

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS
DE MEDICIÓN MULTIFÁSICOS EN BATERÍAS DE PRODUCCIÓN PARA
PRUEBAS DE POZOS

ANDRÉS ALBERTO CUARÁN RÚALES
JENNIFER CAROLANNE ROMÁN ORTEGÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2016

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS
DE MEDICIÓN MULTIFÁSICOS EN BATERÍAS DE PRODUCCIÓN PARA
PRUEBAS DE POZOS

ANDRÉS ALBERTO CUARÁN RÚALES
JENNIFER CAROLANNE ROMÁN ORTEGÓN

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERA DE PETRÓLEOS

DIRECTOR
JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR
INGENIERO MECÁNICO
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DEL GAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

Principalmente dedico este trabajo a Dios, por permitir que mis sueños se hicieran realidad, por su presencia en cada momento de mi vida y por sus eternas bendiciones.

A mis padres, María Victoria Ortegón y Ricardo Antonio Román Hincapié, por su apoyo incondicional, porque sus palabras y su confianza fueron mi soporte para salir adelante con todo lo que me proponía, gracias por siempre creer en mí y darme tanto amor, sin ustedes esto no hubiese sido posible. Son los mejores padres del mundo y merecen lo mejor del mundo, gracias por enseñarme que en la vida las cosas que más se valoran son las que se hacen con esfuerzo. Los amo incondicionalmente papitos.

A mis hermanos Adriana, Luzma, José, Edwin, Sebastián y Steven por creer en su hermanita, gracias por confiar tanto en mí y gracias por ser mi motor, la inspiración de mi vida, ustedes me mueven, porque por ustedes fue que nunca me rendí. Los amo a todos.

A ti mi amor Vladimir Cuchimaque, pues siempre supiste que podía lograrlo aun cuando yo misma no lo creía. Siempre tenías algo que decir para levantarme el ánimo, siempre estas cuando te necesito y siempre valoraré todo el empeño que pusiste en ayudarme a sacar este proyecto adelante. Te amo mi flaquito lindo.

A mis amigos, pues siempre de alguna manera estuvieron en el lugar y momento indicado, gracias Holver, Nini, Andrea, Ludy, Juanse, Paquito, Nata, Tatis, las linduras, Liza, Laura, Javi, Olguita y todos aquellos que fueron testigos del arduo trabajo, pero también de lo bueno que fue compartir esta etapa de nuestras vidas. Los quiero chicos.

Jennifer Carolanne Román Ortegón

DEDICATORIA

Primero, agradezco a Dios por darme la vida, mi familia, la fuerza, la voluntad y la sabiduría, para cumplir mis objetivos y poder culminar mi carrera exitosamente.

Segundo, a mi madre, María Lidia Ruales, por creer en mí y darme todo su apoyo y amor.

A mis hermanos, Luis Alberto, Dairon y Javier, hombres incondicionales en mi proceso.

A Gustavo, Giovanni, gracias por ayudarme cuando lo he necesitado. Por cierto, gracias por ayudarme a crecer en la parte artística.

A todos los integrantes de Latin Dance Studio, gracias por dejarme ser parte de ustedes.

A mis amigos, todos los que estuvieron conmigo desde el inicio. Gracias por sus enseñanzas y consejos.

A mi director Juan Manuel Ortiz, por darme la oportunidad de aprender de él.

Y, finalmente a todos los que influyeron de manera positiva a lo largo de mi carrera.

Andrés Alberto Cuarán Ruales

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director, Juan Manuel Ortiz Afanador por siempre estar pendiente de nuestro trabajo, sus consejos y su constante presencia en la elaboración, gracias por confiarnos su idea y esperamos haberle correspondido como lo merece.

Al ingeniero Odilio García por dedicarse el tiempo para revisar y corregir.

Al ingeniero Abelardo de Campo Escuela Colorado, por estar siempre dispuesto a colaborar en este proyecto suministrándonos la información que necesitamos.

A todos los que directa o indirectamente nos ayudaron, muchísimas gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. PRESENTACIÓN PROYECTO.....	19
2. JUSTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
3. OBJETIVOS.....	22
3.1 OBJETIVO GENERAL	22
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
4. ALCANCE DEL PROYECTO.....	24
5. MARCO TEORICO	25
5.1 DEFINICIONES	25
5.1.1 Terminología relacionada a la medición de flujo multifásico.	25
5.1.2 Terminología relacionada a la metrología	32
5.2 FLUJO MULTIFÁSICO	34
5.2.1 Casos más comunes de flujo multifásico	40
5.2.2. Patrones de flujo	40
5.2.2.1 Patrones de flujo en tubería vertical.....	40
5.2.2.2 Patrones de flujo en tubería horizontal.....	42
5.2.2.3 Clasificación del flujo multifásico.....	44
6. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	46
6.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN:	47
6.2 LIMITES DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN.....	47
6.3 FALLAS DE EXACTITUD EN LAS MEDICIONES	47
7. TIPOS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN	49
7.1 SISTEMA DE MEDICIÓN CONVENCIONAL.....	49
7.1.1 Pruebas de pozo.....	49
7.1.2 Medición de caudales	51
7.1.2.1 Medidores con separadores.....	51
7.1.2.2 Medidores para gas húmedo.	54
7.1.2.3 Otras categorías	56

7.1.2.3 Probadores.	56
7.2 MEDICIÓN MULTIFÁSICA (THE NORWEGIAN SOCIETY OF CHARTERED TECHNICAL AND SCIENTIFIC PROFESSIONALS. , 2005).....	58
7.2.1 Pruebas de pozos	59
7.2.1.1 Medidores en línea	61
7.2.1.2 Monitoreo continuo del comportamiento del pozo.....	62
8. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.....	65
8.1 MEDIDORES MULTIFÁSICOS AGAR.....	65
8.2 MEDIDORES DE CONO McCROMETER	66
8.3 MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO PIETRO FIORENTINI.	67
8.4 MEDIDORES VX SPECTRA DE SCHLUMBERGER	69
8.5 MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO DE ROXAR	70
8.6 MEDIDORES MULTIFÁSICOS DE WEATHERFORD	71
9. CONTEXTO REGULATORIO Y LEGAL CON SU APLICACIÓN EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS EN COLOMBIA PARA FISCALIZACIÓN (MINISTERIO DE MINAS, 11-08-2015).....	73
9.1 ARTÍCULO 4. OBLIGACIONES GENERALES DE LOS OPERADORES. SON OBLIGACIONES GENERALES DE LOS OPERADORES LAS SIGUIENTES:	73
9.2 ARTÍCULO 5. MEDICIÓN DEL VOLUMEN DE LOS HIDROCARBUROS.....	74
9.3 ARTÍCULO 9. CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS GASEOSOS EN EL PUNTO DE MEDICIÓN OFICIAL.....	76
9.4 ARTÍCULO 15. MODELO DE MEDICIÓN DINÁMICA PARA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.....	76
9.5 ARTÍCULO 17. MODELOS DE MEDICIÓN PARA HIDROCARBUROS GASEOSOS.....	76
10. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE MEDIDOR REQUERIDO EN CAMPO	78
10.1 SELECCIÓN BÁSICA DEL MEDIDOR	78
10.2 CONSIDERACIONES DE DESEMPEÑO	79
10.3 CONSIDERACIONES DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO.	82
10.4 CONSIDERACIONES DE INSTALACIÓN	87
10.5 CONSIDERACIONES AMBIETALES	93
10.6 CONSIDERACIONES ECONOMICAS	95
11. ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE MEDIDORES MULTIFÁSICOS Y MEDICIÓN CON MÉTODOS CONVENCIONALES	98

11.1 DESARROLLO DEL MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA	98
11.1.1 Caso A	100
11.1.2 Caso B	100
12. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MEDIDOR.....	101
13. CAMPO DE APLICACIÓN: CAMPO ESCUELA COLORADO	107
13.1 GENERALIDADES	107
13.1.1 Características del campo escuela colorado.....	107
13.1.2 Estado de producción del campo (Diaz Mateus, 2012).....	109
13.1.3 Informes mensuales de producción del campo.....	110
13.2 MÉTODO CONVENCIONAL DE MEDICIÓN DE ACEITE Y GAS EN CAMPO ESCUELA COLORADO.....	112
13.2.1 Medición de aceite	113
13.2.2 Medición de gas.....	115
13.3 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ADECUADO PARA EL CAMPO ESCUELA.....	116
13.3.2 Análisis técnico para el medidor multifásico.....	117
13.3.3 Análisis comparativo de costos del medidor multifasico y el separador de prueba.....	119
14. CONCLUSIONES	122
15. RECOMENDACIONES.....	123
BIBLIOGRAFÍA.....	124
ANEXOS	126

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Régimen multifásico de flujo.	36
Figura 2. Flujo disperso en tubería vertical.	37
Figura 3. Flujo disperso en tubería horizontal	37
Figura 4. Flujo separado en tubería vertical.	38
Figura 5. Flujo Separado en tubería horizontal.	38
Figura 6. Flujo intermitente en tubería vertical.	39
Figura 7. Flujo intermitente en tubería horizontal	39
Figura 8. Clasificación de los medidores multifásicos.	46
Figura 9. Separador de primera etapa de producción y separador de prueba	50
Figura 10. Principio de un medidor separador	51
Figura 11. Principio de diseño de una separación parcial con un punto de medición secundario	52
Figura 12. Principio de medición multifásica con separación en línea de prueba. .	54
Figura 13. Calibración de medidores	56
Figura 14. Separador de primera etapa de producción y con medidor multifásico en el segundo manifold de prueba y separador de prueba.	60
Figura 15. Medidor multifásico reemplazando al separador de prueba y sus medidores.	61
Figura 16. Principio de un medidor multifásico en línea.	62
Figura 17. Medidor multifásico en cada pozo.	63
Figura 18. Medidores multifásicos en el campo “B” para pruebas y producción	64
Figura 19. MMF 50 Cortesía Agar	65
Figura 20. Esquemas de medidores: a) Medidor de Precisión V-Cone, b) Medidor de cono Wafer McCrometer	66
Figura 21. Medidores de Pietro Fiorentini. Flowatch 3I y HS.	67
Figura 22. Medidor Vx Spectra de Schlumberger.	69
Figura 23. Medidor Multifásico Roxar 2600 VI.	70

Figura 24. Medidor Alpha VS/RD de Weatherford.	71
Figura 25. Facilidades de superficie del Campo Escuela Colorado.	110
Figura 26. Separadores del Campo Escuela Colorado.	113
Figura 27. Tanques de almacenamiento de crudo del Campo Escuela Colorado.....	114
Figura 28. Información general del tanque de almacenamiento del Campo Colorado.	114
Figura 29. Registro de medición en el tanque de almacenamiento del Campo Colorado	115
Figura 30. Medidor de gas tipo platina de orificio de Campo Colorado.....	115
Figura 31. Medidor de gas Tipo Barton del Campo Colorado.	116

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones bajo las cuales opera el medidor Agar MMF-50.	66
Tabla 2. Especificaciones para los medidores V-Cone de McCrometer.	67
Tabla 3. Especificaciones de los medidores Pietro Fiorentini	68
Tabla 4. Tabla de especificaciones Vx de Schlumberger.	69
Tabla 5. Tabla de especificaciones para los medidores 2600VI de Roxar.....	71
Tabla 6. Tabla de especificaciones del medidor Alpha VS/RD de Weatherford.	72
Tabla 11. Tabla de medidores con la respectiva tecnología usada.	104
Tabla 12. Datos básicos de las propiedades de la Arena.	108
Tabla 13. Tabla De Propiedades Del Yacimiento Y Del Fluido Del Campo Colorado	108
Tabla 14. Producción mensual por pozo del mes de Enero de 2012 del campo escuela Colorado.	111
Tabla 15. Producción mensual por pozo del mes de Febrero de 2012 del campo escuela Colorado	112
Tabla 16. Tabla de datos del separador de prueba requerido para Campo Escuela Colorado	117
Tabla 16. Especificaciones de los medidores:	118
Tabla 17. Datos para la cotización en Roxar Flow Measurement.	119
Tabla 18. Tabla de CAPEX y OPEX del separador de prueba y el medidor multifásico Roxar 2600VI	120

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A Áreas amplias de aplicación. Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdon, 1991.....	126
Anexo B. Variable del procedimiento de selección	128
Anexo C. Factores de rendimiento en la selección de un medidor.	129
Anexo D. Selección por restricción de propiedad del fluido.	131
Anexo E. Selección por restricciones de instalación.....	132
Anexo F. Selección por restricciones ambientales.....	134
Anexo G. Selección por factores económicos. National	136
Anexo H. Cotización del separador de prueba	137
Anexo I. Diagrama de flujo de la selección de un sistema de medición multifásico	138
Anexo J. Diagrama de flujo de la evaluación técnica de un medidor multifásico.	139
Anexo K. Diagrama de flujo de la evaluación presupuestal del medidor multifásico.	140

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICOS EN BATERÍAS DE PRODUCCIÓN PARA PRUEBAS DE POZOS*

AUTORES: ANDRÉS ALBERTO CUARÁN RUALES
JENNIFER CAROLANNE ROMÁN ORTEGÓN**

PALABRAS CLAVE: MEDICIÓN MULTIFÁSICA, VALOR PRESENTE NETO INCREMENTAL.

DESCRIPCIÓN:

Al momento de decidir entre un separador de prueba y un medidor multifásico para efectuar la medición de flujo de un pozo, se deben considerar aspectos tanto técnicos como económicos.

Para evaluar estos aspectos se desarrolló una metodología de selección, en la cual su estado del arte se basó principalmente en el estándar británico 1704 “ Guía para la selección y aplicación de medidores de flujo para la medición de fluidos en conductos cerrados” y el artículo científico del Journal Science “ Evaluación económica de medidores multifásicos” y para el fin de demostrar su aplicación esta metodología fue aplicada al campo escuela Colorado, el cual tiene instalado un sistema de medición convencional funcionando, pero que su separador de prueba es obsoleto y se analizó si es más rentable a largo plazo, reemplazarlo por un medidor multifásico o nuevamente por un sistema convencional.

Para realizar este análisis fue necesario cotizar un separador de prueba con las características del anterior y un medidor multifásico adecuado para la condiciones del campo y posteriormente calcular el Valor Presente Neto Incremental (VPNI) de ambos sistemas. Este cálculo arrojó un VPNI de \$ -125831 dólares que indica que se debe continuar con el sistema de medición convencional. Así mismo, la metodología sirve para analizar el caso en el cual no se ha implementado ningún sistema de medición.

* Trabajo de grado

** Facultad Ingenierías Físico-Químicas, Ingeniería de Petróleos, Director: Juan Manuel Ortiz Afanador, Ingeniero Mecánico, Especialista en Ingeniería del Gas

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR SELECTION OF MEASUREMENT MULTIPHASE SYSTEMS IN BATTERY PRODUCTION TO WELLS TESTING.*

AUTHORS: ANDRES ALBERTO CUARAN RUALES
JENNIFER CAROLANNE ROMAN ORTEGON**

KEYWORDS: MULTIPHASE FLOW, NET VALUE PRESENT INCREMENTAL

DESCRIPTION:

At the moment to decide among a test separator and a multiphase flowmeter for the flow measurement of a well, it should consider aspects such technical and economical.

In order to evaluate this aspects, was developed a methodology of selection, in which its state of the art was mainly based on the British Standard 1704 "Guide for the selection and application of flowmeter for the measurement of fluids in close conduits" and the Journal Science's scientific article "Economic evaluation of multiphase flowmeter" and with the purpose to demonstrate this methodology, it was applied to the "Campo Escuela Colorado" in which it has a conventional system of separation working, but its test separator is obsolete and it desired to analyse if it is more profitable to long term replace for a multiphase flowmeter or continue with the conventional system.

To the issues raised was necessary to quote a test separator with the previous characteristics and a suitable multiphase flowmeter for the conditions to the field and afterward to calculate the Incremental Net Present Value (INPV) of both systems. This calculation shows an INPV of \$ -125831 dollars indicating that it should continue with the conventional system. Likewise, the methodology used to analyse the case when it has not implemented any measurement system.

*Degree work

** Faculty of Physical - Chemical Engineering, Petroleum Engineering, Director: Juan Manuel Ortiz Afanador, Mechanical Engineer, Gas Engineering Specialist.

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto pretende guiar al lector acerca de una metodología para evaluar un sistema de medición multifásica para prueba de pozos en campos petroleros en Colombia. Se introducirán términos clave como flujo multifásico, medición convencional y multifásica, CAPEX y OPEX, los cuales se explicarán más adelante.

Para el desarrollo de la metodología es necesario aclarar que el presente estudio está basado principalmente en el Reporte Británico BS 7405 “Guide to selection and application of flowmeter for the measurement of fluid in close conduits” 1991 [1], el cual define las consideraciones técnicas que se deben tener en cuenta para la correcta selección. Y el artículo “Economic evaluation of multiphase flowmeter” [2], publicado en el año 2007, en el cual se explica el método del (VPNI), que evalúa alternativas de proyectos mutuamente excluyentes, y donde solo se conocen los gastos de inversión (Capex) y de operación (Opex).

Por otra parte, la medición multifásica es este caso abarca explícitamente la medición de flujo multifásico, refiriéndose a éste como flujo de dos fases, gas y líquido, pero donde la fase líquida contiene más de un componente (hidrocarburos líquidos y agua).

1. PRESENTACIÓN PROYECTO

Título:

“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICOS EN BATERÍAS DE PRODUCCIÓN PARA PRUEBAS DE POZOS”

Presentado a: Comité de Proyectos de Grado

Escuela: Ingeniería de Petróleos

Facultad: Ingenierías Físico-Químicas

Elaborado por:

Andrés Alberto Cuarán Ruales Cód. 2103311

Jennifer Carolanne Román Ortega Cód. 2103312

Director: Ing. Juan Manuel Ortiz Afanador.

Bucaramanga

2. JUSTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Colombia, debido a que el Ministerio de Minas y Energía exige mediciones del caudal de fluido producido por cada pozo, las compañías operadoras se ven en la necesidad de hacer pruebas de pozos para cumplir con este requisito. Esta tarea se hace más dispendiosa dependiendo del número de pozos a los cuales se les debe realizar la inspección. Generalmente, se instala en las baterías de producción más de un sistema de medición convencional, lo que incluye separadores de prueba y medidores de flujo por cada fase.

En la industria del petróleo colombiano, el tema de la medición de flujo, en especial la medición de flujo multifásico es poco abordado debido en parte al poco conocimiento del mismo o a los altos costos iniciales de esta tecnología.

Dentro de los beneficios más evidentes se resaltan la mayor precisión que tienen en la toma de medidas, reducción de espacio en cuanto a equipos necesarios para su funcionamiento, entre otros factores, que si se comparan con la tecnología convencional se encontraría un equilibrio al no tener costos implícitos en cuanto a las facilidades en superficie que éste requiere. Por lo anterior este trabajo busca plantear una guía que sirva de apoyo en el momento de decidir o escoger un sistema de medición en dos casos en particular el **Caso A** que será el caso en el que no se haya implementado ningún sistema de medición y se desee evaluar si es más factible la instalación de un sistema multifásico o uno convencional o el **Caso B** que será el caso en él ya se encuentre implementado un sistema de medición convencional y sea necesario reemplazar el separador de prueba, por lo tanto se evaluará si es más factible cambiar el separador de prueba o cambiar todo el sistema por uno multifásico, teniendo en cuenta una evaluación costo-beneficio (vida útil, mantenimiento y calibración, talento humano, entre otros) que

ayudará a la toma de decisión acerca de la mejor opción, considerando las diferentes posibilidades que existen actualmente en el mercado.

Específicamente hablando de Colorado éste tiene un separador de prueba que debe ser reemplazado y por lo tanto se considerará la posibilidad de cambiarlo por un medidor multifásico.

3. OBJETIVOS

Con base en el poco conocimiento y puesta en práctica del sistema de medición multifásica en Colombia a continuación se plantea lo siguiente:

3.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología de análisis, aplicable a los procesos de selección de sistemas para medición de fluidos en operaciones de prueba de pozos productores; de forma que sirva de apoyo a los responsables de medición de las empresas productoras de petróleo y gas para la toma de decisiones técnico-económicas acertadas, acerca de la conveniencia en el uso de sistemas de medición multifásicos o la implementación de sistemas de separación-medición convencionales, considerando en ambos casos el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica acerca de las metodologías para la selección de tecnologías de medición de fluidos y el estado del arte de las tecnologías de medición multifásica existentes, incluyendo el contexto regulatorio y legal relacionado con su aplicación en la medición de fiscalización de hidrocarburos y gas en Colombia.

- Plantear una metodología de análisis de proyectos de medición de hidrocarburos y gas para fiscalización, identificando los diferentes componentes del proyecto según el tipo de tecnología de medición de flujo a utilizar (separador/medidor convencional o multifásica), así como los aspectos técnicos y económicos (CAPEX y OPEX) involucrados en cada caso.

- Aplicar la metodología de análisis planteada al campo escuela con el objeto de realizar su evaluación, identificando sus fortalezas y aspectos por mejorar.

- Realizar una síntesis de la metodología desarrollada a través de un artículo técnico.

4. ALCANCE DEL PROYECTO

Con el desarrollo de este trabajo se diseñará una metodología para la evaluación técnico-económica que permita comparar los sistemas de medición convencionales con los sistemas de medición multifásicos, con el fin de facilitar la selección del mejor sistema de medición teniendo en cuenta aspectos operacionales y económicos a corto y largo plazo para el campo a evaluar, en este caso Campo Escuela Colorado.

Para lo cual se ha contemplado los siguientes alcances:

- Identificar ventajas y desventajas operacionales de las dos tecnologías en cuestión.
- Realizar una recopilación de las tecnologías existentes para la medición de flujo multifásico.
- Evaluar y valorar los riesgos implicados en el manejo de las tecnologías en cuestión.

5. MARCO TEÓRICO

Para una mayor comprensión se deben tener conocimientos básicos de medición de hidrocarburos, para ello se plantean las siguientes definiciones.

5.1 DEFINICIONES

Los términos definidos a continuación se han separado en dos categorías. Una sección define la terminología usada comúnmente que caracteriza el flujo multifásico. Otra sección define términos de metrología de utilidad en la caracterización de un medidor multifásico.

5.1.1 Terminología relacionada a la medición de flujo multifásico.

- **Aceite:** Hidrocarburos en estado líquido bajo condiciones determinadas de presión y temperatura.

- **Agua arrastrada:** Agua suspendida en aceite. El agua arrastrada incluye emulsiones, pero no incluye agua disuelta y libre.

- **Agua disuelta:** Agua en solución en petróleo y sus derivados.

- **Ajuste:** Conjunto de operaciones realizadas sobre un sistema de medida para que proporcione indicaciones prescritas, correspondientes a valores dados de la magnitud a medir.

- **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.

➤ **Capacitancia:** Propiedad que tienen los cuerpos para mantener una carga eléctrica. También es una medida de la cantidad de energía eléctrica almacenada para una diferencia de potencial eléctrico dada. El dispositivo más común que almacena energía de esta forma es el condensador. La relación entre la diferencia de potencial (o tensión) existente entre las placas del condensador y la carga eléctrica almacenada en éste, se describe mediante la siguiente expresión matemática: $C=Q/V$, donde C es la capacidad, medida en faradios, Q es la carga eléctrica almacenada, medida en culombios y V es la diferencia de potencial (o tensión), medida en voltios.

➤ **Caudal de fase:** Es la cantidad de una fase del flujo multifásico que fluye a través de la sección transversal de un conducto por unidad de tiempo. El caudal de fase se puede especificar como velocidad de flujo de volumen de la fase o como caudal másico de la fase.

➤ **Caudal másico:** Masa de fluido que fluye a través de la sección transversal de un conducto por unidad de tiempo.

➤ **Caudal volumétrico multifásico:** Volumen total (crudo, agua y gas) que fluye a través de la sección transversal de un conducto por unidad de tiempo.

➤ **Condiciones actuales:** Condiciones reales o de funcionamiento (presión y temperatura) en las cuales se expresan las propiedades del fluido o los caudales volumétricos.

- **Condiciones de referencia:** Conjunto de condiciones de referencia en términos de temperatura y presión a las cuales se expresan caudales o propiedades de fluidos.

- **Conductividad:** Es la medida de la capacidad de un material para dejar pasar (o dejar circular) libremente la corriente eléctrica. La conductividad depende de la estructura atómica y molecular del material.

- **Corte de agua (WC):** Relación entre el caudal volumétrico de agua y el caudal volumétrico total de líquidos (petróleo y agua), los dos volúmenes expresados a presión y temperatura estándar. El corte de agua se expresa normalmente como porcentaje.

- **Deslizamiento (Slip):** Se refiere a la medida de fricción por deslizamiento en las tuberías.

- **Ecuación de estado:** Ecuación que relaciona la composición de una mezcla de hidrocarburos, presión y temperatura de gases y líquidos entre sí.

- **Emulsión:** Líquido que contiene, sin disolverse y en suspensión, pequeñas gotas de otro líquido.

- **Envolvente de medición:** Hace referencia a las áreas en el mapa de los regímenes de flujo.

- **Fase:** Se refiere a uno de los constituyentes de una mezcla. En particular el término se refiere a petróleo, gas o agua en una mezcla de cualquiera de los tres.

- **Fase de fracción de área:** Es el área de sección transversal ocupada por una de las fases del flujo multifásico, en relación al área total del ducto en la misma posición.

- **Factor de compresibilidad (Z):** Es la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para modificar la ley de los gases ideales para ajustarse al comportamiento de un gas real.

- **Fiscal:** Hace referencia al servicio de un medidor y no implica un nivel de rendimiento. Una medida fiscal (o medida de transferencia de custodia) es base para la transferencia de dinero, ya sea entre la empresa y el gobierno o entre empresas.

- **Fluido:** Sustancia que adopta fácilmente la forma del recipiente en el que se coloca. Por ejemplo, agua, gas, petróleo o mezcla entre ellas.

- **Flujo disperso:** Se caracteriza por una distribución de fase uniforme en la dirección radial y axial. Ejemplo de esto son el flujo tipo burbuja y niebla.

