

**DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE
UN MEDIDOR MULTIFÁSICO PARA CRUDO EXTRA PESADO**

**FARUTH ALFONSO LOZANO PABA
ABRAHAN JOSE PALENCIA MANCERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE
UN MEDIDOR MULTIFÁSICO PARA CRUDO EXTRA PESADO**

**FARUTH ALFONSO LOZANO PABA
ABRAHAN JOSE PALENCIA MANCERA**

**Trabajo de grado como requisito para obtener el título de
INGENIERIO DE PETROLEOS**

**Director:
JOHN ALEXANDER LEON PABON
M.Sc en ingeniería de hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A mi padre Luis Alfonso Lozano Sánchez (Q.E.P.D) por despertar mi interés en el por qué de las cosas que me rodean, lo cual me hizo amar la ingeniería.

A mi madre Marlene Paba Castro por estar siempre ahí para mi y que nunca me faltara nada incluso en los momentos más difíciles, también por su paciencia a la hora de enseñarme tantas cosas que me sirvieron para ser el profesional que soy ahora.

A mis hermanas Leslie y Danitza por su cariño y su apoyo todo este tiempo.

A todos mis amigos, compañeros y demás personas que de alguna forma hicieron parte de este proceso a través de todos estos años.

Faruth Alfonso Lozano Paba

DEDICATORIA

Primeramente quiero darle las gracias a Dios por ser mi ayuda y mi fortaleza aun en mis días más oscuros porque cuando no tenía más fuerzas para continuar me diste el coraje y la valentía para poder culminar esta etapa tan bonita de mi vida y también muchísimas gracias por darme la magnífica oportunidad de poder estudiar en una universidad tan prestigiosa como la UIS.

Segundo quiero dedicárselo a mi madre Clarena Mancera Guzmán (Q.E.P.D.) que sé que desde el cielo aun me acompañas y desearía muchísimo que estuvieras en estos momentos conmigo viéndome culminar este logro tan importante en mi vida.

En tercer lugar a mi abuelita Beatriz Guzmán quien con amor nos acogió a mí y a mi hermano y nos ayudó a salir adelante; en gran medida este triunfo es tuyo, eres un ejemplo de vida y gracias por todas tus deliciosas comidas y tus ánimos que cada día nos motivaban para seguir adelante. Gracias por todo abuelita, Te amo.

A mi padre Afranio Palencia, a mi tío Oswald Mancera, a mi madrina Liliana Mancera y a mi abuelito Abraham Mancera, gracias a cada uno de ustedes por haberme ayudado, estar pendiente de todos los aspectos que necesite durante mi época de estudios y en la vida misma, gracias por estar ahí siempre que los necesite; ustedes son un ejemplo de que las cosas se logran con trabajo y esfuerzo, este logro también es de ustedes, los amo.

A mi hermano Deivis, gracias por todos los momentos bonitos que hemos vivido hasta ahora y por los que vendrán, este también es un premio a tu compañía. Te quiero.

A mis primos, a mis tíos y demás familiares que se preocuparon en algún momento por mí y me ayudaron cuando lo necesite, muchas gracias los quiero.

Gracias a todos mis compañeros de universidad, a todas y cada una de las personas que creyeron en mí y que hoy están felices de verme lleno de felicidad.

Finalmente a cada una de las personas que conocí durante mi estadía en la universidad, gracias por los buenos momentos, y por los bonitos recuerdos que me llevo de cada uno de ustedes, muchas gracias y se les quiere gratis.

Abrahan Jose Palencia Mancera.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero John Alexander León Pabón, director del proyecto, por su orientación y ayuda en la realización de nuestro trabajo de grado.

A la Universidad Industrial de Santander por ser el espacio ideal no solo para nuestra formación profesional, sino por ser el espacio para nuestro crecimiento como personas con un pensamiento crítico y objetivo hacia la vida.

A nuestras familias por su apoyo incondicional, compañía y amor que nos dieron la fortaleza y la motivación necesaria para la culminación de nuestro proyecto.

A todas las personas que de alguna forma nos ayudaron o apoyaron en este trabajo de grado.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. MARCO DE REFERENCIA.....	17
1.1. CRUDO EXTRA PESADO	17
1.2. TIPOS DE FLUJO	18
1.2.1. Monofásico.....	18
1.2.2. Multifásico	18
1.2.2.1 Burbujas.....	18
1.2.2.2 Tapón.....	19
1.2.2.3. Flujo de transición.....	19
1.2.2.4. Neblina y película anular.....	19
1.3. MEDICIÓN MULTIFÁSICA.	19
1.3.1. Medición multifásica en línea.....	20
1.3.2. Medición por separación.....	20
1.3.3. Medidores de gas húmedo.....	21
1.4. MEDIDORES MULTIFÁSICOS.....	22
1.4.1 Medidor multifásico MPM.....	22
1.4.2. Medidor multifásico Roxar MPFM 2600 MVG	25
1.4.3 Medidor multifásico Vx Spectra.....	27
1.4.4. Medidor multifásico Agar MPFM-300.....	31
1.4.5. Medidor multifásico Mixmeter	34
2. METODOLOGÍA	37
2.1. TIPO DE ESTUDIO.....	37
3. PROPIEDADES DEL FLUIDO	38
4. VARIABLES OPERACIONALES IMPLICADAS EN UN PROCESO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA	41

4.1 TASAS DE FLUJO.....	41
4.2 PROMEDIO TOTAL DE LA CORRIDA	41
4.3. DATOS PROMEDIO DEL SISTEMA	42
4.3.1 Fracción volumétrica de gas (GVF)	42
4.3.2. Corte de agua	42
4.3.3 Temperatura de la corriente.....	42
4.3.4. Presión.....	42
4.4 DATOS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA.....	42
5. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS PARTES DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS.....	44
5.1. MEDIDOR VÉNTURI	44
5.2. DETECTOR RAYOS GAMMA (DENSITÓMETRO DE RAYOS GAMMA)	46
5.3. SENSOR DE CAPACITANCIA	47
5.4. SENSOR DE INDUCTANCIA	50
5.5. SENSOR DE TEMPERATURA.....	52
5.6. MEDIDOR DE FLUJO VOLUMÉTRICO.....	53
5.7. ANALIZADOR DE MICROONDAS	54
5.8. MEDIDOR DE PLACA DE ORIFICIO	55
6. PROPUESTA DEL ESQUEMA PARA EL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	60
6.1. PARTES SELECCIONADAS PARA REALIZAR LA PROPUESTA DEL MEDIDOR	60
6.1.1. Mezclador	60
6.1.2 Medidor Vénturi.....	61
6.1.3 Sensor de capacitancia.....	61
6.1.4 Densímetro de rayos gamma.....	62
6.1.5 Analizador de microondas.....	63
6.2. ESQUEMA FINAL DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO	64
7. CONCLUSIONES	67
8. RECOMENDACIONES.....	68

BIBLIOGRAFÍA.....69

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones de operación del medidor multifásico MPM.....	25
Tabla 2. Condiciones de operación del medidor multifásico Roxar MPFM 2600 MVG.....	27
Tabla 3. Condiciones de operación del medidor multifásico Vx spectra	31
Tabla 4. Condiciones de operación del medidor multifásico Agar.....	34
Tabla 5. Condiciones de operación del medidor multifásico Jiskoot.	36
Tabla 6. Condiciones de yacimiento	38
Tabla 7. Datos PVT.....	38
Tabla 8. Expansión a composición constante CCE	38
Tabla 9. Liberación diferencial @ 184 °F	38
Tabla 10. Viscosidad del fluido del yacimiento @ 184 °F	39
Tabla 11. Prueba de separador 1	39
Tabla 12. Prueba de separador 2	39
Tabla 13. Prueba de separador 3	39
Tabla 14. Liberación diferencial	39
Tabla 15. Prueba de separador 1	40
Tabla 16. Prueba de separador 2	40
Tabla 17. Prueba de separador 3	40
Tabla 18. Tasas de flujo.....	42
Tabla 19. Promedio total de la corrida	43
Tabla 20. Datos promedio del sistema.....	43
Tabla 21. Condiciones de operación del medidor multifásico propuesto.	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Patrones de flujo multifásico	19
Figura 2. Medidor multifásico en línea.	20
Figura 3. Sistema de medición multifásico por separación	21
Figura 4. Medidor de gas húmedo	22
Figura 5. Medidor multifásico MPM.....	24
Figura 6. Esquema del medidor multifásico Roxar MPFM 2600.	26
Figura 7. Esquema del medidor multifásico Vx spectra	29
Figura 8. Esquema del medidor multifásico Framo.	30
Figura 9. Esquema del medidor multifásico Agar.....	33
Figura 10. Esquema del medidor multifásico Jiskoot.	35
Figura 11. Medidor Vénturi.....	45
Figura 12. Ilustración del funcionamiento del densímetro.	47
Figura 13. Función de la capacitancia respecto a la variación de las fracciones de agua y gas.	48
Figura 14. Conductividad en función de de fracciones de gas y agua.	51
Figura 15. Fluido circulando en campo electromagnético.	52
Figura 16. Medidor de flujo volumétrico multirotor.	54
Figura 17. Diagrama que muestra la geometría y patrones de flujo en un medidor de placa de orificio	56
Figura 18. Mezclador.	61
Figura 19. Medidor Vénturi.....	61
Figura 20. Sensor de capacitancia.....	62
Figura 21. Densitómetro de rayos gamma.	63
Figura 22. Analizador de microondas.	63
Figura 23. Esquema del medidor multifásico propuesto	64

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN MEDIDOR MULTIFÁSICO PARA CRUDO EXTRA PESADO*

AUTORES: FARUTH ALFONSO LOZANO PABA; ABRAHAN JOSE PALENCIA MANCERA**

PALABRAS CLAVES: Crudo extra pesado, medidor de flujo multifásico, tasas de flujo, fracción volumétrica de gas, corte de agua, temperatura de la corriente, presión, equipos de medición de flujo.

Hoy en día el fluido que viene de fondo de pozo trae consigo tres componentes principales agua, petróleo y gas. La medición de estos tres fluidos en un campo de hidrocarburos es muy importante ya que nos permite estudiar de la mejor manera el pozo. Por ello tener los equipos de medición multifásica idóneos en el campo nos permiten determinar las variables operacionales asociadas a este tipo de crudo.

En un campo de crudo extra pesado es muy importante tener en cuenta las siguientes variables operacionales: corte de agua, fracción volumétrica de gas, tasas de flujo, temperatura de la corriente y presión. Tener estos datos medidos en tiempo real por medidores multifásicos hace más eficiente el trabajo realizado en campo por los ingenieros de campo y permite el ahorro de la compañía en equipo secundarios caros tales como separadores de fase.

Finalmente, luego de tener una lista de las partes que pueden conformar un medidor multifásico se plantea el esquema teórico de un medidor de flujo multifásico para crudo extra pesado en el que se tuvieron en cuenta las variables operacionales de diferentes medidores multifásicos. Las partes que formarán parte del esquema del medidor multifásico son: un mezclador, un medidor Vénturi, un sensor de capacitancia, un densitómetro de rayos gamma y un analizador de microondas.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. John Alexander Leon Panbón MSc en Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF BASIC ENGINEERING FOR THE CONSTRUCTION OF A MULTIPHASE METER FOR EXTRA HEAVY CRUDE*

AUTHORS: FARUTH ALFONSO LOZANO PABA; ABRAHAN JOSE PALENCIA MANCERA**

KEY WORDS: Extra heavy crude, multiphase flow meter, flow rates, volumetric gas fraction, water cut, current temperature, pressure, flow measurement equipment.

Nowadays, the fluid that comes from the bottom of the well brings with it three main components: water, oil and gas. The measurement of these three fluids in a hydrocarbon field is very important because it allows us to study the well in the best way. For this reason, having the multiphase measuring equipment suitable in the field allows us to determine the operational variables associated with this type of crude oil.

In an extra heavy crude oil field it is very important to take into account the following operational variables: water cut, gas volumetric fraction, flow rates, current temperature and pressure. Having this data measured in real time by multiphase meters makes the work done in the field more efficient by field engineers and allows the company to save on expensive secondary equipment such as phase separators.

