

SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE UN POZO EN CAMPO ESCUELA
COLARADO: VARIABLES EN CABEZA DE POZO

DANIA ANDREA LARGO JAIMES
ERICK FERNANDO DÍAZ RODRÍGUEZ
JOHN ALEXANDER VARGAS SERRANO



CAMPO
ESCUELA
C O L O R A D O



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2011

SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE UN POZO EN CAMPO ESCUELA
COLARADO: VARIABLES EN CABEZA DE POZO

DANIA ANDREA LARGO JAIMES
ERICK FERNANDO DÍAZ RODRÍGUEZ
JOHN ALEXANDER VARGAS SERRANO

Trabajo de grado para optar al título en Ingeniería Electrónica

Director

MSc. JAIME GUILLERMO BARRERO

Codirector

MSc. JORGE ENRIQUE MENESES FLÓREZ



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2011

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. CABEZA DE POZO	16
1.1 Configuración Básica de la Cabeza de Pozo	16
1.2 Análisis de Variables	18
1.2.1 Caudal	19
1.2.2 Presión	21
1.2.3 Temperatura	21
2. FUNDAMENTOS DE FLUJO MULTIFÁSICO	22
2.1 Flujos Multifásicos	22
2.1.1 Viscosidad	23
2.1.2 Número de Reynolds	23
2.1.3 Número de Froude	24
2.1.4 Flujo Laminar	24
2.1.5 Flujo Turbulento	24
2.1.6 Patrones de Flujo	25
3. MEDICIÓN DE CAUDAL MULTIFÁSICO	28
3.1 Tomografía de Resistencia Eléctrica	28
3.2 Medidores Ultrasónicos	29
3.3 Sistema de Medición Multifásico Accuflow	30
4. INGENIERÍA DE CABEZA DE POZO	32
4.1 Instalaciones y Condiciones Actuales	33
4.2 Instrumentación	35
4.2.1 Presión	36
4.2.2 Temperatura	37
4.2.3 Caudal	38
4.2.4 Instalación de los instrumentos	38
BIBLIOGRAFÍA	40

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cabeza de Pozo	17
Figura 2. Árbol de Navidad	18
Figura 3. Patrones de flujo en tuberías verticales	26
Figura 4. Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	27
Figura 5. Cabeza de pozo (Colorado-33).....	34
Figura 6. P&ID del cabezal de pozo.....	35
Figura 7. Kobold modelo PAS.....	37
Figura 8. RTD Omnigrad T TR 25.....	38
Figura 9. Instrumentos instalados.....	39

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Instrumentos Preseleccionados	36
--	----

RESUMEN

TÍTULO:

Selección de la Instrumentación de un Pozo en Campo Escuela Colorado: Variables en cabeza de pozo.*

AUTORES:

Dania Andrea Largo Jaimes
Erick Fernando Díaz Rodríguez
John Alexander Vargas Serrano

PALABRAS CLAVE: Cabeza de pozo, flujo multifásico,

Este documento corresponde al informe final del seminario de investigación: Selección de la Instrumentación de un Pozo en Campo Escuela Colorado: Variables en Cabeza de pozo. A continuación se presenta una síntesis de los temas abarcados durante el seminario, se realiza un estudio de fundamentación de los conceptos básicos sobre flujo multifásico tales como, patrones de flujo que pueden llegar a influenciar en el proceso de medición, proceso de adquisición de datos de las variables que influyen en caracterización de un caudal, tecnologías apropiadas en la medición de caudal y sus posibles combinaciones para llevar estas a la medición de un fluido de más de dos fases, se recorren los componentes mecánicos del cabezal y su funcionamiento, se presenta la medición de flujo multifásico como una de las soluciones más atractivas para la optimización de la producción y manejo de pozos petroleros, principalmente las técnicas de medición de caudal multifásico y finalmente se plantea una solución para la instrumentación de un pozo en Campo Colorado.

La selección de los instrumentos para la medición de la presión de *tubing*, presión del anular y temperatura de fluido en cabeza de pozo se lleva a cabo teniendo en cuenta las condiciones y rangos de medición que sean impuestas por el pozo Colorado-33.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director MSc. Jaime Guillermo Barrero.

ABSTRACT

TITLE:

Selección de la Instrumentación de un Pozo en Campo Escuela Colorado: Variables en cabeza de pozo.*

AUTHORS:

Dania Andrea Largo Jaimes
Erick Fernando Díaz Rodríguez
John Alexander Vargas Serrano

KEYWORDS: Cabeza de pozo, flujo multifásico,

This document is the final report of the research seminar: Selección de la Instrumentación de un Pozo en Campo escuela Colorado: Variables en Cabeza de Pozo. Below is a summary of the topics covered during the seminar, a study is performed to substantiate the basic concepts such as multiphase flow, flow patterns that can influence the process of measurement, data acquisition process of variables that influence flow characterization, appropriate technologies in the flow measurements and their possible combinations to bring these to measurement of multiple phases fluids, , studied mechanical components and operation of the wellhead, presents the measurement of multiphase flow as the most attractive solutions for the optimization of the production and handling of oil wells mainly the techniques of multiphase flow measurement, and finally presents a solution for the implementation of a well at Campo Colorado.

The selection of instruments for measuring pressure tubing, pressure annular and fluid temperature at the wellhead is carried out taking into account the conditions and ranges that are imposed by the Colorado-33 well.

* Final Graduate Project

** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications Engineering School. Director MSc. Jaime Guillermo Barrero.

INTRODUCCIÓN

La alianza de Campo Escuela Colorado llevada a cabo entre la UIS y ECOPETROL S.A., constituye un esfuerzo compartido que busca el desarrollo de proyectos académicos y prácticos en el área de los hidrocarburos, que fortalezcan la formación de profesionales integrales conocedores de las operaciones en campo y que acudan a la investigación como medio de aprendizaje. Mediante esta alianza, la petrolera le hizo entrega a la universidad de una serie de pozos pertenecientes al Campo Colorado, localizado geográficamente en la Vereda Los Colorados, corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucurí, departamento de Santander. A diferencia del momento en el que se realizó la entrega, en la actualidad la mayoría de los pozos se han reactivado por cuenta de un tercer participante, Weil Group.

En la universidad se está llevando a cabo un proceso de fundamentación teórica en materia de producción petrolera como respuesta a las iniciativas del convenio. Los estudios comprenden áreas como: impacto social y económico en la región donde se ubican los pozos, bombeo mecánico e instrumentación electrónica.

