

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO



Universidad Nacional
Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MEDICIÓN MULTIFÁSICA”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R A P E T R O L E R A

P R E S E N T A

AIMARA TREJO HUICOCHEA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

ABRIL DEL 2009



AGRADECIMIENTOS

A mi mamá, Diana Elizabeth Huicochea Rojas, agradezco tu fuerza para poder sobrellevarme y aconsejarme nunca terminare de agradecerte lo suficiente; como tú lo dices este logro es de ambas y ahora lo mejor está por venir e indiscutiblemente estarás a mi lado para disfrutarlo. Te quiero muchísimo más, tu eres muy valiosa e indispensable para mi vida.

A mi papá, Rodrigo Nicolás Trejo Cabrera, por tu apoyo para poder realizar mi meta; y en este largo camino tuve un gran regalo, la oportunidad de conocerte y convivir contigo; los días de cine nunca los olvidare. Gracias por estar siempre al pendiente de mí y de mi hermana. Esta nueva etapa de mi vida la disfrutaremos juntos.

RECONOCIMIENTOS

A mi directora de tesis, María Isabel Villegas Javier, gracias por todo su apoyo así como la disposición para resolver mis dudas así como a la revisión de la tesis en forma atenta.

Al M. I. César Nicolás Quiroz, por su aportación de su trabajo para con mi proyecto de tesis, su conocimiento en medición fue de gran importancia para mi tesis.

Al M. I. Roque Risqueme Alcantara, gracias por su apoyo para iniciar mi tesis y por toda su ayuda para poder realizar mi investigación en campo.

RESUMEN

La industria petrolera forma parte importante de la economía mexicana, y cuyo sustento se basa en la rentabilidad en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos; sin embargo, en este tiempo se requiere de incrementar o al menos mantener su productividad.

La optimización en la operación de proyectos de explotación es primordial por lo que es necesaria la introducción de nuevas herramientas.

Las innovaciones tecnológicas permiten crear nuevos equipos que pueden sustituir equipos muy grandes, costosos, y que en algunas circunstancias resultan obsoletos.

Un medidor de flujo multifásico es una innovación tecnológica que permite obtener información de producción actual y de una forma verídica, permitiéndonos esta información la toma de decisiones oportunas para obtener una mayor recuperación de hidrocarburos. El medidor de flujo multifásico está diseñado para una medición continua y exacta a fin de obtener datos de gastos de aceite, gas y agua sin la necesidad de una separación de fases; esta ventaja permite mejorar el proceso de producción. Otra gran ventaja es que es un medidor compacto de fácil instalación y operación sencilla.

El uso de este medidor multifásico se ha validado con pruebas comparativas entre un equipo de medición de prueba y un equipo de medición multifásica; tomando en cuenta la exactitud como un parámetro que determina si el uso de esta medición nos proporciona la información adecuada para un monitoreo de producción y confirma si es correcto el uso de los medidores multifásicos.

En los campos de la Región Sur se implementó la medición multifásica como una estrategia para mejorar la administración de los campos, eliminando pérdidas de hidrocarburos mediante los métodos convencionales de separación para su posterior medición. Además de eliminar tiempos de operación y elevados costos.

Se realizaron las pruebas para pozos dando resultados satisfactorios, para seguir empleando los medidores multifásicos en los activos Bellota-Jujo , Cinco

Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna. Los medidores multifásicos proporcionan una noción en tiempo real que permite un diagnóstico del estado de los pozos, para tomar decisiones que mejoren la recuperación de hidrocarburos.

Optimizar las operaciones de producción influye directamente en los costos de operación y mantenimiento, en la vida productiva del yacimiento y en el factor de recuperación. Estos parámetros son llaves para tener una buena administración de yacimientos, que impactará en la rentabilidad de la industria energética.

	RESUMEN	i
	CONTENIDO	iii
	LISTA DE FIGURAS	vi
	LISTA DE TABLAS	x
	INTRODUCCIÓN	1
Capítulo I	FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN DE FLUJO	4
	I.1 Historia del medidor de flujo multifásico.	4
	I.2 Factores que definen el comportamiento de un medidor.	5
	I.3 Clasificación de medidores de flujo.	10
	I.4 Patrones de flujo.	15
	I.4.1 Patrones de flujo en tuberías horizontales.	16
	I.4.2 Mapas de patrones de flujo.	17
	I.4.3 Flujo bache.	19
	I.4.4 Formación de baches.	20
Capítulo II	MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO	23
	II.1 Principios de operación del equipo de medición de flujo multifásico.	23
	II.2 Principios físicos de operación	26
	II.3 Medidores de flujo multifásico y componentes principales.	27
	II.4 Algoritmos de medición de composición.	35
	II.5 Efecto de arena, ceras naturales y erosión.	42
	II.6 Rango de operación y exactitud.	43