Finally, after having a list of the parts that can make up a multiphase meter, the theoretical scheme of a multiphase flow meter for extra heavy crude was presented in which the operational variables of different multiphase meters were taken into account. The parts that will be part of the scheme of the multiphase meter are: a mixer, a Vénturi meter, a capacitance sensor, a gamma-ray densitometer and a microwave analyzer.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. John Alexander Leon Panbón MSc en Ingeniería de Hidrocarburos

INTRODUCCION

Cuando un pozo petrolero está produciendo, el fluido que viene de fondo está compuesto principalmente por agua, petróleo y gas, lo cual hace que la cuantificación de estos tres fluidos sea importante a la hora de diseñar las facilidades de superficies requeridas o el sistema de producción idóneo para el pozo en cuestión. Analizando datos de campo en los cuales se realizaron mediciones multifásicas a crudo extra pesado podremos tener información necesaria para realizar la investigación, esto junto con el estudio de los diferentes tipos de medidores multifásicos para ver las condiciones en las que operan, ventajas y desventajas de estos nos permitirá proponer el esquema de un equipo óptimo para la medición de este tipo de flujo.

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1. CRUDO EXTRA PESADO

Aquellos hidrocarburos que tienen una densidad mayor a la del agua (densidades menores a 10°API) son denominados crudos extra pesados, todo hidrocarburo debido a su composición química está compuesto por una familia de muy alto peso molecular llamados asfáltenos que usualmente están rodeados de partículas de metales (azufre, vanadio y níquel), los cuales le permiten a estos compuestos aumentar su peso molecular.

Los crudos extra pesados por su composición tienen propiedades de viscosidad y densidad muy alta.

Principalmente se pueden denominar en una clase A¹ como Crudos pesados intermedios los cuales abarcan todos los hidrocarburos que presentan viscosidades menores a 100 Cp. Y densidad entre 15 y 23 API a condiciones de yacimiento.

Seguido se clasifican en una clase B² como crudos extra pesados los cuales se encuentran a una gravedad API con rangos entre 8 y 15 grados y en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 Cp.

Finalmente son clasificados en una clase C³ denominada Bitumen o arena Bituminosa, estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a

¹ GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga. 2011. Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Ingenierías físico-químicas. Ingeniería de petróleos.

² *Ibíd.*, p 12

³ *Ibíd.*, p 12

10.000 Cp y densidades menores a 8 API son líquidos y a condiciones de yacimiento son inmóviles.

En la mayoría de los campos donde se ha explotado bitumen, arenas bituminosas o crudos extra pesados dentro del yacimiento los hidrocarburos no son móviles debido a sus condiciones de temperatura, lo cual hace necesario implementar métodos técnicos que puedan reducir la viscosidad de dichos fluidos y permitir el flujo de los mismos hacia los pozos productores.

1.2. TIPOS DE FLUJO

El flujo se puede clasificar según el número de fases presente de la siguiente forma.

1.2.1. Monofásico. Flujo relativamente simple en el que se presenta una sola fase. Está ampliamente estudiado y documentado.

1.2.2. Multifásico Fluidos con dos o más fases inmiscibles que fluyen a diferentes velocidades lo que los hace más complejos que los flujos de una sola fase. Las fases presentes pueden ser sólidas, líquidas o gaseosas. Su comportamiento es muchas veces impredecible y su conocimiento no está tan desarrollado como el del flujo monofásico. Dependiendo de los caudales de cada fase, la orientación de la tubería, la dirección del flujo y las propiedades de las fases se pueden presentar distintos regímenes de flujo. Los principales regímenes de flujo de menor a mayor cantidad de fase gaseosa que se presentan en tuberías son:

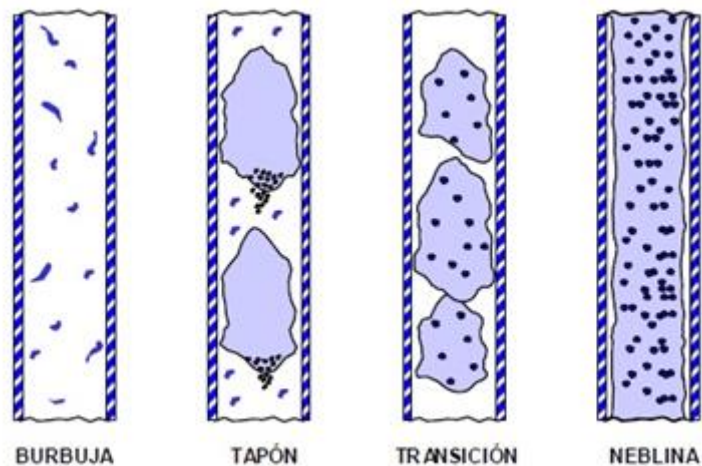
1.2.2.1 Burbujas. La fase líquida es continua mientras que el gas se presenta en burbujas dispersas en la fase líquida.

1.2.2.2 Tapón. Las burbujas se unen formando tapones de gas rodeados de líquido que ocupan gran parte de la sección central de la tubería.

1.2.2.3. Flujo de transición. La fase gaseosa fluye interrumpida por paredes de líquido. La mayor parte de la fase líquida fluye por las paredes de la tubería.

1.2.2.4. Neblina y película anular. El gas ocupa casi todo el volumen mientras el líquido es arrastrado por la corriente en forma de pequeñas partículas y una película que cubre la pared de la tubería.

Figura 1. Patrones de flujo multifásico



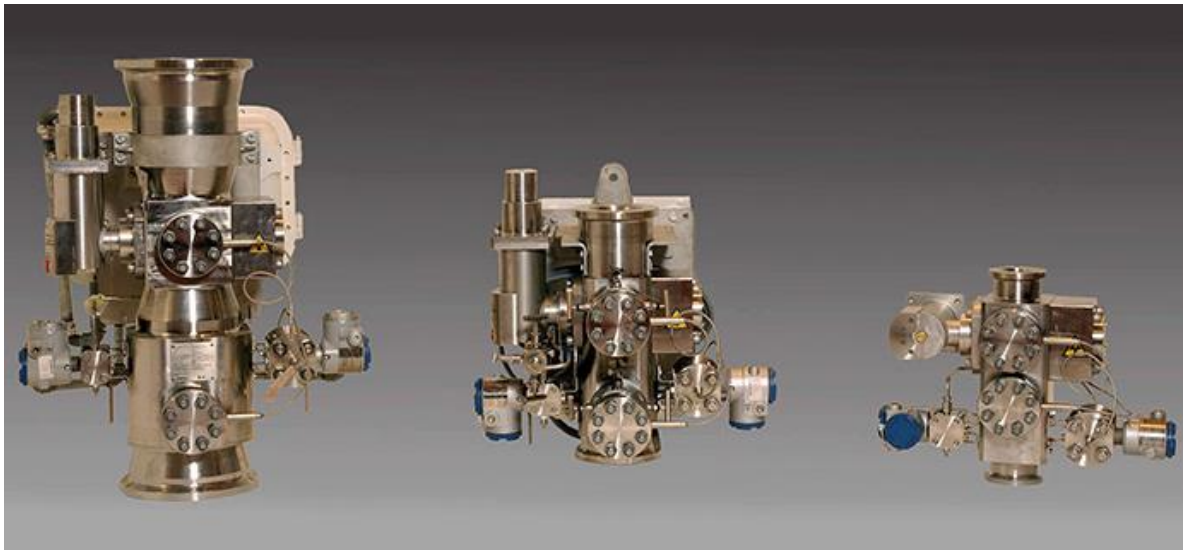
Fuente: CARRERA H., Alex. Dimensionamiento de Tuberías de Proceso en Flujo Bifásico.

1.3. MEDICIÓN MULTIFÁSICA.

Consiste en la cuantificación del caudal de cada fase presente en el flujo. Existen tres tipos de medición multifásica que son:

1.3.1. Medición multifásica en línea⁴. Todas las mediciones de las fracciones de fases y caudales son calculadas directamente en el flujo multifásico. Para reducir el número de variables involucradas en la medición algunos medidores en línea poseen acondicionadores de flujo lo que prácticamente elimina las diferencias de velocidades de cada fase.

Figura 2. Medidor multifásico en línea.



Fuente: CADENAS, Héctor. Disponible en: Conozca el medidor multifásico de caudales, Tecnología. En: ENERGÍA BOLIVIA.

1.3.2. Medición por separación⁵. El flujo monofásico es separado parcial o totalmente en las distintas fases que lo conforman para luego medir el caudal de cada una de ellas. Este tipo de medición es el que tradicionalmente ha sido usado en las pruebas de pozo.

⁴ VIEIRO MEDINA, Joaquín José. Evaluación de pruebas de pozo realizadas por el medidor de flujo multifásico phasewatcher en modo gas. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Octubre de 2008. Disponible en: <http://159.90.80.55/tesis/000144490.pdf>

⁵ Ibíd.

Figura 3. Sistema de medición multifásico por separación



Fuente: WEATHERFORD. Sistema de Medición Multifásico Red Eye. 2010.

1.3.3. Medidores de gas húmedo⁶. Se usan principalmente para medir gas con vapor o pequeñas cantidades de agua. Si conocer el caudal de líquido no es de interés, se realiza la medición del volumen de gas y se corrige para obtener el valor correcto. También son usados para conocer la humedad en el flujo con el fin de predecir corrosión en tuberías.

⁶ Ibíd.

Figura 4. Medidor de gas húmedo



Fuente: MEDITECNA. Dualstream - Medidor de gas húmedo. 2016.

1.4. MEDIDORES MULTIFÁSICOS

1.4.1 Medidor multifásico MPM⁷. Este equipo fabricado por FMC technologies, es un medidor multifásico y gas húmedo combinado, que proporciona mediciones de aceite, gas y agua extremadamente precisas y confiables en las corrientes de pozos de producción. El medidor se usa en la superficie o bajo el agua, y tiene una capacidad de 15,000 psi, 450 ° F y 10,000 pies de profundidad en el agua. La tecnología patentada utiliza un método único de muestreo In-Situ para medir y compensar los cambios en la propiedad del fluido que ocurren en la corriente del pozo.

La tecnología del medidor está basada en:

- Un medidor Vénturi.
- Detector rayos gamma (densitómetro de rayos gamma)
- Sistema de medición dieléctrica multi-dimensional y multifrecuencia (sensor de capacitancia)

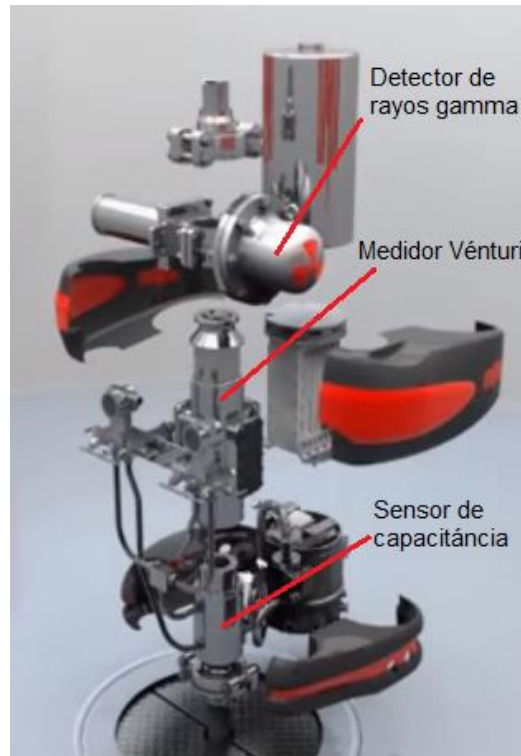
⁷ A Combined Multiphase and Wetgas Meter with In-Situ Sampling of Fluid Properties. Arnstein Wee, Lars Farestvedt

El Venturi se utiliza para crear una condición de flujo simétrico radial en la sección 3D Broadband™ aguas abajo del Venturi, que es la condición de flujo natural si el tubo fuera infinitamente largo. Estas condiciones de flujo son ideales cuando se usan técnicas de inversión tomográfica.

El sistema 3D Broadband™ es una técnica basada en ondas electromagnéticas de alta velocidad para medir la relación agua / líquido, la salinidad del agua y la distribución de líquido / gas dentro de la sección transversal de la tubería. Al combinar esta información con las mediciones del Venturi, se pueden calcular tasas precisas de flujo de aceite, agua y gas. La medición se basa en mediciones de permitividad realizadas simultáneamente en muchas frecuencias de medición y en muchos planos tridimensionales dentro del medidor. Las frecuencias de medición cubren un rango de 20-3700 Mhz.