El presente proyecto es el desarrollo de un seminario de investigación en torno a una propuesta de instrumentación en cabeza de pozo para un pozo particular perteneciente a campo colorado, se presenta la recopilación de los principales temas abarcados durante el seminario. El común denominador de este trabajo ha sido la búsqueda de tecnologías cuyo desarrollo investigativo se encuentre documentado y que ofrezca la posibilidad de un estudio experimental o aplicado, teniendo en cuenta que el objetivo del convenio Campo Escuela Colorado es la continuidad de los proyectos.

Las bases sobre las cuales se inicia el seminario son la comprensión de la estructura mecánica y funcional del cabezal de pozo, y la identificación de las

variables en cabeza de pozo que marcan su funcionamiento y que permiten generar indicadores de su estado en tiempo real. A partir de este punto el proyecto se centra en las tecnologías para la medición de flujo multifásico, ya que ofrecen ventajas muy atractivas tanto desde el punto de vista económico como operativo del pozo.

En la lectura continua de la tasa de producción de un pozo, es posible identificar daños en la unidad de bombeo o notar cambios en el yacimiento, lo que garantiza una intervención oportuna del personal técnico y una planeación estratégica para su manejo; incluso permite conocer con anticipación el tiempo de vida de un pozo. Otra de las múltiples ventajas de la utilización de MFM radica en el hecho de suprimir la necesidad de separadores de prueba, reduciendo drásticamente el costo de producción.

1. CABEZA DE POZO

A partir de la necesidad de la instalación de sistemas de bombeo en los pozos petroleros surge también la necesidad de controlar su funcionamiento, y aunque en la actualidad se cuenta con tecnología avanzada para cumplir con este objetivo, los campos petroleros cuya producción no es muy alta requieren el desarrollo de sistemas alternos de menor costo que permitan optimizar y manejar la producción.

A continuación y durante el desarrollo del seminario de investigación, se busca reconocer cuáles y mediante qué métodos las variables medibles en cabeza de pozo resultan convenientes para su implementación. Inicialmente se hace un reconocimiento de la estructura mecánica que conforma el cabezal de pozo y su funcionamiento. Como segundo paso se identifican las variables del sistema: presión, temperatura y caudal.

1.1 Configuración Básica de la Cabeza de Pozo

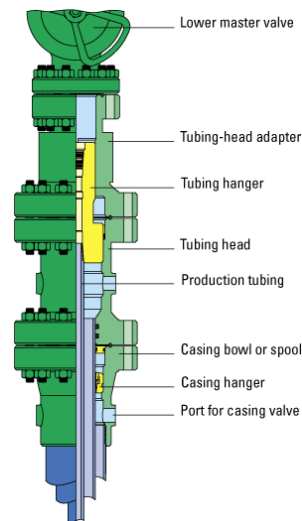
El sistema de producción inicia con la cabeza de pozo, que es el ensamble superior del *tubing* y el *casing*, además es allí donde se sella el espacio anular.

Del cabezal salen diferentes tuberías, unas encargadas de transportar el gas que fluye desde el espacio anular, otra conectada al *tubing* que transporta el crudo extraído del fondo y otras disponibles para la ejecución de pruebas. Dentro de las facilidades instaladas en el cabezal se hallan también juegos de válvulas encargadas de mantener la dirección del flujo como las válvulas de *check* y otras de mariposa disponibles para la realización de pruebas. En el caso de pozos con sistema de levantamiento artificial se instala el árbol de navidad sobre la cabeza de pozo.

Generalmente el flujo que brota de los pozos tiene diferentes fases, dentro de los componentes más comunes están: petróleo, agua, gas y arenas, pero esto depende de la naturaleza del pozo.

A continuación se presentan los principales componentes de la cabeza de pozo, estas partes y su ensamble se pueden apreciar en la figura 1, [7].

Figura 1. Cabeza de Pozo



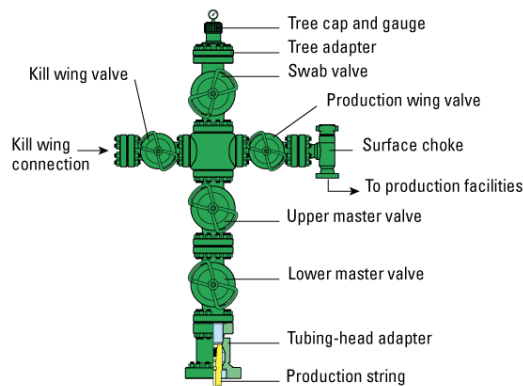
Fuente [7]

- *Tubing-head adapter*. Es el equipo utilizado para adaptar la conexión superior de la cabeza del *tubing* a la sección más baja del árbol de navidad.
- *Tubing hanger*. Es el mecanismo que se utiliza para colgar el *tubing* desde el interior de la cabeza por medio de una rosca.
- *Tubing head*. Equipo unido al *casing spool* usado para colgar el *tubing* y sellar el espacio anular entre el *casing* y el *tubing*.
- *Casing hanger*. Mecanismo que encaja en el *casing head*, responsable de colgar o sujetar el *casing*.
- *Secondary seals* (opcional). Se utilizan para sellar alrededor del *casing* con la parte inferior del cabezal del *tubing*.
- *Casing head*. Es la parte más baja del cabezal y proporciona un medio de suspensión y ensamble del *casing*.
- *El árbol de navidad*. Ofrece servicios de control primario y secundario para la producción normal del pozo y su cierre. Además es la conexión entre el pozo y

la tubería de transmisión, no se utiliza cuando el sistema de bombeo es mecánico. Se puede observar en la figura 2.

- *Oleoducto*. Es la tubería encargada del transporte de petróleo o sus derivados, excepto en el caso del gas que se denomina gasoducto. Para el transporte el oleoducto tiene cada cierta distancia bombas encargadas de mantener una velocidad casi constante.

Figura 2. Árbol de Navidad



Fuente [7]

1.2 Análisis de Variables

Como se mencionó anteriormente en cabeza de pozo es importante tener un registro de la presión tanto del anular como del *tubing*, este registro permite observar variaciones abruptas en fondo de pozo, las cuales podrían terminar en daños de la unidad. En el caso de la temperatura es una variable determinante de las propiedades del flujo y podría llegar a ocasionar problemas de parafinas o corrosión de la tubería bajo ciertas condiciones. Finalmente uno de los puntos más interesantes y que ha tenido grandes avances en los últimos tiempos es la medición de caudal, lo cual es apenas lógico ya que de la medición de la producción depende el balance económico del pozo.

1.2.1 Caudal

Al hablar de caudal en el entorno petrolero es muy importante comprender primero que el fluido extraído de los pozos es multifásico, por lo tanto requiere de instrumentos especiales para determinar la cantidad de cada uno de sus componentes.