- **Flujo intermitente:** Se caracteriza por no tener continuidad en la dirección axial, por lo que muestra un comportamiento localmente inestable.

- **Flujo Multifásico:** Dos o más fases que fluyen simultáneamente a través de un conducto.

- **Flujo multifásico homogéneo:** Flujo multifásico en el cual todas las fases son distribuidas de manera uniforme en la sección transversal del conducto cerrado. La composición es la misma en todos los puntos.

- **Flujo separado:** Se caracteriza por una distribución de la fase no continua en la dirección radial, y una distribución de la fase continua en la dirección axial.
- **Fracción volumétrica de gas (GVF):** Relación entre el caudal volumétrico de gas y el caudal volumétrico multifásico a la presión y temperatura de la sección de flujo bajo análisis. La fracción volumétrica de gas se expresa normalmente como porcentaje.
- **Fracción volumétrica de líquido:** Es la relación entre el caudal de líquido y el caudal total de fluido (aceite, gas y agua). Ambos caudales deben estar a las mismas condiciones de temperatura y presión.
- **Gas:** Hidrocarburos en estado gaseoso a temperatura y presión determinada.
- **Gas húmedo:** El gas húmedo es un subconjunto especial dentro del conjunto de los flujos bifásicos, donde $X_{LM} \leq 0,3$
- **Gas seco:** Gas natural que existe en ausencia de condensado o hidrocarburos líquidos, o gas del que se han eliminado los hidrocarburos condensables.
- **Hold-up de líquido:** Relación entre el área transversal de un conducto que se encuentra ocupada por el líquido y el área de transversal de todo el conducto, expresada como porcentaje.
- **Medidor de fracción multifásica:** Dispositivo para medir las fracciones de área del crudo, el gas y el agua de un flujo multifásico a través de la sección transversal de un conducto.
- **Medidor multifásico:** Dispositivo para medir los caudales individuales de crudo, agua y gas en un flujo multifásico. El paquete completo de dispositivos para

medición de composición y velocidad, incluyendo una posible unidad de acondicionamiento, debería considerarse como una parte integral del medidor. Bajo esta definición un sistema de separador de prueba convencional de dos o tres fases es un medidor multifásico.

➤ **Microonda:** Radiación electromagnética que tiene una longitud de onda de 300 mm a 10 mm (1GHz a 30 GHz).

➤ **Número de Froude:** el número de Froude representa la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas gravitacionales asociadas al flujo de un fluido.

➤ **Parámetro de Lockhart-Martinelli:** Es un número adimensional que se utiliza en los cálculos internos de flujo de dos fases. Expresa la fracción líquida de un fluido que fluye. Su principal aplicación es en la caída de presión de dos fases y de ebullición/condensación cálculos de transferencia de calor.

➤ **Permisividad:** Es una constante física que describe cómo un campo eléctrico afecta y es afectado por un medio. La permisividad está determinada por la tendencia de un material a polarizarse ante la aplicación de un campo eléctrico y de esa forma anular parcialmente el campo interno del material.

➤ **Rayos gamma:** Radiación electromagnética muy penetrante, parecida a los rayos X pero de mayor longitud de onda, que se produce durante la desintegración de los núcleos de elementos radiactivos.

➤ **Reconciliación:** Proceso mediante el cual las cifras de producción de petróleo, agua y gas que no han sido medidas con precisión fiscal son recalculadas para que coincidan con las cifras de producción que se han medido con dicha precisión.

➤ **Régimen de flujo:** Geometría física presentada por un fluido multifásico en un conducto; por ejemplo, en un flujo bifásico crudo/agua, el agua ocupando el fondo del conducto con el crudo o la mezcla crudo/agua fluyendo encima.

➤ **Relación de agua en líquido (WLR):** La relación entre el caudal volumétrico de agua y el caudal volumétrico total de líquido (crudo y agua), a la presión y temperatura que prevalecen en dicha sección.

➤ **Relación de deslizamiento (Slip ratio):** Es la relación entre las velocidades de dos fases.

➤ **Relación gas-líquido (GLR):** Es la relación entre el caudal volumétrico de gas y el caudal volumétrico total de líquido (crudo y agua), ambos volúmenes convertidos a las mismas condiciones estándar de presión y temperatura. Se expresa en unidades de volumen sobre volumen:

$$GLR = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen total}}$$

➤ **Relación gas-petróleo (GOR):** Relación entre el caudal volumétrico de gas y el caudal volumétrico de crudo, ambos volúmenes convertidos a las mismas condiciones estándar de presión y temperatura. Se expresa en unidades de volumen sobre volumen.

➤ **Salinidad:** Hace referencia a la cantidad de sales disueltas en el agua (Kg/m^3)

➤ **Velocidad de flujo multifásico:** Relación entre el caudal volumétrico multifásico y el área de la sección transversal del conducto. Esta velocidad es un concepto hipotético, que solamente podría tener lugar en un flujo multifásico homogéneo y sin “deslizamiento” (en inglés slip) entre las fases. La velocidad de

flujo multifásico es la suma de la velocidad superficial del gas y la velocidad superficial del líquido.

➤ **Velocidad superficial de fase:** Es la velocidad de flujo de una fase en una corriente multifásica, suponiendo que la fase ocupa todo el conducto.

5.1.2 Terminología relacionada a la metrología

➤ **Condición límite:** Condición de funcionamiento extrema que un instrumento o sistema de medida debe poder soportar sin que se dañen o degraden sus características metrológicas especificadas, cuando posteriormente se utilice en sus condiciones nominales de funcionamiento.

➤ **Condición de referencia:** Condición de funcionamiento prescrito para evaluar las prestaciones de un instrumento o sistema de medida o para comparar resultados de medida.

➤ **Condición de repetibilidad:** Condición de medición, dentro de un conjunto de condiciones que incluye el mismo procedimiento de medida, los mismos operadores, el mismo sistema de medida, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo objeto o de un objeto similar en un periodo corto de tiempo.

➤ **Condición de reproducibilidad:** Condición de medición, dentro de un conjunto de condiciones que incluye diferentes lugares, operadores, sistemas de medida y mediciones repetidas de los mismos objetos u objetos similares.

➤ **Condiciones de uso:** Condiciones que deben ser cumplidas para usar un instrumento de medida correctamente, considerando el diseño, construcción y propósito.

- **Error aleatorio:** Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible.

- **Error de medida:** Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia.

- **Error sistemático:** Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible.

- **Exactitud:** Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. La expresión cuantitativa de este concepto puede ser expresada en términos de incertidumbre.

- **Incertidumbre de medida:** Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.

- **Magnitud de influencia:** Magnitud que, en una medición directa, no afecta a la magnitud que realmente se está midiendo, pero sí afecta a la relación entre la indicación y el resultado de medida.

- **Medición:** Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud.

- **Mensurando:** Magnitud que se desea medir.

- **Precisión de medida:** Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas.

- **Rango:** Es el intervalo entre el valor más bajo y más alto medidos.

- **Rango de medida:** Conjunto de los valores de magnitudes de una misma naturaleza que un instrumento o sistema de medida dado puede medir con una incertidumbre instrumental especificada, en unas condiciones determinadas.
- **Repetibilidad:** Precisión de medida bajo un conjunto de condiciones de repetibilidad.
- **Reproducibilidad:** Precisión de medida bajo un conjunto de condiciones de reproducibilidad.
- **Resultado corregido:** Resultado de una medición después de la corrección por error sistemático.
- **Resultado de medida:** Conjunto de valores de una magnitud atribuidos a un mensurando, acompañados de cualquier otra información relevante disponible.
- **Span:** Diferencia algebraica entre los valores extremos superior e inferior de los límites operativos de un instrumento de medida, éste corresponde a la máxima variación en el mensurando de interés. Ejemplo: Un termómetro que operará en el rango de -40°C a $+60^{\circ}\text{C}$ tiene un Span de 100°C .

5.2 FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico es un fenómeno complejo que es difícil de entender, predecir y modelar.

Consiste en el paso simultáneo en un sistema, de una corriente compuesta de dos o más fases. El flujo multifásico es el flujo más común en la naturaleza. Como ejemplo tenemos el flujo de la sangre en el cuerpo humano. Éste flujo depende en gran parte de la naturaleza de la composición, de su distribución relativa, presión y

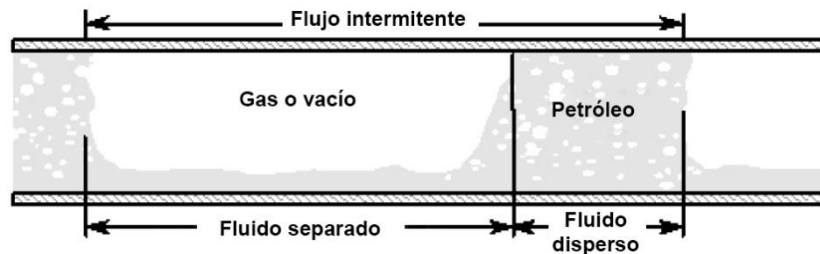
temperatura de cada fase. El caso más simple de flujo multifásico es cuando el mismo componente puro fluye en dos fases diferentes. Un ejemplo de esto es el flujo de vapor y agua.

El estudio de los fluidos multifásicos para determinar sus propiedades y con ello tratar de correlacionar los datos de una manera útil toma mucho tiempo y se utiliza un sinnúmero de relaciones empíricas. Dependiendo del tipo de fluido presente en el tubo, la fricción se verá altamente afectada lo que ocasiona un cambio en el comportamiento del mismo. La diferencia de velocidad producida por esto se denomina "slip" y es un factor importante a ser considerado en las correlaciones. Actualmente existen muchos tipos de correlaciones, pero se puede decir que ninguna es la mejor para todos los casos ya que cada una fue desarrollada bajo condiciones particulares y puede trabajar mejor en un cierto tipo de petróleo o una cierta composición de gas. Esto puede cambiar por el área geográfica o incluso en diferentes reservorios de un mismo campo. Es necesario anotar que los distintos tipos de correlaciones están razonablemente cerca entre sí y que raramente pueden causar diferencias considerables (50% o más). Usualmente los resultados estarán en un rango del 10% entre diferentes tipos de correlaciones usadas.

Las estructuras o arreglos que se presentan en el flujo son clasificados como regímenes de flujo. Estos regímenes varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades del fluido, caudal, orientación y geometría de la tubería por la cual fluye el fluido. La transición entre diferentes regímenes de flujo puede ser un proceso gradual o espontáneo y no es fácil de determinar. La descripción de los regímenes de flujo es en cierto grado arbitraria y depende del observador y su interpretación. Los principales efectos involucrados en la formación de los diferentes regímenes de flujo son los efectos transitorios (Transient), efectos geométricos, efectos hidrodinámicos y combinaciones de estos.

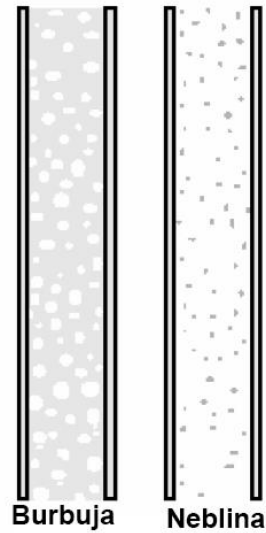
Los efectos transitorios ocurren como resultado de los cambios en las condiciones de frontera del sistema. Esto no tiene que ser confundido con la inestabilidad asociada a flujos intermitentes. Los efectos geométricos ocurren debido a los cambios en la geometría de la tubería, inclinaciones, etc. En ausencia de estos dos fenómenos el régimen de estado permanente del fluido está enteramente determinado por las razones del fluido, propiedades y diámetro de la tubería. Tales regímenes de flujo son vistos como flujos en tuberías rectas y referidos como regímenes de flujos hidrodinámicos. Esto se encuentra típicamente en las cabezas de los pozos. Sin embargo, todos los regímenes de flujo pueden ser agrupados en flujos dispersos, flujos separados o flujo intermitente que es la combinación de estos dos tal como se ve en la figura.

Figura 1. Régimen multifásico de flujo.



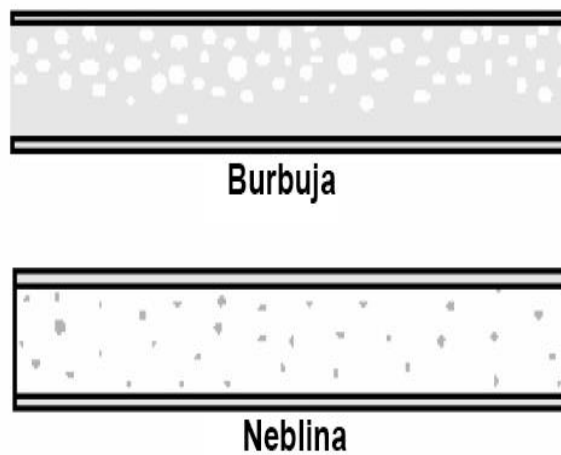
Fuente: M. E. Calahorrano Montañez y D. A. Marquez Morales, Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Figura 2. Flujo disperso en tubería vertical.



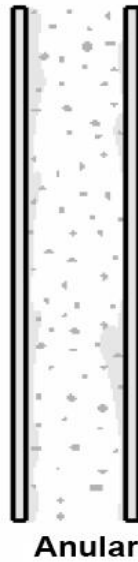
Fuente: Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Figura 3. Flujo disperso en tubería horizontal



Fuente: Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Figura 4. Flujo separado en tubería vertical.



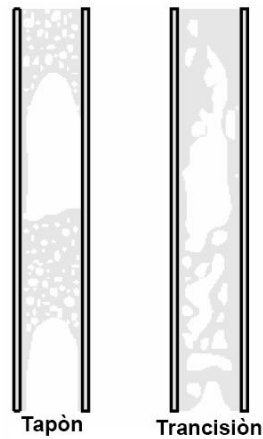
Fuente: Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Figura 5. Flujo Separado en tubería horizontal.



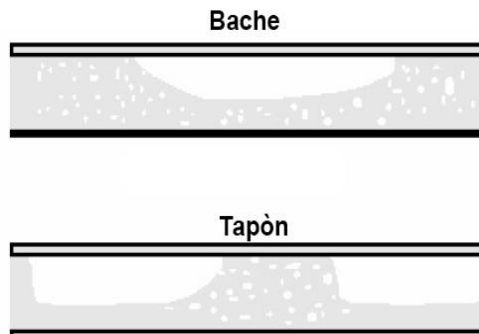
Fuente: Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Figura 6. Flujo intermitente en tubería vertical.



Fuente: Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Figura 7. Flujo intermitente en tubería horizontal



Fuente: Análisis Técnico-Comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial , 2004.

Los regímenes de flujo mostrados en las figuras anteriores son todos hidrodinámicos de dos fases (gas y líquido). Los efectos causados por regímenes de flujo de interacciones entre líquidos son significativamente menos pronunciados que aquellos producidos por interacciones entre gas y líquido. En este contexto la porción líquido-líquido del fluido puede ser considerada como un flujo disperso. Sin embargo, algunas propiedades de la mezcla líquido-líquido dependen de la razón volumétrica de los dos componentes.

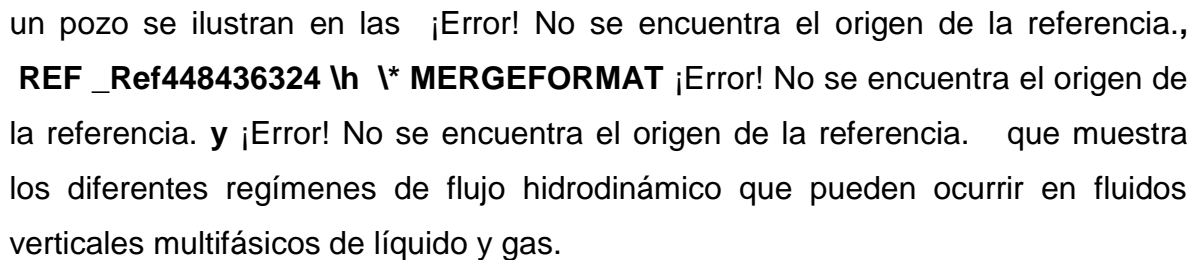
5.2.1 Casos más comunes de flujo multifásico. Los casos más comunes de flujo multifásico son los de dos fases, entre los cuales están:

- Gas y sólido: Las partículas sólidas están suspendidas en el gas.
- Líquido y líquido: Generalmente son emulsiones de aceite y agua en tuberías (hablando en contexto).
- Líquido & sólido: Partículas sólidas suspendidas en el líquido.
- Gas y líquido: Este es el caso más importante de flujo multifásico. Es ampliamente encontrado en aplicaciones industriales.
- Gas, líquido y líquido constituye el principal caso de estudio para el flujo multifásico en la industria del petróleo. Corresponde al flujo de aceite, agua y gas natural

5.2.2. Patrones de flujo. Se definen los patrones de flujo multifásico como una descripción cualitativa de la distribución de las fases en la tubería. Describe la forma en que se distribuyen las fases en un segmento de tubería. El patrón de flujo es influenciado por la geometría de la tubería, por las propiedades físicas de la mezcla (densidad, tensión superficial, viscosidad) y por los caudales.

Cuando la tubería posee una inclinación mayor que ± 5 grados, ya sea por la topografía del terreno o por razones de conveniencia, no se puede considerar la tubería como una tubería horizontal. Aunque los patrones de flujo en tubería inclinada se consideran como si fuera una tubería horizontal, se tiene que los valores de las caídas de presión y hold-up son diferentes y son más complicados de determinar.

5.2.2.1 Patrones de flujo en tubería vertical. Todos los pozos de petróleo tienen flujos multifásicos a lo largo de su tubería. La presión al fondo del pozo baja a medida que sube el fluido a superficie, llegando a cierta profundidad a ser menor que la presión de punto de burbuja del petróleo, lo que produce una liberación del gas. Las diversas transiciones entre los regímenes de flujo en la tubería vertical de

un pozo se ilustran en las . **REF_Ref448436324 \h * MERGEFORMAT** que muestra los diferentes regímenes de flujo hidrodinámico que pueden ocurrir en fluidos verticales multifásicos de líquido y gas.

En tubería vertical se presentan los siguientes patrones de flujo:

- **Flujo monofásico:** Es el flujo de un fluido que tiene una sola fase.

- **Flujo tipo burbuja:** La fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas teniendo una distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este tipo de flujo ocurre a gastos de líquido relativamente bajos y se caracteriza por el deslizamiento entre la fase líquida y la gaseosa.

- **Flujo tipo tapón:** Este patrón de flujo es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa se encuentra en bolsas de gas, con forma de una gran bala llamada “Burbuja de Taylor”, con diámetro casi igual al de la tubería. El flujo consiste de una sucesión de burbujas de Taylor separadas por baches de líquido. Una delgada película fluye contra la corriente entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente bache de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

- **Flujo tipo transición:** Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo tipo tapón y los límites no están muy claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el bache de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

- **Flujo Anular:** la fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en esta forma de gotitas, la pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión.

➤ **Flujo niebla:** En tuberías verticales, debido a la simetría de flujo, el espesor de la película de líquido alrededor de la pared de la tubería es casi uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta, como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interface está altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En el flujo vertical hacia abajo, el patrón anular existe también a bajos gastos, con forma de una película descendente.

En la tubería de producción es raro que más de dos o tres regímenes de flujo se presenten al mismo tiempo. Las transiciones de regímenes de flujo son dependientes de la velocidad de gas superficial y la velocidad del líquido superficial en un fluido multifásico vertical. Se debe notar también que las transiciones son función del diámetro de la tubería, tensión interfacial, densidad de fases, presión, temperatura.

5.2.2.2 Patrones de flujo en tubería horizontal. En fluidos horizontales, las transiciones son función de factores tal como el diámetro de la tubería, tensión interfacial y densidad de las fases. Las transiciones son dependientes de la velocidad de gas superficial y la velocidad de líquido superficial en un fluido multifásico horizontal.

En tubería horizontal se presentan los siguientes patrones de flujo:

➤ **Flujo tipo burbuja:** El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de gas forma burbujas a lo largo del tope de la tubería, las velocidades del gas y el líquido son aproximadamente iguales. En el flujo ascendente las burbujas mantienen su forma geométrica en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo bache.

- **Flujo tipo bache:** Al aumentar el flujo de gas, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de gas y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.

- **Flujo estratificado:** Patrón de flujo en el cual los fluidos se separan en diferentes capas y los fluidos más ligeros circulan por encima de los más pesados. El flujo estratificado es más probable que se produzca a bajas tasas de flujo y en secciones planas o descendentes de pozos horizontales.

- **Flujo estratificado ondulado:** Patrón de flujo en el cual los fluidos se separan en diferentes capas y los fluidos más ligeros circulan por encima de los más pesados. Es más probable que se produzca en secciones ascendentes y a medida que se incrementa el caudal, la interfaz entre los fluidos se mezcla y se hace irregular; por lo tanto, se utiliza frecuentemente el término flujo estratificado ondulado.

- **Flujo tipo tapón:** Cuando el flujo de gas alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de gas, el líquido es presionado de manera que el gas ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a tasas de gas más bajas que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan tasas de gas más altas que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. El flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones, por tanto, debe ser evitado en lo posible.

➤ **Flujo anular:** El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el gas y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Aguas abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de la gravedad, por lo tanto, la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa gas-líquido es favorecida, este patrón de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.

➤ **Flujo tipo neblina:** Cuando la velocidad del gas en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el gas como gotas arrastradas. Este patrón de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.

5.2.2.3 Clasificación del flujo multifásico.

➤ **GVF Bajo (Rango GVF: 0 a 25%):** En este rango los medidores tradicionales monofásicos en muchos casos podrían presentar un eficiente desempeño. A medida que aumenta el GVF aumenta la incertidumbre en los medidores monofásicos

➤ **GVF moderado (Rango GVF: 25 a 85%):** El GVF moderado puede ser considerado el rango en el que los medidores multifásicos tienen un óptimo desempeño y donde los medidores monofásicos no son una opción viable.

- GVF alto (Rango GVF: 85 a 95%): Al incrementar el rango, la incertidumbre de los medidores multifásicos comenzara a aumentar.
- GVF muy alto (Rango: 95 a 100%): Con GVF dentro de estos valores, el desempeño de los medidores multifásicos puede ser afectado. Para medir este tipo de corrientes es más adecuado utilizar un medidor de gas húmedo

6. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

Los medidores de flujo han sido definidos como las cajas registradoras de una empresa o país, si ésta caja está mal calibrada afecta sin duda la equidad de la transacción de alguna de las partes interesadas.

Los medidores de flujo se emplean en operaciones tan diversas, como lo son el control de procesos, balance de energía, distribución, emisión de contaminantes, metrología legal, y, la aplicación más importante la transferencia de custodia de fluidos como lo es el petróleo y sus derivados.

Figura 8. Clasificación de los medidores multifásicos.



Fuente: H. J. Arequipa Défaz y E. P. Loyo Quispe, “estandarización de las inspecciones técnicas para sistemas de medición dinámica de hidrocarburos en las estaciones de producción del distrito amazónico”, Quito, 2013. Modificado por Autores.

6.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN:

- Elemento primario (sensor de flujo)
- Punto de transferencia
- Circuito hidráulico (Incluye prueba del medidor en sitio)
- Dispositivos para eliminación de gases
- Filtro
- Elemento de impulsión (Bomba o sistema elevado)
- Dispositivo de regulación de flujo
- Elementos auxiliares

6.2 LIMITES DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN

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

- Cantidad mínima por medir
- Alcance de la medición
- Presión máxima y mínima de trabajo
- Propiedades del fluido
- Temperatura máxima y mínima de trabajo
- Niveles de seguridad requeridos

6.3 FALLAS DE EXACTITUD EN LAS MEDICIONES

Las mediciones de flujo que no satisfacen la exactitud requerida, son resultado de:

- Una selección inadecuada del medidor
- Desconocimiento de las condiciones de operación
- Una incorrecta instalación de los medidores

- Una calibración inadecuada
- Un mantenimiento inadecuado
- Técnicas de calibración

7. TIPOS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN

Existen sistemas de medición convencional y sistemas de medición multifásica, por lo cual es importante saber cómo funciona cada una.

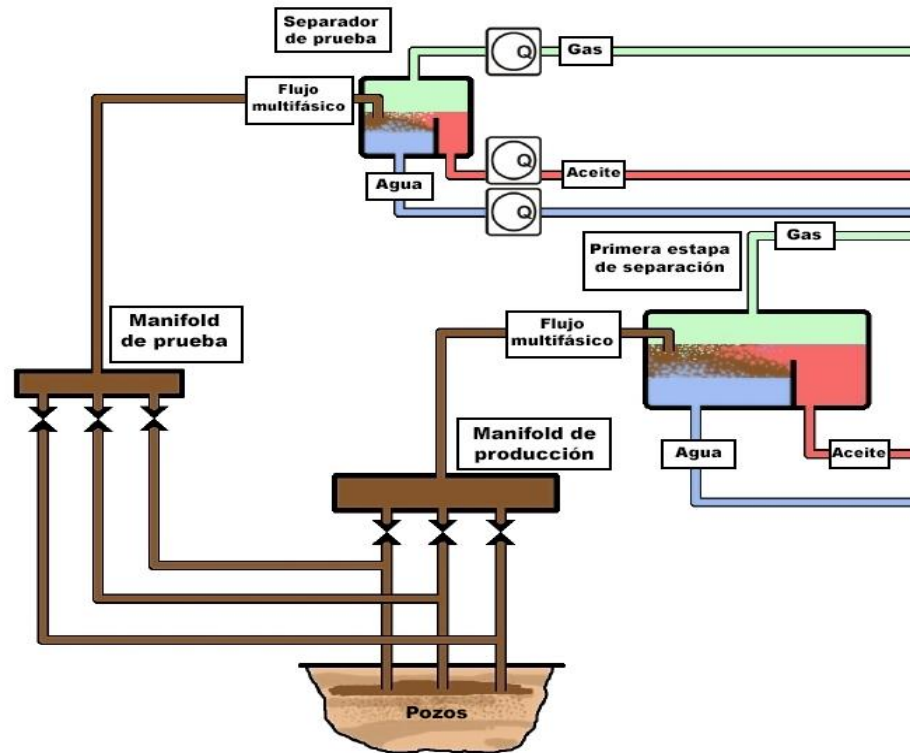
7.1 SISTEMA DE MEDICIÓN CONVENCIONAL

El sistema de medición convencional es prácticamente que el sistema más usado en campos debido a que es un sistema que ha sido empleado desde hace mucho tiempo, sin embargo, este sistema puede tener ciertas desventajas con respecto a otros sistemas. A continuación, se podrá distinguir la manera en la cual opera y se podrá comparar con un sistema de medición multifásico.