El medidor MPM tiene una funcionalidad de modo dual, lo que significa que es un medidor de flujo multifásico y un medidor de gas húmedo combinado. En el modo gas húmedo, el medidor MPM puede operar en modo trifásico o en modo de dos fases. En el modo trifásico, el medidor mide todas las fracciones del flujo (aceite, agua y gas). El modo de dos fases se usa para propósitos de verificación in-situ, y requiere el GOR como un parámetro de configuración adicional. El GOR generalmente se calcula en función de la composición del pozo.

Figura 5. Medidor multifásico MPM



Fuente: Subsea multiphase metering system

La característica del medidor y su principio de medición, permiten manejar condiciones de flujo intermitente. Los sensores capacitores, miden la capacitancia del fluido en diferentes partes de la sección transversal de la tubería. Los sensores están calibrados para el gas y el aceite respectivamente⁸.

Las velocidades del gas y líquido, así como los caudales de aceite, agua y gas, se obtienen a partir de correlaciones cruzadas de las señales de los sensores ubicados en la parte superior y en el fondo de la tubería. El porcentaje y fracción de agua, se determina a partir de la medición de la capacitancia del líquido, que depende de la mezcla aceite-agua cuando la fase continua es el aceite⁹.

⁸ VEGA, Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros.

⁹ Ibíd.

Tabla 1. Condiciones de operación del medidor multifásico MPM.

Condiciones de operación		
Presion maxima de operación	15000	psi
Temperatura maxima del fluido	Hasta 250	°C
Caudal maximo en medidor masico	0-22050	bbl/dia
% de agua	0-100	%
% de gas	0-100	%
Exactitud	± 10% de gas y aceite; ± 4% de agua	

Fuente: FMC technologies, MPM Technical Description.; A Combined Multiphase and Wetgas Meter with In-Situ Sampling of Fluid Properties. Wee A, Farestvedt L.

1.4.2. Medidor multifásico Roxar MPFM 2600 MVG¹⁰. El medidor Roxar MPFM 2600 MVG fabricado por Emerson aplica una combinación de mediciones de impedancia eléctrica y una alta energía de rayos gamma para determinar fracciones de fase, combinadas con venturi y correlación cruzada para mediciones de velocidad.

Este tipo de medidores realizan mediciones indirectas del caudal y fracciones volumétricas de las tres fases. El principal parámetro utilizado para determinar las mediciones es la velocidad del fluido, la misma que se obtiene por dos métodos: por medio de sensores capacitivos o inductivos y por medio de una sección venturi. Estas medidas son llevadas a un computador de flujo para seleccionar la más adecuada con el fin de minimizar errores¹¹.

Las partes que componen a este medidor son:

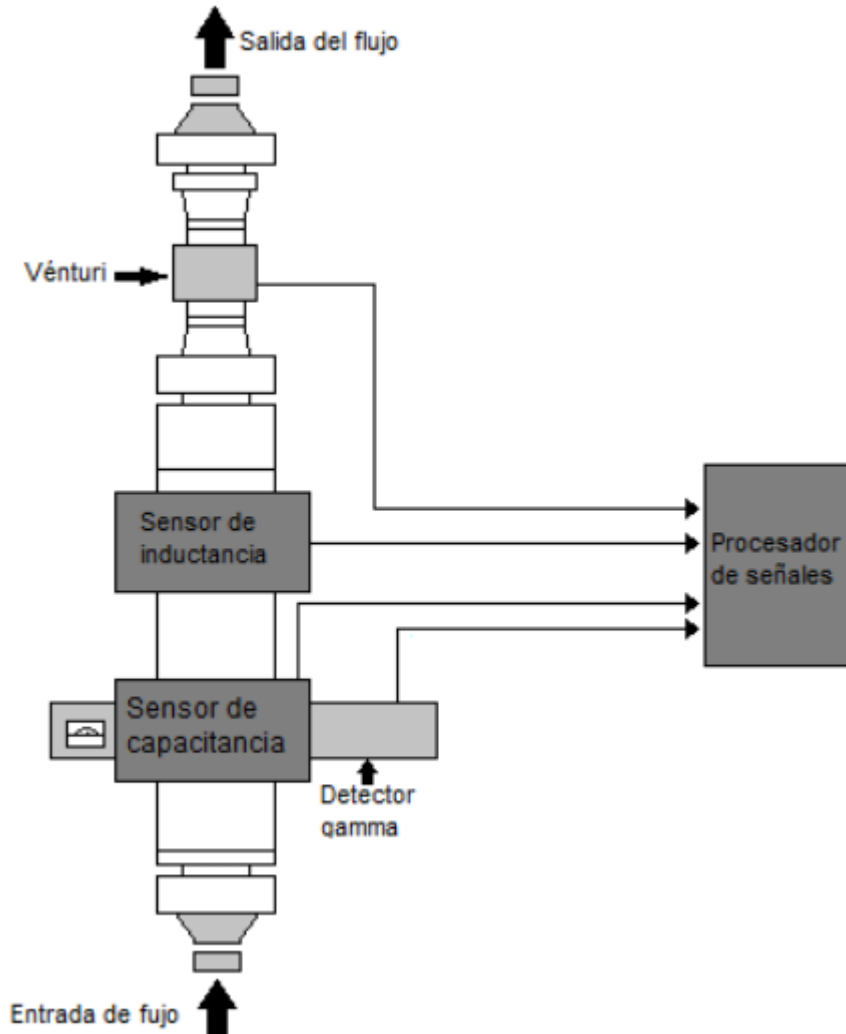
- Un sensor de capacitancia.
- Un sensor de inductancia.

¹⁰. Roxar MPFM 2600 MVG data sheet

¹¹ Chancusig, ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS CON EL ACTUAL SISTEMA UTILIZADO PARA MEDIR LA PRODUCCION DE FLUIDOS (UNIDAD LACT) EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI, 2014

- Un medidor tipo Venturi.
- Un densímetro de rayos gamma.

Figura 6. Esquema del medidor multifásico Roxar MPFM 2600.



Fuente: ROSALES VEGA, Emmanuel. Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Junio 18 de 2014.

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

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

Como la capacitancia no es aplicable a mezclas cuya fase continua sea agua, entonces se utiliza un sensor de inductancia. Dos toroides inducen una corriente constante a través de dos electrodos colocados entre los toroides. Como la corriente es constante, la caída del voltaje es una medida de la conductividad eléctrica de la mezcla, que a su vez depende de la composición¹².

Tabla 2. Condiciones de operación del medidor multifásico Roxar MPFM 2600 MVG

Condiciones de operación		
Presion maxima de operación	5000	psi
Temperatura maxima del fluido	-20 hasta 130	°C
% de agua	0-100	%
% de gas	0-100	%
Exactitud	± 5 para crudo, ± 0,2% para agua	% del caudal total

Fuente: Roxar MPFM 2600 MVG data sheet.

1.4.3 Medidor multifásico Vx Spectra¹³. Las mediciones realizadas por este medidor fabricado por schlumberger son proporcionadas por una fuente radioactiva en dos niveles de radiación diferentes en conjunto con un tubo venturi. El medidor multifásico cuantifica el volumen o tasas de petróleo, agua y gas de un pozo

¹² VEGA, Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros.

¹³ CHANCUSIG, Análisis técnico comparativo de los medidores multifásicos con el actual sistema utilizado para medir la producción de fluido (unidad lact) en el campo Edén-Yuturi, 2014

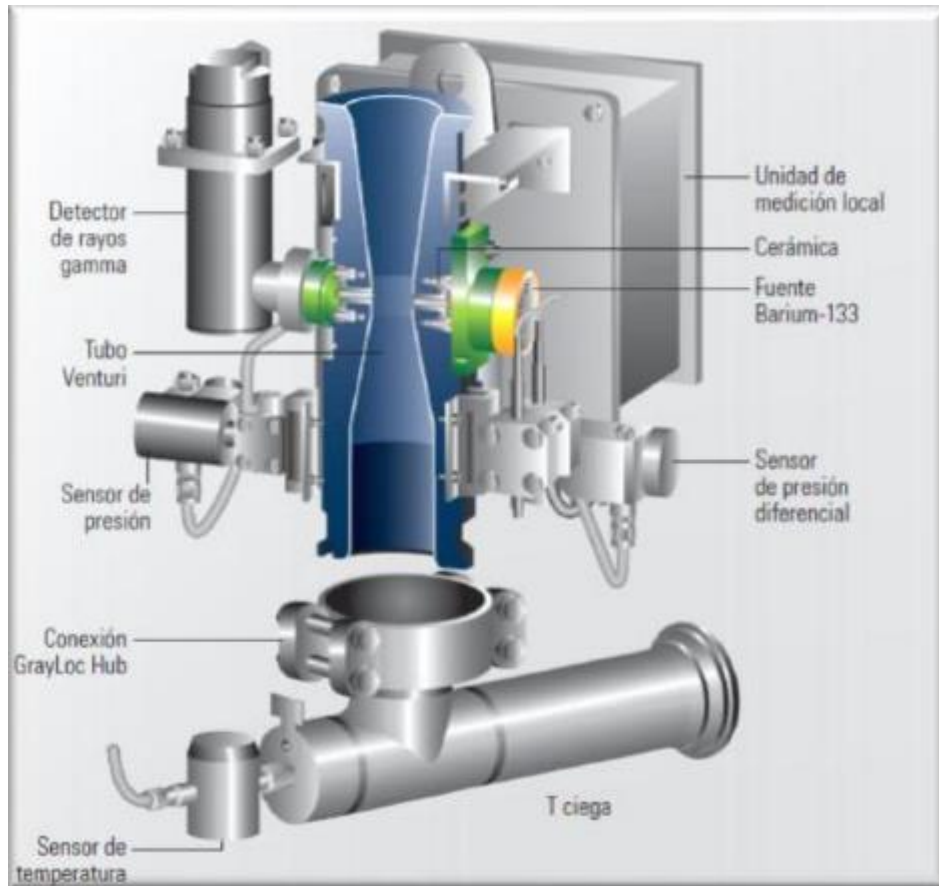
productor a condiciones de línea, independientemente de los regímenes de flujo incluyendo la presencia de flujos tipo tapón, espuma y emulsiones existentes en la sección de medición. Las condiciones de flujo en línea se convierten a condiciones estándar a través de un paquete informático (software).

La tecnología manejada por estos medidores mide continuamente el flujo de petróleo, gas y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales. De esta manera, el medidor recibe el fluido trifásico directamente desde la línea de flujo de prueba de pozos, realiza la medición e inmediatamente devuelve el fluido a la línea de flujo principal.

El medidor consiste básicamente de:

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

Figura 7. Esquema del medidor multifásico Vx spectra

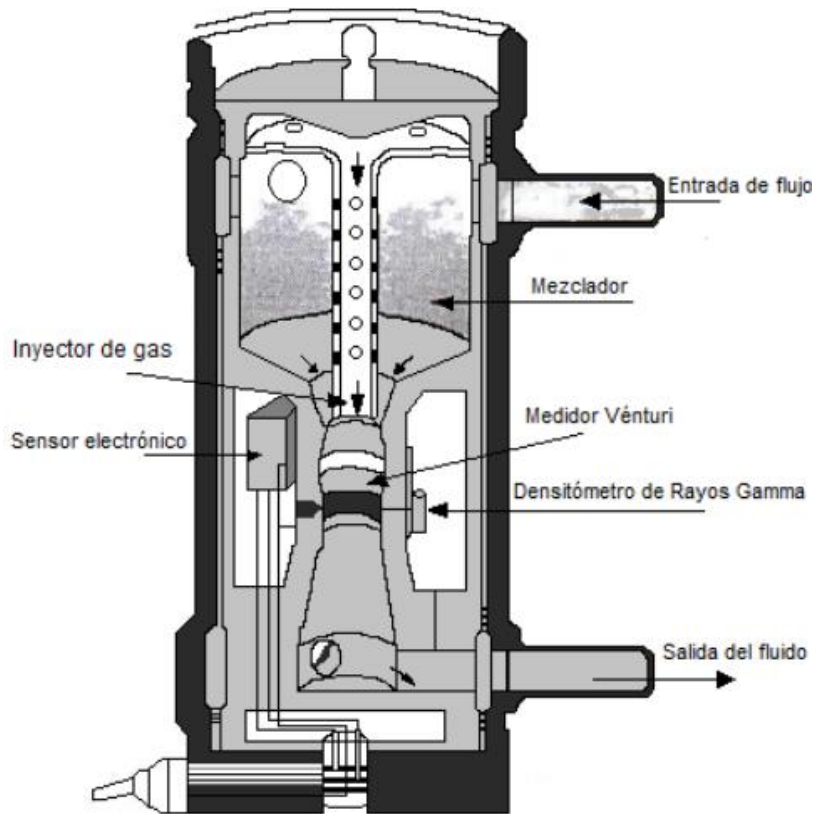


Fuente: OILFIELD REVIEW SCHLUMBERGER

En este esquema la “T” ciega es un acondicionador de flujo en línea, que suministra un flujo multifásico homogéneo estable en la sección de medición, independiente de las condiciones aguas arriba.