Capítulo III	PROBLEMÁTICA DE MEDICIÓN DE POZOS EN CAMPOS DE LA REGIÓN SUR	47
	III.1 Infraestructura disponible.	48
	III.2 Pozos sin información individual por falta de infraestructura.	49
	III.3 Comparación con la medición con equipo de separación.	50
	III.4 Utilización del equipo de medición multifásica en la industria petrolera internacional.	50
Capítulo IV	PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO.	53
	IV.1 Metodología del procedimiento para evaluar el medidor de flujo multifásico.	53
	IV.2 Desarrollo de la prueba comparativa del medidor móvil multifásico ROXAR y los sistemas de medición convencionales.	54
Capítulo V	ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS.	64
	V.1 Exactitud del medidor multifásico.	64
	V.2 Especificaciones del comportamiento en flujo multifásico.	66
	V.2.1 Incertidumbres relativas al gasto de flujo volumétrico real.	67
	V.2.2 Porcentaje del gasto de flujo multifásico total.	68
	V.2.3 Porcentaje de los gastos de flujo de gas y líquido combinado con la incertidumbre de la relación agua líquido (WLR).	69
	V.3 Resultados.	71

Capítulo VI	APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD.	79
	VI.1 Soluciones integrales para optimizar la recuperación de los campos.	79
	VI.2 Método de curvas de declinación.	83
	VI.3 Simuladores numéricos de yacimientos.	92
	VI.3.1 Clasificación de simuladores.	94
	VI.4 Recursos petroleros.	96
	VI.4.1 Reservas.	97
	VI.4.2 Métodos de estimación de reservas.	99
	VI.4.3 Clasificación de reservas.	105
Capítulo VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	106
	NOMENCLATURA	109
	REFERENCIAS	110

		Página
Figura I.1	Medidor de flujo con una pobre precisión.	7
Figura I.2	Medidor de flujo con una buena precisión.	7
Figura I.3	La linealidad describe qué tan bien un medidor sigue la curva de la precisión teórica.	8
Figura I.4	Ejemplo de repetibilidad.	9
Figura I.5	Boquillas de flujo.	12
Figura I.6	Medidor de tobera o Boquilla de aforo.	12
Figura I.7	Medidor Venturi.	13
Figura I.8	Tubo de Pitot o Medidor de impacto.	14
Figura I.9	Principales componentes de un medidor de vórtice.	14
Figura I.10	Representación esquemática de los patrones de flujo en tuberías horizontales (Shoham 1982, Chen 2001).	17
Figura I.11	Mapa de patrones de flujo.	18
Figura II.1	Medidor de flujo ROXAR.	24
Figura II.2	Arreglo del Medidor de Flujo Multifásico (MFM) y computadora de flujo.	26
Figura II.3	Componentes del Medidor de Flujo Multifásico (MFM).	29
Figura II.4	Bobina instrumentada (unidad sensor).	31
Figura II.5	Sensor de capacitancia.	33

Figura II.6	Principio de inductancia.	35
Figura II.7	Permitividad de una mezcla de agua y aceite.	37
Figura II.8	Permitividad de una mezcla de agua, aceite y gas.	37
Figura II.9	Gráfica de rangos de medición para sensores de inductancia y capacitancia.	38
Figura II.10.1	Correlación X (electrodos grandes).	40
Figura II.10.2	Correlación X (electrodos chicos).	41
Figura II.11	Correlación en forma cruzada de las señales de los electrodos grandes (pequeños) para determinar la velocidad de flujo.	41
Figura II.12	Medidor Venturi.	42
Figura II.13	Rango de operación para un medidor multifásico de 3".	44
Figura III.1	Activos de la Región Sur.	47
Figura III.2	Ubicación y número de instalaciones de MFM en el mundo.	51
Figura III.3	Crecimiento verdadero de las instalaciones de MFM's.	52
Figura IV.1	Conexión de la unidad móvil con manguera flexible de alta presión o con tubería de conexión rápida	56
Figura IV.2	Conexión para la prueba comparativa.	56
Figura V.1	Rangeabilidad para dispositivos con diferencial de presión.	65

