuencial de medición dieléctrica, modelos de flujo que combinados dan como resultado un sistema de medición paramétrico tomográfico multimodal.

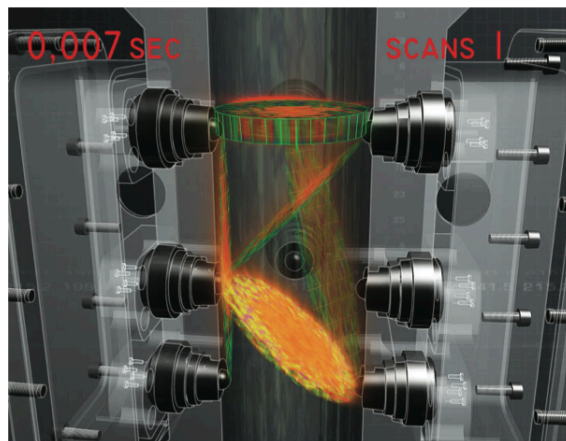


Figura 29. Medidor de base tomográfica de banda ancha 3D²⁸

El Venturi es utilizado para crear condiciones de flujo radiales simétricas en la banda ancha 3D que se encuentra en la sección de la parte baja del Venturi; éstas serían las condiciones naturales de flujo si la tubería fuera infinitamente larga. Estas condiciones de flujo son las ideales cuando se utilizan técnicas tomográficas.

El sistema de banda ancha 3D es un sistema electromagnético de alta velocidad (EM) basado en técnicas para la medición de la relación agua – líquido (WLR), la salinidad y la distribución líquido / gas dentro de la sección cruzada de la tubería. Combinando dicha información con las mediciones obtenidas del Venturi, se puede calcular los gastos de aceite, agua y gas. La medición se basa en mediciones de permitividad realizando simultáneamente muchas frecuencias de medición en muchos planos tridimensionales dentro del medidor.

Este medidor usa las tecnologías de medición multifásica por fracción, que son sistemas de rayos gamma duales de alta y baja energía gamma, permitividad en combinación con la energía alta gamma para calcular la densidad. La medición de permitividad se basa comúnmente en sensores de capacitancia e inductancia. También está basado en tecnología de medición por microondas, por lo que es una tecnología completamente combinada.

8.2 Medidores de gas húmedo

Cuando la cantidad de gas es muy elevada ($90 < \text{GVF}$) la medición de la producción en los pozos se complica, debido a que la velocidad es muy grande y la fase predominante en la mezcla es el gas, por esta razón se emplearán medidores de gas húmedo en lugar de medidores multifásicos.

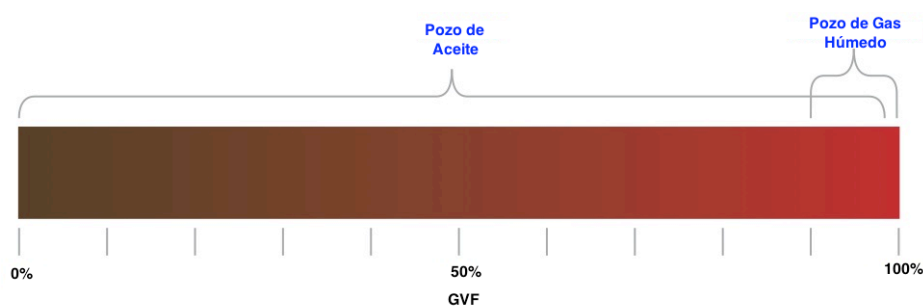


Figura 30. Gráfica que muestra el intervalo de un pozo de gas húmedo según el porcentaje de GVF²⁴

8.2.1 OneSubsea PhaseWatcher VX

Utiliza el mismo principio de operación que el PhaseWatcher VX; la gran diferencia radica en la capacidad de gas que puede medir, y se recomienda en GVF mayores al 95%.

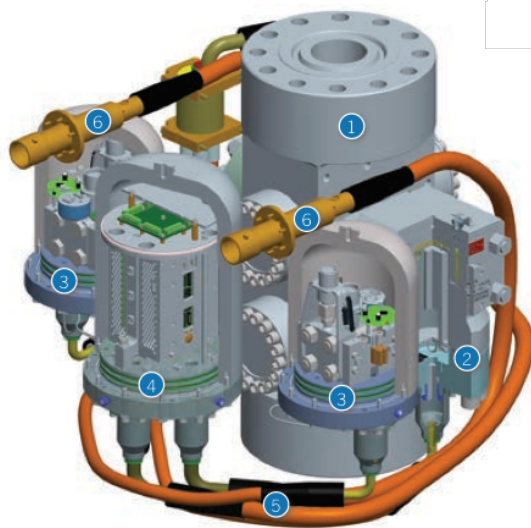


Figura 31. Interior de un medidor de gas húmedo²⁴

1. Cuerpo del Venturi
2. Detector inteligente de rayos gamma
3. Cubiertas de los instrumentos P, T & dP
4. Pod de potencia y comunicación
5. Interconexión arnés manguera
6. Sistema de control de conectores eléctricos

8.2.2 Subsea WGM

Utiliza el mismo principio de operación que el Subsea MPFM, la diferencia radica en la cantidad de gas que puede medir de manera óptima.