7.1.1 Pruebas de pozo. Los ingenieros de reservorios necesitan monitorear el comportamiento de cada pozo constantemente para optimizar la producción y el tiempo de vida de un campo en términos económicos. La incertidumbre de las mediciones obtenidas de las pruebas de pozo depende de un número de factores que difieren de pozo a pozo. Decisiones críticas de gran valor económico se toman en base a los resultados de las pruebas de pozo; por ejemplo: producir de uno u otro reservorio, perforación de nuevos pozos, reducción de la razón de producción del reservorio, etc.

➤ **Pruebas de pozo convencionales:** La manera de realizar estas pruebas incluye el uso de separadores, mostrados en la figura 9 en los que la línea de producción de cada pozo se desvía hacia la línea de pruebas para realizar la medición de caudales

Figura 9. Separador de primera etapa de producción y separador de prueba



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

El flujo del pozo que está en prueba es separado en dos o tres fases (petróleo, agua y gas). El flujo de cada fase es medido y muestreado, luego de lo cual la información de la prueba es correlacionada matemáticamente para calcular la contribución de cada pozo en el total de producción. La incertidumbre en las mediciones de los medidores de fase en un separador varía de pozo a pozo y en muchos casos es muy difícil de estimar. Esto se da principalmente por los problemas de calibración e inspección de dichos medidores. Por lo tanto, el separador de pruebas bajo condiciones normales de operación puede abarcar una incertidumbre del orden del 5 %, en términos normales de operación, en cada lectura por fase de flujo de volumen. En general es difícil sugerir valores de incertidumbre para un medidor multifásico si es que debe reemplazar a un separador convencional.

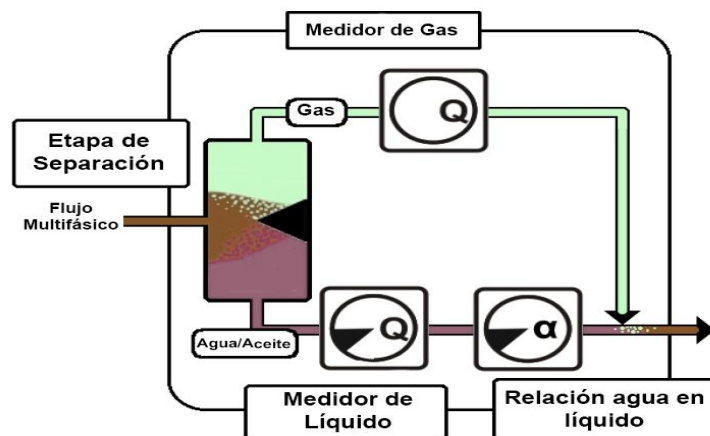
7.1.2 Medición de caudales. La medición de caudales es la parte más importante de este tipo de sistema por lo cual las corrientes deben ser separadas y medidas como una sola fase de la siguiente manera:

7.1.2.1 Medidores con separadores. Este tipo de medidores se caracterizan por realizar una separación completa o parcial del fluido multifásico, seguida de mediciones en línea de cada una de las tres fases. El separador de prueba que es encontrado generalmente en la estación de producción es básicamente un medidor de tres fases, que las separa y realiza las mediciones de flujo del petróleo, agua y gas.

Esta categoría se divide en:

➤ **Separación completa (gas/líquido):** Este tipo de medidor se caracteriza por la separación del flujo en dos fases, es decir una separación de gas y líquido. El flujo de gas es medido usando un medidor de flujo de gas, con buena tolerancia de líquido. El flujo de líquido es medido usando un medidor de flujo líquido y la proporción agua en el líquido se determina por un medidor de fracción de agua en línea.

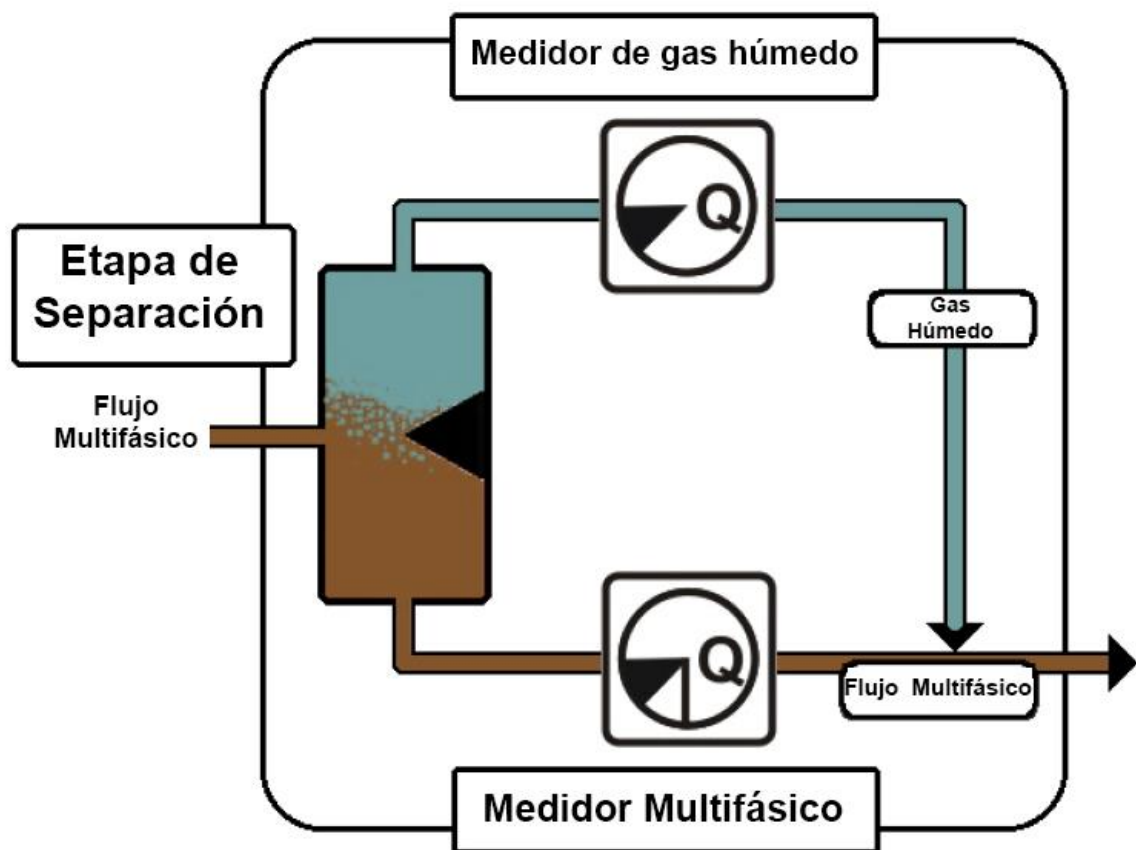
Figura 10. Principio de un medidor separador



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

➤ **Separación parcial:** Este tipo de medidor se caracteriza por una separación de solo una parte del gas en el flujo multifásico en un punto de medición secundaria alrededor del punto de medición principal del medidor. Dado que la separación es solo parcial, se espera que una pequeña cantidad de líquido viaje con el gas a través del punto secundario de medición, que se denomina medición de gas húmedo. La corriente remanente de flujo multifásico tendrá una fracción volumétrica de gas reducida, por lo tanto, se encuentra dentro del rango operacional del medidor.

Figura 11. Principio de diseño de una separación parcial con un punto de medición secundario



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

➤ **Separación en línea de prueba:** Este tipo de medidor se caracteriza porque la separación no se realiza en el flujo multifásico total, sino en un bypass del mismo. El fluido de prueba es típicamente separado en gas y líquido, en donde la relación de agua en líquido puede ser determinada usando un medidor de fracción de agua en línea. El flujo total de gas y líquido deben ser medidos en la línea principal. Asumiendo que el bypass es representativo de la línea principal, la relación agua en líquido se determina en esta derivación.

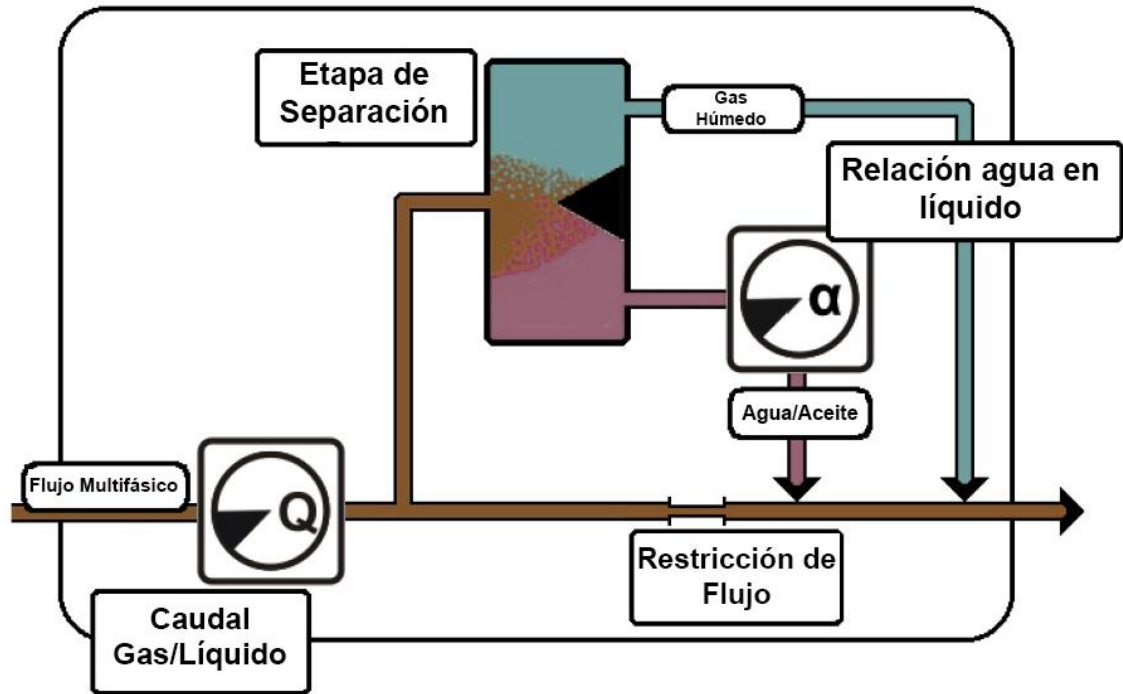
En esta configuración se requieren tres mediciones para determinar la masa y el volumen de las 3 fases:

- Razón agua/líquido:
 - Impedancia eléctrica
 - Tubo vibrante

- Caudal de flujo multifásico:
 - Correlación cruzada por medio de señales radioactivas, acústicas o eléctricas.
 - Presión diferencial por medio de tubo Venturi o Vcone.
 - Turbina de desplazamiento positivo

- Relación gas/líquido:
 - Absorción de rayos gamma
 - Tubo vibrante
 - Dispersión de neutrones
 - Peso

Figura 12. Principio de medición multifásica con separación en línea de prueba.



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

7.1.2.2 Medidores para gas húmedo. Se usan principalmente para medir gas con vapor o pequeñas cantidades de agua. Si no es de interés conocer el caudal de líquido, 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.

En esta categoría se disponen de los siguientes métodos:

➤ **Múltiples medidores de una sola fase dispuestos en serie:** El método consiste en la utilización en serie de dos o más medidores, todos diseñados para medición de una sola fase de gas, cada uno de los cuales cuenta con un comportamiento característico frente a una corriente de gas húmedo. A partir de este comportamiento es posible dar solución a las dos incógnitas (caudal de gas y líquido) mediante la solución simultánea de las dos ecuaciones (o cualquier técnica matemática) obtenidas a partir de las correlaciones de gas húmedo

propias de cada uno de los medidores. El método de medidores en serie teóricamente funciona para cualquier combinación de medidores siempre y cuando los medidores usados tengan respuestas significativamente diferentes ante un flujo de gas húmedo, aunque en la práctica esta condición no es muy fácil de obtener.

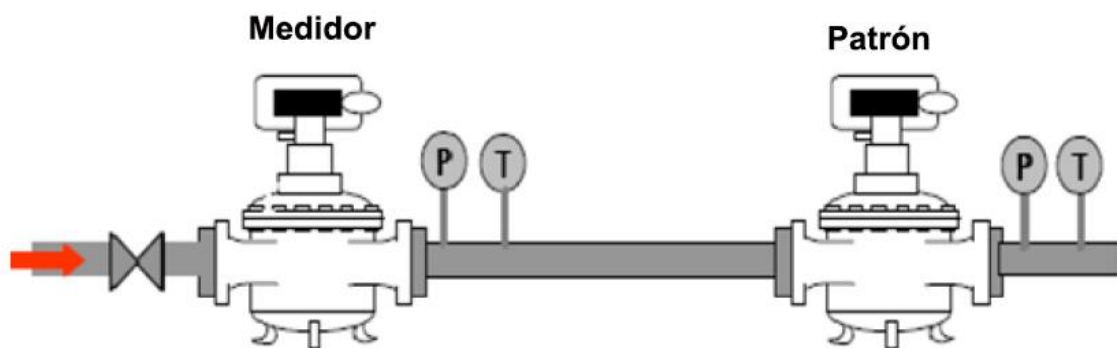
➤ **Relación presión diferencial-Perdida de presión permanente:** Este método emplea las diferencias en el comportamiento de la recuperación de presión del flujo que se presentan cuando un medidor de presión diferencial opera con gas húmedo y con gas seco, siendo mayor la recuperación de la presión del flujo cuando se encuentra operando con gas seco. Es decir que la presencia de líquido afecta no solamente la lectura de presión diferencial (medida inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor) sino también la pérdida de presión permanente (medición inmediatamente aguas arriba y varios diámetros aguas abajo del medidor). La limitante en la aplicación de este método radica en que el comportamiento descrito es más sensible cuando el parámetro Lockhart-Martinelli es bajo.

➤ **Sistemas de sensores de respuesta rápida:** El método se vale de las fluctuaciones naturales que ocurren en las magnitudes presión estática, presión diferencial y temperatura, cuando el flujo de gas (seco y/o húmedo) pasa a través de una obstrucción, generalmente asociada a medidores de presión diferencial. La frecuencia y magnitud de las fluctuaciones puede relacionarse con el patrón de flujo y con el caudal de las fases de flujos multifásicos, en general incluyendo flujo de gas húmedo.

➤ **Prototipos:** A esta clasificación pertenecen todos los métodos que se encuentran netamente en desarrollo, los cuales han sido discutidos en artículos técnicos pero que aún no han sido puestos en aplicaciones prácticas.

7.1.2.3 Otras categorías Incluyen técnicas de procesamiento avanzado de señales, estimación de fracciones de fase y caudales por medio del análisis de señales variantes en el tiempo de sensores en la línea de flujo multifásico. Tales sensores pueden ser acústicos, de presión u otro tipo. El procesamiento de la señal puede ser realizado por redes neuronales u otros patrones de reconocimiento como procesamiento estadístico de señales. Existen también otros sistemas de medición multifásica que han sido desarrollados en base a programas de simulación de procesos combinando técnicas de estimación de parámetros. En lugar de predecir el estado del fluido en el punto de llegada, su presión y temperatura son medidas en ese punto e introducidas en el programa de simulación pudiendo de esta manera realizarse estimaciones de fracciones de fase y caudales.

Figura 13. Calibración de medidores



Fuente: Red de Oleoductos del Distrito Amazónico RODA

7.1.2.3 Probadores. A los sistemas que realizan pruebas de desempeño de medidores se denomina. Probadores y existen una gran variedad de los mismos, siendo comúnmente los más utilizados los probadores de desplazamiento mecánico; ya que son exclusivamente utilizados en la calibración de la mayor parte de medidores monofásicos.

Los probadores son equipos que tienen un volumen calibrado y certificado, el cual se utiliza como patrón para calibrar medidores de flujo. Por medio de este equipo se determina si la lectura de los medidores es correcta o si está arrojando datos con error.

Los probadores normalmente utilizados son:

➤ **Probadores Volumétricos o tanque calibrado:** Normalmente no es utilizado para aplicaciones de oleoductos y poliductos, debido a que para altas tasas de flujo el tanque tendría que ser muy grande, lo cual resulta poco práctico, más aún cuando es necesario suspender la operación de los ductos mientras se hacen las pruebas de calibración. No se usa en aplicaciones con productos que poseen altas presiones de vapor debido a las pérdidas por evaporación generadas en el tanque abierto durante su operación, ni en productos con alta viscosidad por los problemas asociados al drenaje de la superficie interna del tanque durante las corridas de calibración.

Su uso más común es en calibración de medidores en sistemas de llenado y descargue de carro tanques y en la calibración de probadores convencionales y compactos.

➤ **Probadores de desplazamiento mecánico:** Funcionan en base al desplazamiento del líquido por una sección de tubería cuyo volumen exacto se conoce. De la comparación entre el volumen conocido de la sección de tubería y el volumen registrado por el medidor, puede calcularse el factor del medidor. Se clasifican en: Bidireccionales de esfera, bidireccionales de pistón y unidireccionales de esfera.

➤ **Medidores maestros:** Es usado cuando otros métodos de calibración no son prácticos. Algunas veces es utilizado como respaldo de otros sistemas probadores y con cambios pequeños en el múltiple de la estación puede ser aplicado a

algunas estaciones existentes. Un medidor maestro puede ser usado en conjunto con probadores móviles en línea o probadores tipo tanque para calibrar medidores de alguna estación.

➤ **Probadores de volumen pequeño:** Los probadores de volumen pequeño comparten las mismas ventajas de los probadores convencionales en línea, y por ser pequeños, se adaptan fácilmente a aplicaciones portátiles. Su costo para una aplicación similar a la de un probador convencional es más alto.

7.2 MEDICIÓN MULTIFÁSICA

La industria del petróleo y gas ha operado exitosamente por más de 150 años. La mayor parte del tiempo se ha dado importancia a la parte productiva de los yacimientos fáciles de producir. Hoy en día, en el siglo XXI, hay un reconocimiento general de que las reservas mundiales de hidrocarburos son limitadas; que las reservas fáciles de explotar se han desarrollado. Además; también se reconoce que todas las reservas se deben usar o ahorrar. Por ejemplo, el gas asociado ya no debería ser enviado a tea sino más bien usarse en las propias instalaciones o reinyectarlo. Todo esto ha conllevado a la aparición de la “infraestructura multifásica” en muchas áreas de producción. Luego de pasar por la cabeza de pozo, tanto el petróleo no separado, el agua, como el gas, pueden transportarse largas distancias hasta las instalaciones de procesamiento en las cuales se realiza la producción por parte de diferentes operadores. Esta infraestructura multifásica nos permite obtener un monitoreo eventual o continuo del comportamiento de los pozos y de este modo, tener una mejor explotación de los yacimientos.

El monitoreo de y la medición de fluidos multifásicos han adquirido mucha importancia con el pasar del tiempo durante la producción de cualquier yacimiento, es por eso que dentro del desarrollo de la “infraestructura multifásica” se han desarrollado distintos prototipos de medidores en diseño y función. Algunas líneas

han sido abandonadas mientras que otras se han vuelto comerciales. Por su parte, el número de aplicaciones y de usuarios se está incrementando rápidamente.

Cuando hablamos de medición multifásica nos referimos al proceso de determinar los volúmenes de aceite, gas y agua producidos por un pozo o un grupo de pozos, es decir, una mezcla de varios componentes fluyendo simultáneamente en un ducto cerrado, con una proporción variable en el tiempo.

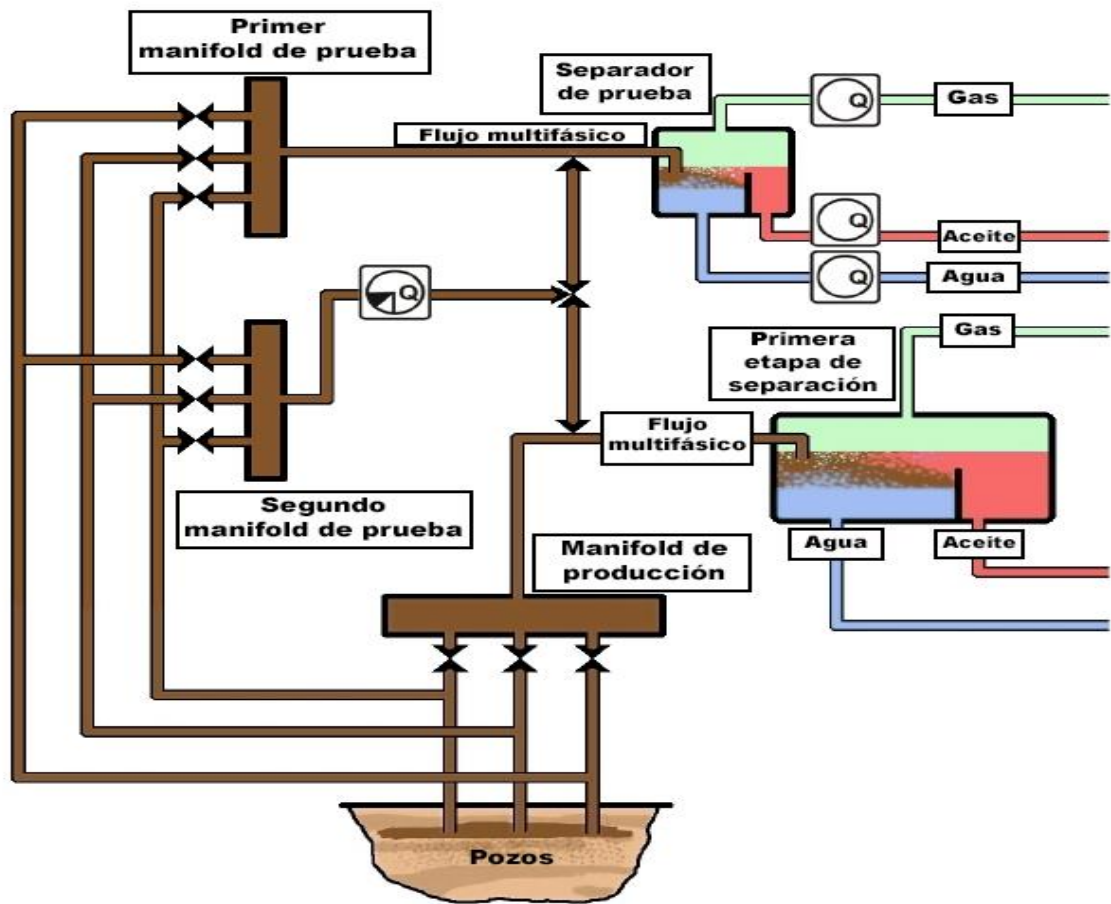
Las mediciones de flujo multifásico ayudan a distribuir la producción entre los titulares de participaciones económicas y los titulares de participaciones por regalías o registran volúmenes para la transferencia de la custodia en las estaciones de bombeo de los oleoductos o en las terminales portuarias. Esta información resulta esencial para los socios de proyectos y también para los gobiernos que poseen necesidades de ejecución de pruebas para el cálculo preciso del pago de impuestos y regalías.

7.2.1 Pruebas de pozos Los medidores multifásicos pueden ser utilizados de la misma manera que se utiliza un separador de prueba. Si un medidor multifásico está instalado, además de un separador de prueba, esta combinación producirá una mayor flexibilidad.

Se pueden utilizar el separador de prueba y el medidor multifásico para aumentar la capacidad de realizar pruebas de pozo, o se puede utilizar el medidor multifásico solo para las pruebas de pozo y el separador de prueba como un separador normal de producción y de esa manera aumentar la producción.

La principal ventaja del medidor multifásico sobre el separador de prueba será la reducción del tiempo al momento de realizar una medición

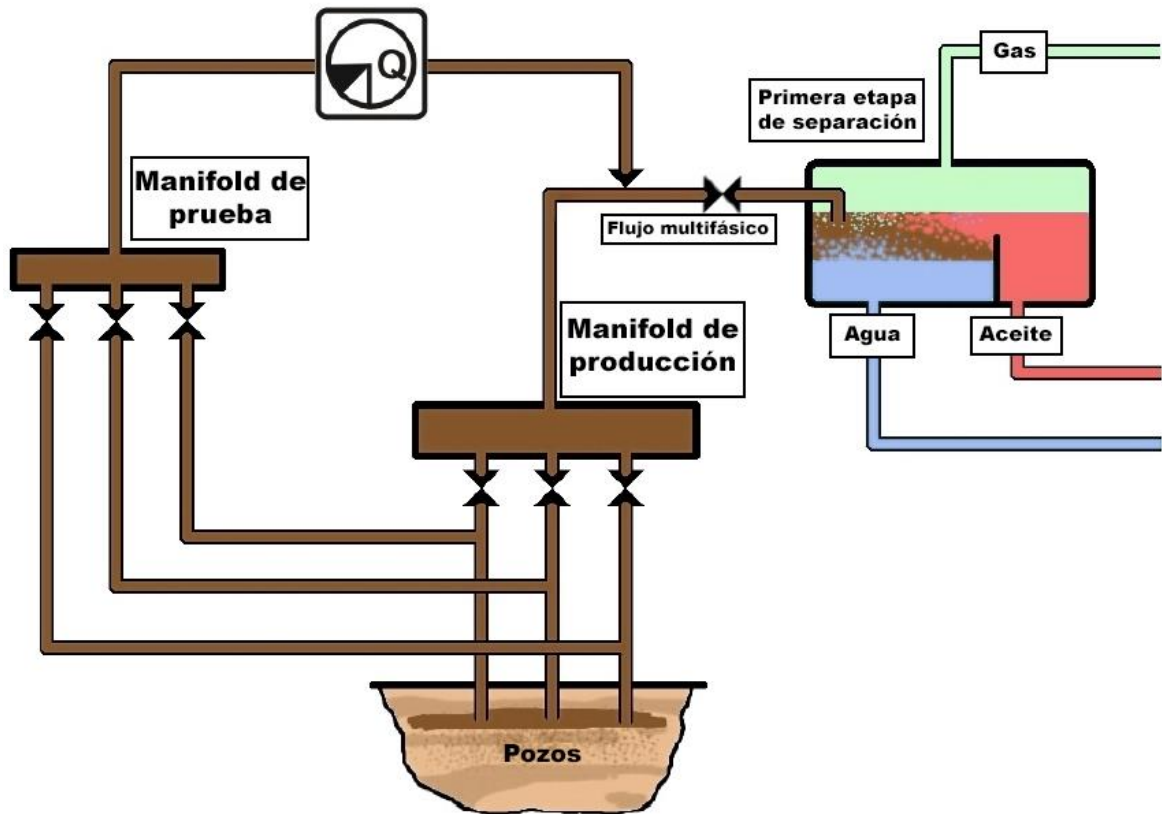
Figura 14. Separador de primera etapa de producción y con medidor multifásico en el segundo manifold de prueba y separador de prueba.