Figura V.2	Incertidumbre del flujo de aceite.	76
Figura V.3	Incertidumbre del flujo del % del corte de agua.	77
Figura V.4	Incertidumbre del flujo de gas.	78
Figura VI.1	Comportamiento de afluencia de un pozo.	82
Figura VI.2	Logaritmo de Ritmo de producción vs. Tiempo.	85
Figura VI.3	Ritmo de producción vs. Producción acumulada.	85
Figura VI.4	Logaritmo del porcentaje de agua vs la producción acumulada.	86
Figura VI.5	Logaritmo del porcentaje de aceite vs la producción acumulada.	86
Figura VI.6	Contacto aceite-agua (nivel de agua) o contacto gas-aceite (casquete gaseoso) vs producción acumulada.	87
Figura VI.7	Logaritmo de producción acumulada de gas vs logaritmo de producción acumulada de aceite.	87
Figura VI.8	Análisis de las curvas de declinación para aceite.	90
Figura VI.9	Comportamiento de la predicción.	90
Figura VI.10	Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Modificado de: Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2000.	97
Figura VI.11	Clasificación de las reservas de hidrocarburos.	98

Figura VI.12	Estimación de reservas.	99
Figura VI.13	Método de estimación de reservas.	101

			Página
Tabla	II.1	Rango de operación para un medidor multifásico	45
Tabla	II.2	Rango de incertidumbres.	45
Tabla	II.3	Cambios en las propiedades del flujo multifásico.	46
Tabla	III.1	Comparación de la medición multifásica con la convencional.	50
Tabla	IV.1	% desviación fase gas.	60
Tabla	IV.2	% desviación fase aceite.	62
Tabla	V.1	Incertidumbres relativas para gastos de flujo real de la fase.	67
Tabla	V.2	Incertidumbre como % del gasto de flujo multifásico total.	68
Tabla	V.3	Incertidumbres combinadas.	69
Tabla	V.4	La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 3 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora.	71
Tabla	V.5	La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 3 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora.	72
Tabla	V.6	La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 3 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora.	72
Tabla	V.7	En cuanto al volumen de gas, se propone recalcular la constante de placa de orificio y realizar una integración más fina de la gráfica.	73

Tabla	V.8	La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 4 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora. Se hace una corrección considerando una RGA = $270 \text{ m}^3/\text{m}^3$ obtenida del PVT, para la corrección de la medición de la fase gas.	74
Tabla	V.9	La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 4 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora. Se hace una corrección considerando una RGA = $270 \text{ m}^3/\text{m}^3$ obtenida del PVT, para la corrección de la medición de la fase gas.	75

Petróleos Mexicanos como respuesta a una necesidad nacional, derivada de principios y mandatos constitucionales, se ha convertido en uno de los ejes principales de sustento energético y en un aportador de materias primas para la dinámica de los sectores productivos, apoyando al crecimiento de la *economía mexicana*, esto gracias al importante y relativo grado de autosuficiencia lograda y sustentada en sus políticas independientes.

Como ingenieros tenemos una gran responsabilidad para continuar con la tarea de la industria petrolera, las innovaciones tecnológicas en la industria. El conocimiento y correcta aplicación de estas innovaciones tecnológicas sirve a la industria petrolera a lograr el objetivo del proyecto energético que se le ha encomendado.

En estos momentos los sectores del gas y del petróleo están llegando a su madurez en México, por ello es que la industria energética debe hacer frente a una nueva realidad: cómo incrementar, o al menos mantener la plataforma de producción y al mismo tiempo restituir las reservas que se tienen actualmente.

La revisión y el desarrollo de campos ya descubiertos, junto con el descubrimiento de nuevas reservas producto de la actividad exploratoria, está demostrando que el objetivo de agregar anualmente reservas cuyo volumen sea igual, o mayor, a la producción del mismo año, es alcanzable a través de una estrategia sostenida de exploración y desarrollo óptimo en la administración de los yacimientos.²

El desarrollo sustentable de la industria energética se basa en la evolución de sus principios de operación; con dicha premisa se requiere que se tenga en mente la estrategia de innovar metodologías de producción.

La introducción de nuevas tecnologías se sustenta en su conocimiento; este trabajo muestra una herramienta de medición de flujo multifásico, herramienta que es probablemente la más significativa innovación en el área de pruebas de pozos en más de 30 años.

La medición se emplea como una referencia para poder cuantificar la producción de los pozos y obtener datos de gastos de aceite, gas y agua producidos en tiempo real; esta información permite tomar decisiones oportunas para obtener una mejor recuperación en los yacimientos.