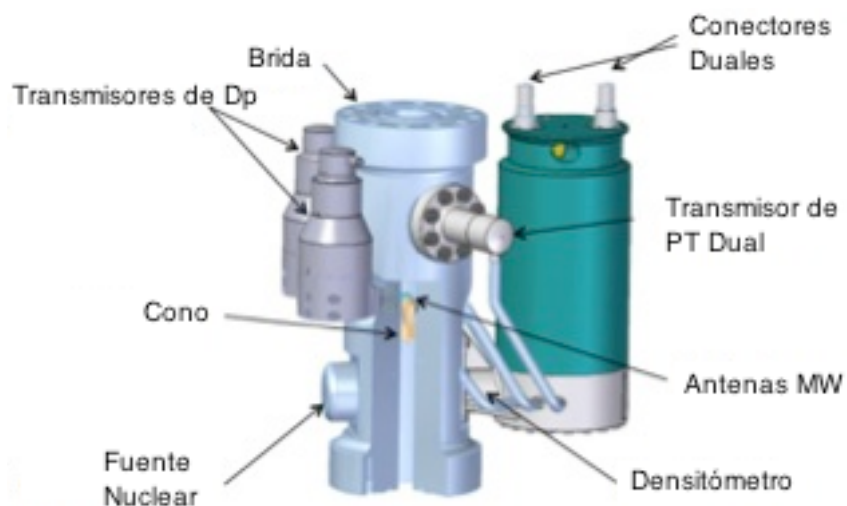


Figura 32. Interior de un medidor de gas húmedo submarina²⁷

8.2.3 Subsea MPM (WGM)

Utiliza el mismo principio de operación que la versión multifásica del Subsea MPM por eso es conocido como una tecnología híbrida, ya que combina mediciones multifásicas y de gas húmedo.

8.3 Récord de instalación en equipos de medición multifásica y equipos de medición de gas húmedo submarino

El récord de profundidad para un equipo de medición multifásica es de 2500 – 2600 metros, ubicado en los campos Cascade y Chinook, dichos campos se encuentran en aguas del Golfo de México en el bloque Walker Ridge alrededor de 300 km al sur de Louisiana. Para cuantificar el flujo de los fluidos del campo se emplea un medidor de la marca Roxar (Subsea MPFM), la producción del campo es de 33mbpd aproximadamente y tiene un GVF < 30%.

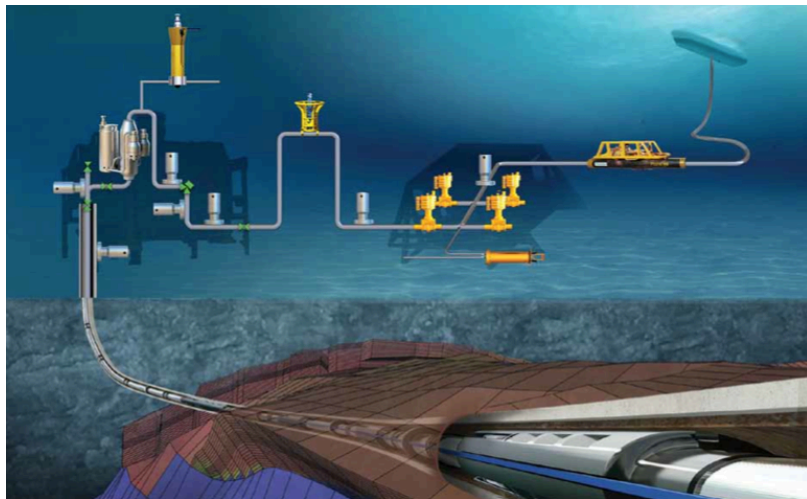


Figura 33. Medidor multifásico de Cascade instalado en la línea de flujo del jumper