Este elemento consta de un extremo horizontal cerrado que se encuentra invertido, esto permite dirigir el flujo hacia arriba y consta de un transmisor de temperatura de línea y ambiente.

Figura 8. Esquema del medidor multifásico Framo.



Fuente: ROSALES VEGA, Emmanuel. Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Junio 18 de 2014.

El esquema del medidor multifásico Framo es similar al del Vx spectra, ya que tienen las mismas partes que realizan la medición, pero en este caso el flujo entra por la parte superior del equipo y sale por abajo, además de que este equipo no utiliza una "T" ciega como acondicionador de línea para obtener un flujo homogéneo, sino que usa un mezclador.

El principio de operación del medidor se basa en la entrada del flujo al mezclador, el cual proporciona un flujo homogéneo independientemente del tipo de régimen de flujo que se tenga.

La mezcla entra al medidor Venturi para determinar la velocidad promedio de la mezcla, posteriormente pasa por el densitómetro de rayos gamma donde se obtiene el caudal másico de cada una de las fases.

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

Éste medidor no dispone de elementos que determinen de manera redundante las velocidades de flujo total o de las diferentes fases, ni las fracciones de cada fase en la mezcla; por lo tanto, es más dependiente de la operación adecuada de los sensores del Venturi y del densitómetro de rayos gamma¹⁴.

Tabla 3. Condiciones de operación del medidor multifásico Vx spectra

Condiciones de operación		
Presion maxima de operación	43 - 435	psi
Caudal máximo en el medidor	30000	bbl/d
Temperatura del fluido	68 - 104	°F
% de agua	0-100	%
% de gas	0-100	%
Exactitud	± 0,8 para gas; ±0,5 para crudo; ±0,3 para agua	% del caudal total

Fuente: Schlumberger Vx spectra data sheet.

1.4.4. Medidor multifásico Agar MPFM-300¹⁵. El medidor Agar MPFM-300 es un medidor de flujo multifásico que proporciona información de producción en línea y en tiempo real de los caudales de aceite, agua y gas, sin separación de fases. Ya no existe la necesidad de equipos secundarios caros, como separadores de fase y bombas. La serie MPFM-300 es totalmente autónoma y compacta, el sistema se

¹⁴ VEGA, Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros.

¹⁵ AGAR CORPORACIÓN: AGAR MPFM-300 Series data sheet.

puede usar en todos los patrones de flujo con corrientes de flujo con agua o aceite como fases continuas.

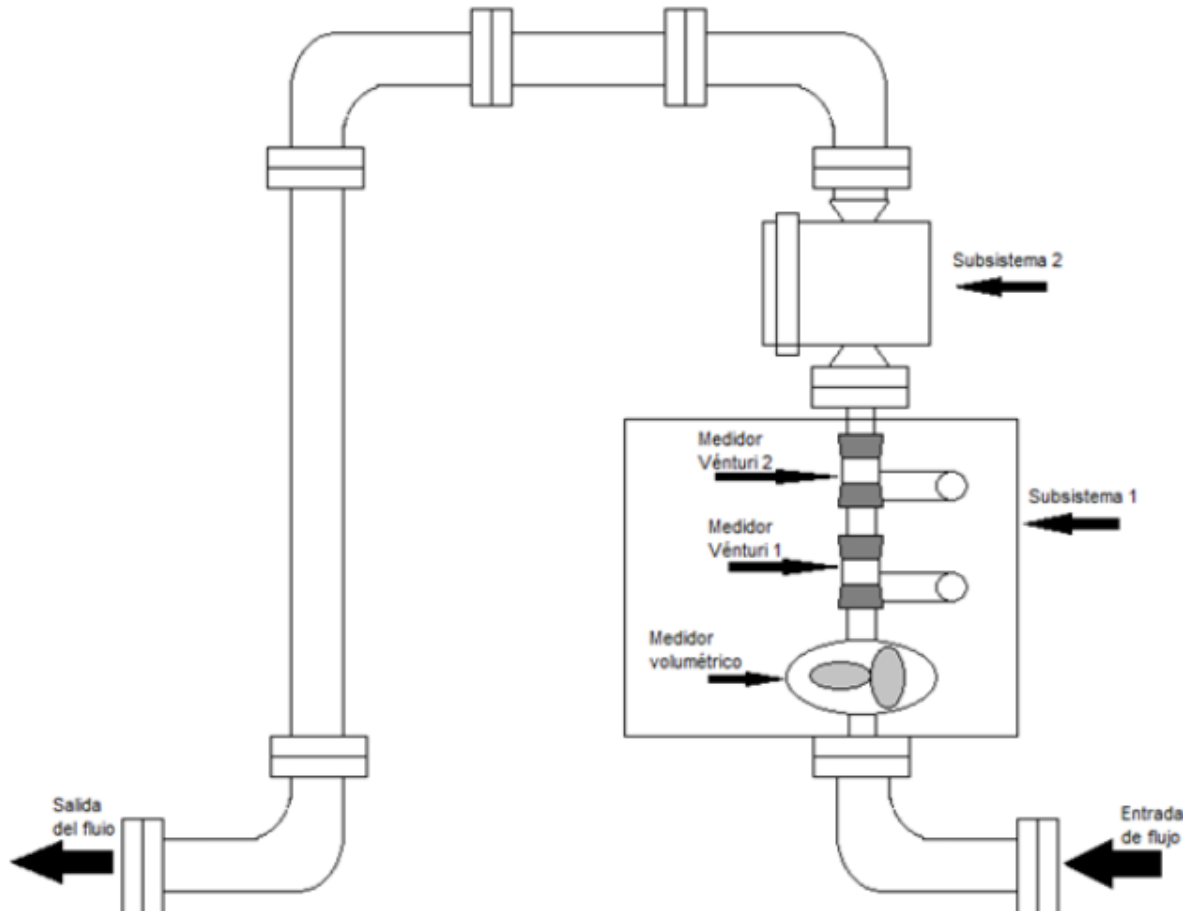
Los componentes de este medidor son dos subsistemas que pueden ser instalados y operados independientemente.

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

Subsistema 2: Éste es un analizador de microondas mediante el cual se determina el contenido de agua en el aceite. Consiste en un transmisor de microondas y un receptor. El porcentaje de agua se determina midiendo las propiedades eléctricas de flujo total, pudiendo cubrir el rango total de 0 a 100 por ciento de agua, independientemente que la fase continua sea aceite o agua. Los efectos de los cambios de velocidad y las propiedades de los fluidos, como salinidad, pH, viscosidad, temperatura y densidad, son despreciables¹⁶.

¹⁶ VEGA, Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros.

Figura 9. Esquema del medidor multifásico Agar



Fuente: ROSALES VEGA, Emmanuel. Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Junio 18 de 2014.

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

Posteriormente la mezcla pasa por los dos tubos Venturi colocados en serie y en un arreglo vertical ascendente corriente abajo del medidor volumétrico, para lograr un flujo homogéneo en donde se mide la diferencial de presión. La colocación de dos medidores Venturi en serie permite tomar en cuenta el efecto de la densidad de la

mezcla. Por último, la mezcla entra al subsistema 2 en donde se determina el contenido de agua de la mezcla por medio de un analizador de microondas.

Tabla 4. Condiciones de operación del medidor multifásico Agar.

Condiciones de operación		
Presion maxima de operación	10000	psi
Temperatura maxima del fluido	32 - 212	°F
Caudal maximo en medidor masico	Maximo 48000 (depende del modelo)	bbbl/dia
Patrones de flujo que maneja	Todos	
% de agua	0-100	%
% de gas	0-97	%
Exactitud	± 2	% del caudal total
Viscosidad del fluido	0,5 - 100	cp
Salinidad	Mayor a 5	% de volumen

Fuente: Agar corporation: AGAR MPFM-300 series multiphase Flow meter data sheet.

1.4.5. Medidor multifásico Mixmeter¹⁷. El medidor Mixmeter frabricado por la empresa Jiskoot, es un medidor multifásico simple, compacto y en línea para aplicaciones de prueba de pozos, administración de yacimientos y medición de asignación. Adecuado para la instalación de un puente de estrangulación o un cabezal de pozo, se puede utilizar para reemplazar un separador de prueba o ampliar el rendimiento de una instalación de prueba.

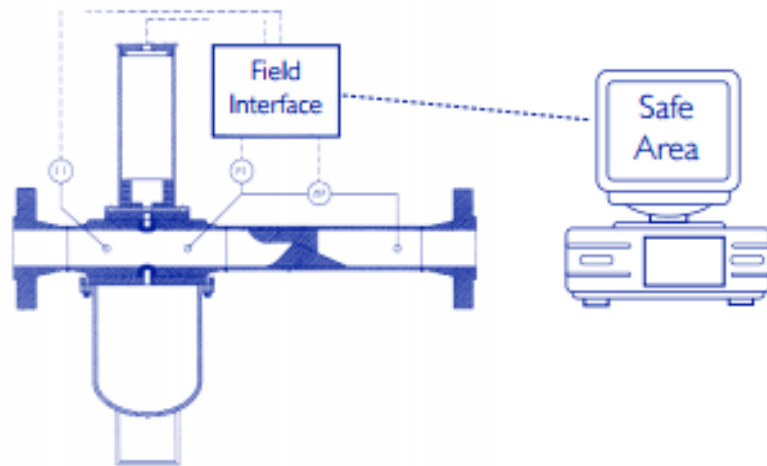
El medidor multifásico Mixmeter proporciona medición precisa, repetible y simultánea de petróleo, agua y gas sin las penalizaciones de costo o tiempo incurridas por la tecnología de separación. Es una solución confiable para la medición de producción que le proporciona la información para mejorar la capacidad de producción.

¹⁷ Jiskoot: Mixmeter Multiphase Meter data sheet.

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

- Un densitómetro de rayos gamma.
- Un medidor de placa de orificio.

Figura 10. Esquema del medidor multifásico Jiskoot.



Fuente: Jiskoot: Mixmeter Multiphase Meter data sheet.

El MixMeter es un medidor multifásico que proporciona una solución compacta y puede operar en una amplia gama de fracciones de corte de agua y volumen de gas. Funciona según el principio de estabilización del régimen de flujo axial antes de tomar medidas. El uso de un diseño de mezclador patentado iguala la velocidad de las fases y permite que el MixMeter mida con precisión las fracciones de volumen sin utilizar técnicas complejas de modelado de régimen de flujo. El mezclador proporciona un aislamiento efectivo de los efectos de instalación eliminando el sesgo de medición.

La presión diferencial medida a través del mezclador proporciona un método simple y preciso para determinar la tasa de flujo a granel. Esto, junto con la fracción de volumen generada por la unidad de medida, proporciona tasas netas de petróleo, gas y agua. La unidad de medición comprende un densitómetro gamma de energía dual que utiliza dos niveles de energía de una única fuente que incide en el mismo detector. Se utiliza un isótopo aceptado por la industria, que se elige para eliminar errores en los bordes de la envolvente operativa. El densitómetro tiene un intervalo de medición corto que garantiza que el MixMeter no esté sesgado por el flujo slug. El densitómetro de doble haz proporciona salidas primarias en términos de fracciones de masa que se combinan con datos PVT y mediciones de frecuencia para proporcionar tasas de flujo volumétrico.

Tabla 5. Condiciones de operación del medidor multifásico Jiskoot.

Condiciones de operación		
Presion maxima de operación	La que sea requerida	psi
Temperatura maxima del fluido	La que sea requerida	°F
Patrones de flujo que maneja	Todos	
% de agua	0-100	%
% de gas	0 - 90	&
Exactitud	± 5 para liquido; ±10 para gas	% del caudal
Peso	Menor a 500	Kg

Fuente: Jiskoot: Mixmeter Multiphase Meter data sheet.