Los medidores de flujo multifásico han sido usados desde los comienzos de 1980, después de una década de pruebas tradicionales de pozos y de pruebas de producción; en los comienzos de 1990 se hizo todo para mejorar la ingeniería y los instrumentos de medición (sistema de operación). Esto trajo consigo que la medición multifásica, en el área de pruebas de pozos tuviera cambios en el muestreo y técnicas de análisis.

Una mejor determinación de las fracciones de fases, combinado con un mejor entendimiento de la dinámica del flujo multifásico, ha mejorado la tecnología del medidor de flujo multifásico, permitiendo que al día de hoy esta tecnología sea usada mundialmente.

El empleo del medidor de flujo multifásico se está haciendo un patrón de prueba mundialmente aceptado para los pozos y para la evaluación de la recuperación de los yacimientos. Los medidores multifásicos tienen una solución eficiente para las pruebas de pozos con ventajas sobre los separadores de pruebas en algunas aplicaciones de campo. Los principales beneficios son asegurar el mejoramiento de la recuperación, la logística, tiempos pequeños de operación y la calidad de datos y el decremento en costos de operación.

El sistema de medición multifásico esencialmente requiere desarrollar una metodología, un procedimiento de operación y una técnica analítica que permita tener un alcance lleno de servicios normalmente realizados por un separador de prueba.

Para este desarrollo se considera que la manera de tener un mayor conocimiento de esta herramienta de medición es con su aplicación, para que los operadores se den cuenta de las ventajas de este sistema de medición.

La Región Sur de acuerdo a las necesidades expresadas por Pemex Exploración y Producción emprendió la tarea de optimizar la medición de la producción para los activos de la Región Sur: Muspac, Macuspana, Cinco Presidentes y Bellota-Jujo, mediante el uso de medidores multifásicos.

Se realizaron pruebas comparativas entre los medidores de flujo multifásico y los separadores de prueba convencionales, estas comparativas mostraron ventajas

del medidor de flujo multifásico sobre el convencional, las mediciones del medidor de flujo multifásico fueron en tiempo real, correctas, y con un menor costo en operación. Estas ventajas nos permiten obtener la información de una forma más oportuna para mejorar el factor de recuperación y obtener modelos de simulación que nos contribuyen a mejorar las propuestas de explotación para los campos.

En la actualidad los medidores multifásicos de vanguardia proveen a los ingenieros de producción y de yacimientos los datos necesarios para comprender y optimizar el desempeño de los pozos sin separar una corriente de flujo en sus tres fases individuales, como son: gas, petróleo y agua.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO.

Medición Multifásica.

La industria petrolera mundial alrededor de los años 80 comenzó a tomar interés por los métodos de medición de flujo multifásico. Las necesidades primordiales de la industria son simples, la determinación precisa de los volúmenes de gas, crudo y agua presentes en condiciones de producción, con diversos objetivos como:

- ❖ Mejorar las evaluaciones de los yacimientos.
- ❖ Aplicar nuevas técnicas de producción.
- ❖ Seguimientos de la vida de los pozos.
- ❖ Administración de los campos petroleros.
- ❖ Incremento de la producción de aceite y gas.
- ❖ Incremento de la reservas probables, probadas y posibles.

I.1 Historia del medidor de flujo multifásico.

El primer medidor de flujo multifásico (MFM) comercial apareció como resultado de algunos proyectos de investigación de la medición multifásica que tuvo lugar en los comienzos de 1980. Entre las universidades y compañías petroleras que tuvieron su contribución al desarrollo de MFM's y que continúan sus estudios son : La Universidad de TULSA (US), SINTEF(Noruega), Imperial College (UK), National Engineering Laboratory (UK), CMR (Noruega), BP, Texaco, Elf, Shell, AGIP y Petrobras.³

Las primeras pruebas de los prototipos de MFM's fueron hechas por BP y Texaco. El motor para desarrollar la tecnología de MFM fue la disminución pronosticada de la producción de los campos del Mar del Norte, acompañado de la necesidad de relacionar futuros descubrimientos. Aumento de gas y fracciones de agua, propio de un pozo con una etapa de producción madura, crearían las condiciones de flujo más inestables en instalaciones de producción existentes y requerirían soluciones para una medición multifásica.

La medición multifásica es la determinación del volumen o masa total de un fluido multifásico que pasa a través de la sección transversal de una tubería por unidad de tiempo.

La medición en la industria petrolera se utiliza principalmente como medición de referencia y, medición de transferencia de custodia cuando la medición implica dinero; debido a esto, se necesita reducir todas las inexactitudes hasta un mínimo, de modo que una cantidad medida pueda ser acordada para la transferencia de intercambio.