Propiedad Petrobras América

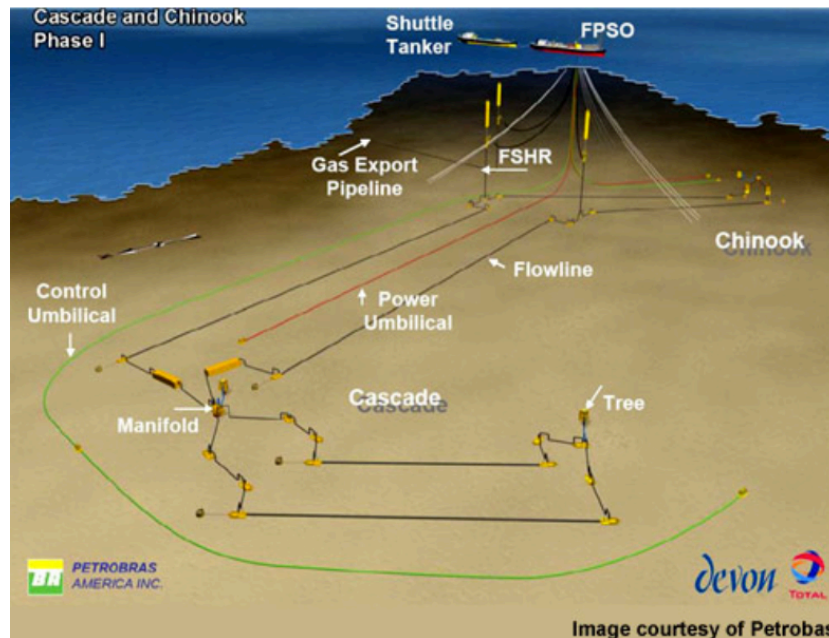


Figura 34. Sistema integral de producción submarino de los Campos Cascade y Chinook Propiedad Petrobras América

Para un medidor de gas húmedo el record de instalación se encuentra en el campo Ormen Lange ubicado 120 km al noroeste de Kristiansund. El tirante de agua del campo es de 800 – 1100 metros. El operador de desarrollo fue la empresa noruega Norsk Hydro ASA, y el operador de producción es A/S Norske Shell.

Statoil trabajó en conjunto con la empresa Emerson (Roxar), haciendo pruebas del medidor de gas húmedo en el K-lab en Noruega en el año 2006, obteniendo resultados positivos, por lo que se empleó este tipo de medidor en el campo Gullfaks y posteriormente en Ormen Lange.

Adicionalmente se tiene instalado un medidor de corte de agua con el fin de conocer el gasto de flujo de agua (funciona por medio de sistemas de capacitancia), y el flujo de MEG (mono etilenglicol) para evitar formaciones de hidratos.

Statoil tiene más de 150 medidores multifásicos y de gas húmedo en operación y más de 10 años de experiencia, convirtiéndolo en uno de los operadores que emplean más este tipo de tecnología.

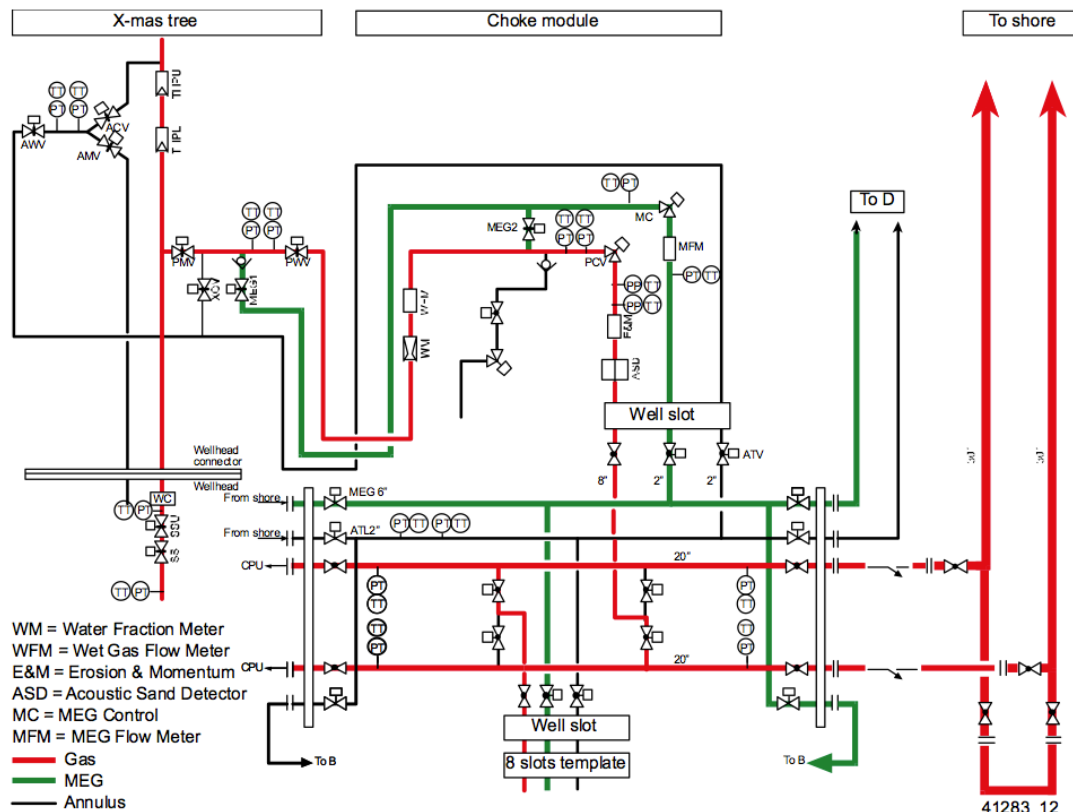


Figura 35. Diagrama de flujo del sistema integral de producción del campo Ormen Lange ^{Propiedad Statoil}