2. METODOLOGÍA

2.1. TIPO DE ESTUDIO

La investigación que se realizará es de tipo descriptivo, en el cual observaremos y describiremos las variables con lo cual realizaremos interpretaciones con el fin de llegar a unas generalidades finales para seleccionar las partes que conformaran el esquema de un medidor multifásico para crudos extra pesados.

Para el desarrollo de este proyecto se usará información de un campo en el cual se ha realizado una prueba de medición multifásica con la cual determinaremos las variables implicadas en este proceso además de mostrar las propiedades del fluido estudiado, lo cual nos dará las bases para el análisis de los medidores multifásicos mostrados anteriormente y así poder hacer una selección de las partes óptimas para finalmente proponer un esquema.

3. PROPIEDADES DEL FLUIDO

A continuación, se mostrará las condiciones a las cuales se encuentra el fluido en el yacimiento y las propiedades del fluido obtenidos de unas pruebas PVT realizadas al fluido que se usará-

Tabla 6. Condiciones de yacimiento

P _{yto}	3300	psig
T _{yto}	184	°F
Profundidad	8013	ft
BSW	1,4	%
P _{wf}	3020	psig

Fuente: Datos de campo

Tabla 7. Datos PVT

GOR	77,4	SCF/STB
P _b	561	psig
BSW	< 0,5	%
T _b	184	°F

Fuente: Datos de campo

Tabla 8. Expansión a composición constante CCE

P _b	568	psig	@ 184°F
P _b	725	psig	@ 300°F

Fuente: Datos de campo

Tabla 9. Liberación diferencial @ 184 °F

R _s	85	SCF/Bbl	De aceite residual @ 60 °F
Densidad	0,9672	g/cm ³	

Fuente: Datos de campo

Tabla 10. Viscosidad del fluido del yacimiento @ 184 °F

Viscosidad	771,636	cp	@ 3300 psig	P yto
Viscosidad	299,139	cp	@ 568 psig	Pb

Fuente: Datos de campo

Tabla 11. Prueba de separador 1

P	0	psig	
T	60	°F	
Densidad del aceite en tanque	1,0157	g/cm3	@ 60°F

Fuente: Datos de campo

Tabla 12. Prueba de separador 2

P	0	psig	
T	60	°F	
Densidad del aceite en tanque	1,0154	g/cm3	@ 60°F

Fuente: Datos de campo

Tabla 13. Prueba de separador 3

P	0	psig	
T	60	°F	
Densidad del aceite en tanque	1,0146	g/cm3	@ 60°F

Fuente: Datos de campo

Tabla 14. Liberación diferencial

Densidad aceite residual	1,0172	g/cm3	@ 60°F
API	7,5		
Gravedad del gas	1,496		@ 0 psig

Fuente: Datos de campo

Tabla 15. Prueba de separador 1

Densidad aceite residual	1,0157	g/cm3	@ 60°F
API	7,68		
Gravedad del gas	1,369		@ 0 psig

Fuente: Datos de campo

Tabla 16. Prueba de separador 2

Densidad aceite residual	1,0154	g/cm3	@ 60°F
API	7,72		
Gravedad del gas	0,983		@ 0 psig

Fuente: Datos de campo

Tabla 17. Prueba de separador 3

Densidad aceite residual	1,0146	g/cm3	@ 60°F
API	7,83		
Gravedad del gas	1,0148		@ 0 psig

Fuente: Datos de campo

4. VARIABLES OPERACIONALES IMPLICADAS EN UN PROCESO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

En una medición multifásica los datos más importantes son los caudales de los fluidos que van a través de la tubería, pero además de esto en una medición multifásica se pueden obtener otros datos que nos da más información sobre la producción además de los caudales.

Para el pozo estudiado se llevó a cabo una corrida de doce horas, en el proceso de medición se obtuvieron tres tipos de datos, estos son tasas de flujo, promedio total de la corrida y datos promedio del sistema.

4.1 TASAS DE FLUJO

Acá tenemos los caudales máximos y mínimos registrados para cada fluido, además de tener el promedio de caudales entre estos rangos, las unidades que se manejan para los fluidos son MCFD (miles de pies cúbicos por día) para el caudal de gas y BPD (barriles por día) para los caudales de agua, aceite y líquido (mezcla de los caudales de agua y aceite).

4.2 PROMEDIO TOTAL DE LA CORRIDA

En estos datos solo tenemos los promedios de los caudales de los fluidos, solo que en este caso los datos corresponden a la medición o corrida realizada la cual fue de doce horas, por lo cual los datos promedios de los caudales de los fluidos son la mitad de los promedios obtenidos en las tasas de flujo.

4.3. DATOS PROMEDIO DEL SISTEMA

Estos datos son importantes tener en cuenta ya que según el fabricante los medidores multifásicos pueden trabajar entre ciertos rangos de estos datos.

4.3.1 Fracción volumétrica de gas (GVF).¹⁸ Relación entre el caudal volumétrico del gas y el caudal volumétrico total de todos los fluidos.

4.3.2. Corte de agua¹⁹. Relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producido.

4.3.3 Temperatura de la corriente. Temperatura a la cual se encuentra el fluido en la tubería.

4.3.4. Presión. Presión del sistema al momento de la medición multifásica.

4.4 DATOS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA

Datos de operación y resultados obtenidos luego de una corrida de 12 horas.

Tabla 18. Tasas de flujo

	Mínimo	Máximo	Promedio	Unidad
Gas std.	2.28	39.45	20.14	mcf/d
Aceite	90.74	911.92	338.44	bpd
Agua	2.59	55.82	18.9	bpd
Líquido	93.60	958.17	357.34	bpd

Fuente: Datos de campo

¹⁸ SCHLUMBERGER - OILFIELD GLOSSARY. Gas volume fraction (GVF). 2017. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/gas-volume-fraction-GVF.aspx>

¹⁹ SCHLUMBERGER - OILFIELD GLOSSARY. Corte de agua. 2017. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_cut.aspx

Tabla 19. Promedio total de la corrida

	Valor	Unidad
Gas std.	10.07	mcf
Aceite	169.20	bbls
Agua	9.45	bbls
Líquido	178.65	bbls

Fuente: Datos de campo

Tabla 20. Datos promedio del sistema

	Valor	Unidad		
GFV	85.45	%		
Corte de agua	5.3	%		
Temperatura de la corriente	29.9	°C	85,82	°F
Presión	25.85	Psi		

Fuente: Datos de campo

5. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS PARTES DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

Luego de analizar los medidores multifásicos tenemos que las partes que estos usan son.

5.1. MEDIDOR VÉNTURI²⁰

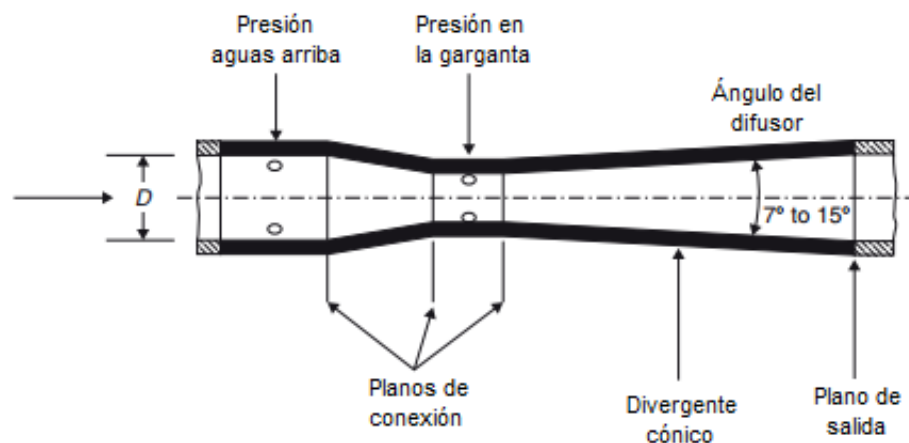
Si un líquido o un gas fluye por una tubería de sección transversal decreciente, la velocidad (proporcionada, en el caso de un gas, que está por debajo de la velocidad del sonido) aumenta a medida que disminuye el área, y la presión también disminuye con el aumento en la velocidad. Este comportamiento permite la medición del cambio en la presión como un medio de obtener la tasa de flujo en el conducto. Si el conducto tiene una sección transversal que varía suavemente y un área que cambia lentamente, el cambio de presión para un caudal particular puede predecirse a partir de ecuaciones. Esto es particularmente así para el caso del Venturi y la entrada a las boquillas estándar, y en contraste con la placa de orificio estándar, el índice de flujo puede predecirse dentro de aproximadamente 1-1.5% como se muestra a partir de los datos experimentales.

El flujo de entrada generalmente será turbulento y se acercará al Venturi o a la boquilla donde una toma de presión aguas arriba (una a la entrada del medidor de flujo) medirá la presión estática. El flujo convergente en la entrada del Venturi o boquillas pasa suavemente a la garganta, excepto que es posible que exista una pequeña zona de recirculación aguas arriba en la esquina de la entrada de la

²⁰ (C. Baker, Flow Measurement Handbook Second Edition)

boquilla. La toma de presión aguas abajo del Venturi se realiza en la sección de garganta paralela y se fija en la pared. En el caso de las boquillas, el roscado aguas abajo está en la garganta o en la pared de la tubería. En este último caso, detecta la presión del chorro cuando sale de la boquilla. Aguas abajo de la garganta en el Venturi, hay una difusión controlada, el pequeño ángulo asegura que se logra una buena recuperación de presión con una baja pérdida de presión total. Las pérdidas a la salida de las boquillas varían de acuerdo con el diseño particular. La diferencia entre el flujo en el Venturi, un conducto de área (relativamente) que cambia suavemente y el flujo a través de una placa de orificios es notable.

Figura 11. Medidor Vénturi.



Fuente: BAKER C., Flow Measurement Handbook Second Edition

Donde la conservación de la energía es una consideración importante en los grandes flujos de bombeo, la baja pérdida de carga del Venturi se vuelve atractiva. La presión diferencial no debe ser tan alta como para causar cavitación, y los conductos de presión deben tener un diámetro entre $1/10$ y $1/5$ del diámetro de la sección Venturi respectiva y ser cuatro o más (un número par). En los flujos multifásicos, el medidor Venturi se ha utilizado ampliamente, aunque el comportamiento del flujo y los modelos apropiados del flujo multifásico pueden no

ser sencillos. El costo inicial del Venturi es más alto que la placa de orificio porque es un dispositivo mucho más grande de fabricar, y la precisión en la fabricación puede no ser fácil, aunque varios fabricantes ofrecen diseños prefabricados.

Las boquillas tienden a ser más estables que las placas de orificio para altas temperaturas y altas velocidades, experimentan menos desgaste (debido al contorno de entrada suave en comparación con el borde ascendente del orificio agudo) y tienen menos probabilidades de distorsionarse. Son particularmente aplicables a los flujos de vapor, donde han sido ampliamente utilizados.

5.2. DETECTOR RAYOS GAMMA (DENSITÓMETRO DE RAYOS GAMMA)²¹

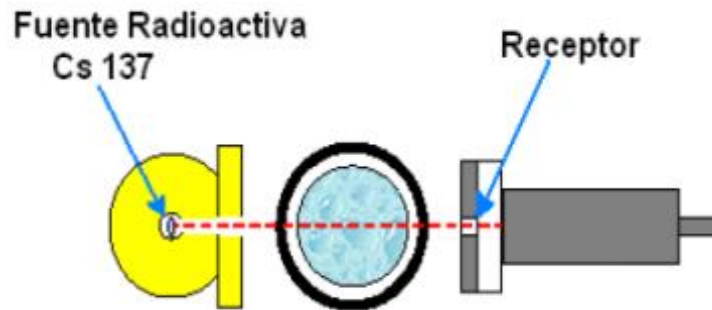
Este dispositivo obtiene la densidad total de la mezcla que fluye a través de la garganta del venturi. La tasa de absorción de radiación producida por el flujo de fluidos en la cámara de medición provee una medida de las fracciones de líquido y gas de la mezcla, debido a que existe una diferencia consistente entre las densidades del gas y del líquido; es decir, mientras más líquido tenga la mezcla, ésta será más densa y por lo tanto atenuará la radiación más de lo que lo haría una mezcla con un mayor porcentaje de gas.