Los primeros medidores de flujo multifásico surgen en la década de 1980, como resultados de varias investigaciones realizadas por universidades, centros de investigación y compañías petroleras. Entre las más destacadas están Tulsa (US), SINTEF (Noruega), Imperial College (UK), National Engineering Laboratory (UK), CMR (Noruega), BP, Texaco, Elf, Shell, Agip y Petrobras. A partir de su surgimiento la tecnología de MFM (Medidores de Flujo Multifásico) ha sido aceptada en campo y está comenzando a ser considerada como una de las principales soluciones de medición para el desarrollo de los nuevos campos [23].

Dentro de la industria del petróleo y gas, en general se reconoce que MFM podría dar lugar a grandes beneficios en términos de:

1.2.1.1 Pruebas de pozos: Los separadores de prueba convencionales son costosos y toma mucho tiempo monitorear el desempeño de cada pozo a causa de que requieren condiciones de flujo estables.

En el caso de que la producción de los pozos individuales esté conectada al mismo colector, es posible monitorear mediante una línea de prueba dedicada para evitar el cierre de todos los pozos y probar uno por uno (con pérdida de producción considerable). Sin embargo, el costo de una línea de flujo por separado puede tener limitaciones económicas. Los separadores de prueba tienen una exactitud de $\pm 5 - 10\%$, en la actualidad es factible lograrlo a partir de MFM pero requiere de la intervención periódica de personal capacitado.

Otra desventaja de las pruebas de pozo con separadores convencionales es que los pozos se someten a ciclos de cierre relacionados con las pruebas de pozos. Por lo tanto, los pozos que han sido probados de manera regular por lo general requieren reparaciones con mayor frecuencia para mantener sus tasas de producción. Usando MFM para las pruebas de exploración proporciona mediciones adecuadas del flujo sin necesidad de interrumpir la producción.

1.2.1.2 Manejo de yacimientos: Los medidores de flujo multifásico proporcionan en tiempo real, los datos continuos para que los operadores mejoren la caracterización de los campos y el rendimiento de los yacimientos, además de aumentar la rapidez de reacción. Los cambios en la relación petróleo-gas o corte de agua se pueden detectar y cuantificar de inmediato, mientras que los separadores de prueba tradicionales sólo proporcionan información sobre el volumen acumulado en puntos discretos de tiempo.

1.2.1.3 Distribución de la producción: Cualquier situación en donde la producción de pozos/campos de diferentes operadores es combinada para su exportación por la misma tubería a una planta de procesamiento común requiere la medición para su distribución. Sin MFM, la producción de cada pozo debe fluir a través de un separador de prueba antes de ser mezclada con los demás producidos.

1.2.1.4 Control de la producción: Los MFM proporcionan información en tiempo real sobre las variaciones en el flujo de gas y líquido, por lo que los efectos de *slugging* o *gas lift* pueden ser detectados a medida que ocurren. Esto permite la optimización de la producción y la extensión de la vida del campo.

1.2.1.5 CAPEX y OPEX: Cuando los operadores tienen que decidir entre un enfoque tradicional en las instalaciones y uno incluyendo MFM, deben comparar el CAPEX y OPEX de ambas soluciones. Si bien es relativamente fácil calcular los

costos de los componentes de hardware, es muy difícil predecir el OPEX. Esto se debe a que el número de aplicaciones de MFM en el mundo es significativamente menor que las instrumentaciones convencionales, pero los operadores subestiman el OPEX asociado con MFM, especialmente para la fase de puesta en marcha el primer año de operación.

1.2.2 Presión

La presión en cabeza de pozo es un factor determinante ya que brinda información acerca de las condiciones de fondo de pozo. Se pueden distinguir dos valores de presión: una es la presión de *tubing* y otra es la presión del anular (región comprendida entre el *tubing* y el *casing*). La presión de *tubing* o presión de la tubería de producción es característica de cada pozo, su importancia radica en las variaciones abruptas en su registro, además de acuerdo a la historia del pozo es posible reconocer ciertos patrones en el comportamiento de los valores de presión y el estado de operación del pozo y del sistema de bombeo.

1.2.3 Temperatura

La temperatura de fluido es una propiedad que permite determinar posibles variaciones en su estado, aunque este análisis se hace mediante pruebas químicas realizadas a muestras extraídas periódicamente del pozo.

Otro aspecto para el cual podría ser utilizada la medición de temperatura sería para identificar las condiciones bajo las cuales se pueden presentar problemas de formación de parafinas en las tuberías.

2. FUNDAMENTOS DE FLUJO MULTIFÁSICO

El caudal multifásico es el más difícil de medir debido a su complejidad, por lo tanto es trascendental caracterizarlo de acuerdo a sus propiedades. Generalmente la viscosidad, el número de Reynolds y el patrón de flujo de acuerdo a la tubería hacen parte de esta caracterización. Una vez se han comprendido tanto el régimen de flujo como el medio en el cual se presenta, es posible llegar a la selección de un instrumento adecuado para la medición de cada una de las fases.

2.1 Flujos Multifásicos

Un flujo multifásico se compone de dos o más fases que fluyen simultáneamente a través de un conducto. Es el tipo de flujo más común que ocurre en la naturaleza, por ejemplo la sangre del cuerpo humano o los ríos. Las fases que pueden estar presentes en un flujo multifásico son gas, líquido y sólido. El último se presenta en forma de pequeñas partículas incompresibles y no deformables, mientras que el líquido presenta una característica deformable pero incompresible y el gas es compresible y deformable.

En flujos de dos fases las clases más comunes son las siguientes:

- Flujos gas-sólido, donde partículas sólidas están suspendidas en el gas.
- Flujos líquido-líquidos, como las emulsiones de agua y petróleo.
- Flujos líquido-sólidos, en el que las partículas sólidas se encuentran suspendidas en el líquido.
- Flujos gas-líquido, que es ampliamente encontrado en la industria petrolera.

Para el caso de flujos de tres fases, se encuentran las siguientes clases:

- Flujos gas-líquido-sólido, encontrados en reacciones de gas-líquido con catalizador de partículas sólidas.

- Flujos gas-líquido-líquido, el cual es el más importante en este artículo debido a que las fases son agua, petróleo y gas natural provenientes de un pozo.
- Flujos sólido-líquido-líquido, por ejemplo si existe arena mezclada con agua y petróleo en vez de gas.

Puede haber flujos que contengan cuatro fases, por ejemplo si el pozo presenta agua, petróleo, gas natural y arena.