8.4 Tendencias de instalación de los medidores multifásicos

En el año 2004 la Dirección de Petróleo de Noruega (NPD) estimó que se tenían un total de 1400 medidores multifásicos a nivel mundial de los cuales el 10% son medidores de gas húmedo (WGM). Mencionando que son 3 los fabricantes que dominan el mercado de medición multifásica: Framo – Schlumberger, Roxar – Emerson, y MPM – FMC.

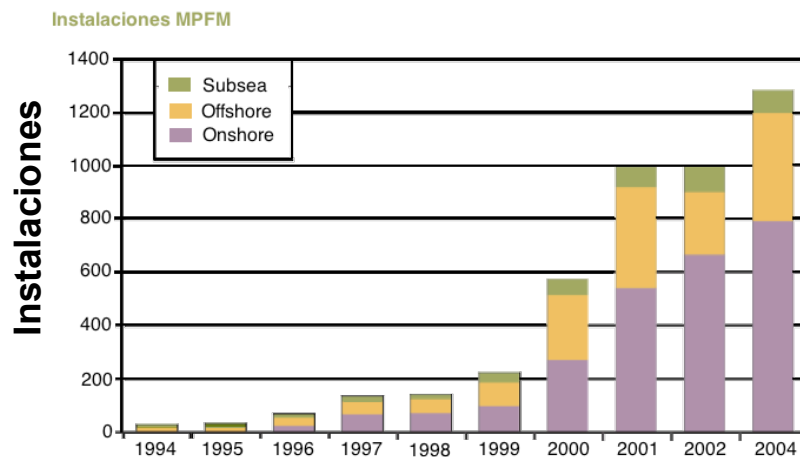


Figura 36: Número de medidores multifásicos instalados hasta el año 2004¹⁶

Las tecnologías de medición multifásica están superando rápidamente a otras tecnologías de medición de flujo. Flow Research **inc.** realizó un estudio de mercado de los medidores de flujo multifásico. El estudio encontró que el mercado de los medidores de flujo multifásico totalizó ingresos de \$240.00 MMUSD en el año 2011. Se proyectó que el mercado crecerá con una tasa anual compuesta del 14.5% hasta el 2016 logrando registrar ingresos de \$472.2 MMUSD.

**Envíos Totales de Medidores de Flujo Multifásico alrededor del Mundo
(Millones de Dólares)**

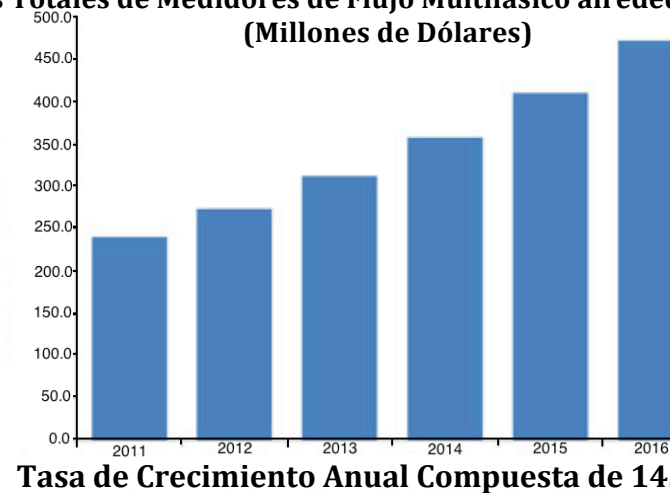


Figura 37: Tasa de crecimiento anual compuesta, propuesta por Flow Research¹⁶

Sin embargo, para ambientes submarinos se estima que el crecimiento y desarrollo será mayor, debido a que los campos convencionales se encuentran en declinación. En los campos de aguas profundas se debe medir de forma obligatoria para conocer los gastos de flujo de la mezcla de hidrocarburos y por la complejidad de las instalaciones se debe medir de forma multifásica.

8.5 Fallas en los medidores

Al tener flujo multifásico en ambientes submarinos los medidores deben de ser capaces de soportar las cuestiones de aseguramiento de flujo, incluyendo formación de hidratos, ceras, depósitos químicos, erosión y corrosión.

El medidor multifásico en muchas ocasiones se utiliza para detectar la presencia de estas impurezas con el fin de permitir la intervención temprana y certera, sin embargo en ocasiones el medidor puede ser obstaculizado por las impurezas.