La exactitud se refiere a la cercanía del valor real con respecto al valor medido. En términos estadístico, la exactitud está relacionada con el sesgo de una estimación. Cuanto menor es el sesgo más exacta es una estimación. Cuando expresamos la exactitud de un resultado se expresa mediante el error absoluto que es la diferencia entre el valor experimental y el valor verdadero.

Los instrumentos de medición son el medio por el cual se registran, indican y/o totalizan los fluidos que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

I.2 Factores que definen el comportamiento y operatividad de un medidor.

Los factores que definen el comportamiento y operatividad de un medidor de flujo son:

Precisión

La definición aceptada del término “precisión” en medición de cualquier tipo está basada en la relación a la “medida indicada” respecto a la “medida verdadera”. En medición de flujo la relación es “flujo indicado” a “flujo verdadero”. Esto parece ser un problema bastante simple hasta que se realizan pruebas para definir y demostrar el “flujo real”.

Todas estas consideraciones o variantes de ellas han sido usadas para definir “flujo real” y de ahora en adelante “precisión”. En la actualidad se considera que lo recomendado es “probar para determinar varias precisiones” pero no todos están de acuerdo. En la industria la medición de flujo no se tiene un estado aceptable de cómo podrían ser hechas estas comparaciones de mediciones indicadas y verdaderas

La precisión de un medidor es un término muy exagerado. Los fabricantes lo dan por hecho para vender rápidamente.

Consideremos en primer lugar que ningún medidor es absolutamente preciso. No existe un estándar absoluto para gas o líquido contra lo cual comparar una lectura del medidor para ver cómo esas lecturas pueden compararse con lo que realmente está pasando por el medidor. Pero se debe reportar algún valor de precisión.

Como se ha mencionado, tan vital es conocer la precisión del medidor como conocer y tomar en cuenta el tipo de fluido a medir, las condiciones bajo las cuales el medidor será operado, cómo será instalado, y el nivel de mantenimiento que requerirá. De otra manera las precisiones declaradas están sin sentido en términos de valores realmente obtenibles.

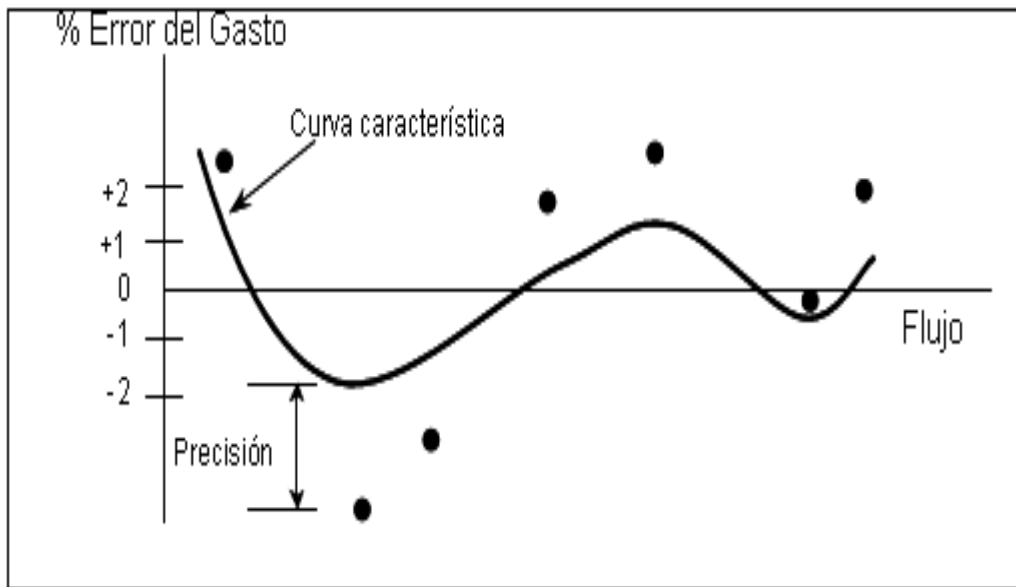


Figura I.1 Medidor de flujo con una pobre precisión.