2.1.1 Viscosidad

La viscosidad es la propiedad de los fluidos en movimiento que caracteriza la tendencia a no fluir, debido al rozamiento entre sus moléculas. Según la mecánica de fluidos, la viscosidad dinámica se define como la relación existente entre el esfuerzo cortante τ y la tasa cortante $\Delta v/\Delta y$, mostrada en la ecuación (1). Aquí, τ es la fuerza necesaria para mover una unidad de área sobre otra y la tasa cortante es la medida del cambio de velocidad entre las unidades de área

$$\eta = \frac{\tau}{\Delta v/\Delta y} \quad (1)$$

Generalmente, en la dinámica de fluidos se realizan cálculos que incluyen la relación de la viscosidad dinámica y la densidad del fluido. La ecuación (2) representa esta relación, la cual se conoce como viscosidad cinemática.

$$\mu = \frac{\eta}{\rho} \quad (2)$$

2.1.2 Número de Reynolds

$$N_R = \frac{\rho D v}{\mu} \quad (3)$$

Aquí, ρ es la densidad del fluido, D es el diámetro de la tubería, v es la velocidad promedio del flujo y η es la viscosidad del fluido. El número de Reynolds también ayuda a visualizar el perfil de velocidad de un fluido, siendo este plano si N_R es grande o parabólico si N_R es pequeño.

2.1.3 Número de Froude

Otro parámetro a tener en cuenta en el análisis de flujos multifásicos es el número de Froude. Este parámetro relaciona las fuerzas inerciales con las fuerzas gravitacionales mediante (4). Aquí, v es la velocidad del fluido, D es el diámetro de la tubería y g es la gravedad.

$$N_F = \frac{v}{\sqrt{gD}} \quad (4)$$

2.1.4 Flujo Laminar

El flujo laminar se presenta cuando el número de Reynolds es menor a 2000 y es característico de fluidos altamente viscosos ya que sus esfuerzos cortantes son significativos. Se le llama laminar debido a que el fluido pareciera moverse en láminas continuas que interactúan poco con las capas adyacentes. En este tipo de flujo, las capas que se encuentran más hacia el centro de la tubería se mueven a una velocidad mayor que las capas que hacen contacto con las paredes de la tubería, lo cual se debe al alto grado de viscosidad del fluido.

2.1.5 Flujo Turbulento

Este tipo de flujo es típico de fluidos que tienen un número de Reynolds superior a 4000. Lo anterior indica que el fluido posee una baja viscosidad, por ejemplo el agua, y sus movimientos varían irregularmente conllevando a una variación

aleatoria de las cantidades del mismo como la velocidad y la presión. El flujo turbulento presenta la característica que todas sus partículas se mueven a la misma velocidad aunque se encuentren cerca a las paredes de la tubería o en el centro de la misma.

2.1.6 Patrones de Flujo

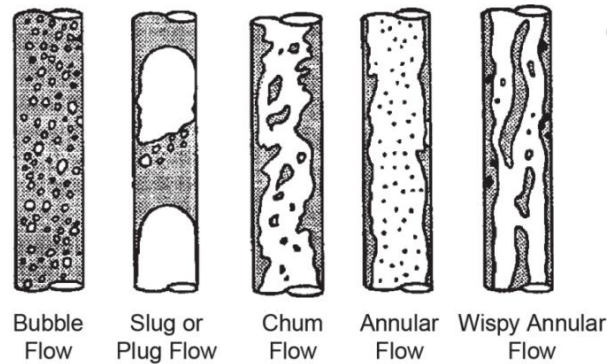
Un patrón de flujo es la forma en que se distribuyen las fases de un fluido cuando fluye. Estos patrones dependen de factores como presión superficial, humedad, dispersión, entre otros. El enfoque de este artículo se centra en los patrones de flujo que encierran flujos de tipo gas-líquido y gas-líquido-líquido. Para flujos gas-líquidos en tuberías verticales, los patrones de flujo que se pueden presentar son los siguientes:

2.1.6.1 *Bubble Flow*. Una dispersión de burbujas de tamaños no uniforme fluyen dentro de la fase líquida continua.

2.1.6.2 *Slug Flow*. Sucede cuando las burbujas se unen y forman una burbuja del tamaño de la tubería con forma de bala.

2.1.6.3 *Churn Flow*. Las burbujas en forma de bala a altas velocidades estallan y conllevan a un régimen de flujo inestable en el que hay un movimiento oscilatorio de la fase líquida.

Figura 3. Patrones de flujo en tuberías verticales



Fuente [22]

2.1.6.4 *Annular Flow*. Aquí la fase líquida fluye sobre las paredes de la tubería como una película mientras que la fase gaseosa fluye por el centro de la tubería. Normalmente dentro del gas se encuentran pequeñas gotas de líquido.

2.1.6.5 *Wispy Annular Flow*. Consiste en la formación de espiras de líquido dentro del gas debido a la alta concentración de pequeñas gotas de líquido en el mismo.

Para tuberías que se encuentran en posición horizontal, los patrones de flujo existentes son los que se muestran en la figura 2 y se definen como sigue:

2.1.6.6 *Bubble Flow*. Al igual que en tuberías verticales, hay burbujas dispersas en la fase líquida, pero estas se acumulan en la parte superior de la tubería.

2.1.6.7 *Stratified Flow*. Ocurre cuando la gravedad separa completamente las fases. La fase líquida fluye en la parte inferior del canal y el gas en la parte superior.

2.1.6.8 *Wavy Flow*. En el flujo estratificado, la velocidad del gas aumenta, lo que produce olas sobre la interface gas-líquido.

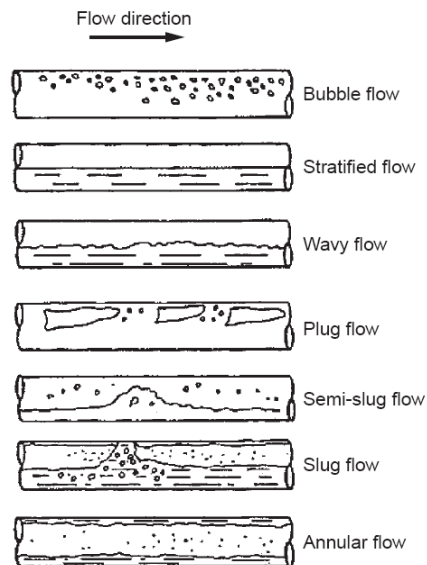
2.1.6.9 *Plug Flow*: Burbujas con forma de bala fluyendo en la parte superior de la tubería.

2.1.6.10 *Semi-slug Flow*: Ondas de la fase líquida más grandes que las ondas del patrón *wavy flow*, aunque estas no tocan la cima del canal.