Las principales razones por las que llega a fallar el medidor son:

- Formación de ceras, hidratos, etc., dentro del cuerpo del medidor de flujo.
- Los sensores de medición cubiertos por impurezas dando como resultado un mal desempeño o mediciones incorrectas.
- Restricción y obstrucción de las tuberías en el interior del medidor de flujo
- Corrosión y erosión del cuerpo del medidor y de los sensores
- Los depósitos químicos y la formación de ceras e hidratos pueden depender de la temperatura y presión del fluido, condiciones y composiciones del fluido.

La redundancia de los sensores y componentes es esencial para aplicaciones submarinas para proporcionar una copia de seguridad en caso de que algún componente falle.

Las predicciones de flujo y modelado se utiliza calcular el tamaño de los medidores multifásicos, es decir que trabajen de forma óptima y no sean demasiado grandes o pequeños con el fin de lograr incertidumbres más bajas.

Investigadores del laboratorio de NEL (National Engineering Laboratory) han encontrado una serie de problemas que afectan a los medidores de flujo multifásicos submarinos y son mostrados en la tabla 6.

Tabla 6. Problemáticas encontradas en los medidores de flujo multifásico submarino⁷

Tipo de Falla	Medidores Afectados
Mediciones gamma para determinar las fracciones de las fases	20%
Mediciones eléctricas, ejemplo mediciones de capacitancia para determinar el corte de agua	Mayor al 30%
Cuestiones con sensores de presión diferencial desde problemas con hidratos o cuestiones fuera del intervalo	5%
Falla del computador de flujo submarino	2%

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La situación actual de los campos ubicados en regiones de aguas profundas implica el uso y desarrollo de nuevas tecnologías de producción y control de pozos. Los MFM son muy importantes para el control y monitoreo de pozos, debido a que los datos obtenidos son en tiempo real y los requerimientos para el mantenimiento deben ser mínimos, por los costos que implicaría des/installar, intervenir o reparar en sitio.

A diferencia de la medición monofásica que requiere ser separada para cuantificar la producción de cada una de las fases (gas, agua y aceite), las tecnologías de medición multifásica no necesitan separar las corrientes, y en ambientes submarinos la medición es crítica para cuantificar la producción de la mezcla, de tal manera que permita: supervisar y monitorear el comportamiento de los pozos; mejorar la explotación del yacimiento; controlar el aseguramiento de flujo; controlar de la distribución y manejo de la producción; cuantificar la producción en campos alejados o plataformas; encontrar la tasa óptima de inyección de gas de bombeo neumático, entre otras aplicaciones.

Conclusiones

El gas es uno de los parámetros que causa un alto grado de incertidumbre en las mediciones multifásicas, debido a que el patrón de flujo es más complejo. Para medir la mezcla multifásica existen dos diferentes equipos de medición: Medidor de flujo multifásico, opera de manera óptima entre 25 – 85% del GVF, y medidor de gas húmedo, maneja de forma excelente muy altas cantidades de gas >95% el GVF.

Actualmente, existen 3 tipos de clasificación de la medición conforme al uso, ubicación y su función: Medición operacional, de referencia, fiscal/transferencia de custodia. Las mediciones fiscales y de transferencia de custodia son referidas a la cuantificación de la producción de gas y aceite estabilizado, entre dos empresas o entidades, tomando como base las especificaciones contractuales de cumplimiento y penalizaciones, siendo la medición la entrada y base para la transferencia de dinero.

En el caso de los medidores multifásicos, su aplicación serían básicamente como balances de producción y corrientes provenientes de pozos, baterías o campos alejados que corresponderían a una medición operacional y de referencia.

En México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, es la agencia reguladora (upstream), que establece los criterios técnicos del cumplimiento de la medición monofásica y multifásica, que para nuestro caso brindaran el grado de incertidumbre aceptados para una correcta medición durante la operación.

Las diferentes principios tecnológicos de medición multifásica buscan determinar los valores de velocidad y fracciones de las fases de la mezcla, con el fin de encontrar el gasto volumétrico de aceite, agua y gas.

- Las tecnologías empleadas para el cálculo de la velocidad de los fluidos son: medidor Venturi y correlación cruzada.
- Las tecnologías empleadas para calcular las fracciones de las fases de los fluidos de la mezcla multifásica son: métodos de rayos gamma, métodos de impedancia eléctrica (capacitancia y conductancia) y tecnologías de microondas.

Los MFM son un sistema que se dividen en tres componentes que son clasificados como: elementos primarios, secundarios y terciarios.

- Los elementos primarios son aquellos que están en contacto directo con el fluido y brindan la medición principal.
- Los elementos secundarios son aquellos sistemas de apoyo para la medición y son: los transmisores de temperatura, presión y diferencial de presión.
- Los elementos terciarios son aquellos que completan la infraestructura de medición, no están relacionados con los fluidos de manera directa, pero permiten conocer las lecturas del equipo como son: el computador de flujo, unidad de adquisición de datos, etc.