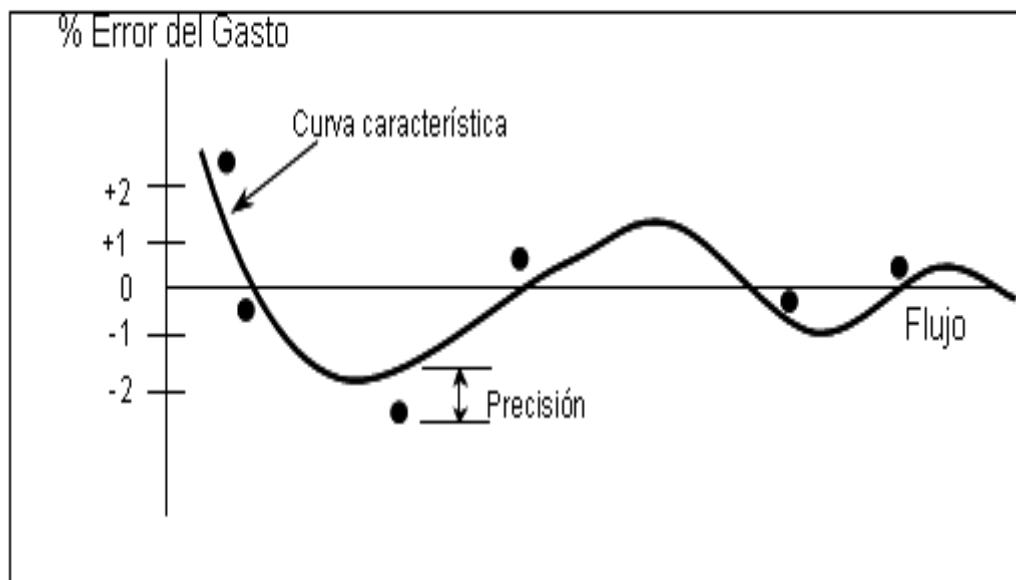


Figura I.2 Medidor de flujo con buena precisión.

Rangeabilidad

Expresa el rango de flujo sobre el cual un medidor opera, mientras se mantenga una tolerancia de precisión establecida. Esto frecuentemente se establece como “turndown” que es el flujo máximo dividido por el flujo mínimo. Por ejemplo: Un medidor con flujo máximo (100%) de 100 gpm y un flujo mínimo (dentro de una tolerancia establecida de +/- 0.5%) de 10 gpm tiene una rangeabilidad o turndown de 10; lo cual indica que será preciso +/- 0.5% desde 10 a 100 gpm. El medidor podría proporcionar una tolerancia más reducida, es decir 10 a 1 dentro de +/- 0.5% del flujo real y de 3 a 1 dentro de +/-0.25. Esto significa que el usuario puede seleccionar la más estrecha tolerancia de +/- 0.25% para un rango de 33% a 100% del flujo (33 a 100 gpm).

Linealidad

Se define como, qué tan cerca de una precisión específica el medidor registra en un rango de flujo establecido. Si la curva de prueba se aproxima a la línea recta podría ser significativamente impreciso pero completamente lineal.

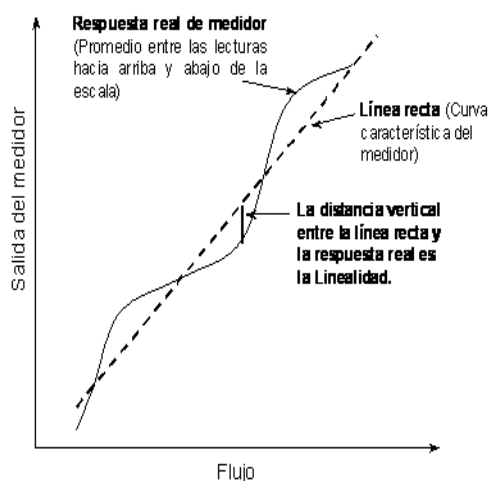


Figura I.3 La linealidad describe qué tan bien un medidor sigue la curva de la precisión teórica.

Repetibilidad

Significa qué tan cerca un medidor reproduce la misma lectura para ciertas condiciones de flujo dadas. Considerando la linealidad, la repetibilidad es muy importante, ya que siempre se consiguen las mismas lecturas para gastos de flujo específicos; logrando que estas lecturas sean precisas, pero es necesario controlar el flujo.