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

El medidor multifásico también puede ser instalado con el fin de reemplazar completamente el separador de prueba como se muestra en la figura 15. A diferencia de la configuración de pruebas por separador, en esta configuración se emplea un solo elemento de medición haciendo de las mediciones más confiables.

Figura 15. Medidor multifásico reemplazando al separador de prueba y sus medidores.



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

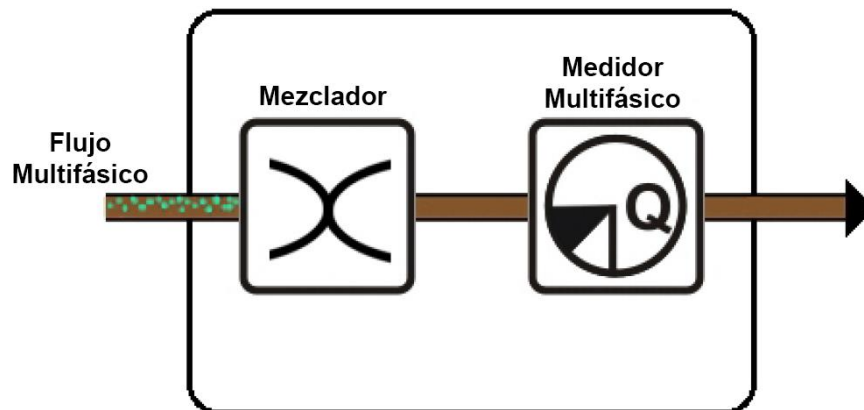
7.2.1.1 Medidores en línea Están caracterizados por realizar una medición completa de las fracciones en cada fase y las razones de flujo directamente de la línea de flujo multifásico sin ninguna separación del flujo.

El caudal volumétrico de cada fase se representa por la fracción de área multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto significa que un mínimo de seis parámetros debe ser medidos o estimados. Algunos medidores multifásicos asumen que dos o todas las fases, viajan a la misma velocidad, reduciendo así el número de mediciones.

Los medidores multifásicos en línea comúnmente emplean una combinación de dos o más de las siguientes técnicas de medición:

- Tecnología microondas.
- Capacitancia.
- Conductancia
- Dispersión de neutrones.
- Absorción gama.
- Correlación cruzada usando radioactividad, acústica o señales eléctricas.
- Presión diferencial usando Venturi, cono en V u otra restricción.
- Desplazamiento positivo / medidor de turbina.
- Ultrasonido

Figura 16. Principio de un medidor multifásico en línea.



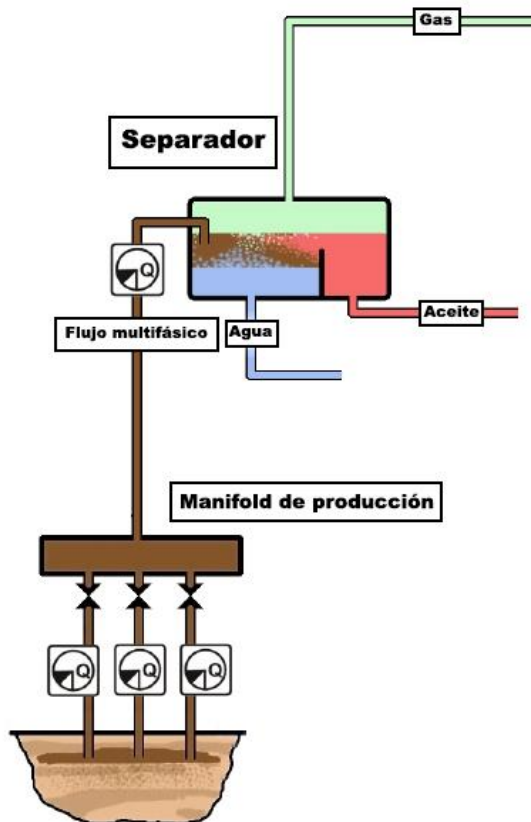
Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

7.2.1.2 Monitoreo continuo del comportamiento del pozo. El monitoreo de pozos es en esencia un muestreo regular de los datos de desempeño del pozo. Un cambio en el desempeño de uno o algunos pozos puede no ser detectado durante los períodos entre los que se han realizado las pruebas con pérdidas en producción. También se debe considerar que el desempeño estimado de cada pozo de producción será menos exacto que los resultados de las mediciones de las

pruebas de pozos debido a factores como el almacenamiento inexacto de datos, gráficos inexactos del desempeño de los pozos, etc.

A medida que los medidores multifásicos se vuelven cada vez más versátiles, es posible instalarlos en la línea de flujo de los pozos individuales, como se muestra en la para un monitoreo continuo, eliminando de esta manera algunas de las incertidumbres en los cálculos teóricos del desempeño del pozo.

Figura 17. Medidor multifásico en cada pozo.



Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

Figura 18. Medidores multifásicos en el campo "B" para pruebas y producción

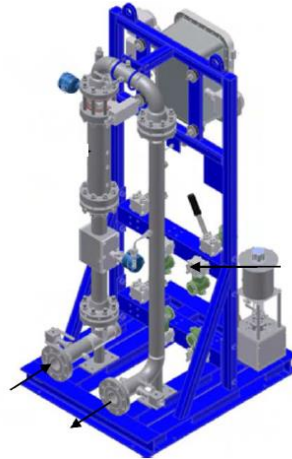


Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering.

8. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

8.1 MEDIDORES MULTIFÁSICOS AGAR

Figura 19. MMF 50 Cortesía Agar



Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

El último modelo medidor de flujo multifásico producido por Agar Corporation es la serie MPFM-50, que se muestra la figura 19 es El AGAR MPFM- 50 combina la tecnología avanzada de Coriolis con dispositivos de medición de flujo tradicionales para lograr una mayor precisión en todo el rango de GVF (0-100%), incluyendo el régimen de gas húmedo de 95-100%. El AGAR tiene un bajo costo y es medidor de flujo multifásico compacto que puede medir con precisión las tasas de aceite, de agua y de flujo de gas sin separación. El monitor de aceite / agua AGAR MPFM-50 es capaz de medir cortes de agua de 0 a 100% y no se ve afectada por el cambio en las salinidades.

El AGAR MPFM-50 elimina la necesidad de un equipo secundario costoso, tal como separador de fases, válvulas, y bombas para la medición de flujo. Es

totalmente autónomo y compacto para su uso en condiciones de campo peligrosas y puede ser fácilmente montado en un remolque para el servicio portátil.

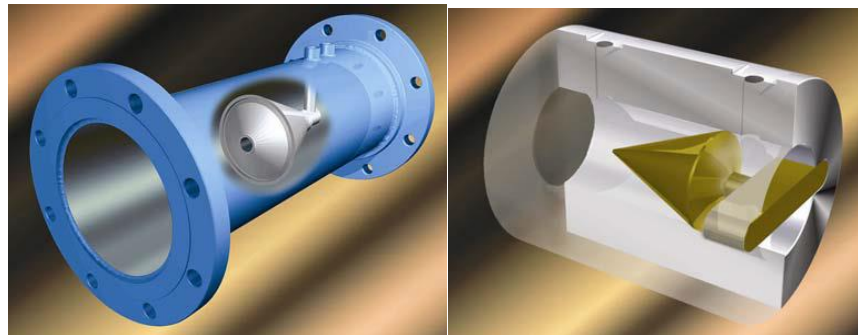
Tabla 1. Especificaciones bajo las cuales opera el medidor Agar MMF-50.

Especificaciones	Rango
Régimen de Flujo	Todos
GVF	0 a 100%
Corte de Agua	0 a 100%
Temperatura ambiente	menos 4°F a 160 °F
Temperatura del proceso	32°F a 212°F
Presión	Hasta 10000 Psi
Viscosidad	0.1 cP a 30 Cp.
Salinidad	0% a 30% por peso de NaCl
Partículas/Arena	5% por Volumen, Tamaño menor a 1mm
Máxima caída de presión	Menos de 5 Psi
Instalación	Flujo vertical ascendente

Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

8.2 MEDIDORES DE CONO McCROMETER

Figura 20. Esquemas de medidores: a) Medidor de Precisión V-Cone, b) Medidor de cono Wafer McCrometer



Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

El sistema de medición diseñado por McCrometer es similar a otras tecnologías que basan las mediciones en las lecturas de presión diferencial (DP) a través de una restricción de flujo. La característica única del diseño es la forma y posición del cono en relación con las tomas de presión. Según el fabricante, el cono en sí, actúa como un acondicionador de flujo para fluido aguas arriba para conseguir un

perfil aplanado bien desarrollado. Esto se logra mediante la interrupción de todas las perturbaciones del flujo centralizados, lo que resulta en un flujo bien mezclado y condicionado. Como resultado, los recorridos largos de tubería aguas arriba y / o aguas abajo son rectos.

La longevidad de los componentes del medidor y calibración se informó a ser muy bueno para el medidor V cono, que se estima en 25 años o más.

Tabla 2. Especificaciones para los medidores V-Cone de McCrometer.

Especificaciones	Rango
Régimen de Flujo	Todos
Coeficientes Beta Estándar	0.45 a 0.8
Pérdida en Cabeza	$\%Plots=(1.3-1.25\beta)*100$
Tamaño de la línea	0.5 a 120 in
Armadura conexión	Con brida, roscado, hub o estándar con extremo de soldadura. Otros disponibles a petición.
Configuración	Tubo de flujo de precisión y de tipo oblea (calibrado para la aplicación del cliente; ASME B31.3 construcción disponibles

Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

8.3 MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO PIETRO FIORENTINI.

Figura 21. Medidores de Pietro Fiorentini. Flowatch 3I y HS.



Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

Pietro Fiorentini actualmente tiene dos medidores de flujo multifásico disponibles, Las dos opciones de medidor de flujo son los FloWatch 3I y FloWatch SA.

El medidor Flowatch 3I es un modelo no-radiactivo, adecuado para zonas reguladas y estrictas en uso de fuentes radiactivas. Ya que no utiliza fuente radiactiva no requiere permisos específicos para su uso. El medidor Flowatch HS, es un modelo basado en la tecnología del medidor Flowatch 3I, con la adición de un densitómetro gama rápido, ideal para aplicaciones que requieren mayor precisión y para aplicaciones con alto contenido de gas.

El medidor Flowatch 3I utiliza una combinación de medición de DP en un Venturi, medición de impedancia (capacitancia /conductividad de la mezcla crudo/agua) y la medición de velocidad del flujo por medio de la técnica de correlación cruzada. En el medidor Flowatch HS, la densidad es medida con un densitómetro gama de alta velocidad patentado resultando en una mayor precisión.

El módulo de velocidad de flujo, es un dispositivo basado en el análisis de la fluctuación de la presión debido a la turbulencia, éste módulo mide la velocidad del flujo cuando éste contiene alto contenido de gas, es usado para medición de gas húmedo.

El módulo del sensor NIR es un sensor de corte de agua basado en espectroscopia diferencial de la absorción de radiación infrarroja cercana. Basado en la gran diferencia de la absorción de la luz infrarroja cerca entre el crudo y el agua. La medición no es afectada por el patrón de flujo ni la salinidad del agua.

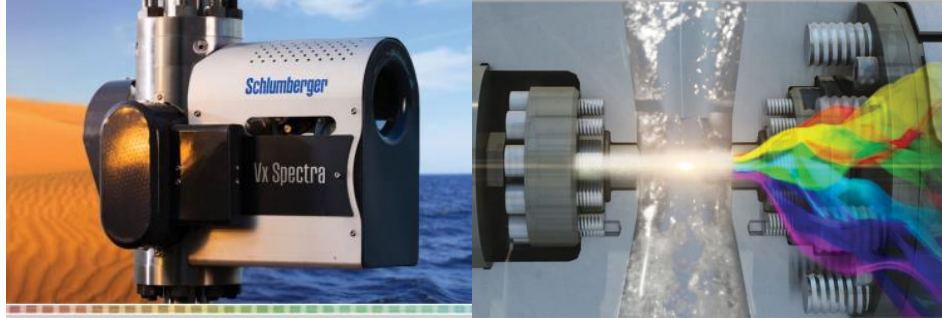
Tabla 3. Especificaciones de los medidores Pietro Fiorentini

Especificaciones	Rango
Régimen de Flujo	Todos
GVF	0 a 97%
Corte de Agua	0 a 100%
Viscosidad	Todos
Salinidad	Todos
Temperatura	302 °F
Presión	5000 Psi

Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

8.4 MEDIDORES VX SPECTRA DE SCHLUMBERGER

Figura 22. Medidor Vx Spectra de Schlumberger.



Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

El sistema de Schlumberger Vx Spectra, se ilustra en la figura 22 El medidor de flujo multifásico Vx Spectra utiliza la espectroscopia gamma completa avanzada para capturar con precisión la dinámica de múltiples fases al tiempo que permite el monitoreo y análisis de datos en tiempo real, ayudándole a tomar decisiones mejor informadas para maximizar la productividad de su yacimiento.

Recientes interpretaciones nucleares se basan en la correlación empírica para asignar correctamente los fotones a la ventana adecuada de niveles de energía. El medidor de flujo Vx Spectra utiliza espectroscopia gamma completa para medir con precisión en todos los niveles de energía el espectro gamma, proporcionando las mediciones de aceite individual, de gas y de la fracción de agua más precisos hasta la fecha.

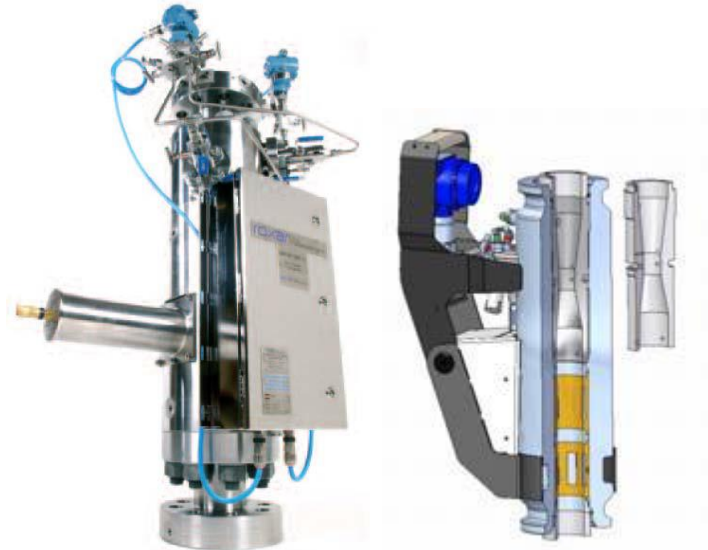
Tabla 4. Tabla de especificaciones Vx de Schlumberger.

Especificaciones	Rango
Régimen de Flujo	Todos
GVF	0 a 98%
Corte de Agua	0 a 100%
Viscosidad	0.1cP a 2000 cP
Salinidad	Todos
Temperatura	menos 4°F a 302 °F
Presión	5000 Psi a 15000 Psi

Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

8.5 MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO DE ROXAR

Figura 23. Medidor Multifásico Roxar 2600 VI.



Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

El medidor de flujo multifásico Roxar es un instrumento de medición de flujo que está diseñado para dar cabida del 0% a 100% de las proporciones de agua / líquido (WLRs) y 0% a 100% (GVF). El medidor calcula gas, líquido, y las tasas de flujo de agua sin separación a través de la medición de la impedancia eléctrica del fluido y el dimensionamiento del coeficiente de descarga Venturi para los fluidos extraídos del depósito. Como resultado de la innovación tecnológica en la empresa, Roxar ha desarrollado el software del medidor de múltiples fases y el procesamiento de señal mejorada que permite la medición de caudales de petróleo, gas y agua sin utilizar una fuente radiactiva. El método de procesamiento de señales se basa en la mejora de los algoritmos para el análisis de series temporales, y se analiza la variación en las mediciones de permisividad en el tiempo. De este modo la información que normalmente se filtra en el proceso de señal que se extrae para su uso.

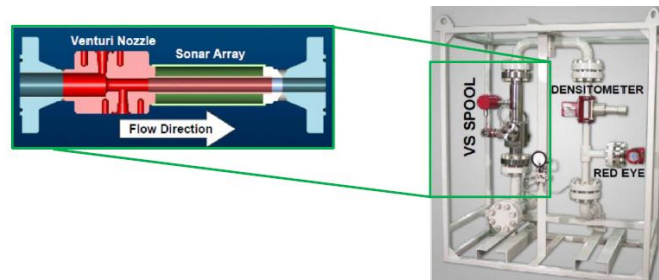
Tabla 5. Tabla de especificaciones para los medidores 2600VI de Roxar

Especificaciones	Rango
GVF	0-95%
Corte de Agua	0 a 100%
Temperatura	302 °F
Presión	10000 Psi

Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

8.6 MEDIDORES MULTIFÁSICOS DE WEATHERFORD

Figura 24. Medidor Alpha VS/RD de Weatherford.



Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

Un medidor modular en línea de gas húmedo y flujo multifásico. El equipo fue desarrollado inicialmente en su versión no-nuclear para la medición de gas húmedo preservando cierta capacidad de medición de tendencias en flujo multifásico. La configuración para gas húmedo incluye un dispositivo Sonar que mide la velocidad del flujo y una tobera-Venturi que mide el momento del flujo. Una segunda configuración incluye un densitómetro gamma que extiende la capacidad del instrumento para cubrir regímenes multifásicos en el rango completo de fracción volumétrica de gas (0-100% GVF). Ambas configuraciones emplean un espectrómetro que opera en el infrarrojo cercano para medir el corte de agua en presencia de gas, sin importar la química del agua y el estado de la emulsión.

Tabla 6. Tabla de especificaciones del medidor Alpha VS/RD de Weatherford.

Especificaciones	Rango
Régimen de Flujo	Todos
GVF	0 a 100%
Corte de Agua	0 a 100%
Temperatura ambiente	14°F a 160 °F
Temperatura del proceso	menos 4°F a 185°F
Presión	>3000 Psi
Viscosidad	Sin Especificar
Salinidad	Saturado
Caudal máximo aceite	10000 BPD
Caudal máximo de gas	100 MMscfd

Fuente: Final Report – Production Verification Enhancement

9. CONTEXTO REGULATORIO Y LEGAL CON SU APLICACIÓN EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS EN COLOMBIA PARA FISCALIZACIÓN

Por medio del proyecto de resolución de medición de hidrocarburos, expedida el 1 de abril de 2016, por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado.

Requisitos para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos

9.1 ARTÍCULO 4. OBLIGACIONES GENERALES DE LOS OPERADORES. SON OBLIGACIONES GENERALES DE LOS OPERADORES LAS SIGUIENTES:

1. Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de conformidad con lo establecido en la presente Resolución.
2. Contar con al menos un sistema de medición del volumen y determinación de calidad de los hidrocarburos y del agua de producción que se extraiga, cumpliendo con los requisitos establecidos en el presente reglamento.
3. Mantener los equipos e instrumentos del sistema de medición requeridos para la determinación del volumen de hidrocarburos y agua de producción de cada campo en cumplimiento de un plan de aseguramiento metrológico a partir de patrones calibrados y trazables a entidades acreditadas.

4. Mantener los equipos e instrumentos requeridos para determinación de calidad de hidrocarburos líquidos debidamente calibrados cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025 por una compañía acreditada por el ONAC, o quien haga sus veces, disponibles para verificación por parte de la autoridad de fiscalización. El análisis de gas natural deberá realizarse con equipos que se encuentren en control metrológico.

5. Elaborar y aplicar un manual de medición del volumen y determinación de calidad de hidrocarburos para los procesos y sistemas de medición que opere, que incluya procedimientos escritos y cronogramas de calibración, verificación y mantenimiento de los instrumentos y equipos que hacen parte del sistema, disponibles para verificación de la autoridad de fiscalización.

6. Llevar en una bitácora (física y/o electrónica) los registros diarios de todas las actividades de gestión de medición, incluyendo capacitaciones, calibraciones, verificaciones, mantenimientos, reparaciones, cambios de equipos e instrumentos de los sistemas de medición y laboratorio, reuniones de revisión gerencial y de gestión de no conformidades y auditorías, entre otras actividades.

7. Contar con personal competente tanto para la realización de procedimientos de medición y muestreo, como para el desarrollo de las pruebas de laboratorio, documentando la competencia de las personas encargadas de operar los equipos y realizar los ensayos de los parámetros de calidad del crudo y/o las calibraciones requeridas.

9.2 ARTÍCULO 5. MEDICIÓN DEL VOLUMEN DE LOS HIDROCARBUROS.

La medición oficial del volumen de los hidrocarburos que se recuperen en todo pozo o campo productor podrá ser estática o dinámica dependiendo del tipo y características del fluido a medir y los volúmenes a manejar.

La medición estática deberá realizarse en tanques de almacenamiento que cumplan con los requerimientos establecidos en Artículo 14 de la presente resolución, siguiendo los procedimientos y estándares establecidos en el Artículo 13.

La medición dinámica podrá realizarse a través de equipos de medición que cumplan con los estándares establecidos en el Capítulo 2 del Título 4 de la presente.

Parágrafo. Durante el desarrollo de pruebas iniciales de producción, se podrán utilizar equipos y facilidades instaladas de forma transitoria, cumpliendo con los lineamientos del presente Reglamento. Para las pruebas extensas de producción, las facilidades deberán ser aprobadas por la Autoridad de Fiscalización. A partir de la etapa de explotación comercial del campo, los sistemas de medición deberán ser instalados de forma definitiva hasta la terminación del contrato o convenio de explotación o hasta que se alcance el límite económico del campo.

1. Gravedad API
2. Contenido de agua y sedimentos menor o igual al 0,5% en volumen.
3. Contenido de sal menor o igual a 20 libras de sal por cada mil barriles (PTB).
4. Contenido de azufre

Los ensayos de calidad se deberán a 20 libras de sal por cada mil barriles tomadas en los Puntos de Muestreo Oficial, segransitor API MPMS Capo con los **Parágrafo 2.** En el evento de que no se logre obtener un producto dentro del 0,5% de contenido de agua y sedimentos, dicha condición deberá ser informada a la Autoridad de Fiscalización y corresponderá al Operador acordar con el transportador, los términos y condiciones para movilizar el producto.

9.3 ARTÍCULO 9. CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS GASEOSOS EN EL PUNTO DE MEDICIÓN OFICIAL.

El gas natural comercializable en los Puntos de Medición Oficial deberá cumplir con las condiciones establecidas en el Reglamento Único de Transporte -RUT o con las condiciones comerciales que se hayan pactado, según sea el caso

9.4 ARTÍCULO 15. MODELO DE MEDICIÓN DINÁMICA PARA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

El Operador deberá determinar el volumen de hidrocarburos que fluyen a través de un medidor de flujo siguiendo los lineamientos establecidos en la versión vigente API MPMS, Capítulo 5.

El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar, deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en la versión vigente de la norma API MPMS Capítulo 12 Sección 2.

9.5 ARTÍCULO 17. MODELOS DE MEDICIÓN PARA HIDROCARBUROS GASEOSOS.

Los modelos de medición que deben ser utilizados para la determinación del volumen de hidrocarburos gaseosos se encuentran establecidos en las normas referidas en el RUT para gas comercializable bajo condiciones de calidad y en la Tabla 1 de la presente resolución, para cada tipo de medidor, previa aprobación por la Autoridad de Fiscalización.

Parágrafo. Todo el gas producido deberá ser medido en forma continua mediante cualquiera de los medidores relacionados en la Tabla 1 del presente reglamento (MINISTERIO DE MINAS, 11-08-2015), de lo cual deberá llevarse un registro

diario físico y/o electrónico de conformidad con lo establecido en la norma API MPMS 21.1.

Del mismo modo se deberán medir los volúmenes de gas que se utilicen en la facilidad para levantamiento artificial o inyección al yacimiento, consumo en las operaciones, comercialización, entregas a planta de procesamiento, generación de energía y quema.

10. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE MEDIDOR REQUERIDO EN CAMPO

La selección de un medidor de flujo para unas especificaciones definidas puede ser un proceso complejo y las consecuencias de una selección incorrecta son pérdidas de desempeño, tiempo y dinero, con la posibilidad de daños a los equipos y las instalaciones. El objetivo de la selección, es restringir las opciones de medidores a los que cumplen o casi cumplen los requerimientos. El procedimiento de selección puede también actuar como una lista de control para que el medidor de flujo usado garantice que todas las variables han sido consideradas.

El comienzo de la selección de un medidor es la consideración del tipo de fluido a ser medido, líquido, gas o fluido miscible ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

10.1 SELECCIÓN BÁSICA DEL MEDIDOR

Para seleccionar un medidor de flujo para una aplicación específica, es necesario usar un proceso de eliminación, cuando el requisito de la aplicación es comparado con la especificación publicada por todos los medidores. Cuando la especificación de un medidor no cumple los requisitos de la aplicación en una de las cinco áreas listadas en él, esta será eliminada del proceso de selección.