El funcionamiento del medidor toma como parámetros de entrada los datos obtenidos por un PVT, con el cual se conocen las propiedades físicas de los fluidos, con el fin de calibrar el medidor con los datos obtenidos.

Los MFMS se construyen de forma modular, con el fin de facilitar los procesos de instalación y retiro del equipo; además no deben contar con partes móviles, no realizarán la separación de fases y deben de ser no intrusivos, debido a las condiciones en las que serán instalados.

Existen en el mercado de medición multifásica submarina solo seis modelos diferentes de medidores (tres de gas húmedo y tres multifásicos), donde el medidor Venturi es instalado en todos los tipos de medidores, combinado con las tecnologías de impedancia eléctrica, rayos gamma y microondas, dependiendo de las características de los fluidos a medir y características de los equipos de medición. Los equipos de medición multifásica submarina son:

Medidores multifásicos submarinos:

- Subsea PhaseWatcher VX (Schlumberger – Framo)
- Subsea MPM (FMC Technologies)
- SMPFM (Emerson – Roxar)

Medidores de gas húmedo:

- OneSubsea PhaseWatcher (Schlumberger – Cameron)
- SWGM (Emerson – Roxar)
- Subsea MPM Wet Gas (FMC Technologies)

El dominio del mercado multifásico submarino lo tienen tres empresas: Schlumberger (Framo – Schlumberger, OneSubsea), FMC Technologies (MPM), y Emerson (Roxar).

La ubicación del MFMS se realiza en el jumper, árbol submarino y manifold submarino, siendo el jumper donde principalmente se instala; en cada caso se

utiliza una herramienta especial para instalar y desinstalar el medidor, la herramienta solo puede ser ocupada para un medidor en específico.

Los MFM en comparación con los separadores de medición son más económicos y de instalación más sencilla, además permiten monitorear y controlar el pozo en tiempo real, permitiendo aumentar la capacidad productiva del pozo.

Los estándares de medición multifásicos aplicados actualmente solo son para superficie, tales como: API, ISO, AGA, y ASME, además de tomar como referencia el Capítulo 20.3 del Manual Estándar de Medición de Petróleo del API, ya que no existe una normatividad aplicable a este tipo de equipo. En el caso de la medición multifásica submarina, además de las especificaciones anteriores, se aplican las norma ISO 13628 – 1 (API 17 – A) para los equipos submarinos en general, e ISO 13628 – 4 (API 17 – D) aplicada para el diseño del árbol submarino cuando el medidor se instala en éste. Otras normas que están relacionadas son: ISO 13628 – 8 (API 17 – H), y 13628 – 5 (API 17 – E), etc.

El record de operación de un medidor multifásico está ubicado a una profundidad de 2600 m en el campo Cascade y Chinook , donde se emplea un Subsea MPFM para crudo de la marca Roxar.

Cabe mencionar que **en México, Petróleos Mexicanos** utiliza las tecnologías de medición multifásica, únicamente en superficie (empleando medidores de las compañías: Agar, Roxar, Schlumberger, Fluenta, Weatherford, etc.), aunque actualmente se está considerando que en el Proyecto Lakach (primer proyecto en aguas profundas) se utilicen medidores de gas húmedo, los cuales se ubicarán en el árbol submarino.

Es muy importante medir la corriente de la mezcla en ambientes submarinos, por la dificultad del acceso los campos en aguas profundas se emplean medidores multifásicos submarinos, los cuales permiten monitorear y supervisar el comportamiento del pozo en tiempo real, y mejorar la explotación del yacimiento y alargar el tiempo de vida del mismo.

Un estudio realizado por Flow Research INC. proyectó que el mercado mundial de medición multifásica crecerá con una tasa anual compuesta del 14.5% hasta el 2016 logrando registrar ingresos de \$472.2 MMUSD.

Los MFM han demostrado que son una tecnología eficiente, pero debido a la complejidad de medir en forma multifásica y a la serie de parámetros que deben ser conocidos y tomados en cuenta, la industria continúa trabajando en mejoras de las tecnologías, con el fin de reducir los valores de incertidumbre y las fallas de los equipos de medición multifásica. Un estudio realizado por el laboratorio de NEL (National Engineering Laboratory) determinó que el mayor grado de fallas se da en los equipos de impedancia eléctrica, dando como resultado un porcentaje de falla mayor al 30%.

Recomendaciones

Si se cuentan con las instalaciones de separación se recomienda separar la mezcla de hidrocarburos con el fin de medir de forma monofásica, debido a que las incertidumbres de un medidor de una sola fase son menores, en caso de no contar con los separadores de medición es necesario medir de forma multifásica.

La industria medición multifásica a nivel mundial, así como en continúan realizando estudios y mejoras en las tecnologías de medición (fallas, incertidumbre, mantenimiento, etc), y en especial para los equipos de medición multifásica submarina se están tratando de reducir los costos de operación y mantenimiento.