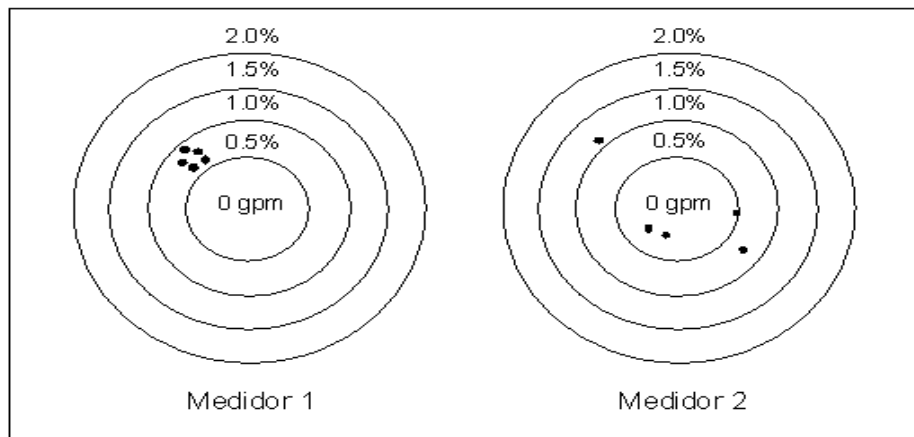


Figura I.4 Ejemplo de Repetibilidad.

En la Figura I.4 puede observarse que el medidor 1 es más repetible que el medidor 2. En el medidor 1 los puntos de datos son agrupados en un área pequeña indicando que el aparato es repetible.

Histéresis

Está íntimamente relacionada a la repetibilidad. La histéresis describe cómo se comportan las salidas del medidor a un gasto de flujo dado desde un flujo más grande a uno más pequeño. Por ejemplo, suponiendo que un gasto de flujo de 80 gpm se incrementa a 100 gpm, y un medidor entonces registra 99 gpm. Ahora el gasto de flujo incrementa a 120 gpm y regresa otra vez a 100 gpm, el medidor registra 101 gpm. Su histéresis es de ± 1 gpm, y la banda muerta es 2 gpm en un gasto de flujo de 100 gpm.

Las consideraciones de las características de este medidor presentan claramente que contar sólo con la precisión declarada por el fabricante es por

cierto una incompleta e inadecuada forma para evaluar y comparar un medidor. Por lo tanto, debe establecerse convenientemente la determinación y aplicación de la precisión, rangeabilidad, linealidad, repetibilidad e histéresis; sin embargo, solamente es parte del trabajo para alcanzar la mejor medición de flujo, aunque la operación y el mantenimiento también deben ser considerados.

Factor del medidor

Es una corrección que matemáticamente modifica la indicación de un medidor para tener una lectura corregida “verdadera” basada en el conocimiento del flujo y las condiciones del mismo. Las lecturas corregidas podrían ser calculadas manualmente de manera periódica o bien automáticamente. Este factor es determinado a partir de una prueba de rendimiento, cubriendo el rango de flujos a ser medidos, apoyándose en un medidor maestro o en un probador

I.3 Clasificación de medidores de flujo.

En la industria petrolera los sistemas de medición están en constante evolución debido a las exigencias que constantemente se presentan. Los medidores son desarrollados para determinar los gastos o volúmenes producidos de aceite, gas y agua, con el fin de optimizar los procesos de medición.

De acuerdo a los fluidos a medir se emplean los siguientes medidores de flujo.

Monofásico

Mide el flujo de hidrocarburos en una sola fase, se entiende como fase aceite, agua o gas.

Multifásico

Mide el flujo de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en ocasiones con agua de formación, que se comportan bajo uno o varios patrones de flujo.

Monofásico

Medición dinámica

La medición dinámica de una cantidad de líquido o gas, se hace cuando éste fluye a través de un punto de referencia, lo cual puede lograrse midiendo el volumen del líquido o infiriendo el volumen a través de la medición de algunas de las propiedades dinámicas de los fluidos.

Dispositivos empleados en la medición dinámica de un flujo monofásico.

- ❖ Placa de orificio.
- ❖ Medidor de turbina.
- ❖ Medidor de desplazamiento positivo.
- ❖ Medidor de desplazamiento positivo con engranes helicoidales.
- ❖ Medidor de desplazamiento positivo con disco oscilatorio.
- ❖ Medidor de desplazamiento positivo con engrane oval.
- ❖ Medidor de desplazamiento positivo de pistón.
- ❖ Medidor de desplazamiento positivo tipo rotatorio.

Medición estática

La medición estática se basa en la cuantificación del flujo de un líquido utilizando un depósito de volumen o peso conocido (tanques de medición).

Medición en tanques

Se manejan diferentes tipos de tanque de acuerdo a su operación, como son los tanques de almacenamiento, tanques de producción; estos últimos puede ser atornillado, con soldaduras o de madera.

En la medición de tanques existen diferentes procesos de medición: medición directa, medición de vacío y medición de agua y sedimentos.