2.1.6.11 *Slug Flow*: Se diferencia con el patrón anterior porque las ondas llegan hasta la parte superior de la tubería formando burbujas de gas de mayor tamaño que esas que se forman en el patrón *plug flow*.

2.1.6.12 *Annular Flow*: En este caso, al igual que en tubos verticales, el gas fluye por el centro del ducto y el líquido sobre las paredes del mismo, con la diferencia que la película de líquido tiende a ser más gruesa en la parte inferior de la tubería.

Figura 4. Patrones de flujo en tuberías horizontales



Fuente [22]

3. MEDICIÓN DE CAUDAL MULTIFÁSICO

3.1 Tomografía de Resistencia Eléctrica

La tomografía de resistencia eléctrica es una técnica no invasiva que sirve para medir el caudal de fluidos que contengan fases conductoras, aunque una de ellas debe conducir en un mayor grado que la otra, por tanto, esta técnica se aplica mayormente a flujos de dos fases.

El sistema ERT utiliza dos planos de 16 electrodos cada uno espaciados a una distancia fija sobre la tubería, para medir la conductividad de la mezcla al inyectar corriente y medir voltaje o inyectar voltaje y medir corriente, lo cual depende del nivel de conductividad del fluido. La forma en que se hace la medición es la siguiente: se inyecta corriente por el par de electrodos vecinos 1-2 y se miden los voltajes en los pares sucesivos de electrodos vecinos 3-4, 4-5, ..., 14-15, 15-16. Al terminar la secuencia, la corriente pasa a inyectarse por los electrodos 2-3 y los voltajes se miden en el resto de los electrodos. Este proceso se repite hasta que todas las mediciones independientes sean hechas.

Las señales de voltaje diferencial de cada par de electrodos son adquiridas mediante una etapa de acoplamiento AC que, además de eliminar los componentes de DC de cada electrodo, disminuye la impedancia vista por la etapa siguiente, que corresponde a un filtrado pasa-altas que reafirma la eliminación de componentes de DC. La etapa siguiente corresponde a una multiplexación que selecciona el par de señales de electrodos sucesivos y las dirige al amplificador de instrumentación de ganancia programable PGIA, el cual amplifica o atenúa las señales de entrada disminuyendo así el rango dinámico de las mismas y aumentando la relación señal a ruido. Luego un filtro pasa-bajas rechaza rizados que pueda tener la señal de salida del PGIA. El ADC convierte la señal analógica a señal digital y los envía a una memoria FIFO, que los almacena y luego los

transmite hacia un PC remoto. El ruido de alta frecuencia que pueda resultar del transporte del fluido o que haya sido insertado por los sensores, se elimina mediante el método *wavelet de-noising*. Este método consiste en descomponer una señal ruidosa en varios niveles utilizando una familia de *wavelets* específica para calcular coeficientes de detalle y coeficientes de aproximación. Los coeficientes de detalle se eliminan y luego se reconstruye la señal nuevamente.

El tiempo que demora el fluido en viajar de un arreglo de electrodos a otro se calcula con la ayuda de la correlación cruzada de las señales provenientes de los dos arreglos de electrodos. Este tiempo es el instante donde ocurre el pico máximo de la función de correlación, y conociendo la distancia a la que están separados los planos de electrodos, se puede calcular la velocidad a la que viaja el fluido. Esta velocidad calculada mediante la correlación cruzada no es exactamente la velocidad de la mezcla debido a aspectos influyentes como la velocidad del agua y del petróleo. También se observó que mientras más rápido viaje el fluido más exacta será la velocidad calculada por la correlación cruzada de las señales de los arreglos de electrodos.

3.2 Medidores Ultrasónicos

Los medidores de flujo multifásico basados en tecnología ultrasónica permiten la medición del caudal en flujos cuya diferencia de impedancia acústica sea notoria, es decir que tengan diferencia entre sus densidades. Generalmente este método es aplicable a flujos en diferente estado por ejemplo líquido-gas. Los desarrollos alcanzados a la fecha incluyen instrumentos invasivos y no invasivos. Para el caso de los medidores no invasivos, cabe resaltar que se instalan fuera de la tubería (normalmente metálica) y que la ubicación de los transductores para lograr un buen resultado de transmisión debe tener un ángulo de incidencia de 19° , esto se probó con una onda ultrasónica emitida de 2MHz.

Los resultados de la aplicación de la tomografía ultrasónica muestran un método que puede ser aplicado para el reconocimiento del patrón de flujo y para medir la

fracción de vacío. El sistema consta de 16 pares de transductores ultrasónicos conformados por un transmisor y un receptor distribuidos alrededor de la tubería en un único plano transversal. Los transmisores requieren de un acople para que el espacio vacío de la tubería no afecte a la onda. El método de medición del sistema inicia con la emisión de un pulso ultrasónico de 40KHz a una tasa de 200 Hz entre cada emisión desde uno de los transmisores, y debido a que el ángulo de dispersión de la onda es de 125°, la señal solo es recibida por 10 de los receptores; luego se hace la lectura del siguiente transmisor y así sucesivamente hasta que se obtienen las 160 lecturas. Los receptores van conectados a un circuito de adecuación de la señal que la amplifica a un nivel de voltaje apropiado. La captura de datos se lleva a cabo mediante la técnica de muestreo y retención cuyo tiempo de muestreo es manejado mediante un micro-controlador. Esta señal muestreada es transmitida a un PC mediante un sistema de adquisición de datos para su respectivo procesamiento.

El tratamiento final de la información consiste en reconstruir la imagen mediante un algoritmo. En las pruebas hechas se usaron los algoritmos: *Linear Back Projection* (LBP) e *Hybrid-Binary Reconstruction* (HBR).

Otro sistema de medición basado en tecnología ultrasónica consiste en un arreglo acimutal de tres transductores en la base de la tubería, los cuales registran el perfil de velocidad del flujo (UVP del inglés *Ultrasonic Velocity Profile*), una vez son obtenidos los datos medidos y considerando el

3.3 Sistema de Medición Multifásico Accuflow

En el país el método tradicional para la medición de flujo multifásico resulta ser la utilización de separadores de producción, que terminan siendo sistemas muy lentos haciendo que las medidas de flujo obtenidas a partir de este método no sirvan como indicadores en tiempo real del estado del campo. En cuanto al marco

económico para el pago de las regalías se usan los datos de producción obtenidos mediante pruebas periódicas realizadas con separadores de prueba, cuya utilización incrementa considerablemente los costos de operación, esto sin contar con el hecho de que la información obtenida puede corresponder a factores presentados durante el periodo de prueba y no por esto representar el verdadero producido del pozo.