La primera consideración es el área de aplicación. En el anexo A se listan 18 típicas aplicaciones, que se dividen en tres categorías de líquido, gas y miscible. Esto muestra cómo están disponibles comúnmente los medidores de cada grupo. El Anexo A da una lista detallada de los factores que requieren consideración cuando estos medidores se están evaluando.

10.2 CONSIDERACIONES DE DESEMPEÑO

GENERAL: El desempeño de un medidor de flujo puede variar significativamente dependiendo del diseño y el tipo de medidor.

En el anexo C se indican los datos típicos para los medidores más comunes de los todos los listados. Estos son rangos figurados dados para cada tipo de medidor y es posible encontrar proveedores con productos que son mejores o peores que los aquí mencionados. Los nuevos productos están apareciendo continuamente en el mercado a los cuales se les hacen mejoras todo el tiempo.

La precisión es requisito para la transferencia de custodia y en la aplicación del balance de materia.

PRESICIÓN DEL MEDIDOR: La precisión es la expresión cualitativa de la cercanía de un valor medido con respecto al valor verdadero, y es una indicación del desempeño, pero no los números reales pueden estar asociada a este, ya que el estándar contra el cual se evalúan los medidores tienen sus propios errores. No es posible medir flujo absolutamente.

La confusión que rodea las especificaciones de los medidores de flujo como son citados en términos de porcentaje de escala total o periódica

REPETIBILIDAD: Puede ser afectada por variaciones en temperatura, presión, viscosidad y otras propiedades de los fluidos como influencias ambientales externas.

LINEALIDAD: Es un parámetro importante en la determinación de la selección de un medidor de flujo, pero no debe ser confundido con la incertidumbre. El valor de una buena linealidad es particularmente importante para la señal de salida, donde

un solo valor del factor de medida puede ser usado como indicador del caudal bajo el rango de operación especificado.

RANGO DE FLUJO: La habilidad de un medidor particular para operar bajo un amplio rango de caudal es a veces el mayor requisito. Medidores modernos como el de turbina, másico y medidores oscilatorios pueden tener una amplia cobertura. Si un medidor es altamente repetible pero no necesariamente lineal, la salida puede ser condicionada a incrementar el rango de flujo útil. Particularmente la densidad y la viscosidad son también importantes pues pueden cambiar el rango de funcionamiento significativamente.

INCERTIDUMBRE: El desempeño del medidor se da cada vez más, en términos de incertidumbre y en nivel de confianza. La incertidumbre nos da una mejor indicación del desempeño del medidor. Este surge de dos errores: el sistemático y el aleatorio. No se debe confundir con error, la incertidumbre puede ser calculada como: $U = (X1 - X2) / 2$, mientras que el error es la diferencia entre el valor teórico y el valor experimental.

CARACTERISTICAS DE LA SEÑAL DE SALIDA: A menudo la señal de salida determina la opción del medidor. Dependiendo del diseño y el tipo, este puede ser una función de:

- Caudal volumétrico
- Caudal másico
- Caudal volumétrico total
- Velocidad media del flujo
- Punto de velocidad

Algunos medidores generan voltaje o salidas de corriente mientras que otros dan salidas de pulsos, cada pulso corresponde a un volumen discreto del fluido. Las salidas de los medidores de flujo volumétrico son algunas veces escaladas a

unidades de masa y viceversa. Las salidas de medidores de pulsos son generalmente mejor adecuados para indicar la tasa o en aplicaciones de totalización de flujo mediante interfaz de señales analógicas con elementos de circuito de control como válvulas.

Los niveles de salida de los medidores análogos pueden variar considerablemente (desde unos pocos milivoltios a varios Voltios) mientras que las salidas de pulsos van desde una corriente continua de hasta 10 Hz.

La magnitud y el tipo de señal de salida también debe ser examinada por compatibilidad con los computadores de flujo, los datos registrados, la alarma de instrumentos y la transmisión de datos al sistema. El sistema completo debe mantenerse tan simple como sea posible para minimizar el número de fuentes de error.

CAIDA DE PRESIÓN EN EL FLUJO MÁXIMO: Las restricciones en la caída de presión máxima permitida deben ser definidas antes de la selección del medidor. La aplicación puede tener presión de entrada o capacidad de bombeo limitada y una gran pérdida generada por la mala selección del medidor puede afectar la eficiencia del proceso. La mayoría de los medidores tienen una pérdida de carga no recuperable la cual varía con la velocidad de flujo. Este puede variar desde cerca de cero hasta varios bares. En la aplicación de algunos líquidos, la caída de presión excesiva resulta en cavitación o vaporización del líquido y como consecuencia se producen pérdidas de la precisión en la medición y posibles daños al medidor.

TIEMPO DE RESPUESTA: La respuesta del medidor al paso del cambio en el flujo puede ser importante en estas aplicaciones donde las fluctuaciones están presentes. En algunos casos puede ser necesario para las variaciones a la salida del medidor, en otros una respuesta más lenta a la salida puede ser designada a

proveer un promedio integrado. La respuesta transitoria normalmente es indicada en forma de tiempo constante o simplemente un tiempo de respuesta. Los valores de respuesta publicados varían desde unos pocos milisegundos a varios segundos.

SELECCIÓN DE DATOS REQUERIDOS:

En el anexo C se da una indicación de los datos típicos para cada grupo de medidores de flujo. Estos pueden ser utilizados para eliminar los medidores que no puedan cumplir con el desempeño del nivel requerido. Por ejemplo, El medidor Doppler ultrasónico no puede ser considerado si tiene una incertidumbre del orden de 0.2% de la velocidad requerida.

10.3 CONSIDERACIONES DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO.

GENERAL: Todos los medidores de flujo son afectados en algunos grados por una o más propiedades del fluido. Por lo tanto, la naturaleza del fluido debe ser medida como una gran influencia en el tipo de medidor que puede ser escogido. Para un buen conocimiento del fluido puro hay muchos textos de referencia y manuales de datos de propiedades físicas como la viscosidad, gravedad específica, presión de vapor y otros parámetros. Estos datos pueden ser comparados contra las especificaciones del medidor para estimar la conveniencia de un medidor en particular. A menudo la composición exacta de la corriente del fluido, la temperatura, las variaciones de presión y la naturaleza de la corriente no son conocidas. Esto supone una gran carga para el usuario para cuantificar las propiedades del fluido de manera que el fabricante pueda evaluar si su producto es aplicable o no.

TEMPERATURA Y PRESIÓN DEL FLUIDO: La presión y temperatura de operación del medidor de flujo tienen que estar definidas, especialmente en aplicaciones de gas donde las grandes variaciones de densidad pueden alterar la

selección de la tecnología de medición. La compensación de temperatura y/o presión puede ser requerida si las variaciones de las propiedades físicas del flujo son muy grandes. El diseño del cuerpo del medidor de flujo es también influenciado por la presión y la temperatura, por esta razón se deben conocer los valores máximos y mínimos para la correcta selección de los materiales de construcción. Donde la aplicación tiene grandes variaciones en la presión y temperatura del fluido, se debe tener cuidado extra en la selección.

DENSIDAD DEL FLUIDO Y GRAVEDAD ESPECÍFICA: Para la mayoría de las aplicaciones de líquidos, la densidad o gravedad específica es relativamente constante, pero en instantes donde las variaciones de temperatura son grandes, se puede llegar a necesitar alguna forma de compensación.

En aplicaciones de gas el rango de medida y la linealidad de algunos medidores dependen de la densidad del gas, cuyo valor, en condiciones normales y fluidas, requiere generalmente ser conocido con el fin de seleccionar el medidor apropiado. Los transductores de presión y temperatura localizados cerca al medidor de flujo permiten la compensación en línea de la densidad del gas a ser realizada, o la densidad puede ser medida directamente. Ellos también permiten la conversión a condiciones de referencia. Esto es común en transferencia de custodia de vapores hidrocarburos. Las aplicaciones a bajas densidades pueden presentar dificultades en algunos métodos, particularmente los que usan el impulso del gas para operar el medidor (grupo 4) del Anexo A.

VISCOSIDAD Y LUBRICIDAD: El desempeño del medidor es función del número de Reynolds, lo cual, en parte, es establecido por la viscosidad del líquido. El preciso conocimiento de la viscosidad del gas no es tan crítico como para los líquidos. A diferencia de las viscosidades de los líquidos las viscosidades del gas no cambian significativamente con la temperatura y la presión. Las viscosidades del gas son generalmente bajas y la variación entre diferentes gases también es

relativamente baja. La viscosidad puede afectar el rango de medida de los medidores de flujo de diferentes maneras. La mayoría de los medidores del (grupo 3) anexo A: (Tipo desplazamiento) puede incrementar en rango de flujo tanto como la viscosidad aumente mientras que, los del (grupo 4) anexo A. pueden sufrir de reducción del rango de medida cuando aumente la viscosidad.

El conocimiento de la temperatura y viscosidad es a menudo requerida para evaluar la aplicabilidad del medidor.

Algunos líquidos son no Newtonianos en la naturaleza y su comportamiento de flujo es muy complejo y no es fácilmente predecible. En estas aplicaciones la selección del medidor debe ser hecha con extrema precaución y siempre en plena consulta con el proveedor.

PROPIEDADES QUÍMICAS: La naturaleza química de la corriente de fluidos puede ser crítica algunas veces. Ciertos fluidos pueden promover la corrosión, escalas en superficies o acciones electrolíticas en superficies metálicas. Todo esto puede afectar la vida del medidor y muchos fabricantes por esta razón ofrecen materiales para soportar la mayoría de los fluidos.

Ciertos químicos pueden causar recubrimiento o cristalización en las superficies. Esto puede afectar los espacios libres en las partes móviles, la eficiencia de detección y transmisión del ultrasonido. La degradación del desempeño puede ser aceptada donde esta no pueda ser evitada.

La radioactividad presenta problemas especiales, aquí se requiere que los medidores ofrezcan una alta fiabilidad ya que, a menudo no es posible hacerle mantenimiento regular del desempeño. Este por lo general requiere de medidores sin partes móviles y de instrumentación de control electrónico.

COMPRESIBILIDAD Y OTRAS VARIABLES: Para aplicaciones de gas y vapor, los datos de compresibilidad pueden ser necesarios para determinar la densidad del fluido de operación. Esta información está disponible para muchos fluidos de composición constante, permitiendo hacer el cálculo de la densidad usando la presión, temperatura, compresibilidad y datos de composición. Para fluidos de composición variable y operaciones cerca o en condiciones supercríticas de la región a la línea se debe considerar la medición de la densidad.

Ciertas técnicas de medidas requieren de consideración de propiedades específicas del fluido. Por ejemplo, en el (grupo 6) Anexo D. de medidores (tipo electromagnético) depende de suficiente conductividad eléctrica para funcionar y algunos del (grupo 9) Anexo D. de medidores requieren una adecuada capacidad térmica y conductividad.

Los fluidos los cuales son inflamables o reaccionan violentamente con otros materiales, necesitan medidores de flujo que son fabricados con un diseño certificado.

FLUJO MULTIFÁSICO Y MULTICOMPONENTE: La medición de flujos multifásicos y multicomponente debe ser abordado con extrema precaución. La experiencia ha mostrado que el desempeño puede ser muy variable y en algunos casos es desconocido.

Usualmente el desempeño del medidor es evaluado en flujos de una sola fase y no hay dos fases estándar para evaluar alguna variación sistemática de la calibración de un solo fluido.

La vida de un medidor puede también variar extensamente. Siempre que sean posible las fases deben ser separadas para garantizar la incertidumbre de medida más baja, pero, hay aplicaciones donde esto no es práctico, posible o deseable.

Algunas veces el mismo fluido se presenta en dos fases, el caso más común es el vapor húmedo, en donde las gotas de vapor son arrastradas en el vapor, el ambiente o las variaciones en los procesos de presión y temperatura pueden alterar el estado del flujo esperado y el medidor puede no ser capaz de hacer frente a las variaciones de las propiedades del fluido. Existen medidores disponibles para estas aplicaciones, pero la especificación requiere de un cuidado más grande que para las aplicaciones de una sola fase.

Las lechadas pueden ser manejadas por medidores electromagnéticos, y diseños especiales de masa, ultrasónicos, y de presión diferencial. Es importante que sea posible definir completamente las condiciones del fluido, esto significa definir el tamaño de la partícula, concentración y la naturaleza de la fase sólida, los sólidos pueden ser abrasivos, fibrosos y de tamaño no uniforme y las mezclas abrasivas causaran una erosión constante el cual puede causar un incremento en el error de medida que puede causar por ultimo falla en el medidor. Cuando fluyen mezclas de líquidos y gases, las características de las fases, más los fenómenos de las interfaces afectan la naturaleza del flujo, y aunque el régimen de flujo es independiente en las proporciones relativas de líquidos y gases, y la orientación de la tubería, se podrá requerir un medidor para afrontar diferentes flujos, aunque la distribución exacta de las fases sea desconocida.

El desempeño obtenido en estos casos es difícil de estimar, pero muchas veces suele ser peor que para operaciones de una sola fase, a menudo dos o más líquidos fluyen juntos y se requiere de la medición de la mezcla, donde los líquidos son miscibles no presentan mayor problema, donde los líquidos son inmiscibles a menudo hay problemas de homogeneidad de la corriente. El flujo puede existir como estratificado o bache, con el patrón de flujo actual dependiendo de las concentraciones relativas y las diferencias en la densidad como con flujos de gas/líquido que pueden estar sujetos a grandes variaciones en las características del flujo, el cual, también son dependientes del diseño de la instalación.

10.4 CONSIDERACIONES DE INSTALACIÓN

GENERAL: Los requisitos de instalación varían para las diferentes técnicas de medición. Algunos diseños necesitan largas y rectas longitudes de tubería aguas arriba, un flujo desarrollado completo a la entrada del medidor (algunos del grupo 1 y 4 por ejemplo) mientras que otros, como los del grupo 3 no son influenciados por la entrada en la tubería a la misma extensión. Sin embargo, algunos medidores son especificados sin la debida consideración de la ubicación del medidor en relación a la dirección del flujo, orientación, servicio y mantenimiento y otros parámetros. El dato publicado sobre el desempeño de los medidores de flujo muestra una fuerte influencia de los efectos de la instalación. En el Anexo B lista varios factores que necesitan consideración bajo la restricción de instalación.

En el Anexo E. se da los datos sobre los requisitos de instalación e indica si componentes como filtros, o reguladores de flujo deben ser instalados.

ORIENTACIÓN DE LA TUBERÍA DE TRABAJO: La orientación de la tubería puede en algunas instancias afectar la elección del medidor de flujo.

El desempeño de algunos medidores puede variar entre instalaciones verticales u horizontales. Por ejemplo; se pueden notar efectos severos en algunos flujos verticales descendentes, donde la carga de los componentes rotatorios podría provocar pérdida de la linealidad o pobre repetibilidad. La orientación de la mayoría de los medidores es especificada por los fabricantes y estas recomendaciones deben ser seguidas. Donde se necesite instalar el medidor en otra orientación se requiere de una mayor aclaración que debe ser suministrada por el proveedor. La orientación también puede depender de la naturaleza del flujo. Por ejemplo, las configuraciones de partículas sólidas se pueden producir en tuberías horizontales, y por lo tanto la medición en suspensión se realiza mejor en líneas verticales.

Los medidores de una sola fase deben ser instalados en líneas horizontales, siempre que sea posible, salvo indicación contraria. Este se aproxima más a la instalación donde el medidor esté aproximadamente calibrado. Sin embargo, algunos medidores no se ven afectados significativamente por la orientación. En el anexo E se dan las orientaciones generales.

DIRECCIÓN DEL FLUJO: Es muy importante notar que algunos medidores de flujo operan en una sola dirección y una incorrecta instalación podría provocarles un daño permanente. También es importante identificar la posibilidad de que exista flujo en reversa por condiciones de falla. Si la instalación puede requerir de retención o válvulas cheque para asegurar el medidor. El desempeño de estos, capaz de operaciones bi-direccionales pueden variar entre direcciones de avance y retorno. La mayoría de los medidores de flujo tiene la dirección de flujo marcada en el cuerpo del medidor. Los fabricantes aplicarán la calibración solo para usos en esta dirección. En el caso de los bi-direccionales los medidores deben ser calibrados en ambas direcciones.

TUBERÍA AGUAS ARRIBA Y AGUAS ABAJO: La mayoría de los medidores de flujo son afectados en algunos grados por las condiciones de entrada del flujo y los cuidados que deben tomarse para asegurar un buen perfil de flujo. El diseño de la tubería puede presentar varios tipos de perturbación del flujo, el más común es la distorsión en la velocidad del perfil y los remolinos. La distorsión en el perfil de velocidad puede ser causado por una obstrucción parcial bloqueando la tubería, por ejemplo, una válvula o por la influencia de una curva. El remolino es comúnmente causado por dos o más curvas en diferentes planos. Estos efectos pueden ser controlados ya sea asegurando una larga línea recta de tubería aguas arriba del medidor o por la instalación de un dispositivo de regulador de flujo.

En instalaciones mal diseñadas, ambos efectos pueden ocurrir juntos y se requerirá un acondicionador especial de flujo. No es solo el accesorio que el

medidor necesita inmediatamente ser considerado sino también la combinación más arriba de la línea que puede ser de hecho la causa de las diferentes perturbaciones que se producen más cerca de los accesorios. Estos efectos pueden ser reducidos mediante la introducción de mayor distancia como sea posible entre componentes que provoquen perturbaciones, en lugar de agruparlos cerca, como ocurre a menudo. Un ejemplo muy común es un simple codo aguas abajo de una parte de la válvula abierta. Es importante también asegurar que sean longitudes cortas y rectas aguas abajo sin obstáculos, se incluyen para minimizar los efectos del flujo a la salida del medidor.

La cavitación y la condensación son dos efectos más que pueden ser causados por una mala tubería, estos problemas pueden ser evitados para asegurar que no haya cambios grandes y repentinos en el diámetro de la tubería u ocurra cambios en la dirección del flujo. Las configuraciones de la tubería también pueden generar pulsaciones.

TAMAÑO DE LAS LÍNEAS: Tuberías pequeñas o muy grandes a menudo restringen las opciones de medidores de flujo. Algunos medidores de flujo no son fabricados en un amplio rango de tamaños y aunque un medidor particular pueda reunir los requisitos del usuario, este puede no estar comercialmente disponible.

Bajas velocidades en tuberías largas o altas velocidades en tuberías pequeñas pueden requerir cambios del diámetro de la tubería para producir a la velocidad que cabe dentro del rango de los medidores comerciales disponibles. Una velocidad demasiado baja restringe las opciones para el medidor y una velocidad demasiado alta puede causar daños o excesiva caída de presión.

UBICACIÓN PARA MANTENIMIENTO: La importancia de la ubicación para mantenimiento no siempre es reconocida. Como una regla general, la

accesibilidad debe ser provista y el medidor debe ser localizado donde se pueda permitir un mantenimiento o reemplazo completo con el mínimo esfuerzo.

Algunos medidores pueden ser instalados en ambientes los cuales restringen el mantenimiento. Estas son usualmente áreas peligrosas, por ejemplo, de alta radiación. En estos casos la opción del medidor es influenciada por los requisitos y no por el mantenimiento.

VIBRACIONES LOCALES: Algunos medidores son susceptibles a la vibración y el diseño adecuado de las tuberías debe ser considerado en todas las corridas de la medición. Los amortiguadores de pulsaciones pueden remover los efectos de las bombas y los compresores, pero todos los instrumentos deben ser localizados bien lejos de las fuentes de vibración o pulsaciones. Es bueno en la práctica permitir a los fabricantes de los medidores revisar la distribución de las tuberías para asesorar o hacer alguna modificación que pueda ser requerida para minimizar estos efectos

LOCALIZACIÓN DE VÁLVULAS: Las líneas de los medidores de flujo generalmente tienen válvulas de control de flujo y válvulas de líneas de aislamiento. Las válvulas de control de flujo deben ser localizadas aguas abajo del medidor para evitar alguna perturbación en el perfil de flujo o cavitación asociado con las válvulas, afectando el medidor. Las válvulas aparte de controlar el flujo también pueden incrementar la contrapresión en el medidor. Es esencial que la presión en el medidor sea mantenida significativamente más alta que la presión de vapor para evitar cavitación para ciertos medidores, ejemplo turbinas de líquidos.

Aguas arriba y aguas abajo las válvulas son frecuentemente provistas para aislar los medidores para el mantenimiento. Las válvulas aguas arriba deben ser de paso total, pero deben ser localizadas lo suficientemente lejos aguas arriba para evitar perturbaciones en el perfil de flujo y la entrada al medidor. Para la

transferencia de custodia usando líneas múltiples las válvulas aguas abajo debe ser de alta integridad, doble bloqueo y purga. Una línea de repuesto o bypass es a menudo provista para permitir flujo cuando un medidor este en mantenimiento o en calibración.

CONEXIONES ELÉCTRICAS: La mayoría de sistemas de medidor modernos incorporan equipos electrónicos cerca al medidor. Es importante que las fuentes de poder disponibles sean suficientes para el medidor seleccionado. Cuando el nivel de la señal de salida generada para el medidor es inadecuado, preamplificadores compatibles con la aplicación ambiental deben ser usados. Todas las conexiones eléctricas deben ser protegidas contra perdidas por interferencia eléctricas. Los fabricantes pueden aconsejar sobre conexiones eléctricas y tipos de cableado requerido.

INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA: Las señales de salida de algunos tipos de medidores de flujo son susceptibles a la presencia de grandes fuentes de poder. Estas fuentes de poder pueden producir sobrecargas en los cables de señal los cuales son detectados en los pulsos de salida del medidor. Ellos también pueden afectar el trabajo eléctrico del medidor, ejemplo medidor de flujo electromagnético distorsión de campo. La señal del cable debe ser enrutada bien lejos de los cables de poder para minimizar los efectos de interferencia electromagnética (EMI) y los efectos interferencia de radio de frecuencia (RFI).

PROVISIÓN DE ACCESORIOS: Algunas instalaciones de medición pueden requerir equipos adicionales para garantizar una operación satisfactoria del medidor. Por ejemplo, el de desplazamiento positivo (grupo 3) anexo E y medidores de turbina (grupo 4) anexo E generalmente requieren algunas formas de filtración aguas arriba del medidor.

Algunas aplicaciones también pueden requerir instrumentación adicional para completar la medición requerida. Por ejemplo, las aplicaciones de flujo másico pueden usar medidores de flujo volumétrico convencional con instrumentación de presión y temperatura. Alternativamente mediciones de presión y temperatura pueden ser requeridas para el propósito de compensación.

Otros equipos pueden incluir detectores de gas para proporcionar una advertencia si el medidor no está corriendo lleno de líquido o la traza de calefacción para prevenir la congelación de la línea de fluido o para el control de la condensación. Las piezas más exóticas de los equipos pueden incluir pararrayos o sistema de batería de respaldo.

PULSACIONES Y FLUJO INESTABLE: Los flujos pulsantes deben ser evitados siempre que sea posible ya que la mayoría de los medidores de flujo sobre registran en estas aplicaciones. Los casos más comunes son la presencia de bombas de desplazamiento, compresores alternativos, válvulas oscilantes o reguladoras u osciladores hidráulicos tales como desprendimientos de vórtices. Si la presencia de pulsaciones es sospechada, la amplitud y frecuencia deben ser medidas por un dispositivo de respuesta rápida tal como una sonda de anemómetro de alambre caliente.

Esto determinará si la necesidad de altas respuestas debe aparecer junto con los otros parámetros de desempeño antes de empezar con el procedimiento de selección. Es bien sabido que todos los tipos de medidores de presión diferencial están sujetos a errores por pulsaciones como ya fue discutido. Pero es menos conocido que el de los medidores de turbina y vortex, por ejemplo, puede dar lugar a un exceso de errores de registro tan graves como los incurridos por los medidores de orificio. Es también necesario apreciar que puede haber efectos de pulsaciones separadas en dispositivos primarios y secundarios.

Los efectos de pulsaciones pueden ser minimizados por la instalación de amortiguadores como.

El flujo inestable es una forma menos seria de las pulsaciones, el cual puede derivarse por ejemplo por las operaciones de las válvulas de control de gran tamaño. La respuesta de alta frecuencia de los medidores de flujo usualmente puede ser tolerada en niveles bajos por inestabilidad de flujo.

10.5 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

GENERAL: Las condiciones ambientales y posibles variaciones en estas condiciones esperadas alrededor del medidor de flujo, deben ser consideradas en el procedimiento de selección. En los anexos B y anexo F se listan los factores relevantes.

TEMPERATURA AMBIENTE: Los dispositivos electrónicos y en algunos casos los medidores pueden ser afectados por cambios de temperatura. Los medidores de flujo pueden experimentar cambios dimensionales, mientras que los componentes afectados en la electrónica secundaria pueden disminuir su desempeño. Los cambios en densidad y viscosidad del fluido también pueden ocurrir debido al calor transferido a través del cuerpo del medidor. Algunas veces es posible localizar en el medidor dispositivos de lectura en diferentes lugares para proteger la electrónica de los efectos de la temperatura. El uso de carcasas de ambiente controlado puede ser necesario en algunas instancias.

El aislamiento térmico de la tubería de trabajo es requerido donde los cambios de temperatura ambiente afecten las propiedades de flujo. Cuando la incertidumbre total del flujo medido está siendo calculada, los efectos ambientales pueden ser una de las fuentes de incertidumbre. Además, los materiales de construcción del

medidor y la tubería asociada necesitan cuidado en la evaluación cuando ocurren grandes variaciones de ambiente y procesos de temperatura.

HUMEDAD: Una humedad alta puede acelerar la corrosión atmosférica y electrolítica y puede disminuir el aislamiento eléctrico. Baja humedad puede inducir electricidad estática. El problema derivado de la humedad puede ser causados por el rápido cambio en el ambiente o los cambios en los procesos de temperatura. El usuario debe saber el rango de variaciones esperadas y chequear que este no produzca problemas en la operación, teniendo en cuenta que el medidor está siendo usado.