El principio utilizado por el densitometro es que la absorción de la radiación gamma en un medio es función de la densidad del mismo medio a lo largo del plano del rayo de la partícula gamma. Esta radiación proviene de una fuente radioactiva de Cesio 137 (Cs 137), con una vida media de 30.17 años y vida útil de 15 años; la cual está contenida en un encapsulamiento doble, normada según normas ISO.

²¹ (Chancusig, ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES MULTIFASICOS CON EL ACTUAL SISTEMA UNUTILIZADOS PARA MEDIR LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (UNIDAD LACT) EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI., 2014)

Esta sección está acoplada al exterior del sensor capacitivo y su protección no permite una exposición mayor a 7.5 μ Sieverts por hora a cualquier superficie accesible a 5 cm de distancia o menos.

Figura 12. Ilustración del funcionamiento del densímetro.



Fuente: Paper Roxar Flow measurement.

5.3. SENSOR DE CAPACITANCIA²²

Mide la constante dieléctrica (permitividad) de la mezcla. Los materiales o sustancias dieléctricas no tienen cargas libres que se puedan mover por el material, pero si están compuestos por partículas cargadas (núcleos atómicos y electrones) que se pueden desplazar ligeramente respecto a su posición inicial. Cuando se produce este desplazamiento se dice que el material está polarizado. Sus moléculas adquieren un momento dipolar inducido los mismos que crean su propio campo eléctrico y actúan como si fueran capacitores.

Con la permitividad de la mezcla se puede determinar las fracciones de cada componente en el flujo, ya que se expresa como una función de sus componentes, de la siguiente manera:

²² (Chancusig, ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES MULTIFASICOS CON EL ACTUAL SISTEMA UTILIZADOS PARA MEDIR LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (UNIDAD LACT) EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI., 2014)

$$\epsilon_{\text{total}} = f(X * \epsilon_{\text{agua}}; Y * \epsilon_{\text{petroleo}}; Z * \epsilon_{\text{gas}}) \quad (\text{Ec. 1})$$

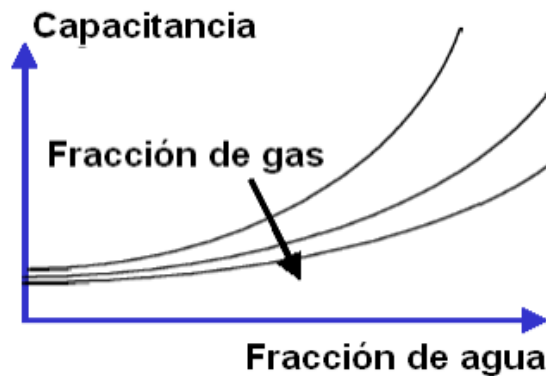
Dónde:

ϵ total; ϵ agua; ϵ petróleo; ϵ gas = Son las permitividades de la mezcla, agua, petróleo y gas respectivamente.

X, Y, Z= Son las fracciones de agua, petróleo y gas respectivamente.

Graficando la permitividad de la mezcla en función de su composición, se tiene las curvas mostradas a continuación:

Figura 13. Función de la capacitancia respecto a la variación de las fracciones de agua y gas.



Fuente: Paper Roxar Flow measurement.

Los sensores utilizados para medir este tipo de variables son electrodos ubicados a cada lado de una bobina y se encuentran aislados del metal de la misma, con un material aislante. Al tener un electrodo situado en el interior, de cada lado de la bobina, y haciendo pasar el flujo a través de la tubería, se crea un campo eléctrico que es afectado por la constante dieléctrica de la mezcla de petróleo, gas y agua.

El medidor está configurado con un electrodo para inducir corriente eléctrica y cuatro electrodos frontales quienes detectan el flujo de cargas eléctricas. Los cuatro electrodos reciben información, la que se envía al computador de flujo, el cual relacionando la información de los otros detectores calcula las fracciones de petróleo, agua y gas.

Cada detector tiene su propio circuito que adquiere medidas independientes y los cuatro están midiendo simultáneamente. Luego, los valores medidos son muestreados, digitalizados y preparados para transmisión vía fibra óptica. El computador recibe la información a través de la interfase de alta velocidad.

Estos sensores tienen la particularidad que miden siempre y cuando exista presencia de una fase continua de petróleo y en ausencia o en presencia de agua dispersa. Cuando el agua forma una fase continua entre los electrodos, se origina un cortocircuito que limita la capacidad del sensor de realizar mediciones adecuadas.

Por esta razón, este sensor es particularmente útil con fluidos de hasta 60 – 70% de agua, pues a mayores cortes de agua, ésta viene a ser la fase continua; en tales casos, es más útil el sensor de inductancia que utiliza la conducción como principio de funcionamiento.

5.4. SENSOR DE INDUCTANCIA²³

Cuando el corte de agua es mayor que el 70%, el agua viene a ser la fase continua; con lo cual el principio de capacitancia no es aplicable, para esto se tiene un método alternativo fundamentado en la conductividad.

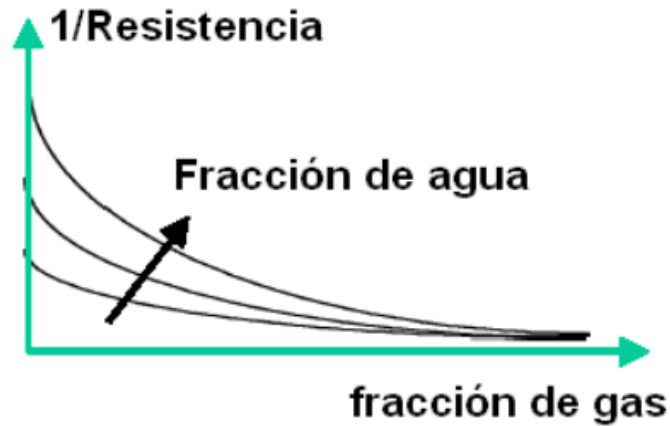
La conductividad del fluido (petróleo, agua y gas), se mide con un sensor de conductividad que usa el magnetismo producido por bobinas alimentadas eléctricamente para inducir corriente a través del líquido al interior del sensor.

El líquido será menos conductor mientras mayor sea el porcentaje de petróleo y gas; es decir, la resistencia aumenta con mayores porcentajes de petróleo y gas que son fluidos no conductores; en contraste con el agua de formación que al contener sales disueltas es un fluido conductor.

La conductividad de una sustancia se la puede expresar como el inverso de su resistencia, así dicha expresión se la puede representar como se muestra en la presente gráfica.

²³ (Chancusig, ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES MULTIFASICOS CON EL ACTUAL SISTEMA UTILIZADOS PARA MEDIR LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (UNIDAD LACT) EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI., 2014)

Figura 14. Conductividad en función de de fracciones de gas y agua.



Fuente: Paper Roxar Flow measurement.

Los sensores que registran dichas variables están integrados por un conjunto de bobinas y un grupo de electrodos. Se usan dos bobinas para producir un campo electromagnético. Gracias a que el agua es la fase continua, ésta actuará como conductor haciendo pasar la corriente de un extremo a otro del medidor. Los sensores detectores de potencial registran la variación de voltaje generado entre los pares de electrodos en la posición donde estén situados.

Con los valores de conductividad se puede determinar las fracciones de cada componente en el flujo, ya que se estas son expresadas como una función de sus componentes:

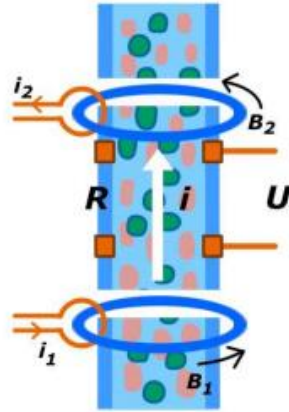
$$\sigma_{\text{total}} = f(X * \sigma_{\text{agua}}; Y * \sigma_{\text{petroleo}}; Z * \sigma_{\text{gas}}) \quad (\text{Ec. 2})$$

Dónde:

σ_{total} ; σ_{agua} ; σ_{petroleo} ; σ_{gas} = Son las conductividades de la mezcla, agua, petróleo y gas respectivamente.

X, Y, Z=Son las fracciones de agua, petróleo y gas respectivamente.

Figura 15. Fluido circulando en campo electromagnético.



Fuente: Paper Roxar Flow measurement.

5.5. SENSOR DE TEMPERATURA²⁴

Este sensor se encarga de medir la temperatura de línea de flujo y del ambiente, este se encuentra localizado en un extremo de la T ciega en el medidor Vx o dentro del equipo en el caso del Framo. La temperatura debe estar entre un rango de -20°C y 150°C .

Los valores de presión y temperatura son usados para las correlaciones automáticas PVT a condiciones estándar y de línea.

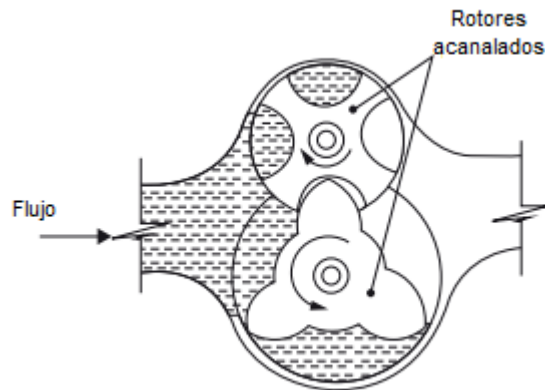
²⁴ (Chancusig, ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES MULTIFASICOS CON EL ACTUAL SISTEMA UTILIZADOS PARA MEDIR LA PRODUCCIÓN DE FLUIDOS (UNIDAD LACT) EN EL CAMPO EDÉN-YUTURI., 2014)

5.6. MEDIDOR DE FLUJO VOLUMÉTRICO²⁵

El concepto de llevar volúmenes conocidos de fluido a través de un medidor de flujo está a un paso del uso de una medida discreta, como un cubo o matraz de medición. De este modo, en cada uno de los diseños, el flujo entra en un compartimento que está tan herméticamente sellado como es compatible con el movimiento relativo de los componentes adyacentes. El conocimiento de cuántos de estos compartimentos se mueven a través del caudalímetro en una rotación del eje permite conocer el caudal para una determinada velocidad de rotación. Es evidente que cada ruta de fuga reducirá o aumentará la cantidad transportada y provocará una incertidumbre en la medición. Podemos hacer una aproximación de los flujos de fuga en el modelo simple. Además, la presión y la temperatura distorsionarán el volumen y pueden causar pequeños errores, y es posible que se tenga que desarrollar una compensación por estos. La compensación de la presión se puede proporcionar en forma de un medidor de doble pared en el que la cámara de medición de precisión no está presurizada ya que la presión es la misma por dentro y por fuera, y la caída de presión al exterior, cuya forma no afectará la precisión. La compensación de temperatura, si es necesario, puede incorporarse en el ajuste de calibración mediante un elemento sensible a la temperatura. Por otro lado, es muy difícil realizar pequeños ajustes según sea necesario en la calibración cuando la señal proviene de una rotación mecánica. Por lo tanto, se necesita introducir calibradores mecánicos donde una salida de frecuencia no es aceptable.

²⁵ (C. Baker, Flow Measurement Handbook Second Edition)

Figura 16. Medidor de flujo volumétrico multirotor.



Fuente: C. Baker, Flow Measurement Handbook Second Edition

Las ventajas se ven en los instrumentos de alta precisión, y su precisión después de la calibración posiblemente solo esté limitada por las facilidades usadas para su calibración. La mayoría se ven poco afectados por la viscosidad. Los más precisos entre ellos, por lo tanto, proporcionan un dispositivo que es muy adecuado para la transferencia de custodia y las aplicaciones de transferencia fiscal. Los medidores pueden crear pulsaciones y pueden estar sujetos a daños por flujos que varían rápidamente. El daño a los medidores causando que dejen de girar también puede causar un bloqueo total de la línea. Pueden tener un alto precio inicial y pueden requerir un mantenimiento cuidadoso con altos costos asociados. Los medidores pueden crear una pérdida de presión sustancial.