Obedeciendo a la clara necesidad de reducir los costos y mejorar la información que se extrae de cada pozo, las empresas han visto la necesidad de invertir en sistemas de medición más precisos y con mayor exactitud para los procesos. Las investigaciones buscan el diseño de métodos de medición usando conceptos experimentados a fondo como cambios de presión o cambios de volumen, garantizando sistemas compactos y de fácil manejo. Una solución desarrollada para la aplicación industrial de alta eficacia es presentado por la empresa Accuflow In. Basándose en un sistema de separación compacto para separar la corriente de gas de la corriente líquida de forma óptima, jugando con la estructura de la tubería y tratando de ahorrar el mayor espacio en el campo, la selección de los instrumentos se puede hacer en forma libre y sin problemas, es decir, el sistema de medición de las fases se puede realizar sin restricciones de tecnología. Cabe destacar que dependiendo de la tecnología que se use el sistema va a tener una incertidumbre mayor o menor. La instrumentación a seleccionar depende de los factores como incertidumbre y exactitud de las mediciones, las distintas tecnologías proponen diversos tipos de instrumentos al mercado con una amplia gama de aplicaciones.

La fase gaseosa conlleva un proceso grande en el sistema de Accuflow In.; la mayoría del conjunto del sistema se encarga de la separación óptima de la fase gas-líquido. Para la medición de Gas en el sistema de Accuflow In, se plantea usar medidores de turbina del tipo Daniel, Vortex, Ultrasónico y medidor de Coriolis.

Para la medición de caudal de líquido se tiene una amplia gama de opciones, medidores de Coriolis, medidores de turbina, medidores de tecnología nuclear o conocidos como medidores de análisis elementales (Mecánicos, Hidráulicos, Acústicos, Eléctricos) entre otros. El método plantea usar un mecanismo de análisis bastante completo, conformado por un sensor Coriolis y una plataforma de análisis para el cálculo del petróleo neto y el corte de agua de fluido multifásico desarrollado por la empresa Emerson bajo el grupo de investigación Micro Motion. La plataforma de desarrollo ALTUS usa las ecuaciones de una red NOC (Net Oil Computer) para el cálculo del petróleo neto y el corte de agua, adicionalmente esta alternativa de medición de líquido permite la detección de burbujas por más mínimas que sean y permite tomar una decisión entre 3 posibles que posee el sistema.

El sistema ALTUS NOC es de lazo cerrado; es un sistema automatizado, que permite al operario realizar las tareas mucho más fácil, ágil y más confiable.

4. INGENIERÍA DE CABEZA DE POZO

La industria petrolera hace parte de los sectores productivos más importantes a nivel mundial y por tanto es foco constante del desarrollo tecnológico, el principal objetivo es mejorar tanto la producción como el control sobre los pozos petroleros. A lo largo del seminario se abordó el tema de la medición de caudal multifásico ya que a partir de la medición de esta variable no solo se conoce el estado actual del pozo sino también hace posible determinar su comportamiento futuro. Como se planteó inicialmente hay dos variables más en cabeza de pozo que es necesario conocer para garantizar el óptimo desempeño del sistema de producción que son la temperatura y la presión (*tubing* y anular). A continuación se hace una propuesta de instrumentación de estas variables junto con la experiencia tenida en la visita técnica al pozo Colorado-33 de Campo Escuela, ya que es el pozo objeto de estudio.

4.1 Instalaciones y Condiciones Actuales

Las condiciones bajo las cuales está funcionando el pozo Colorado-33 en la actualidad obedecen a un proceso de reactivación, mediante el cual se reemplazaron los componentes no funcionales y se puso en producción el pozo. La producción promedio del pozo está alrededor de 15 Bd.

En la figura 5 se observa una foto de la instalación actual en cabeza de pozo del pozo Colorado-33, en ella se distingue el cabezal en la parte inferior y de ahí en adelante un conjunto de válvulas y tuberías encargadas del transporte del crudo y un sistema para la prevención de formación de parafinas. Para una mejor descripción del sistema, en la figura 6 se muestra un P&ID de una vista superior del cabezal, ignorando las líneas secundarias del mismo.

La línea de flujo P1 es por donde se extrae el crudo del reservorio y la válvula CV-101 se encarga de controlar su paso. Las líneas de flujo P2 y P3 están conectadas directamente al anular y por allí sale gas la mayor parte del tiempo, pero la línea P3 esta principalmente como puerto para pruebas del nivel de líquido en el fondo del pozo que se realizan al pozo, es decir, el *Echometer*. Por otro lado, la presión del *tubing* es conocida por medio del instrumento PI-108, mientras que la presión en el anular se conoce gracias al instrumento PI-109.

El problema de parafinas es controlado por el circuito cerrado que se forma cuando la válvula CV-104 esta abierta y CV-105 esta cerrada. Esto conlleva a que el fluido pase por el contenedor de color rojo en la foto, conocido como “care vaca”, en el que es agregado un químico que disuelve las parafinas.

Figura 5. Cabeza de pozo (Colorado-33)

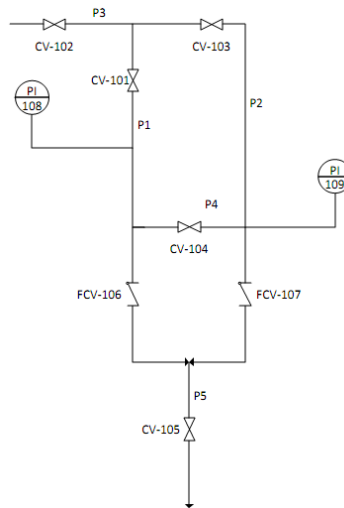


Fuente: Autores

Para la caracterización del funcionamiento del pozo se usa una técnica tradicional que consiste en la medición de presión en el *tubing* y en el anular, además de pruebas para determinar la carga que soporta la sarta de varillas y el nivel de fluido para prevenir daños en el sistema de producción (*dinagrama* y *Echometer*).

Las instalaciones en el pozo no presentan instrumentos para medir temperatura ni caudal, las otras variables de interés que fueron identificadas. Esto se debe a que este es uno de los pozos que fueron puestos en funcionamiento luego de que empezara el convenio con la empresa estatal ECOPETROL. Por eso es de suma importancia medir todas las variables importantes para caracterizar el pozo, lo que permite un mejor control y prevención de problemas que conlleva al incremento en la producción. Cabe resaltar que la temperatura no es una variable tan indispensable en este caso a causa de que varía poco en el recorrido del crudo, pero se debe tener en cuenta para realizar compensaciones en las mediciones de caudal.