SEGURIDAD: En aplicaciones con ambientes peligrosos los medidores deben ser seleccionados con respecto a la compatibilidad atmosférica, clasificación en el área eléctrica y otras regulaciones de seguridad o estándares que puedan aplicarse.

Atmósferas químicamente agresivas pueden ocasionar corrosión externa del medidor o pueden afectar las lecturas electrónicas si no se instala a distancia.

En estos casos, en donde vapores inflamables o partículas de polvo inflamable estén presentes, se deben considerar recintos especiales, evitando el uso de grandes fuentes de energía eléctrica.

INTERFERENCIA ELECTRICA: Los cables de poder, motores eléctricos e interruptores de procesos de todo el proceso de interferencia electromagnética (EMI) el cual puede causar fuentes de error.

10.6 CONSIDERACIONES ECONOMICAS

GENERAL: Cuando se mira el costo total de la medición, varios factores deben ser examinados y no simplemente el precio de compra. En el Anexo B se incluye una lista de las variables económicas a ser consideradas y en la anexa G se indican los costos relativos de lo más importante de eso. Esto debe ser usado con precaución desde los diseños dentro de cada grupo que varían considerablemente en todos los aspectos listados.

COSTOS DE INSTALACIÓN: Algunos métodos de medición requieren atención para el acondicionamiento de flujo y la provisión de largas longitudes de salida para asegurar un buen desempeño. La correcta instalación puede requerir tubería de trabajo extra o la provisión de una línea de bypass para el mantenimiento y revisión de rutina. Una placa de orificio más una celda de presión diferencial relativamente económica, pero cuando es correctamente instalada en una corrida de medición completa, con las platinas adecuadas, el costo total en muchos casos es el costo básico del elemento. Otros factores de costo pueden incluir la necesidad de comprar válvulas de cierre, filtros u otros equipos auxiliares para completar la corrida. Todo esto contribuye a los costos de instalación completa, pero son pocas veces considerados en los aspectos económicos de selección.

COSTOS DE CALIBRACIÓN: Los costos de calibración generalmente incrementan en proporción al nivel de desempeño requerido. Para calibraciones con bajos niveles de incertidumbre, las instalaciones de prueba acreditadas, que son necesarias, pueden ser costosas si se construyen o contratan. Los costos de calibración listados en el anexo G indican este hecho. La frecuencia de las calibraciones afecta los costos en general. Algunos medidores requieren recalibración periódica mientras que otros medidores necesitan ser chequeados con poca frecuencia. Otros tipos de medidores solo requieren revisión visual y chequeo dimensional (grupo 1 por ejemplo) y la prueba de flujo puede no ser

requerida. Los medidores proporcionados son diseñados y usados de acuerdo con los estándares apropiados. De nuevo el nivel requerido de desempeño es importante cuando se examinan los costos de calibración. El proveedor puede aconsejar la frecuencia de calibración requerida y el costo específico de estas aplicaciones.

COSTOS DE OPERACIÓN: Los costos de operación son principalmente asociados con la energía requerida para operar el sistema de medición escogido. Estos pueden incluir los costos de energía asociados con la electrónica dentro del sistema, (el cual es muy bajo en la mayoría de medidores modernos), como los costos de bombeo que en realidad son los que maneja el fluido a través del medidor. Esto significa que la pérdida de presión a través del medidor es importante ya que, en la mayoría de los casos, no es recuperable. Por ejemplo, los medidores de inserción ofrecen ahorros considerables en costos sobre los medidores de paso total en tuberías largas, porque ellos ofrecen radios de obstrucción más bajos, sin embargo, su desempeño no es tan bueno como el del medidor de paso total y la selección puede volverse una compensación entre estos factores. Cada aplicación debe ser examinada para determinar si el ahorro puede ser hecho si las diferentes técnicas de medición cumplen todos los criterios.

COSTOS DE MANTENIMIENTO: Los costos de mantenimiento son los gastos de mantener un sistema de medidores de flujo funcionando, una vez este ha sido instalado oficialmente y tiene dos componentes principales, piezas y mano de obra. Los medidores con partes móviles generalmente requieren más mantenimiento. Un ejemplo puede ser el reemplazo periódico de los rodamientos, rotores, engranajes del eje de transmisión que por experiencia se desgasta con el tiempo. Sin embargo, los medidores sin partes móviles pueden requerir también atención frecuente, un ejemplo común de ello es la comprobación de los bordes de la placa de orificio.

COSTOS DE REPUESTOS Y DISPONIBILIDAD: El costo de los repuestos generalmente incrementa con la complejidad del medidor y con la capacidad de estos medidores en cuanto a su desempeño. Las partes de los repuestos de medidores fabricados en el exterior pueden costar más que los instrumentos producidos localmente, y los repuestos disponibles también pueden causar más de un problema. Un consejo de los proveedores de un mismo tipo es tener en cuenta que es importante los costos de repuestos y su disponibilidad.

11. ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE MEDIDORES MULTIFÁSICOS Y MEDICIÓN CON MÉTODOS CONVENCIONALES

Cuando los operadores deben decidir entre un enfoque tradicional para las facilidades de producción y un medidor multifásico (MMF), ellos deben comparar el capital y el costo de funcionamiento (CAPEX Y OPEX) de cada solución. Con el fin de lograr esto, el CAPEX y OPEX de la misma marca de separadores de prueba y medidor de flujo multifásico fueron obtenidos.

Un modelo económico determinístico fue desarrollado para evaluar el factor económico tanto del MMF y el separador de prueba. Se considerarán dos casos: Caso A que considera si será más económico reemplazar el separador de prueba por un medidor de flujo multifásico, cuando el separador de prueba ya está en marcha. Caso B considera cuál de los dos medidores es económicamente más factible de instalar.

11.1 DESARROLLO DEL MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se propone un modelo general para habilitar la gestión de comparar los costos para una inversión tanto de un MMF como de un separador de prueba y tomar una decisión. Este modelo considera todos los costos asociados en la evaluación de vida útil de cada medidor. La comparación de alternativas se hará mediante el modelo del valor presente neto incremental (VPNI).

Valor presente neto incremental. El Valor Presente Neto Incremental es muy utilizado cuando hay dos o más alternativas de proyectos mutuamente excluyentes y en las cuales solo se conocen los gastos. En estos casos se justifican los incrementos en la inversión si estos son menores que el Valor Presente de la

diferencia de los gastos posteriores. El modelo se desarrolla de la siguiente manera:

-Costo total, CT

-MMF, Medidor multifásico

-SP, Separador de prueba

$$CT = -CAPEX - OPEX \quad \text{Ecuación (1)}$$

$$CT_{MMF} = -(CAPEX + OPEX)_{MMF} \quad \text{Ecuación (2)}$$

$$CT_{SP} = -(CAPEX + OPEX)_{SP} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Al costo total se le aplican los descuentos respectivos que se requieran para obtener el valor presente VP.

$$VP_{MMF} = \left(\frac{CT}{(1+d)^n} \right)_{MMF} \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$VP_{SP} = \left(\frac{CT}{(1+d)^n} \right)_{SP} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde, d= tasa de interés

Entonces el valor presente neto incremental VPNI es calculado. Este se realiza bajo el siguiente modelo.

$$VPNI = VP_{MMF} - VP_{SP} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Por lo tanto, sustituyendo por los valores de VP dados, se obtiene:

$$VPNI = \left(\frac{CT}{(1+d)^n} \right)_{MMF} - \left(\frac{CT}{(1+d)^n} \right)_{SP} \quad \text{Ecuación (7)}$$

Dado que los denominadores son los mismos, generalmente se concluye que:

$$VPNI = \sum_{n=1} \left[\frac{CT_{MMF} - CT_{SP}}{(1+d)^n} \right] \quad \text{Ecuación (8)}$$

Para calcular el VPNI se deben realizar los siguientes pasos:

- Se deben colocar las alternativas en orden ascendente de inversión.

- Se sacan las diferencias entre la primera alternativa y la siguiente.
- Si el VPNI es menor que cero, entonces la primera alternativa es la mejor, de lo contrario, la segunda será la escogida.
- La mejor de las dos se compara con la siguiente hasta terminar con todas las alternativas.
- Se deben tomar como base de análisis el mismo periodo de tiempo.

11.1.1 Caso A. En este caso se considera si es mejor cambiar un separador de prueba que ya está en marcha por un medidor multifásico, se tomarán los valores encontrados en la referencia artículo "*Economic Evaluation of Multiphase Meter*", Leonardo Journal of sciences (**Leonardo Journal of Sciences, 2007**) y posteriormente se compararán con los datos obtenidos en un caso local.

11.1.2 Caso B. En este caso se considera cuál de los dos es económicamente viable, para su instalación si un medidor multifásico o un separador de prueba.

12. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

El proceso que se siguió para el diseño de la metodología de análisis, en primera instancia, fue la revisión bibliográfica de metodologías para la selección de tecnologías de medición de fluidos. Luego, se revisó el estado del arte de las tecnologías de medición multifásica existentes, incluyendo el contexto regulatorio y legal relacionado con su aplicación en la medición de fiscalización de hidrocarburos y gas en Colombia.

Para seleccionar un sistema de medición multifásica para pruebas de pozo, es necesario tener en cuenta las necesidades que se desean suplir con ese dispositivo, es decir, si se implementa este sistema de medición en una batería de producción, es porque trae mayores ventajas que un sistema convencional, ya sea en la parte técnica y/o en la económica.

Inicialmente para seleccionar un sistema de medición multifásica, se debe tener en cuenta 5 consideraciones principales.

- De desempeño: Son las condiciones a las cuales trabaja el medidor.
- De las propiedades del fluido: Son las condiciones del fluido, el cual va a ser medido.
- De instalación: Son las condiciones físicas a las cuales será expuesto el medidor.
- Ambientales: Condiciones ambientales y posibles variaciones a las cuales el medidor será expuesto.
- Económicas: Son los costos asociados al sistema en general, tanto para inversión inicial, como para los costos de operación.

A partir de estas consideraciones, debemos tener en cuenta que el objetivo principal de la medición de flujo multifásico es determinar las tasas de flujo de los componentes individuales, por ejemplo, agua, gas y aceite. Desafortunadamente no hay un instrumento simple, el cual mida estos parámetros directamente y es necesario combinar muchos dispositivos para calcular las tasas de flujo de las lecturas combinadas. Hay muchas combinaciones posibles y el número de instrumentos requeridos depende de si sí o no los componentes pueden ser mezclados juntos aguas arriba de la instrumentación (flujo homogéneo). Si la homogeneidad del flujo puede ser lograda, entonces solo tres instrumentos serán requeridos, y cada medición tiene una característica del flujo de fluido mezclado; si no, entonces las velocidades y concentraciones del componente individual tienen que ser determinadas.

Para el propósito de la medición multifásica, esta puede ser hecha considerando cuál parámetro puede ser medido y a través de cuál principio físico el instrumento opera.

La línea de medición se lleva a cabo directamente en la línea de flujo multifásico, por lo tanto, no requiere separación y/o el muestreo de los fluidos.

La tasa del volumen de flujo de cada fase es representado por la fracción del área multiplicado por la velocidad de cada fase. Esto significa que mínimo 6 parámetros tienen que ser medidos o estimados (T, p, v, W, x, α o

Clasificación de medidores considerando el parámetro a medir:

- Medidor de densidad (ρ)
- Medidor de velocidad (v)
- Medidor de flujo másico (ρv)
- Medidor de momentum (ρv^2)

Los diferentes principios físicos de los diferentes medidores de flujo son:

- Mecánico
- Hidráulico
- Acústico
- Eléctrico
- Gamma Ray
- Neutrones
- Atenuación de microondas
- Espectroscopia infrarroja.

Los diferentes principios físicos de funcionamiento, se utilizan para medir diferentes parámetros.

12.1. Medición de densidad

- Absorción de gamma ray
- Interrogación de neutrones
- Tubo de peso
- Anemómetros de películas calientes
- Pruebas de capacitancia y conductancia
- Medidor de flujo ultrasónico

12.2. Medición de velocidad

- Activación pulsada de neutrones
- Medidor de flujo electromagnético
- Medidor de flujo turbina
- Correlación cruzada Gamma Ray
- Correlación cruzada de neutrones
- Correlación cruzada acústica
- Correlación cruzada Capacitancia/conductividad
- Velocímetro laser Doppler

12.3. Medición de flujo másico

- Medidor de flujo de masa verdadero
- Tubo vibrante
- Medidores de flujo de presiones diferenciales

12.4. Medición de flujo de impulso (Momentum)

- Medidor Venturi
- Placa de orificio

En la siguiente tabla se muestra la selección de medidores por diferentes parámetros, para algunos medidores multifásicos disponibles en el mercado.

Tabla 7. Tabla de medidores con la respectiva tecnología usada.

MEDIDORES	TECNOLOGÍA
AGAR 50	Coriolis- Tecnología tradicional
CONO Mc CROMETER	DP -con restricción de flujo
PIETRO FIORENTINI-FLOWATCH 3I-HS	DP en un Venturi - Impedancia
ROXAR 2600VI	Conductancia Eléctrica - Venturi
SCHLUMBERGER-VX SPECTRA	Espectroscopía Gamma Completa
WEATHERFORD- RED EYE	Ultrasónico – Densitómetro Gamma

Fuente: Handbook of Multiphase Flow Metering

Después de este paso, lo siguiente es tomar las especificaciones del medidor y compararlas con las que se muestran en la tabla de especificaciones de los medidores. Las propiedades con las cuales se comparan son las siguientes: Presión máxima de operación, temperatura de operación, patrones de flujo, porcentaje de agua, porcentaje de gas, viscosidad, salinidad, GVF, exactitud y peso del medidor.

Tabla 12. Tabla de especificaciones para la selección de un medidor multifásico

	Agar MPFM 301	Mccrometer Vcone	Pietro Fiorentini	Vx Schlumberger	Roxar	Red Eye Weatherford
Presión máxima de operación	710 psi o más si se requiere	Más de 20000 psi	5000 psi	15000 psi	10000 psi	3000 psi
Temperatura máxima de fluido	300 °F	Más de 1600 °F	320 °F	302 °F	302°F	185 °F
Patrones de flujo que maneja	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
% Agua	0 a 100%		0 a 100%	0 a 100%	100%	o a 100%
% Gas	0 a 97%					
Exactitud	± 10% del gasto	± 0.5% del gasto				
Viscosidad del fluido	1 a 300 cp		Todos	0 a 2000 cp		Todos
Salinidad	0 a 7% en peso		Todos	Todos		Todos
Peso	1400 kg				300 kg	
GVF	0 a 99.6%		0 a 97%	0 a 98%	0 a 100%	0 a 100%

Fuente: Autores

Ahora bien, es importante aclarar en qué casos es apropiado instalar un medidor multifásico para pruebas de pozo. Para efectos de desarrollo plantearemos dos casos en particular: a). Cuando la integridad del separador de prueba está expuesta y la reparación de éste conlleva gastos elevados para lo cual se considerará si es mejor repararlo o cambiarlo por un medidor multifásico, b) Cuando la integridad del separador de prueba ya ha sido afectada y no es posible repararlo por lo que es necesario comprar un separador nuevo, así pues, se considera la posibilidad de comprar un separador nuevo o cambiarlo por un medidor multifásico.

Cualquiera de los dos casos debe ser analizado técnicamente y después de una valoración de ventajas y desventajas, se procede hacer una comparación presupuestal entre equipos y para ello se tratará de valorar el costo total de la medición, tomar el costo capital (CAPEX) y los costos operacionales (OPEX), en esta parte, y después de definir los costos totales de cada sistema de medición, se

procede a realizar un análisis de viabilidad económica, para lo cual se ha utilizado el modelo de VPNI, el cual compara los costos totales y un interés comercial, que se proyecta a 15 años, asumiendo tiempo de vida útiles iguales de los equipos. Hecho esto se tomará la decisión final de acuerdo al resultado del VPNI, es decir, si mayor, menor o igual a cero la respuesta se determinará cual es la mejor opción, seguir con la medición convencional o implementar la medición multifásica.

13. CAMPO DE APLICACIÓN: CAMPO ESCUELA COLORADO

Con el fin de probar la metodología se escogió Campo Escuela Colorado. A continuación, se describe el campo colorado.

13.1 GENERALIDADES

El Campo Escuela Colorado es una unidad académica administrativa de carácter tecnológico, científico y de operación de los hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL.

En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander junto con ECOPETROL comenzaron una búsqueda de un socio tecnológico con el fin de operar el campo y aumentar la producción; reactivando pozos, realizando nuevas perforaciones, aplicando nuevas tecnologías, entre otros.

Actualmente el Campo Escuela Colorado tiene un convenio con la empresa WEI LTD denominado “Aliado Tecnológico” el cual tiene como compromiso vincular la academia con la industria petrolera, por medio de la investigación para el aprendizaje.

13.1.1 Características del campo escuela colorado. Campo Escuela Colorado es uno de los campos donde más se ha llevado a cabo estudios para determinar las propiedades del fluido, éstas se resumen a continuación:

Tabla 8. Datos básicos de las propiedades de la Arena.

PARÁMETRO	ARENA B	ARENA C	ARENA D	ARENA E	UNIDAD
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41,2	39,7	40,1	40,1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	ft
Presión de Burbuja, Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad a Pb	1,64	0,462	0,441	0,441	cP
Bo @ Pb	1,091	1,401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15,7	14,5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%
Aceite Original	20.062	37,336	0,507	1.157	MMbIs
Rsb	140	648	667	667	Pc/BIs
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	ft
Area	634	1083	-----	-----	Acres

Fuente: Tesis Evaluación Integral De La Producción Del Campo Colorado.

Tabla 9. Tabla De Propiedades Del Yacimiento Y Del Fluido Del Campo Colorado

PROPIEDADES PETROFISICAS Y DEL FLUIDO	ZONA B	ZONA C
°API	≈ 40 °API	
Espesor Neto	22,5 Pies	33,6 Pies
Reservas Primarias (2010)	8,62 MMBIs	
MD*	1700 Pies	3500 Pies
OOIP	121 MMBIs	
Saturación De Agua	0,31	0,3
Saturación De Agua Inicial	0,4	
R _{SB} (PC/Bbl)	140	648
FR @ 2010	7,12%	
Porosidad	0,135	0,18
Producción De Gas	363,7 KPCD	
Presión Inicial	506 Psi	2208 Psi
Producción De Aceite	514 BOPD	
Presión De Burbuja*	550 Psi	1750 Psi
Bo @ P _B	1.091	1.401
Viscosidad @P _B	1,64 Cp	0.462 Cp
Sg Gas en Separador	0.958	0.937
Área (Acres)	634	1083

Fuente: Evaluación Técnico Financiera De La Implementación Del Sistema De Levantamiento Plunger Lift Asistido Por Gas Lift Aplicado A Campo Escuela Colorado.

13.1.2 Estado de producción del campo. De los 75 pozos perforados, solamente reportan 56 pozos con algún tipo de producción, siendo muy pobre las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde un solo pozo produce alrededor de medio millón de barriles y otros 20 pozos producen cerca de doscientos mil barriles.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas, hace que la producción acumulada de los pozos sea muy baja.

Gracias al convenio que se llevó a cabo entre la UIS y el aliado tecnológico WEI LTD en el año 2009, se han intervenido un gran número de pozos por medio de campañas de reacondicionamiento de pozos, aumentando así la producción del campo, de tal forma que hoy día se tiene 32 pozos activos, 42 suspendidos y 3 abandonados, y una producción diaria promedio de 350 barriles.


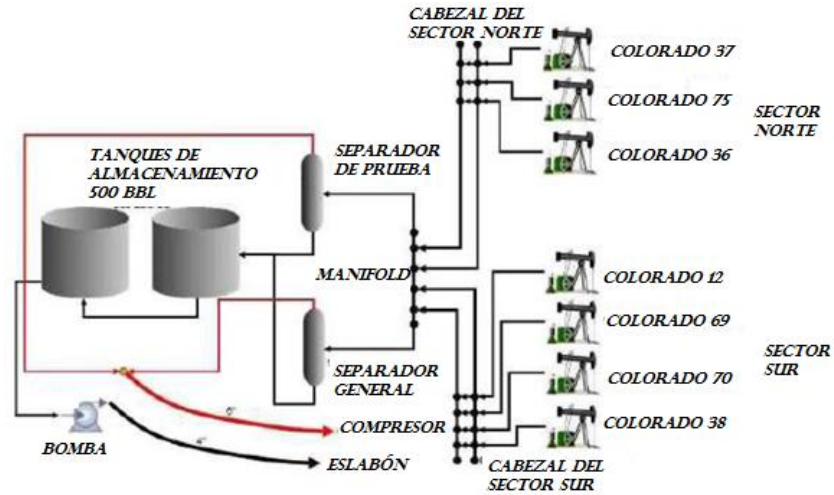
Las facilidades del campo Colorado están siendo adecuadas para el mejoramiento de la eficiencia de transporte y/o almacenamiento del crudo, contando así con dos tanques cada uno con una capacidad de almacenamiento de 500 barriles y con dos separadores, uno de prueba y el otro general. Como lo ilustra la  ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

Figura 25. Facilidades de superficie del Campo Escuela Colorado.



Fuente: Coordinación de producción, Proyecto campo escuela colorado. UIS 2013

13.1.3 Informes mensuales de producción del campo. A continuación, se registra la producción mensual del mes de enero y febrero del año 2012 del campo escuela colorado con el fin de obtener datos de producción por pozo para evaluar posteriormente el medidor más adecuado para las pruebas de pozo. En nuestro caso Medidor multifásico.

Tabla 10. Producción mensual por pozo del mes de Enero de 2012 del campo escuela Colorado.

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (ENERO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	18,81	583,20	6.178,99	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
TOTAL FORMACIÓN			18,81	583,20	6.178,99	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	
MUGROSA (B)	COL0021	B	1,68	16,78	324.683,78	78,05	780,51	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	97,9
	COL0025	B	4,22	130,85	16.911,69	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,47	11,36	75.121,69	1,98	47,43	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	80,68
	COL0064	B	0,00	0,00	16.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	90,53	2.806,30	210.461,00	0,00	0,00	15.716,00	0,00	0,00	392.591,58	0
TOTAL FORMACIÓN			96,90	2.965,29	643.931,16	80,03	827,94	297.020,16	0,00	0,00	1.160.565,50	
MUGROSA (C)	COL0003	C	33,34	900,31	290.416,15	0,00	0,00	8.282,41	227,31	6.137,46	1.423.090,46	40,2
	COL0011	C	16,05	64,21	102.069,21	26,61	106,43	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	40,3
	COL0024	C	8,45	262,05	53.502,67	1,71	52,96	3.787,11	0,00	0,00	725.861,00	16,81
	COL0027	C	5,95	184,30	137.555,45	0,87	27,07	8.627,20	0,00	0,00	459.464,00	12,81
	COL0033	C	12,80	396,69	397.145,21	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.647,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	9,58	296,99	2.188,89	2,33	72,08	311,59	0,00	0,00	0,00	19,53
	COL0036	C	14,51	449,84	13.753,08	0,00	0,00	759,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	60,88	1.887,19	321.384,61	0,64	22,87	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,86	1,2
	COL0045	C	14,95	463,49	197.265,68	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	13,36	280,63	200.538,38	17,83	374,41	10.254,32	0,00	0,00	515.864,10	57,16
	COL0052	C	5,18	160,57	182.277,82	32,08	992,89	21.078,01	0,00	0,00	1.481.113,00	86,08
	COL0055	C	19,99	619,80	119.070,00	9,27	287,24	10.356,87	0,00	0,00	760.690,50	31,37
	COL0056	C	5,74	178,09	120.014,70	6,98	216,23	4.368,79	0,00	0,00	860.554,84	54,84
	COL0070	C	1,92	59,42	322,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
COL0074	C	29,40	911,27	203.948,22	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0	
COL0075	C	5,74	178,00	49.495,47	2,63	72,08	2.067,62	0,00	0,00	99.133,93	28,82	
COL0076	C	2,01	62,18	24.112,30	0,16	4,95	1.177,35	0,00	0,00	26.386,29	7,37	
TOTAL FORMACIÓN			259,85	7.355,03	2.501.493,27	101,06	2.229,21	144.499,59	227,31	6.137,46	11.474.365,21	
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	21,00	650,86	37.131,86	2,85	88,44	1.639,56	0,00	0,00	88.724,00	11,96
	COL0031	CB	7,69	238,45	1.788,18	0,19	5,97	320,17	52,08	1.614,54	23.712,08	2,44
	COL0037	CB	2,85	88,22	286.074,33	11,63	360,39	20.146,56	0,00	0,00	622.681,99	80,33
	COL0038	CB	11,32	317,09	355.285,86	26,58	744,35	31.473,68	0,00	0,00	603.745,06	70,13
	COL0042	CB	0,80	1,60	36.501,98	3,02	6,05	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	79,05
	COL0058	CB	12,04	373,16	185.071,61	10,18	315,55	20.020,56	0,00	0,00	628.367,11	45,81
COL0059	CB	14,97	463,99	221.851,62	1,64	298,94	9.007,92	0,00	0,00	1.187.982,08	39,18	
TOTAL FORMACIÓN			70,67	2.133,37	1.146.383,44	56,09	1.819,69	89.620,68	52,08	1.614,54	3.258.450,32	
TOTAL CAMPO			446,23	13.036,89	4.297.986,86	237,18	4.876,84	532.656,85	279,39	7.752,00	15.893.381,03	

Fuente: Tesis Evaluación integral de la producción del campo Colorado.