Una vez que inicien las acciones de operación del medidor se deberá contar con un programa de inspección y mantenimiento, con el cual se monitoree el funcionamiento del equipo de medición submarina, a fin de preveer las fallas y disminuir los costos por una reparación.

El personal técnico y especialistas deben contar con la capacitación en metrología, técnicos y tecnológicos de los equipos de medición submarina, con

el fin de garantizar el correcto desempeño de los equipos y brindar mayor confiabilidad y valores de incertidumbres adecuados.

Es importante que en la carrera de ingeniería petrolera, imparta con mayor detalle el tema de medición de fluidos, debido a la necesidad de la industria de controlar los puntos de medición fiscal y de transferencia de custodia de los hidrocarburos, para lo cual se utilizan medidores monofásicos y multifásicos en la cadena de producción para el control y cuantificación de los hidrocarburos, emergiendo los medidores multifásicos submarinos como una solución para proyectos submarinos en un futuro cercano (Proyecto Lakach y Perdido).

Es importante que las instituciones petroleras (operadores, reguladores, instituciones académicas, sociedades petroleras, acreditadores) enfoquen sus esfuerzos para desarrollar y aprobar una norma específica para equipos de medición multifásica superficial y submarina, ya que actualmente solo se aplican recomendaciones prácticas y normas internacionales.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ahcene Nasri, Abdulaziz Al-Anizi, Meshal A. Al-Amri, Faisal T. Al-Khelaiwi, Ammal Al- Anazi, (Enero 2014). Multiphase Flow Meters Trial Testing in High GOR/GVF Environment. IPTC 17422.
2. Al-Hammadi, Handak A., Navaid K., Hakan G., Abdullah. Baslaib, Mohammad K. (Noviembre 2012). Validation of Coriolis and V-cone Meters Using Multi Phase Flow Meters (MFM) in ADCO's North East BAB (NEB) Field – A Case History. SPE 162200.
3. Alfaro Grajeda. (México 2012) Medición Multifásico (MM) de Pozos y Corrientes de Flujo. Pemex Exploración Y Producción. Presentación de Power Point.
4. American Petroleum Institute (Septiembre 2004). API Recommended Practice for Well Rate Determination Version RP 2.1.
5. American Petroleum Institute (Enero de 2013). Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20.3.
6. American Petroleum Institute (Mayo de 2004). State of the Art Multiphase Flow Metering. API PUBLICATION 2566.
7. Asian Oil and Gas Magazine (Mayo – Junio 2015)
8. Asociación de Ingenieros Petroleros de México (Agosto 2011). Aipmac volumen 8, agosto 2011.
9. Atkinson I., Berard M., Conort G., Lowe T., McDiarmid A., Mehdizadeh P., Pinguet B., Smith G., Williamson K., (Marzo 2005). Un Nuevo Horizonte en Mediciones de Flujo Multifásico. Oilfield Review. Schlumberger.
10. Caetano E.F. (Mayo 1997) MMS 1200: Cooperation on a Subsea Multiphase. OTC 8506. Petrobras and L. Farestvedt, FLUENTA, Inc.
11. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (Abril 2012). Equipos de Medición y Servicios de Metrología. NRF-111-PEMEX-2012.
12. Couput Paul (Octubre 2011) Subsea multiphase measurements: Where We Are and What's Next From an Oil & Gas Operator Perspective. TOTAL.
13. Dominguez Guillermo (Enero 2012) La Medición de Hidrocarburos en México, Foro de Medición de Hidrocarburos 2012, CNH.
14. E. L. Upp, Fluid Flow Measurement, Editorial Gulf Publishing Company, 1993 by Daniel Industries, Inc. Houston, Texas.

15. <http://www.fmctechnologies.com/multiphase-meters.aspx>
16. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-11/Technology/ogj-focus-various-factors-affect-subsea-multiphase-metering-design.html>
17. <http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto.aspx?IdSec=14&IdPag=53>
18. International Organization of Legal Metrology. (edition 2013). International Vocabulary of Terms in Legal Metrology (VIML).
19. K. Wallace, R. Gudimetla, G. Nelson, A. Hassold, (Mayo 2003). Canyon Express Subsea Multiphase Flow Metering System: Principles and Experience. OTC 15098.
20. Masson C. And Carter R.H. (Mayo 2011) Cascade & Chinook Subsea Development: The World's Deepest Production Risers. Petrobras America Inc. OTC 21857.
21. Metrologia. Ontenido de <http://www.cenam.mx>
22. Mohammed N. Al-Khamis and Abdulaziz F. Al-Bassam (Mayo 2008) Evaluation of PhaseWatcher Multiphase Flow Meter (MFM) Performance in Sour Environments. Saudi Aramco, Schlumberger. OTC 19152.
23. Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (Marzo de 2005). Handbook of Multiphase Flow Metering. 2º Revision.
24. OneSubsea PhaseWatcher Subsea Multiphase and Wet Gas Flow Meter with Vx Technology. Obtenido de www.onesubsea.com
25. Quiroz César (Diciembre 2014) Desempeño de Equipos Multifásicos para la Medición de Pozos en PEP Región Sur. Pemex Exploración y Producción. 1er Congreso y Exposición de Medición de Flujo y Calidad de los Hidrocarburos.
26. Rivera M. Aseguramiento y Gestión Metrológica. Cartilla de Referencia. Archivo en PDF.
27. Roxar Subsea Multiphase Meter. Obtenido de <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/roxar/pages/roxar.aspx>
28. Wee A., Farestvedt L. (Mayo 2011) A Combined Multiphase and Wetgas Meter with In-Situ Sampling of Fluid Properties. OTC 21547.
29. Zepeda Molina, Rangel Germán, Domínguez Vargas, Porres Luna y Martínez Romero. (Diciembre 2013). Resolución CNH.12.002/13. Secretaria de Energía, Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Lista de Figuras