Figura 6. P&ID del cabezal de pozo



Fuente: Autores

4.2 Instrumentación

Con base en la investigación realizada a lo largo del seminario las variables determinantes del estado de producción del pozo son: la presión, temperatura y el caudal. La presión tanto del *tubing* como del anular, garantizan el flujo de crudo desde el fondo hacia la tubería de producción; la temperatura afecta la formación de parafinas y el patrón de flujo y finalmente el caudal que es el indicador de producción.

El tema de caudal se enfocó hacia el estudio de técnicas de medición de flujo multifásico, y considerando que los instrumentos comercialmente disponibles para esta tarea tienen un costo muy elevado, su utilización resulta aplicable únicamente a pozos con una alta tasa de producción.

A continuación se hace la selección de los instrumentos para la medición de presión del *tubing*, presión del anular y temperatura del fluido en el primer tramo de la tubería de producción.

4.2.1 Presión

4.2.1.1 Presión de *tubing*. Corresponde a la presión del flujo en el *tubing* y se mide en cabeza de pozo. En el caso del Colorado-33 se requiere un transmisor de presión *gauge* y se mide en la tubería P1.

4.2.1.2 Presión del anular. Es la presión del flujo en la región ubicada entre el *tubing* y el *casing*, en el caso del Colorado-33 corresponde a la tubería P2 y también se mide a través de un sensor de presión *gauge*.

La presión máxima, según los registros, que se presenta en el pozo Colorado-33 es de 1800 psi tanto en *tubing* como en el anular. Por lo anterior, los medidores de presión deben tener un rango de medición de al menos 2000 psi. La búsqueda realizada en empresas como Endress+Hauser, Honeywell, Kobold y Rosemount, indicó que los instrumentos con el rango de medición que más se ajustaba a las condiciones impuestas por el pozo era de 4000 psi. Los otros instrumentos disponibles tenían un rango muy reducido o muy grande. En la tabla 1 se resumen los instrumentos preseleccionados.

Tabla 1. Instrumentos Preseleccionados

Referencia	Fabricante	Rango
2051	Rosemount	-14.7 a 4000 psi
Modelo PAS	Kobold	0 a 3625 psi
3051	Rosemount	-14.7 a 4000 psi

Los instrumentos anteriormente relacionados tienen exactitudes muy buenas, máxima de 0.075% del *span*, todos tienen salida de 4-20 mA.

Teniendo en cuenta el rango de edición y la exactitud, el instrumento mas adecuado es el modelo PAS, que se muestra en la figura 7 y puede ser ordenado con el respectivo manifold, tiene protección IP67 y se alimenta con tensiones entre 12 y 45 V.

Figura 7. Kobold modelo PAS



Fuente [10]

4.2.2 Temperatura

Las variaciones de temperatura alteran el funcionamiento normal del sistema al provocar cambios en las propiedades del fluido. Para la selección del sensor de temperatura se tuvo en cuenta que sea resistente a medios corrosivos, y ya que la tubería en la cual se va a instalar tiene un diámetro de 50 mm, la inserción del instrumento debe estar entre 25-30 mm.

El sensor de temperatura seleccionado es el *omnigrad T TR 25* de Endress+Hauser, mostrado en la figura 8. Es un sensor RTD que tiene protección IP65 a IP67, un encapsulamiento que contiene el transmisor para la conversión de la variable medida, salida de 4-20 mA y un rango de temperatura de -50 a 400°C.

Figura 8. RTD Omnigrad T TR 25



Fuente [11]

Este sensor se puede ordenar con o sin termopozo, según la decisión del cliente. Las demás características que presenta el instrumento se encuentran en [11].

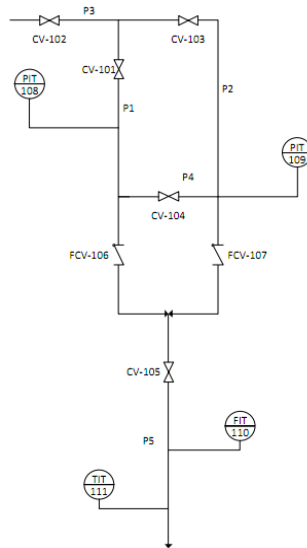
4.2.3 Caudal

Para medir caudal, se puede escoger una de las técnicas estudiadas por los estudiantes durante el seminario.

4.2.4 Instalación de los instrumentos

Aprovechando la ubicación de los instrumentos de presión instalados actualmente en el pozo, se decidió situarlos en el mismo lugar. De esta manera se puede conocer la presión de *tubing* y la presión en el anular. El sensor de temperatura se debe instalar en la línea de flujo P5 después del medidor de caudal, a unos 10 cms de este, previamente habiendo cambiado la ubicación de la válvula CV-105. Esta nueva disposición de la instalación del cabezal se muestra en la figura 9.

Figura 9. Instrumentos instalados



Fuente: Autores

BIBLIOGRAFÍA

- [1] (2011) El sitio Web de Accuflow In. [En Línea]. Disponible:
<http://www.accuflow.com/>
- [2] (2011) En el sitio web: Plataforma Altus NOC [En Línea] Disponible:
<http://www.adhesivesandsealants.com/product.mvc/Applications-Platform-0006>
- [3] (2011) El sitio web de IMI [En línea]. Disponible: <http://www.ccivalve.com>
- [4] (2011) El sitio web de Mathworks [En línea]. Disponible:
<http://www.mathworks.com/help/toolbox/wavelet/ref/f13-735230.html>
- [5] (2011) El sitio web Google books [En línea]. Disponible:
http://books.google.com/books?id=cjT04lGejR8C&pg=PA43&dq=funcion+de+c+orrelacion%2Bseñales&hl=es&ei=IAcvToTYAYGv0AHk0d3gAQ&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=10&ved=0CFoQ6AEwCQ#v=onepage&q&f=false
- [6] (2011) En el sitio web: Plataforma Altus [En Línea] Disponible:
<http://www.allbusiness.com/manufacturing/food-manufacturing-seafood/648965-1.html>
- [7] (2011) Sitio web de Schlumberger. [En línea]. Disponible:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- [8] “2051 hoja de datos,” Rosemount.
- [9] “3051 hoja de datos,” Rosemount.
- [10] “Modelo PAS hoja de datos,” Kobold.
- [11] “Omnigrad T TR 25 hoja de datos,” Endress+Huaser.
- [12] “Sitrans TF hoja de datos,” Siemens.