5.7. ANALIZADOR DE MICROONDAS²⁶

Es un monitor de aceite / agua a base de microondas. Utiliza un transmisor de microondas que transmite a más de 2 Gigahercios y receptores para medir las

²⁶ (AGAR, AGAR MPFM-300 SERIES MULTIPHASE FLOW METER data sheet.)

propiedades eléctricas del fluido a granel. Los avances de ingeniería permiten que el transmisor mida el contenido de agua con precisión en todo el rango de 0-100% en las fases continuas de aceite y agua incluso teniendo un flujo en el cual la fracción volumétrica de gas de 0 – 97%. La exactitud no se ve afectada por los cambios en la velocidad, la salinidad, el pH, la viscosidad, la temperatura o la densidad.

5.8. MEDIDOR DE PLACA DE ORIFICIO²⁷

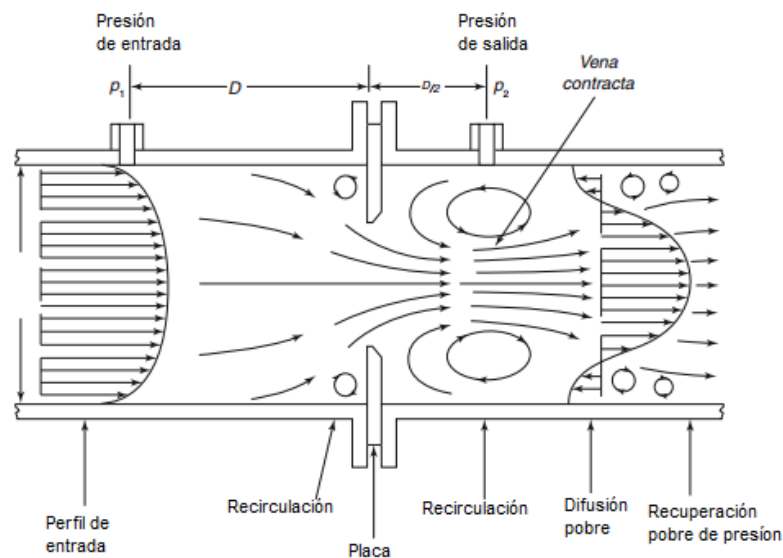
El medidor de placa de orificio, el más común de la familia de los medidores de presión diferencial, es también uno de los medidores industriales más comunes. Es aparentemente simple de construir, está hecho de una placa de metal con un orificio que se inserta entre bridas con tomas de presión formadas en la pared de la tubería. Tiene un gran peso de experiencia para confirmar su funcionamiento. Sin embargo, es mucho más difícil de construir de lo que parece a primera vista, y el flujo a través del instrumento es complejo.

Algunas características clave de la geometría del orificio y del flujo a través de él se muestran en la siguiente figura. El comportamiento de la placa de orificio puede predecirse, pero las predicciones se derivan de la observación experimental y los datos. El flujo de entrada generalmente será turbulento y se acercará a la placa de orificios donde una toma de presión aguas arriba (un diámetro antes de la placa de orificios) medirá la presión en la pared, que es en este caso la presión estática. (Las tomas de bridas y esquinas se discutirán más adelante.) El flujo cerca de la placa de orificios convergerá hacia el orificio del orificio, posiblemente causando un vórtice de recirculación alrededor de la esquina exterior de la pared y la placa de orificios. El impulso hacia el interior del flujo en el orificio del orificio continuará corriente abajo del orificio, de modo que el chorro sumergido que sale del orificio se reducirá a una

²⁷ (C. Baker, Flow Measurement Handbook Second Edition)

sección transversal más pequeña que el orificio, lo que se conoce como la vena contracta, el punto más estrecho del jet sumergido. Fuera de este chorro sumergido hay otra zona de recirculación más grande, y el golpe de presión aguas abajo (el que está después del orificio) establecido en la pared detecta la presión en la vena contracta a través de esta zona de recirculación. Aguas abajo de este punto, la difusión tiene lugar con una pérdida de presión total considerable.

Figura 17. Diagrama que muestra la geometría y patrones de flujo en un medidor de placa de orificio



Fuente: C. Baker, Flow Measurement Handbook Second Edition

Los datos en los que se basan las predicciones del orificio pueden presentarse de tres maneras:

1. El método más exacto es utilizar una curva de número de coeficientes-Reynolds de descarga para la geometría requerida, que incluye todos los efectos dimensionales y otras influencias.

2. Para reducir el número de curvas, se usa una curva de referencia junto con las curvas del factor de corrección. Este fue esencialmente el procedimiento adoptado para el estándar británico 1042: Parte 1: 1964.

3. Por conveniencia con la llegada de las computadoras de flujo modernas, los datos se reducen a una ecuación que mejor se ajusta. Este es esencialmente el procedimiento con las versiones más recientes de la norma internacional, y su forma se tratará en las siguientes páginas.

La placa de orificio más común es un disco de metal que abarca la tubería con un orificio mecanizado con precisión en el centro de la placa; generalmente se monta entre bridas en las tuberías contiguas, con tomas de presión ajustadas en posiciones definidas con precisión y con acabados precisos. La presión diferencial se mide con un manómetro, un tubo de Bourdon o un transductor de presión, y el flujo se deduce de las ecuaciones y, probablemente, se calcula mediante un computador de flujo.

La importancia del orificio es su simplicidad y previsibilidad, pero para lograr una alta precisión es esencial que el diseño detallado del medidor sea el mismo del que se obtuvieron los datos originales, y que el perfil de flujo que ingresa al medidor sea también el mismo. Para garantizar que los detalles sean correctos, las normas nacionales e internacionales establecen los requisitos precisos para construir, instalar y operar el medidor de orificio. Debe destacarse que apartarse de los requisitos estándar elimina la predictibilidad y evita que el estándar se use para obtener la predicción de flujo.

El caudal másico está relacionado con la presión diferencial según la siguiente ecuación.

$$q_m = \frac{CE\varepsilon\pi d^2 \sqrt{2\rho_1 \Delta p}}{4} \quad (\text{Ec 3})$$

Donde C es el coeficiente de descarga, E es la velocidad del factor de aproximación $(1 - \beta^4)^{-1/2}$ donde β es la relación de diámetro d / D del diámetro del orificio al diámetro interno de la tubería, ε es la expansibilidad (o factor de expansión), Δp es la presión diferencial, y ρ_1 es la densidad en la sección transversal de toma de presión aguas arriba.

El valor del flujo volumétrico se puede obtener a partir de esta relación.

$$q_v = q_m / \rho \quad (\text{Ec 4})$$

Donde ρ es la densidad del fluido en las condiciones apropiadas de presión y temperatura. El orificio estándar se puede usar con casi cualquier flujo Newtoniano monofásico, mientras que, para fluidos de alta viscosidad, se puede usar un cuadrante o un orificio cónico. Es probable que los fluidos abrasivos cambien la forma del borde anterior de la placa.

La aplicación de la placa de orificios a los flujos de dos fases debe intentarse con gran precaución. Sin embargo, la placa de orificio en el gas húmedo con correlación apropiada de gas húmedo funciona bien, siempre que la placa no esté dañada.

Una ventaja del medidor de placa de orificio es que la experiencia durante muchos años ha sido bien documentada y se destila en los estándares, lo que permite que un dispositivo se diseñe y construya con confianza. La incertidumbre es, también, calculable a partir de los estándares. Por lo tanto, sin calibración del instrumento,

es posible establecer un valor frente a la incertidumbre de las mediciones. Pocos medidores ofrecen esta posibilidad.

Su facilidad de instalación en la línea tiene que ser equilibrada por la necesidad de una construcción muy cuidadosa para obtener la incertidumbre calculable. Algunas características del diseño (por ejemplo, el radio del borde de la entrada de la placa para diámetros de placa pequeña) son muy difíciles de lograr.

La alta pérdida de presión debido a la recuperación de la presión pobre después de la placa puede ser una desventaja en muchas aplicaciones y ciertamente conducirá a pérdidas de energía. Se ayudará al mantenimiento si se utiliza uno de los diseños comerciales que permiten que la placa de orificios se retire de la línea, incluso en condiciones de funcionamiento. Los transductores de presión deben revisarse regularmente. Esto no garantiza que el sistema total haya conservado la integridad operativa o que la calibración no haya sufrido cambios debido a la suciedad en las tuberías de impacto o por ensuciamiento u oxidación de la tubería de flujo, lo que ocasiona cambios en la rugosidad y, por lo tanto, del perfil que ingresa al medidor. Sin embargo, permite que se guarde un registro más completo sin quitarlo para la calibración y, con otros datos de operación, puede brindar una mayor confianza en la integridad del instrumento.

6. PROPUESTA DEL ESQUEMA PARA EL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

Luego de tener una lista de las partes que puede conformar un medidor multifásico también se hizo la siguiente consideración para conseguir un equipo lo más compacto y de fácil transporte, algo importante al momento de proponer el equipo.

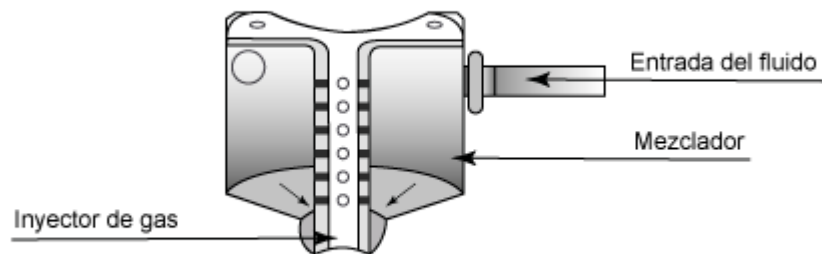
- En cuanto al medidor de flujo volumétrico, para evitar usar demasiados componentes en el diseño final y que el funcionamiento de este sea más complejo, se optara por un mezclador de fases y el medidor Vénturi para tener un flujo homogéneo similar al del medidor Framo.

6.1. PARTES SELECCIONADAS PARA REALIZAR LA PROPUESTA DEL MEDIDOR

Las partes que formarán el esquema del medidor multifásico a proponer serán:

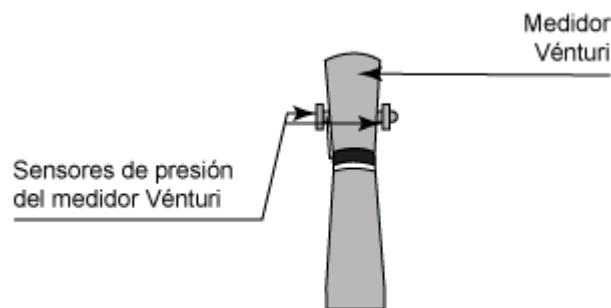
6.1.1. Mezclador Un mezclador como el del medidor multifásico Framo proporciona un flujo homogéneo independientemente del tipo de régimen de flujo que se tenga, en donde el líquido o los componentes más densos de la mezcla se descargan directamente por el inyector en la parte inferior del cilindro, mientras que el gas asciende a la parte superior de la sección cilíndrica antes de drenarse a través de una tubería localizada en el centro y cuya descarga coincide con el punto de inyección, esto para que los demás equipos puedan realizar una buena lectura de datos y así obtener resultados ms precisos.

Figura 18. Mezclador.



6.1.2 Medidor Vénturi Con este medidor, se determina el caudal total que pasa por el medidor, a partir de la medición de la presión diferencial. Éste elemento es muy sensible a las condiciones de flujo prevalecientes a la entrada de este; de aquí la necesidad de disponer de un flujo homogéneo inmediatamente corriente arriba.

Figura 19. Medidor Vénturi.

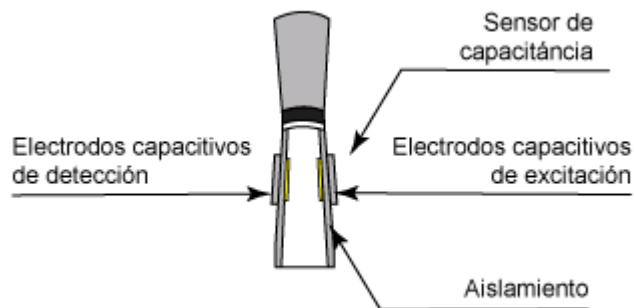


6.1.3 Sensor de capacitancia Contienen una columna de electrodos, desde el fondo hasta la parte superior de la tubería. Los capacitores están conectados a circuitos electrónicos que generan las señales que permiten conocer las fracciones de tubería ocupadas por el líquido o el gas.