Tabla 11. Producción mensual por pozo del mes de Febrero de 2012 del campo escuela Colorado

INFORME MENSUAL DE PRODUCCIÓN (FEBRERO 2012)												
FORMACIÓN	POZO	ZONA	PETROLEO (BLS)			AGUA (BLS)			GAS (KPC)			BSW
			DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	DIARIO	MENSUAL	ACUMULADO	
LISAMA-MUGROSA (EC)	COL0040	EC	27,44	795,76	6.974,75	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
TOTAL FORMACIÓN			27,44	795,76	6.974,75	0,00	0,00	1.516,42	0,00	0,00	0,00	0
MUGROSA (B)	COL0021	B	0,00	0,00	324.683,78	0,00	0,00	276.067,51	0,00	0,00	478.691,00	0
	COL0025	B	5,50	159,51	17.071,20	0,00	0,00	736,90	0,00	0,00	32.031,00	0
	COL0039	B	0,00	0,00	75.121,69	0,00	0,00	4.105,75	0,00	0,00	229.045,92	0
	COL0064	B	0,00	0,00	116.753,00	0,00	0,00	394,00	0,00	0,00	28.206,00	0
	COL0067	B	92,42	2.680,22	163.460,91	0,00	0,00	15.716,93	0,00	0,00	392.591,58	0
TOTAL FORMACIÓN			97,92	2.839,73	697.090,58	0,00	0,00	297.021,09	0,00	0,00	1.160.565,50	0
MUGROSA (C)	COL0003	C	54,24	1.572,92	291.989,07	0,00	0,00	8.282,41	288,81	8.375,45	1.431.465,91	0
	COL0011	C	0,00	0,00	102.059,21	0,00	0,00	32.861,43	0,00	0,00	101.806,00	0
	COL0024	C	10,39	301,18	53.803,85	0,30	8,64	3.795,75	0,00	0,00	725.861,00	2,79
	COL0027	C	8,08	234,23	137.789,68	0,38	10,96	8.638,16	0,00	0,00	459.464,00	4,47
	COL0033	C	15,68	454,62	397.599,83	0,00	0,00	6.783,00	0,00	0,00	2.143.690,00	0
	COL0034	C	0,00	0,00	86.442,75	0,00	0,00	6.649,25	0,00	0,00	247.566,00	0
	COL0035	C	13,06	378,85	2.567,74	2,61	75,65	387,24	0,00	0,00	0,00	15,65
	COL0036	C	18,35	532,15	14.285,23	0,00	0,00	756,58	0,00	0,00	31.524,00	0
	COL0044	C	27,01	783,41	322.168,02	0,00	0,00	15.673,73	0,00	0,00	1.550.601,83	0
	COL0045	C	23,51	681,69	197.947,37	0,00	0,00	3.803,53	0,00	0,00	589.427,14	0
	COL0049	C	31,11	902,32	201.440,70	7,02	203,53	10.457,85	0,00	0,00	515.864,10	18,41
	COL0052	C	6,51	188,72	182.466,54	34,87	1.011,11	22.089,12	0,00	0,00	1.481.113,00	84,27
	COL0055	C	27,40	794,58	119.864,58	10,44	302,68	10.659,49	0,00	0,00	760.690,50	27,58
	COL0056	C	7,83	227,20	120.241,89	7,83	226,96	4.595,65	0,00	0,00	860.554,84	49,97
	COL0070	C	0,00	0,00	322,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	COL0074	C	42,48	1.231,99	205.180,21	0,00	0,00	7.659,80	0,00	0,00	457.592,09	0
COL0075	C	7,83	226,97	49.722,44	2,61	75,65	2.143,28	0,00	0,00	99.133,93	25	
COL0076	C	3,24	94,09	24.206,39	0,18	5,17	1.182,52	0,00	0,00	26.386,29	5,21	
TOTAL FORMACIÓN			296,72	8.604,92	2.510.098,18	66,24	1.920,35	146.418,79	288,81	8.375,45	11.482.740,63	0
MUGROSA (CB)	COL0016	CB	0,00	0,00	22.678,00	0,00	0,00	915,00	0,00	0,00	42.277,00	0
	COL0023	CB	32,97	956,04	38.087,89	0,90	26,09	1.665,65	0,00	0,00	88.724,00	2,66
	COL0031	CB	9,10	263,87	2.052,05	0,94	27,36	347,54	28,88	837,55	24.549,63	9,4
	COL0037	CB	3,78	109,56	286.183,89	13,04	378,27	20.524,83	0,00	0,00	622.681,99	77,54
	COL0038	CB	11,60	197,23	355.483,10	39,94	678,92	32.152,60	0,00	0,00	603.745,06	77,49
	COL0042	CB	0,00	0,00	36.501,98	0,00	0,00	6.097,23	0,00	0,00	60.961,00	0
	COL0058	CB	15,69	455,09	185.526,70	10,96	317,98	23.338,54	0,00	0,00	628.367,11	41,13
	COL0059	CB	19,99	579,58	222.431,20	14,83	429,97	9.437,89	0,00	0,00	1.187.982,08	42,59
TOTAL FORMACIÓN			93,13	2.561,37	1.148.944,81	80,61	1.858,59	94.479,28	28,88	837,55	3.259.287,87	0
TOTAL CAMPO			515,21	14.801,78	4.363.108,32	146,85	3.778,94	539.435,58	317,69	9.213,00	15.902.594,00	0

Fuente: Tesis Evaluación integral de la producción del campo Colorado.

13.2 MÉTODO CONVENCIONAL DE MEDICIÓN DE ACEITE Y GAS EN CAMPO ESCUELA COLORADO

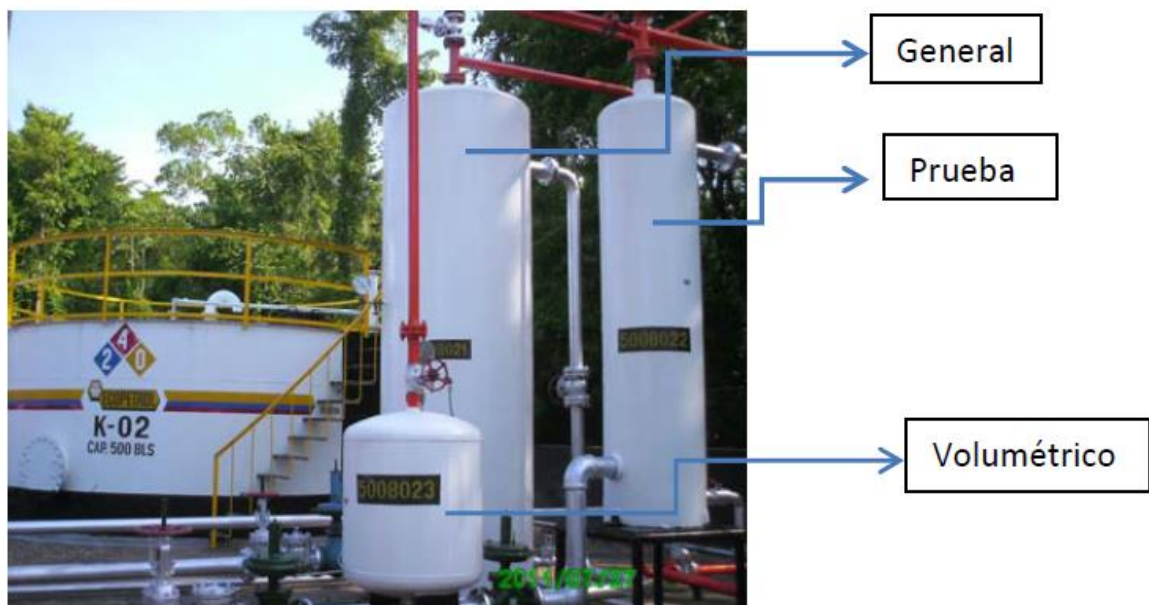
La medición en el Campo Escuela Colorado se ha realizado a lo largo de los años utilizando dos separadores; uno general y uno de prueba que separa las corrientes: aceite, agua y gas, las cuales son medidas de diferentes maneras.

La corriente de aceite es llevada a un tanque de almacenamiento de 500 Bls de capacidad donde se mide de forma estática con cinta métrica, este procedimiento es realizado manualmente por un operador. La corriente de gas se mide por medio de un sistema de medición de platinas de orificio tipo Barton.

13.2.1 Medición de aceite

Separadores

Figura 26. Separadores del Campo Escuela Colorado.



Fuente: Manual técnico de las actividades efectuadas en el campo escuela colorado. 2012.

Constituyen el equipo fundamental en el proceso de separación de fluidos y puede describirse como un recipiente en forma cilíndrica, colocado en posición vertical u horizontal cuyo propósito es el de separar el gas de los líquidos que constituyen el crudo. En el campo encontramos separador general, de prueba y volumétrico. Los cuales presentan presiones entre 18 – 20 Psi.

Tanque de almacenamiento.

Figura 27. Tanques de almacenamiento de crudo del Campo Escuela Colorado.

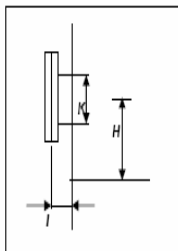


Fuente: Manual técnico de las actividades efectuadas en el campo escuela colorado. 2012.

La estación posee dos tanques de almacenamiento, con capacidad de 500 Bls cada uno, donde según la actividad que se esté realizando, uno bombea y el otro recibe el crudo de producción.

Figura 28. Información general del tanque de almacenamiento del Campo Colorado.

INFORMACION GENERAL		DESCRIPCION DE LAS LAMINAS DEL CASCO				
Propietario: ECOPETROL S. A.	Contenido del tanque: Crudo Parafínico	Anillo #	Circunferencia (mm)	Altura del anillo (mm)	Espesor (mm)	Laminas por anillo
Localización: Estación Colorada	Gravedad: 32 API	1	20980	1840	4,763	4
Fabricante:	Temperatura del liquido: 100,0 F	2	20980	610	4,763	4
Constructor:	Lectura manómetro: 0 PSIG	3	20980	75	4,763	4
Altura de medición: 3.550,00 mm	Servicio del tanque: Almacenamiento	MANHOLES Y VALVULAS				
Altura Total del Casco: 2.525,00 mm	API Estándar: ASTM MPMS 2.2A	Descripción	Dimensiones			
Altura Segura de llenado: 2.400,00 mm	Capacidad nominal: 500,00 Barriles	Válvula # 1	K (pulg)	H (mm)	I (mm)	
Máximo Nivel del liquido: 2.450,00 mm	Altura Nominal: 2.273,70 mm	Válvula # 2	4	235	180	
Díametro nominal: 6.668,46 mm	Tipo de unión: A tope	Válvula # 3	4	220	180	
Tipo de cubierta: Conico	Tipo de fondo: Plano	Válvula # 3	6	270	250	
		Manhole	24	760	195	
		VOLUMENES MUERTOS (Columnas)				
		Descripción				
		2 unidades de perfil UPN 160				



Fuente: Campo Escuela Colorado.

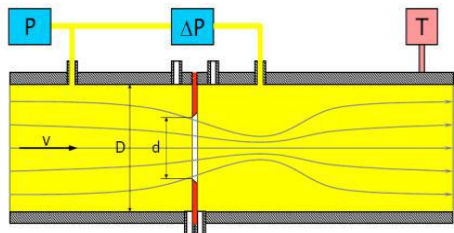
Figura 29. Registro de medición en el tanque de almacenamiento del Campo Colorado

CALIBRACION DEL FONDO			TANQUE TK 02				CUERPO DEL CILINDRO	
ALTURA mms	VOLUMEN Barriles	INCREMENTO Barriles/mm	ALTURA cms	VOLUMEN Barriles	ALTURA cms	VOLUMEN Barriles	TABLA DE FRACCIONES	
0	0,00		1	2,19	190	417,88	DESDE	HASTA
30	6,58	0,22	10	21,95	200	439,85	cm	cm
50	10,97	0,22	20	43,91	210	461,83	16	245,00
70	15,36	0,22	30	65,92	220	483,81		
110	24,14	0,22	40	87,90	230	505,79	ALTURA	VOLUMEN
150	32,92	0,22	50	109,90	240	527,76	cm	Barriles
ALTURA DE REFERENCIA: 3.550 mm FECHA AFORO: Mayo 17 de 2006 CONTENIDO: Crudo Parafinico GRAVEDAD: 36 API TABLA CALCULADA PARA: 100,0 °F ALTURA MAXIMA LLENADO: 2.450,00 mm CAPACIDAD MAXIMA: 538,75 Barriles ALTURA NOMINAL: 2.273,70 mm CAPACIDAD NOMINAL: 500,00 Barriles			60	131,93	245,00	538,75	1	2,20
			70	153,97			2	4,40
			80	176,00			3	6,59
			90	198,03			4	8,79
			100	220,06			5	10,99
			110	242,07			6	13,19
			120	264,05			7	15,38
			130	286,02			8	17,58
			140	308,00			9	19,78
			150	329,97			mm	Barriles
160	351,95			1	0,22			
170	373,92			2	0,44			
180	395,90			3	0,66			
				4	0,88			
				5	1,10			
				6	1,32			
				7	1,54			
				8	1,76			
				9	1,98			

Fuente: Campo Escuela Colorado.

13.2.2 Medición de gas. Campo escuela Colorado, operada por la Universidad Industrial de Santander, incluido en la Gerencia de campos menores de ECOPETROL; actualmente cuenta con un sistema de medición de gas tipo platina orificio y para su registro de producción se utilizan gráficas de control especiales para oil & gas.

Figura 30. Medidor de gas tipo platina de orificio de Campo Colorado.



- Normas: ISO 5167 y AGA Report #3

$$m = C \frac{\pi d^2}{4} \cdot \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \cdot \sqrt{2\Delta P \rho}$$

$$\beta = \frac{d}{D}$$

Fuente: Proyecto de medición de gas del Campo Escuela Colorado.

Figura 31. Medidor de gas Tipo Barton del Campo Colorado.



Fuente: Campo Escuela Colorado.

13.3 ANÁLISIS TÉCNICO-PRESUPUESTAL PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ADECUADO PARA EL CAMPO ESCUELA.

Por el momento, el separador de prueba solo se encuentra funcionando por gravedad. Se plantea la posibilidad de cambiar el separador por uno nuevo de las mismas características o cambiar el sistema de medición por un medidor multifásico, para lo cual se evaluaron aspectos técnico-presupuestales. Para esto se debe tomar el **Caso B** ya mencionado anteriormente donde se debe escoger entre comprar un nuevo separador de prueba o cambiar todo el sistema por un medidor multifásico.

Para el cambio del separador de prueba se considera el diseño de la compañía **Talleres Unidos SA**. De las siguientes características:

Tabla 12. Tabla de datos del separador de prueba requerido para Campo Escuela Colorado

Datos	Valor
Presión	18-20 PSI
API	30-40
Altura	2.7 m
Diametro	0.5 m
Tipo	Vertical, bifásico
Conexiones	2 7/8"
Estampe ASME	No Requiere

13.3.2 Análisis técnico para el medidor multifásico

- Desempeño: Medidor multifásico. Alto desempeño en la medición de gas en el líquido.
- Instalación:
 - Requiere Personal capacitado para la instalación.
- Ambiental: Condiciones a las cuales estará expuesto el separador.
 - Temperatura ambiente: 31 °C
 - Humedad relativa: 72%
- Propiedades del fluido:

Teniendo en cuenta las propiedades del fluido de campo escuela Colorado, y las especificaciones de los medidores mostradas en la tabla 12, el medidor que más se ajusta es el Roxar.

Roxar presenta un medidor ligero, liviano y que ofrece grandes prestaciones. El principio de operación es la impedancia eléctrica, y este concepto es de especial importancia si las fracciones de agua, aceite y gas varían en el tiempo.

En campo escuela, la producción es baja (según el reporte más actual que obtuvimos es de 515,21 BPD y corresponde a febrero de 2012) y el espacio es reducido, por lo que el Roxar 2600VI es la mejor opción.

Propiedades básicas de colorado:

- -Presión: 20 psi
- -Viscosidad: 1.64 psi
- -Temperatura de la arena: 174 °F
- -Sw: 30%

Tabla 13. Especificaciones de los medidores:

	Agar MPFM 301	Mccrometer Vcone	Pietro Fiorentini	Vx Schlumberger	Roxar	Red Eye Weatherford
Presión máxima de operación	710 psi o más si se requiere	Más de 20000 psi	5000 psi	15000 psi	10000 psi	3000 psi
Temperatura máxima de fluido	300 °F	Más de 1600 °F	320 °F	302 °F	302°F	185 °F
Patrones de flujo que maneja	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
% Agua	0 a 100%		0 a 100%	0 a 100%	100%	o a 100%
% Gas	0 a 97%					
Exactitud	± 10% del gasto	± 0.5% del gasto				
Viscosidad del fluido	1 a 300 cp		Todos	0 a 2000 cp		Todos
Salinidad	0 a 7% en peso		Todos	Todos		Todos
Peso	1400 kg				300 kg	
GVF	0 a 99.6%		0 a 97%	0 a 98%	0 a 100%	0 a 100%

En nuestro caso, se selecciona el medidor de flujo multifásico **Roxar 2600 VI**.

Tabla 14. Datos para la cotización en Roxar Flow Measurement.

PROCESS DATA SHEET - ROXAR MULTIPHASE FLOW METER

GENERAL INFORMATION									
Comp: UIS			Projec Quotat			Contact p Carolanne Roman 31		Da 15 de marzo 2	
Required number 1			Design pressi 30 Psi			H2S: 0.231 % w			
Pipe Dimension and :2 7/8"			Design temperat 90 F			CO2:			
Material:			Preferred delivery:			[MEG]:			
Pressure rating:			Flanges (e.g. Hub / ANSI):						
EXPECTED FLOW RATES									
	LOW RANGE			MID RANGE			HIGH RANGE		
	Typical combinati	variations	variations	Typical combinati	variations	variations	Typical combinati	variations	variations
Oil (1) Bbl/d	18.81			96.9			259.85		
Gas (1) Scfd	0			52.08			227.31		
Water (1)	0%			31%			40%		
Op. Pressure (2)									
Op. Temp (2)									
<small>(1) Please indicate Standard or Actual conditions. (2) P & T where the meter are to be installed</small>									
<p>I would like to mention that a budgetary price for a 2" MPFM would be \$200K - \$250K USD. The price will depend on the materials and accessories/features to include.</p>									

Roxar Flow Measurement AS
P.O. Box 2364, 5037 Solheimsviken, Norway
Tel: +47 555 99 555, Fax: +47 555 99 500
e-mail: info@roxar.com www.roxar.com



Fuente: Roxar flow measurement.

13.3.3 Análisis comparativo de costos del medidor multifásico y el separador de prueba. Con el fin de determinar la viabilidad económica de la aplicación de la metodología se tomó como referencia Campo Escuela Colorado y teniendo en cuenta que el separador de prueba que se está utilizando en este momento está obsoleto, se realizó un análisis presupuestal basado en el costo que tendría cambiar este separador en comparación con el costo de cambiar el sistema de medición por un sistema de medición multifásico, por ello se prosigue de la siguiente manera:

Tabla 15. Tabla de CAPEX y OPEX del separador de prueba y el medidor multifásico Roxar 2600VI

Años desde comienzo	Separador de Prueba			Medidor Multifásico		
	CAPEX (\$)	OPEX (\$)	COSTO TOTAL (\$)	CAPEX (\$)	OPEX (\$)	COSTO TOTAL (\$)
0	4045	0	4045	200000	0	200000
1	0	24000	24000	0	12000	12000
2	0	24000	24000	0	12000	12000
3	0	24000	24000	0	12000	12000
4	0	24000	24000	0	12000	12000
5	0	24000	24000	0	12000	12000
6	0	24000	24000	0	12000	12000
7	0	24000	24000	0	12000	12000
8	0	24000	24000	0	12000	12000
9	0	24000	24000	0	12000	12000
10	0	24000	24000	0	12000	12000
11	0	24000	24000	0	12000	12000
12	0	24000	24000	0	12000	12000
13	0	24000	24000	0	12000	12000
14	0	24000	24000	0	12000	12000
15	0	24000	24000	0	12000	12000
	4045	360000	364045	200000	180000	380000

En este análisis comparativo de costos se tiene en cuenta la compra tanto de un separador de prueba y un medidor multifásico y el costo de operación de cada uno. Para el caso del medidor multifásico se tiene en cuenta el costo de operación solamente del medidor multifásico, y para el caso del separador de prueba se tiene en cuenta el costo de operación de toda la instalación de medición convencional en este caso (Separador de prueba, Tanque de Medición estática y Medidor de gas).

Inversión. Para definir la inversión de este proyecto se tienen en cuenta los valores proporcionados por los fabricantes tanto del separador de prueba y del medidor multifásico, Talleres Unidos SA. Y Roxar Multiphase Flowmeter respectivamente.

Para determinar el VPNI se asume lo siguiente:

1. Los medidores de flujo multifásico tiene un tiempo de vida útil de 15 años.
2. No se consideran impuestos a la inversión.
3. No hay valor de salvamento.
4. Se considera como base 15 % de interés.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 19. Costo total sin descuento del medidor multifásico proporcionado por Roxar Multiphase Flowmeter y de separador de prueba proporcionado por Talleres Unidos S.A. Cotizaciones adjuntas en los anexos.

Años desde comienzo	CTsp	CT mmf	CTsp-CTmmf	Tasa de interés del 15%
0	4000	200000	-196000	-196000
1	24000	12000	12000	10434.7826
2	24000	12000	12000	9073.72401
3	24000	12000	12000	7890.19479
4	24000	12000	12000	6861.03895
5	24000	12000	12000	5966.12082
6	24000	12000	12000	5187.93115
7	24000	12000	12000	4511.24448
8	24000	12000	12000	3922.82129
9	24000	12000	12000	3411.14894
10	24000	12000	12000	2966.21647
11	24000	12000	12000	2579.31867
12	24000	12000	12000	2242.8858
13	24000	12000	12000	1950.33548
14	24000	12000	12000	1695.9439
15	24000	12000	12000	1474.73382
	364000	421600		-125831.559

Fuente: Autores

VPN < 0 Por lo tanto se considera que la instalación del medidor de flujo multifásico no es rentable u óptima para el procedimiento, se recomienda seguir con el sistema de medición convencional.

14. CONCLUSIONES

- Con el soporte bibliográfico se planteó una metodología que sirve para facilitar la toma de decisiones en cuanto al sistema de medición para pozos productores. Esta metodología restringe de manera secuencial las opciones viables para una aplicación en particular, y si se sigue el diagrama de flujo propuesto ayuda a decidir de manera rápida y confiable.
- Pese a ser aparentemente más costosa, la medición multifásica suministra información instantánea de las corrientes de crudo, agua y gas. Pero aún es un método poco usado debido al desconocimiento de la tecnología de este sistema, y debido a que la inversión inicial es superior a la inversión requerida en el sistema de medición convencional. Aunque, en términos de operación y mantenimiento la medición convencional es más costosa que el sistema multifásico, esta eficacia se traduce en una ventaja económica a lo largo de los años resulta un ahorro significativo comparado con el sistema de medición convencional.
- Cabe mencionar que a pesar de que los medidores multifásicos poseen ventajas marcadas ante un sistema convencional, se demostró que no siempre la tecnología de punta es la más rentable. A pesar de las ventajas significativas que conlleva el uso del sistema de medición multifásico, para el caso de Campo Escuela Colorado, en el que el dispositivo que debe cambiarse es sustancialmente más económico que el medidor multifásico, este sistema no es viable económicamente.

15. RECOMENDACIONES

- Técnicamente se recomienda el uso de los medidores multifásicos porque tienen una mayor frecuencia en la medición de la producción de cada uno de los pozos.
- Se recomienda el uso de medición multifásica en campos de producción donde la medición convencional retrasa el proceso productivo, dado que éste ofrece un tiempo de respuesta más eficaz.
- Se sugiere el uso de medidor multifásico en locaciones donde el espacio es restringido y de difícil acceso, pues es un sistema que requiere menos espacio y asistencia técnica que el convencional.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 20.3 - Measurement of Multiphase Flow -. 2005.

AREQUIPA DÉFAZ, H. J., & LOYO QUISPE, E. P. “Estandarización de las inspecciones técnicas para sistemas de medición dinámica de hidrocarburos en las estaciones de producción del distrito amazónico”. Quito. 2013.

ASME MFC-19G. “Wet Gas Flowmetering Guideline”, The American Society of Mechanical Engineers, 2008.

DIAZ MATEUS, J. C. Evaluación integral de la producción del campo colorado. Bucaramanga: UIS. 2012.

ENERGIA, M. D. Resolución 18 1495 . Colombia. 2009.

LEONARDO JOURNAL OF SCIENCES. Economic Evaluation of Multiphase Meters. Nigeria. 2007.

MINISTERIO DE MINAS. Proyecto Resolucion de Medicion de Hidrocarburos y Gases. Colombia. 2015.

NATIONAL MEASUREMENT BRITISH STANDARD 1709. Guidance note to Selecting flowmeter. United Kingdon. 1991.

PROYECTO CAMPO ESCUELA COLORADO CONVENIO ECOPETROL – UIS. Informe de medición de gas en campo escuela colorado. Bucaramanga: UIS. 2012.

REYES RODRIGUEZ, D. P. Manual técnico de las actividades efectuadas en el campo escuela colorado. Bucaramanga: UIS. 2012.

RODRIGUEZ, D. J. Medidor modular de gas húmedo y flujo multifásico. Met&Flu, 2015. 40-43.

THE NORWEGIAN SOCIETY OF CHARTERED TECHNICAL AND SCIENTIFIC PROFESSIONALS. Handbook of Multiphase Flow Metering. Noruega. 2005.

Viana, F., et al. Production verification enhancement. final report. Detroit: Southwest Research Institute. 2012.

ANEXOS

Anexo A Áreas amplias de aplicación.