- [13] 2011) EL sitio web de Sapiensman [En línea]. Disponible :Technical Documents , www.sapiensman.net
- [14] A. Plaskowski, M. Beck, R. Thron, T. Dyakowski, *Imaging Industrial Flows: Applications of Electrical Process Tomography*, IOP Publishing Ltd., UK, 1995.
- [15] C. Tang, F. Dong, "Cross correlation velocity of oil-water two-phase flow by a dual-plane electrical resistance tomography system," in *Proc. Instrumentation and Measurement Technology Conference*, pp. 766-660, 2010.
- [16] Coriolis Technology Creates Superior Meters, Stack C., *Micro Motion White Paper WP-00510*, www.micromotion.com, 2003.
- [17] D. Wu, C. Wang, "Measurement of Oil Content in Oil-water Two -phase Flow Using coriolis Flow Meter", School of electrical Engineering, and Automation, Tianjin University, Tianjin, 30072, China.
- [18] Developed jointly by Applied Research International & SBM. *Process Control* [Documento Flash].
- [19] Developed jointly by Applied Research International & SBM. *Seperation&Nucleonics* [Documento Flash].
- [20] F. Dong, Y. B. Xu, L. J. Xu, L. Hua y X. T. Qiao, "Application of dual-plane ERT system and cross-correlation technique to measure gas-liquid flows in vertical upward pipe," *Flow Measurement and Instrumentation*, vol.16, pp. 191-197, 2005.
- [21] F. Dong, Z. X. Jiang, X. T. Qiao y L. A. Xu, "Application of electrical resistance tomography to two-phase pipe flow parameters measurement," *Flow Measurement and Instrumentation*, vol.14, pp. 183-192, 2003.
- [22] G. Falcone, G. F. Hewitt, y C. Alimonti, 1ra ed., *Multiphase Flow Metering: Principles and Applications*, *Developments in petroleum science*, Gran Bretaña, 2009, vol. 54.

- [23] G. Falcone, G.F. Hewitt, C. Alimonti, "Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments," presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September–3 October 2001, SPE 71474.
- [24] G. P. Lucas y N. D. Jin, "A new kinematic wave model for interpreting cross correlation velocity measurements in vertically upward, bubbly oil-in-water flows," *Measurement Science and Technology*, vol. 12, pp. 1538-1545, 2001.
- [25] G. Burden and P. Friedman, *Control Valves: Practical Guides for Measurement and Control*. ISA 1998.
- [26] I. Ismail, J. C. Gamio, S. F. Bukhari y W. Q. Yang, "Tomography for multiphase flow measurement in the oil industry," *Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 16, pp 145-155, 2005.
- [27] J. Jia, M. Wang, H. I. Schlaberg, H. Li, "A novel tomography sensing system for high electrically conductive multiphase flow measurement," *Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 21, pp 184-190, 2010.
- [28] Joseph S. and Bob R., "Field Evaluation of a Multiphase Meter in Well-Testing Operation," SPE, Chevron Petroleum Technology Co, Chevron U.S.A. Production Co. Jan. 1996.
- [29] K. Arnold, S. Stewart, *Surface Production Operations*, Vol. 1, Third Edition pp. 24-30, 37.
- [30] Liu K.T. and Kouba, G.E., "Coriolis-Based Net Oil Computer Gain Acceptance at the Wellhead," *Oil & Gas Journey* (June 1994)42.
- [31] Liu, K.T., "Multiphase Flow Separation and Measurement System," U.S. Patent No. 5,390,547. (1995).
- [32] M. Anklin, A. Wenger, A new slightly bent single tube CMF for corrosive fluids. In: *Proceedings FLOMEKO 2003*. 2003.

- [33] M. Anklin, W. Drahm, A. Rieder, "Coriolis mass flowmeters: Overview of the current state of the art and latest research", Flow measurement and instrumentation, vol. 17, pag. 317-323, 2006.
- [34] M. C. Potter, D. C. Wiggert, M. Hondzo, T. I. P. Shin, 3ra ed., Mecánica de Fluidos, México: Thomson, 2002.
- [35] M. Wang, Y. Ma, N. Holliday, Y. Dai, R. A. Williams y G. Lucas, "A high-performance EIT system," IEEE Sensors, vol. 5 No 2, pp. 289-299, 2005.
- [36] Micro Motion Altus Net Oil Computer Manual May 2000, Micro Motion, Fisher-Rosemount, en el sitio web [En línea] Disponible: <http://www.emerson.com/>
- [37] Micro Motion® Net Oil Computer , Data Sheet PS-00863, Rev A. May 2007.
- [38] R. Abdul Rahim, M.H. Fazalul Rahiman, K.S. Chan, S.W. Nawawi "Non-invasive imaging of liquid/gas flow using ultrasonic transmission-mode tomography," in Proc. Sensor and Actuators A , vol. 135, pp 337-345, 2007.
- [39] R. L. Mott, 6ta ed., Mecánica de Fluidos, México: Pearson Prentice Hall, 2006.
- [40] R. Raisutis, "Investigation of the flow velocity profile in a metering section of an invasive ultrasonic flowmeter," in Proc. Flow Measurement and Instrumentation, vol. 17, pp 201-206, 2006.
- [41] S. Hua, F. Dong, "Flowrate measurement with characteristic value cross-correlation by ERT in two-phase vertical pipe flows," in Proc. Fifth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, pp. 1428-1432, 2006.
- [42] S. P. Nanavati y P. K. Panigrahi, "Wavelet transform: A new mathematical microscope," Resonance, pp. 50-64, vol. 9, 2004.

- [43] S. Wada, H. Kikura, M. Aritomi, "Pattern recognition and signal processing of ultrasonic echo signal on two-phase flow," *Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 17, pp 207-224, 2006.
- [44] T. J. Cunningham, "An In-situ Verification Technology for Coriolis Flowmeters," Micro Motion, Inc, August 2009.
- [45] T. Martin, B. Morten, Roxar Flow measurement,: "The stage for Multiphase Meters- Generating More Detailed Flow Rate Knowledge and Widening the Operating Envelope, SPE 132563, Oct 26 2010
- [46] X. Deng, F. Dong, L. J. Xu, X. P. Liu y L. A. Xu, "The design of a dual-plane ERT system for cross correlation measurement of bubbly gas/liquid pipe flow," *Measurement Science and Technology*, vol. 12, pp. 1042-1031, 2001.
- [47] Y. Murai, Y. Tasaka, Y. Nambu, Y. Taskeda, S. Roberto, "Ultrasonic detection of moving interfaces in gas-liquid two-phase flow," in *Proc. Flow Measurement and Instrumentation*, vol. 21, pp 356-366 2010.