Se necesita cuando la fase continua es aceite, la capacitancia no es aplicable a mezclas cuya fase continua sea agua. El objetivo del sensor de capacitancia es considerar la mezcla de agua-aceite-gas como medio dieléctrico en un capacitor, de tal manera que el campo eléctrico inducido pase a través de la mezcla. La conductividad es diferente para cada uno de los componentes de la mezcla, por la cual la correspondiente a la mezcla es proporcional a las fracciones de cada uno de los componentes. Este sensor es particularmente útil con fluidos de hasta 60 – 70% de agua, pues a mayores cortes de agua, ésta viene a ser la fase continua.

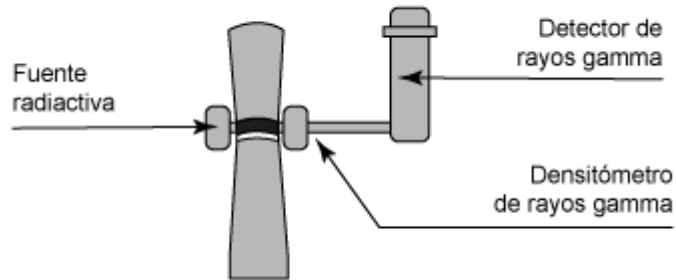
Este equipo es óptimo teniendo en cuenta de que la medición que se tiene de los datos de campo el corte de agua es aproximadamente de 5.3%.

Figura 20. Sensor de capacitancia.



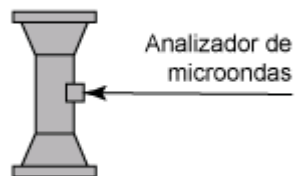
6.1.4 Densímetro de rayos gamma Este dispositivo obtiene la densidad total de la mezcla que fluye a través de la garganta del Vénturi. La tasa de absorción de radiación producida por el flujo de fluidos en la cámara de medición provee una medida de las fracciones de líquido y gas de la mezcla, debido a que existe una diferencia consistente entre las densidades del gas y del líquido; es decir, mientras más líquido tenga la mezcla, ésta será más densa y por lo tanto atenuará la radiación más de lo que lo haría una mezcla con un mayor porcentaje de gas.

Figura 21. Densitómetro de rayos gamma.



6.1.5 Analizador de microondas Es un monitor de aceite / agua a base de microondas. Este equipo permite medir el contenido de agua con precisión en todo el rango de 0-100% en las fases continuas de aceite y agua incluso teniendo un flujo en el cual la fracción volumétrica de gas esté entre 0 – 97%, en el caso estudiado la fracción volumétrica de gas es de 85.45% por lo cual este equipo es optimo para usarlo en el esquema a proponer.

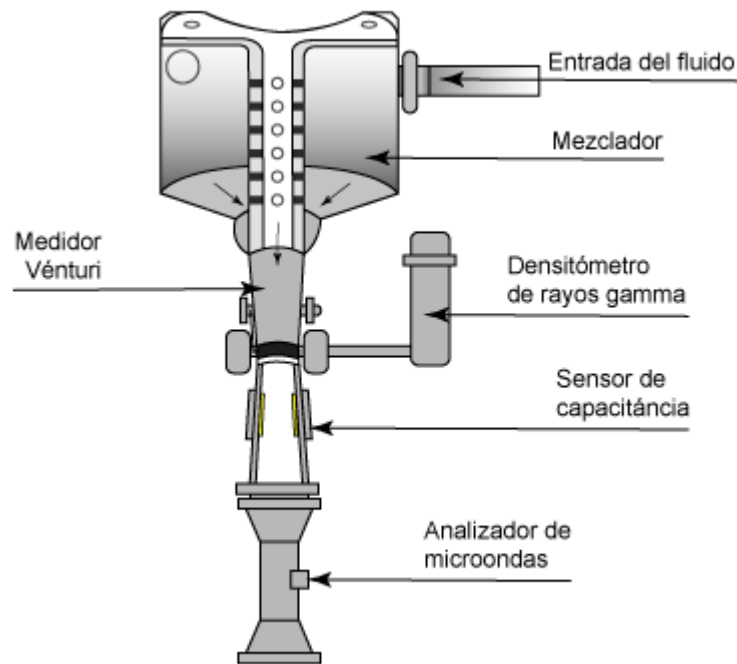
Figura 22. Analizador de microondas.



6.2. ESQUEMA FINAL DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

Finalmente, luego de estudiar tanto datos de campo como los equipos mostrados, se llega al planteamiento del esquema para un medidor multifásico óptimo para un crudo extra pesado.

Figura 23. Esquema del medidor multifásico propuesto



Como se menciona anteriormente se usó como base el medidor multifásico Framo para la forma principal del equipo, además de usar el mismo mezclador que tiene este equipo ya que las partes que realizan la medición requieren de un flujo homogéneo, también este es un equipo compacto, algo favorable para su transporte o su utilización.

En este equipo el fluido entra por la parte superior, pasando primero por un mezclador lo que garantiza un flujo homogéneo, después pasa por el medidor

Vénturi el cual nos dará la velocidad de la mezcla y el caudal total, luego en el densitómetro de rayos gamma obtendremos los caudales máxicos de cada una de las fases, esta información junto con la obtenida en el medidor Vénturi pueden ser usadas en correlaciones para obtener los caudales de cada una de las fases²⁸.

Posteriormente el fluido pasa por sensor de capacitancia el cual considera la mezcla como un medio dieléctrico en un capacitor, la conductividad es diferente para cada componente luego la mezcla tendrá un valor de conductividad el cual es proporcional a las fracciones de cada una de las fases²⁹.

Por último, el analizador de microondas determina el contenido de agua en el aceite el cual consiste en un transmisor de microondas y un receptor, el cual mide las propiedades eléctricas del flujo pudiendo manejar un rango de 0 a 100 por ciento de agua, independiente de cuál sea la fase continua³⁰.

Todas estas partes se usan juntos debido a que cada uno tiene un porcentaje de error en los valores que suministran, en gran parte a que algunas funcionan mejor a determinada condición de flujo, caudal o fracciones de las fases las cuales suelen fluctuar mucho mientras se hace la lectura en la línea, por esa razón tener varios equipos que nos puedan dar las fracciones de las fases es muy conveniente ya que se puede reducir mucho más el margen de error.

Por último, tenemos una tabla con unas condiciones de operación aproximadas para el medidor multifásico propuesto basados en la información de cada una de las partes que lo conforma.

²⁸ (A.S., Multiphase boosting and metering the products of today for tomorrow, 2012)

²⁹ (OLSVIK, MARSHALL, & WHITAKER, Fluenta multiphase flow meter, tested and marinised)

³⁰ (CORPORACIÓN, Agar MPFM-301-multiphase flow meter)

Tabla 21. Condiciones de operación del medidor multifásico propuesto.

Presión máxima de operación	La que sea requerida	psi
Caudal máximo	Depende de los requerimientos solicitados	bbl/dia
Patrones de flujo que maneja	Todos	
% de agua máximo	60-70	%
% de gas	0-97	%
Fuente radiactiva	Cesio 137	

Los valores de presión y caudal que este equipo podría manejar dependerán de factores como el diámetro de la tubería o las dimensiones que se requieran de este equipo, si tenemos en cuenta la información de los medidores estudiados vemos que estos generalmente pueden trabajar con un caudal máximo entre 20000 y 30000 barriles por día. Así como para los valores de exactitud, se tendría que hacer simulaciones y pruebas para tener los valores de incertidumbre, aunque estos equipos tienen valores de exactitud aproximados entre ± 2 y 5%.

7. CONCLUSIONES

- La selección de las partes del medidor propuesto además de poder ser óptimo para variables operacionales asociadas a un crudo extra pesado también puede trabajar con cualquier patrón de flujo lo cual permitirá que este equipo pueda ser útil para casi cualquier campo con este tipo de crudo.
- Este equipo propuesto puede ayudar a tener mejores lecturas para crudos extra pesados, aunque solo para aquellos que posean de fase continua el aceite donde el corte de agua no excede el 60 -70%
- A pesar de que el medidor propuesto esté limitado por valores corte de agua alto tiene la ventaja de poder manejar altos valores de fracción volumétrica de gas o porcentaje de gas de hasta 97%, valores comunes en campos donde se tiene crudo extra pesado.
- A pesar de la investigación realizada la propuesta de para este medidor es solo teórica por lo que tendría que hacerse simulaciones y finalmente un diseño y probar que tan efectivo es para el caso estudiado y similares.

8. RECOMENDACIONES

Si se llegara a tener un fluido en donde la fase continua fuera agua y no aceite como en este caso, se podría reemplazar del diseño propuesto el sensor de capacitancia por uno de inductancia.

Crear un software el cual use los datos recopilados por los diferentes equipos para obtener los resultados de los caudales y demás información que deba entregar el equipo luego de realizar la medición.

Realizar el diseño mecánico para las dimensiones del equipo en función de los rangos que pueda manejar según los requerimientos del cliente.

BIBLIOGRAFÍA

AGAR CORPORATION: "Agar MPFM-301-multiphase flow meter" USA, 1994.

AGAR CORPORATION: AGAR MPFM-300 Series data sheet.

AGAR CORPORATION: AGAR MPFM-300 SERIES MULTIPHASE FLOW METER data sheet.

ANGUIANO ALVARADO, Aliskair Alberto. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. Noviembre de 2009.

ARDILA W. y BARRERA G. Evaluación de la velocidad de corrosión por sulfidación del acero AISI 317 expuesto a condiciones de una línea de transferencia en el procesamiento de un crudo pesado. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. 2014.

ARNSTEIN WEE Y Lars Farestvedt. A Combined Multiphase and Wetgas Meter with In-Situ Sampling of Fluid Properties.

BAKER C., Flow Measurement Handbook Industrial Designs Operating Principles Performance and Applications. Second Edition.

CADENAS, Héctor. Disponible en: Conozca el medidor multifásico de caudales, Tecnología. En: ENERGÍA BOLIVIA.

CARRERA H., Alex. Dimensionamiento de Tuberías de Proceso en Flujo Bifásico.

CHANCUSIG, Análisis técnico comparativo de los medidores multifásicos con el actual sistema utilizado para medir la producción de fluidos (Unidad LACT) en el campo Edén-Yuturi, 2014

FRAMO ENGINEERING A.S.: "Multiphase boosting and metering the products of today for tomorrow, Norway. 2012.

GALINDO LANDERO, Omar y TEC BELTRÁN, Nictaha. Viabilidad del uso del ecómetro para la caracterización dinámica de yacimientos de crudo pesado. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México, D. F., Agosto 2013.

GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga. 2011. Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Ingenierías físico-químicas. Ingeniería de petróleos.

JAMIESON, Andrew y BURNISON, Roger. Análisis de la Utilidad de la Medición Multifásica para el Control de Producción en Plataformas de Petróleo y Gas. Met&Flu. N°5. 2011.

JISKOOT: Mixmeter Multiphase Meter data sheet.

KONGSBERG OFFSHORE A.S.: "Kos MCF 351-multicomponent flow meter", Norway.

MARTÍNEZ VIDAUR, Juan Carlos y MORALES GONZÁLEZ, Ricardo. Producción en frío de crudos pesados con arenas (chops). Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México D.F. 2011.

MEDITECNA. Dualstream - Medidor de gas húmedo. 2016

MICRO MOTION ROSEMOUNT. "NOC net oil computer", USA, 1994.

OLSVIK, K.; MARSHALL, M.; WHITAKER, T. Fluenta multiphase flow meter, tested and marinised. En *Proc. 13th North Sea Flow Measurement Workshop*. 1995.

ROSALES VEGA, Emmanuel. Evaluación de sistemas de medición para flujo monofásico y multifásico para pozos petroleros. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Junio 18 de 2014.

ROXAR: MPFM 2600 MVG data sheet.

SALAS SANTIAGO, Elena y VALERIANO SILVA, Lucero Tadeo. Tecnologías para la explotación de yacimientos de crudo extrapesado. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México D.F. 2011

SCHLUMBERGER - OILFIELD GLOSARY. Corte de agua. 2017

SCHLUMBERGER - OILFIELD GLOSARY. Gas volume fraction (GVF). 2017.

TEXACO STARCUT. Manual 45: "Starcut- low-gas three phase watercut meter operation manual", USA, 1993.

VIEIRO MEDINA, Joaquín José. Evaluación de pruebas de pozo realizadas por el medidor de flujo multifásico phasewatcher en modo gas. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Octubre de 2008.

WEATHERFORD. Sistema de Medición Multifásico Red Eye. 2010.