Tabla 1 Areas amplias de aplicacion																			
		Aplicación																	
		Líquidos								Gases					Miscelaneo				
Grupo	Tipo	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	M	N	P	Q	R	S	T
1	Orificio	x	?	x	x	x	x	x	?	x	?	x	x	x	?	x	?	?	?
	Venturi	x		x	x	x		x			?		?	?		x	?	?	?
	Boquilla	x		x	x	x	x			x	x	?	?	x		?	x	?	?
2	VA	x	x			#	?		x	x	x								?
	Target	x				#				x				x	?	x	?		
	Averaging Pitot	x		x	x	x	?	x		x		x	x	x		x	?	?	?
	Boquilla Sonica									x	x	?	?						
3	Paleta deslizante	x		#			x		x										?
	Engranajes ovales	x	x	#		#	x		x										?
	Piston rotatorio	x	?			#	x		x										#
	Diafragma de gas									x	x								
	Gas rotatorio									x	x								
4	Turbina	x		x	#	x	?	x	x	x		x							?
	Pelton	x	x				x		x		?	?							?
	Medidor mecanico	x													#	?			
	Turbina de insercion	x		x	x	x		x		x		x	x	?		?	?		
5	Vortex	x				x		x	x	x		?	x	x					?
	Medidor de remolinos	x									x								
	Vortex de insercion	x		x	x	?		?	?	x		x	?	x		x		?	?
6	Electromagnetico	x	x	x	x	#	?		x										x
	Electromagnetico de insercion	x		x	x	?			x										?
7	Doppler	x		?	?	#			?										x
	Tiempo de transito	x	?	x	x	#	?	#	x	#									?
8	Coriolis (directo)	x				#	x		x	?									?
	Doble rotor (indirecto)	x																	#
9	Anémometro	x		?	?	#				x									
	Masico Termal			#						x	x								
10	Trazador	x	#	x	x	x	x	x		#		#	x	x					?
	Laser	x		?	?														#

Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.

Claves

X: Es adecuado; generalmente utilizado

?: Vale la pena considerar; Aplicable algunas veces

#: Vale la pena considerar; Limitada disponibilidad o tiende a ser costoso

En blanco: indica inadecuado; no aplicable

Nota 1, Líquidos

- A. Líquido general aplicación (<50 cP)(<0.05 Pa*s)
- B. Flujo de líquido bajo (<0.12 m³/h)
- C. Grandes flujos de líquido (> 1000 m³/h)
- D. Grandes tuberías de agua ($> 0,5$ m)
- E. Líquidos calientes (temperaturas $> 200^{\circ}\text{C}$)
- F. Líquidos viscosos (>50 cP)
- G. Líquidos criogénicos
- H. Líquidos higiénicos

Nota 2, Gases

- I. ----
- J. Gas de aplicación general
- K. Bajos flujos de gas (<150 m³/h)
- L. Grandes flujos de gas (>5000 m³/h)
- M.** Gases calientes (temperatura <200 °C)

Anexo B. Variable del procedimiento de selección

Tabla 2 Variables del procedimiento de selección	
Consideraciones del rendimiento	Precisión Repetibilidad Linealidad Rango Presión Características de las señales de salida Tiempo de respuesta Incertidumbre
Consideraciones para la instalación	Orientación Dirección de flujo Aguas arriba y aguas abajo Tuberías Tamaño de la línea Ubicación para el mantenimiento Efectos de vibraciones locales Ubicación de las valvulas Conexiones eléctricas Provision de accesorios (ejm. Filtros, enderezadores, eliminadores de aire, transductores de presión y temperatura) Atmosferas peligrosas Efectos de pulsaciones / flujo inestable
Consideraciones para las propiedades del fluido	Líquido o gas Temperatura Presión Densidad Gravedad específica Viscosidad Lubricidad Propiedades químicas Tensión superficial Compresibilidad Efectos del gas real Abrasividad Presencia de otras fases Presencia de otros componentes
Consideraciones Ambientales	Efectos de la temperatura ambiente Efectos de la humedad Factores de seguridad Efectos de la presión Interferencia eléctrica
Consideraciones Económicas	Precio de compra Costos de instalación Costos de operación Costos de mantenimiento Costos de calibración Vida útil del medidor Costos de repuestos y disponibilidad Potencia de bombeo y pérdidas en cabeza Optimización técnica

Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.

Anexo C. Factores de rendimiento en la selección de un medidor.

Tabla 5.3 Factores de rendimiento en la selección de un medidor									
Grupo	Tipo	Linealidad	Repetibilidad	Rango	Caída de presión en el punto máximo	Parámetro de flujo medido	Tiempo de respuesta		
1	Orificio	#	#	3 o 4 : 1	3/4	R	#		
	Venturi	#	#	3 o 4 : 1	2	R	#		
	Boquilla	#	#	3 o 4 : 1	2/3	R	#		
2	VA	$\pm 1\% FS \sigma \pm 5\% FS$	$\pm 0.5\% FS \sigma \pm 1\% FS$	10:1	3	R	No data		
	Target	NS	NS	3;1	3	R	NS		
	Averaging Pitot	#	$\pm 0.05\% R \sigma \pm 0.2\% R$	#	1/2	Vm	#		
3	Boquilla Sonica	$\pm 0.25\%$	$\pm 0.1\%$	100:1	3/4	R	NS		
	Paleta deslizante	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 0.3\% R$	$\pm 0.01\% R \sigma \pm 0.5\% R$	10 a 20:1	4/5	T	>0.5 s		
	Engranajes ovales	$\pm 0.25\%$	$\pm 0.05\% R \sigma \pm 0.1\% R$		4	T	<0.5 s		
	Piston rotatorio	$\pm 0.5\% R \sigma \pm 1\% R$	$\pm 0.2\% R$	10 a 250:1	4/5	T	>0.5 s		
	Diaphragma de gas	No data	No data	100:1	2	T	>0.5 s		
Gas rotatorio	$\pm 1\%$	$\pm 0.2\%$	25;1	2	T	>0.5 s			
4	Turbina	$\pm 0.15\% R \sigma \pm 1\% R$	$\pm 0.02\% R \sigma \pm 0.5\% R$	5 a 10:1	3	R	5 ms a 25 ms		
	Pelton	$\pm 0.25\% R \sigma \pm 2\% R$	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 0.25\% R$	4 a 10:1	4	R	5 ms a 25 ms		
	Medidor mecanico	No data	$\pm 0.1\% FS$	10 a 280:1	3	R	50 ms		
	Turbina de insercion	$\pm 0.25\% R \sigma \pm 5\% R$	$\pm 0.15\% R \sigma \pm 1\% R$	10 a 40:1	1/2	Vp	5 ms a 25 ms		
5	Vortex	$\pm 1\% R$	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 1\% R$	4 a 40:1	3	R	0.5 s minimo		
	Medidor de remolinos	$< \pm 2\% R$	NS	10 a 30:1	3	R	NS		
6	Vortex de insercion	$\pm 2\% R$	$\pm 0.1\% R$	15 a 30:1	1	Vp	5 ms		
	Electromagnetico	$\pm 0.5\% R \sigma \pm 1\% R$	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 0.2\% FS$	10 a 100:1	1	R	>0.2 s		
7	Electromagnetico de insercion	$\pm 2.5\% R \sigma \pm 4\% R$	$\pm 1\% R$	10:1	1	Vp	NS		
	Doppler	No data	$\pm 0.2\% FS$	5 a 25:1	1	Vm, R			
8	Tiempo de transito	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 1\% R$	$\pm 0.2\% R \sigma \pm 1\% FS$	10 a 300:1	1	R	0.02 s a 120 s		
	Coriolis (directo)	NS	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 0.25\% R$	10 a 100:1	2/5	R	0.1 s a 3600 s		
9	Doble rotor (indirecto)	No data	No data	10 a 20:1	3/4	R	50 ms		
	Anémometro	No data	$\pm 0.2\% FS$	10 a 40:1	2	Vp	No data		
10	Masico Thermal	$\pm 0.1\% R \sigma \pm 0.25\% R$	$\pm 0.2\% FS \sigma \pm 1\% R$	10 a 500:1	2	R	0.12 s a 7 s		
	Trazador Laser	No data	No data	arriba de 1000 : 1	1	Vm	No data		
		No data	$\pm 0.5\% R$	arriba de 2500 : 1	1	Vp	No data		

Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.

R	Caudal
T	Volumen de flujo
Vm	Velocidad media
Vp	Velocidad de punto
%R	Porcentaje del caudal
%FS	es el porcentaje en escala completa
NS	Indicaciones no especificadas
#	Es dependiente de la medición de presión diferencial

Anexo D. Selección por restricción de propiedad del fluido.

Tabla 4 Selección por restricción de propiedad del fluido						
Grupo	Tipo	Presión máxima (bar)	Rango de Temperatura (°C)	Mínimo Re	Gas (G) o Líquido (L)	Dos o mas fases
1	Orificio	400	< + 650	3*10 ⁴	L,G	P
	Venturi	400	< + 650	10 ⁵	L,G	P
	Boquilla	400	< + 650	2*10 ⁴	L,G	N
2	VA	700	(-80) a 400	No data	L,G	N
	Target	100	(-40) a 120	3*10 ⁴	L,G	S
	Averaging Pitot	400	< + 540	10 ⁴	L,G	N
	Boquilla Sonica	400	< + 650	2.5*10 ⁴	G	N
3	Paleta deslizante	100	(-30) a 200	10 ³	L	N
	Engranajes ovaes	100	(-15) a 290	10 ²	L	N
	Piston rotatorio	170	(-40) a 170	10 ²	L	N
	Diafragma de gas	200	(-30) a 200	2.5*10 ²	G	N
	Gas rotatorio	100	(-40) a 150	10 ³	G	N
4	Turbina	3500	(-268) a 530	10 ⁴	L,G	N
	Pelton	600	(-225) a 530	10 ⁴	L,G	N
	Medidor mecanico	70	(-25) a 200	10 ⁴	L,G	N
	Turbina de insercion	250	(-50) a 430	10 ⁴	L,G	N
5	Vortex	260	(-200) a 430	2*10 ⁴	L,G	P
	Medidor de remolinos	100	(-40) a 110	No data	L,G	N
	Vortex de insercion	70	(-30) a 150	5*10 ³	L,G	N
6	Electromagnetico	300	(-60) a 220	Sin limites	L	S/P
	Electromagnetico de ins	20	5 a 25	No data	L	N
7	Doppler	*	(-20) a 80	5*10 ³	L	S
	Tiempo de transito	200	(-200) a 250	5*10 ³	L,G	N/P
8	Coriolis (directo)	390	(-240) a 400	10 ²	L	P
	Doble rotor (indirecto)	400	(-240) a 350	10 ⁴	L	N
9	Anémometro	20	(-200) a 400	No data	L,G	N
	Masico Termal	300	0 a 100	No data	L,G	N
10	Trazador	No data	No data	Sin limites	L,G	P
	Laser	*	No data	Sin limites	L,G	N

Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.

- S Adecuado
- P Es posible
- N No es adecuado
- Dependiente de la clasificación de la pared del tubo

Anexo E. Selección por restricciones de instalación.

Tabla 5 Selección por restricciones de instalación							
Grupo	Tipo	Orientación	Dirección	Rango de cotización de longitud aguas arriba	Rangos de cotización de longitud mínima aguas abajo	Filtros	Rango de diámetro de tubería
1	Orificio coriolis (directo)	H, VU, VD, I	U,B	5D/80D	2D/8D	N	6 a 2600
	Boquilla	H, VU, VD, I	U	0.5D/29.5D	4D	N	>6
		H, VU, VD, I	U	5D/80D	2D/8D		
2	VA	VU	U	0D	0D	P	2 a 600
	Target	H, VU, VD, I	U	6D/20D	3.5D/4.5D	N	12 a 100
	Averaging Pitot	H, VU, VD, I	U,B	2D/25D	2D/4D	P	>25
	Boquilla Sonica	H, VU, VD, I	U	>5D	>0D	N	>=5
3	Paleta deslizante	H, VU, VD, I	U	0D	0D	R	25 a 250
	Engranajes ovaes	H	U	0D	0D	R	4 a 400
	Piston rotatorio	H, VU, VD, I	U	0D	0D	R	6 a 1000
	Diafragma de gas	H	U	0D	0D	N	20 a 100
	Gas rotatorio	H, VU, VD, I	U,B	0D/10D	0D/5D	R	50 a 400
4	Turbina	H, VU, VD, I	U,B	5D/20D	3D/10D	P	5 a 600
	Pelton	H, VU, VD, I	U	5D	5D	R	4 a 20
	Medidor mecanico	H, VU, VD, I	U	3D/10D	1D/5D	R	12 a 1800
	Turbina de insercion	H, VU, VD, I	U,B	10D/80D	5D/10D	P	>75
5	Vortex	H, VU, VD, I	U	1D/40D	5D	N	12 a 200
	Medidor de remolinos	H, VU, VD, I	U	3D	1D	N	12 a 400
	Vortex de insercion	H, VU, VD, I	U	20D	5D	N	>200
6	Electromagnetico	H, VU, VD, I	U,B	0D/10D	0D/5D	N	2 a 3000
	Electromagnetico de insercion	H, VU, VD, I	U,B	25D	5D	N	>100
7	Doppler	H, VU, VD, I	U,B	10D	5D	N	>25
	Tiempo de transito	H, VU, VD, I	U,B	0D/50D	2D/5D	N	>4
8	Coriolis (directo)	H, VU, VD, I	U	0D	0D	N	6 a 150
	Doble rotor (indirecto)	H, VU, VD, I	U	20D	5D	N	6 a 150
9	Anémometro	H, VU, VD, I	U,B	10D/40D	NO DATA	R	>25
	Masico Termal	H, VU, VD, I	U	NO DATA	NO DATA	R	2 a 300
10	Trazador	H, VU, VD, I	U,B	#	#	N	ilimitado
	Laser	H, VU, VD, I	U,B	0D	0D	P	

Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.

- H Flujo Horizontal
- VU Flujo Vertical hacia arriba
- VD Flujo Vertical hacia abajo
- I Flujo inclinado
- U Flujo unidireccional
- B Flujo Bidireccional

R	Recomendado
N	No es necesario
P	Es posible

Anexo F. Selección por restricciones ambientales

Tabla 6 Selección por restricciones ambientales					
Grupo	Tipo	Efectos de Temperatura	Version intrinsecamente segura	Agua a prueba de explosion	Efectos de EMI o RFI
1	Orificio	4	#	#	1/2
	coriolis (directo)	3	#	#	1/2
	Boquilla	3	#	#	1/2
2	VA	3	A	A	1
	Target	3	NA	A	3
	Averaging Pitot	3	#	#	2
	Boquilla Sonica	3	A	NA	1/2
3	Paleta deslizante	4	A	A	1/3
	Engranajes ovaes	4	A	A	1/3
	Piston rotatorio	4	A	A	1/3
	Diafragma de gas	4	A	NA	1/3
	Gas rotatorio	4	A	NA	1/3
4	Turbina	3	A	A	4
	Pelton	3	A	A	4
	Medidor mecanico	3	A	A	1
	Turbina de insercion	3	A	A	4
5	Vortex	2	A	A	4
	Medidor de remolinos	2	A	A	3
	Vortex de insercion	1	A	N	3
6	Electromagnetico	1	A	A	3
	Electromagnetico de insercion	1	A	N	3
7	Doppler	3/4	A	A	4
	Tiempo de transito	3/4	NA	A	4
8	Coriolis (directo)	1	A	A/NA	4
	Doble rotor (indirecto)	2	NO DATA	NO DATA	4
9	Anémometro	3	NA	NA	2
	Masico Termal	4	A	A	2
10	Trazador	1	N	N	1
	Laser	1	NA	NA	4

Fuente: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.

N No es necesario

A Está disponible

NA No está disponible

Es dependiente de la medición de presión

diferencial

1 Es bajo

5 Es alto

Anexo G. Selección por factores económicos. National

Tabla 7 Selección por factores económicos						
Grupo	Tipo	Costos de instalacion	Costos de Calibracion	Costos de Operación	Costos de mantenimiento	Costos de Repuestos
1	Orificio coriolis (directo)	1/2	1	3	2	1
	Boquilla	4	1/4	2	3	3
		3	3	2	3	2
2	VA	1/3	2	2	1	1
	Target	3	3	2	3	3
	Averaging Pitot	2	3	2	2	2
	Boquilla Sonica	2	1	3/4	2	1
3	Paleta deslizante	3	5	4	4	5
	Engranajes ovaes	3	4	4	4	5
	Piston rotatorio	3	3	3	3	4
	Diafragma de gas	3	3	1	2	2
	Gas rotatorio	3	4	3	3	3
4	Turbina	3	4	3	4	4
	Pelton	4	3	3	4	3
	Medidor mecanico	3	2	2	3	3
	Turbina de insercion	2	3	2	2	3
5	Vortex	3	3	3	3	3
	Medidor de remolinos	3	4	3	4	3
	Vortex de insercion	2	3	2	4	3
6	Electromagnetico	3	3	1	3	3
	Electromagnetico de insercion	2	3	2	2	2
7	Doppler	1/3	1	1	3	2
	Tiempo de transito	1/3	3	1	3	2
8	Coriolis (directo)	3	4	4	3	3
	Doble rotor (indirecto)	3	3	3	3	3
9	Anémometro	3	2	1	3	3
	Masico Termal	3	4	2	4	3
10	Trazador	2	-	4	2	4
	Laser	5	-	4	5	5

Fuente: Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991.




1 Bajo

5 Alto

Anexo H. Cotización del separador de prueba

15/3/2016

192.168.1.15:22222/scp/console/foepeda/Cotizacion.htm

		TALLERES UNIDOS COTIZACION	
---	---	---	---

Señores:

Jennifer Carolanne Roman Ortegon
 Tel: 3162354867

FECHA

2016-03-15

NUMERO
3725

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	Fabricacion de separador diametro 500 mm x 2700 mm de longitud con tapas toriesféricas, conexiones de 2 7/8"	1	\$10.750.000	\$10.750.000
			SUB-TOTAL	\$10.750.000
			IVA	\$1.720.000
			TOTAL	\$12.470.000

COMENTARIO

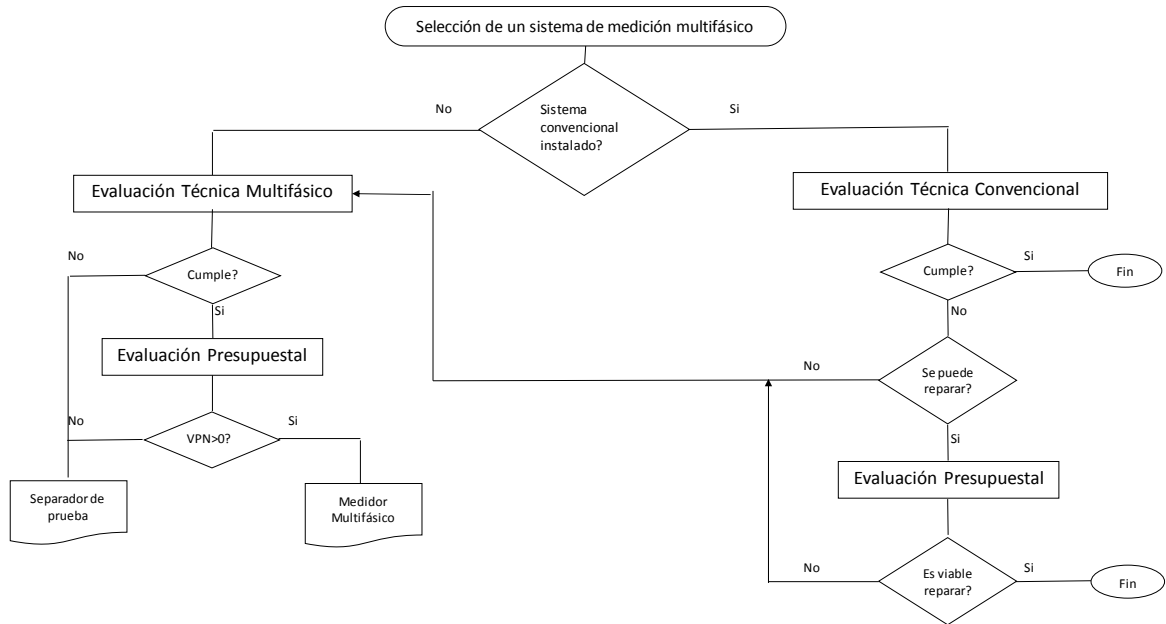
Al equipo se realizara prueba de liquidos penetrantes, prueba hidrostática se entregara con limpieza y pintura final, en las instalaciones de talleres unidos ltda

CONDICIONES DE PAGO 50% anticipo 50% contraentrega	VALIDEZ DE LA OFERTA 15 días	Arcenio Jaraba GERENTE
TIEMPO DE ENTREGA 20 días	FLETES A CARGO DE Jennifer	

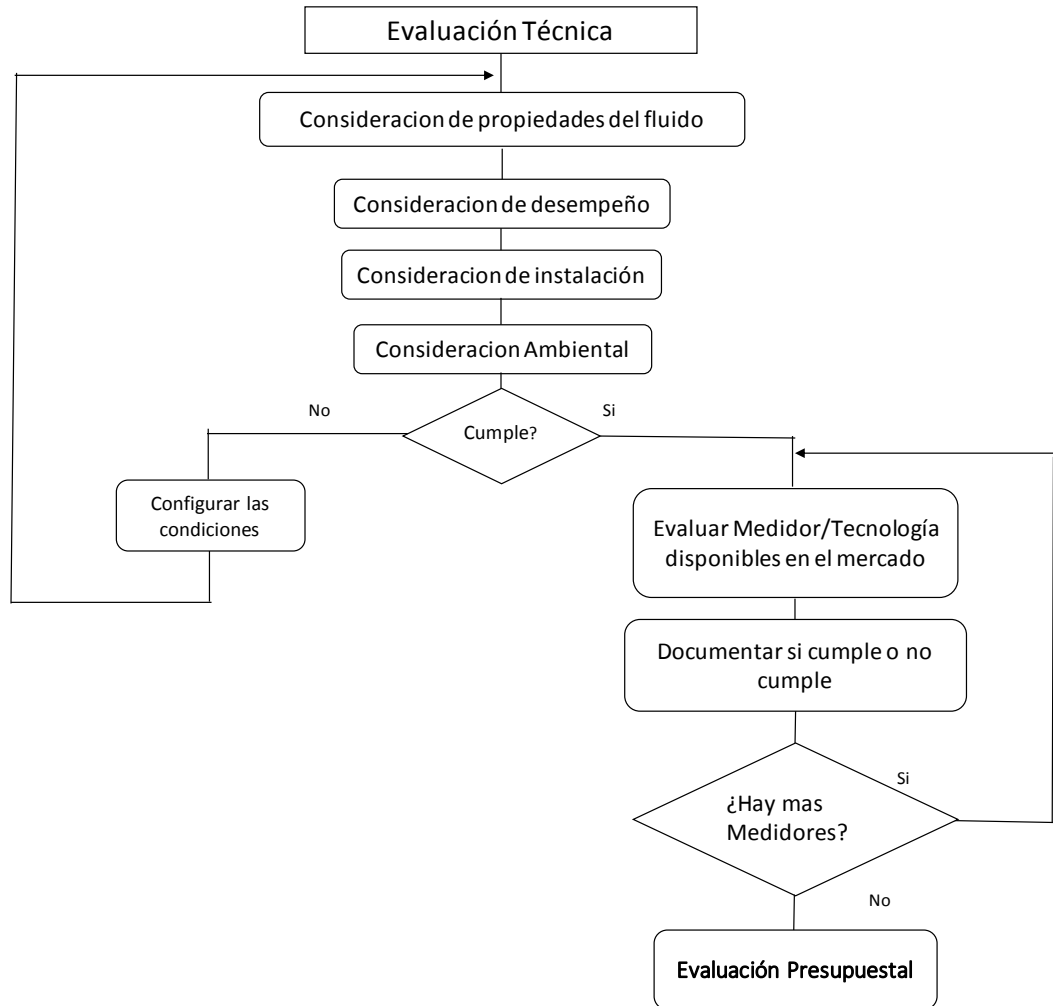
AVENIDA 33 N° 59-16 Tel. 6221371 Telefax. 6224253 - 6229496
 E-mail: talleresunidosltda@gmail.com
 NIT. 890.200.829-6

Fuente: Compañía Talleres Unidos S.A.

Anexo I. Diagrama de flujo de la selección de un sistema de medición multifásico

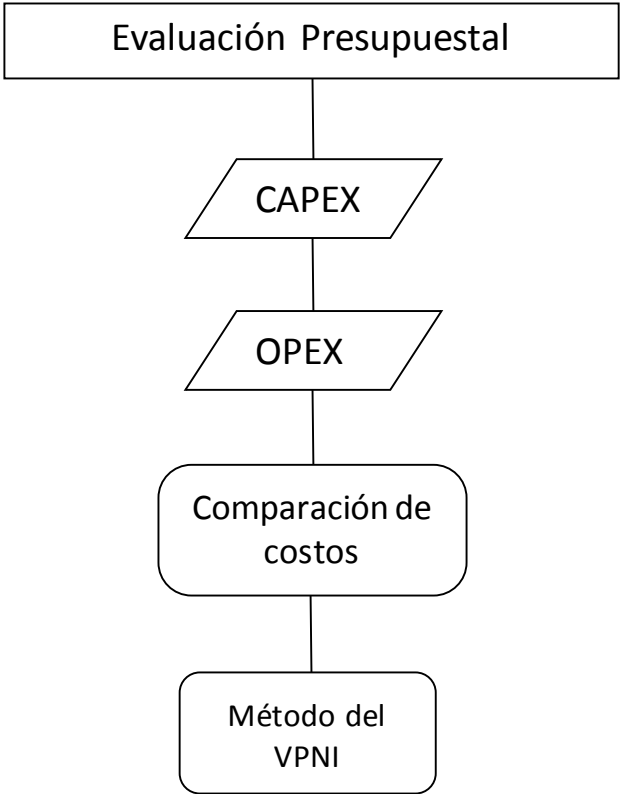


Anexo J. Diagrama de flujo de la evaluación técnica de un medidor multifásico.



Fuente: Modificado por autores, tomado de: National Measurement British Standard 1709, Guidance note to Selecting flowmeter, United Kingdom, 1991. & Handbook of Multiphase Flow Metering.

Anexo K. Diagrama de flujo de la evaluación presupuestal del medidor multifásico.



Fuente: Autores basado en el artículo Economic Evaluation of Multiphase Meter, Leonardo Journal of sciences 2007.