Figura 1. Imagen ilustrativa de la calibración	8
Figura 2. Figura ilustrativa de la exactitud.....	9
Figura 3. Gráfica ilustrativa de la repetibilidad	11
Figura 4. Aplicación de la medición multifásica antes de entrar al separador de pruebas ²³	13
Figura 5: Imagen ilustrativa de donde se realizan los diferentes tipos medición ¹³	16
Figura 6. Mapa genérico del flujo multifásico vertical ⁵	21
Figura 7. Mapa genérico del flujo multifásico horizontal ⁵	22
Figura 8. Diferencia entre el GVF y la fracción de vacío del gas ⁵	23
Figura 9. Imagen representativa de un triángulo de solución empleado para conocer el WLR y GVF de la mezcla ²²	29
Figura 10. Ejemplo de un triángulo de solución con valores operativos de WLR y GVF ²²	30
Figura 11. Representación gráfica del método de rayos gamma doble ⁴	31
Figura 12. Pico de baja energía ⁴	31
Figura 13. Elementos del densímetro gamma ²⁷	32
Figura 14. Comportamiento de la fracción de gas y agua con respecto a la densidad de la mezcla ²⁷	33
Figura 15. Principio de medición de capacitancia ²³	34
Figura 16. Principio de medición por conductancia ²³	35
Figura 17. Ejemplo de un diagrama de bloques de un medidor multifásico ²⁵	38
Figura 18. Unidad de componentes de un medidor de flujo multifásico ¹	38
Figura 19. Esquema de la sección del Venturi ²⁷	39
Figura 20. Medidor multifásico montado en las líneas de producción ⁹	47
Figura 21. Medidor multifásico montado sobre un patín ⁹	47
Figura 22. Herramienta de instalación y desinstalación de un MFMS ²⁷	52
Figura 23. Módulo del estrangulador/Medidor de flujo multifásico en el árbol submarino ¹⁵	58
Figura 24. Medidor multifásico submarino instalado en la línea del Jumper ¹⁹	59
Figura 25. Medidor multifásico submarino instalado en el manifold submarino ²⁴	59
Figura 26. Medidor de gas húmedo ubicado en el Jumper operando en el lecho marino ¹⁹	60
Figura 27. Elementos de un medidor multifásico submarino ²²	61
Figura 28. Interior de un medidor multifásico submarino ²⁷	62
Figura 29. Medidor de base tomográfica de banda ancha 3D ²⁸	62
Figura 30. Gráfica que muestra el intervalo de un pozo de gas húmedo según el porcentaje de GVF ²⁴	63
Figura 31. Interior de un medidor de gas húmedo ²⁴	64
Figura 32. Interior de un medidor de gas húmedo submarino ²⁷	64
Figura 33. Medidor multifásico de Cascade instalado en la línea de flujo del jumper ^{Propiedad Petrobras América}	65
Figura 34. Sistema integral de producción submarino de los Campos Cascade y Chinook ^{Propiedad Petrobras América}	66
Figura 35. Diagrama de flujo del sistema integral de producción del campo Ormen Lange ^{Propiedad Statoil}	67
Figura 36: Número de medidores multifásicos instalados hasta el año 2004 ¹⁶	67
Figura 37: Tasa de crecimiento anual compuesta, propuesta por Flow Research ¹⁶	68

Lista de Tablas

Tabla 1. Parámetros de calidad de los crudos mexicanos ¹⁷	17
Tabla 2. Valores Máximos de Incertidumbre Dictaminados por la CNH ²⁹	18
Tabla 3. Clasificación del GVF y rangos del comportamiento de los medidores de flujo multifásico ⁵	24
Tabla 4: Medidores utilizados en PEP ³	45
Tabla 5: Medidores multifásicos ocupados en las 4 regiones de producción de PEP ³ ..	46
Tabla 6. Problemáticas encontradas en los medidores de flujo multifásico submarino ⁷	69