Medidores donde se emplea un diferencial de presión.

- ❖ Tobera

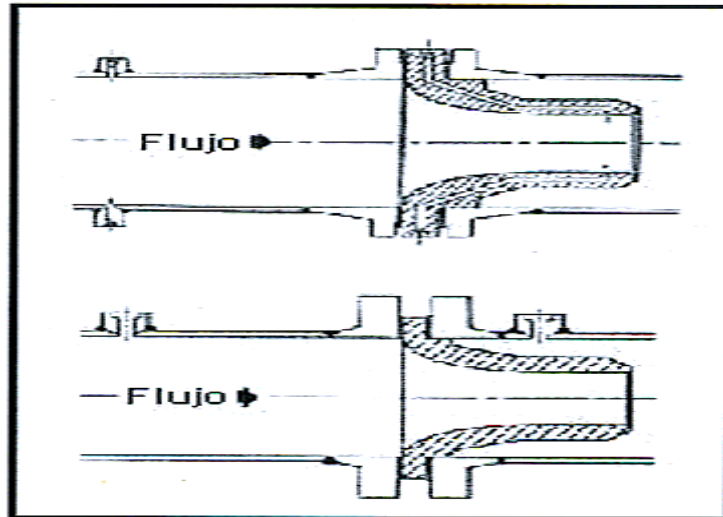


Figura I.5 Boquillas de flujo.¹³

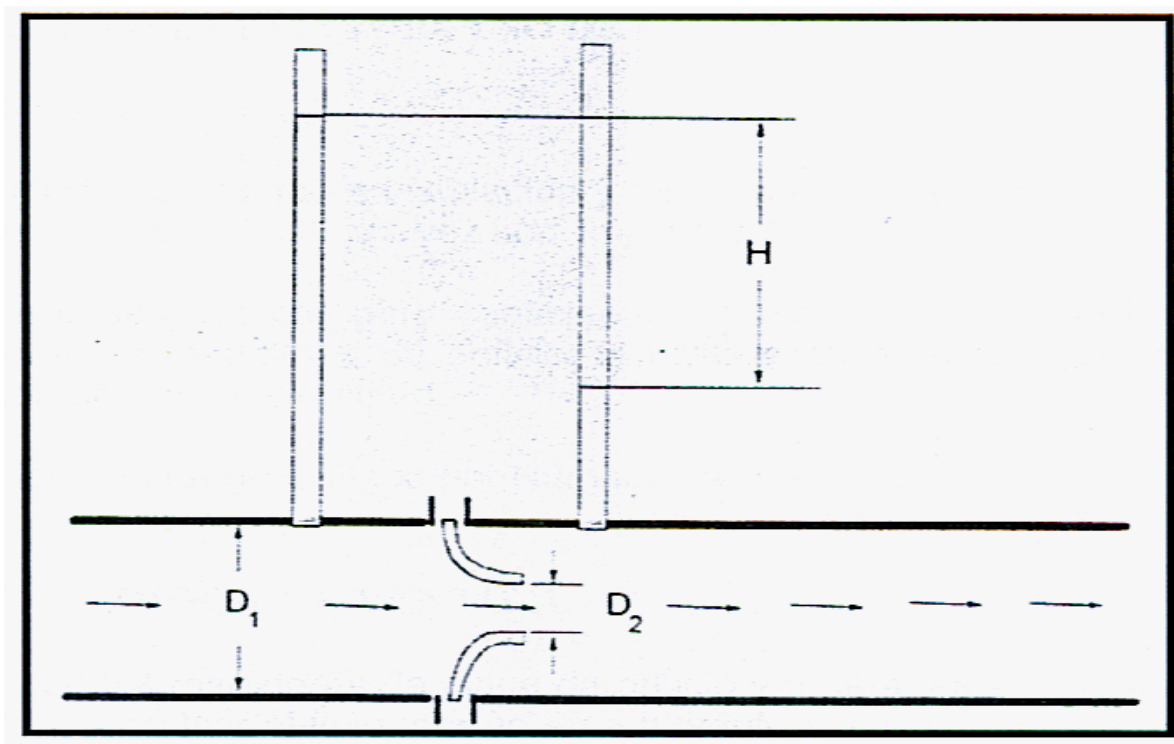


Figura I.6 Medidor de tobera o Boquilla de aforo.¹³

Este tipo de dispositivo de medición del gas en tuberías, se aplica el principio donde se provoca una caída de presión mediante una reducción de la sección transversal del flujo¹³.

❖ Medidor Venturi

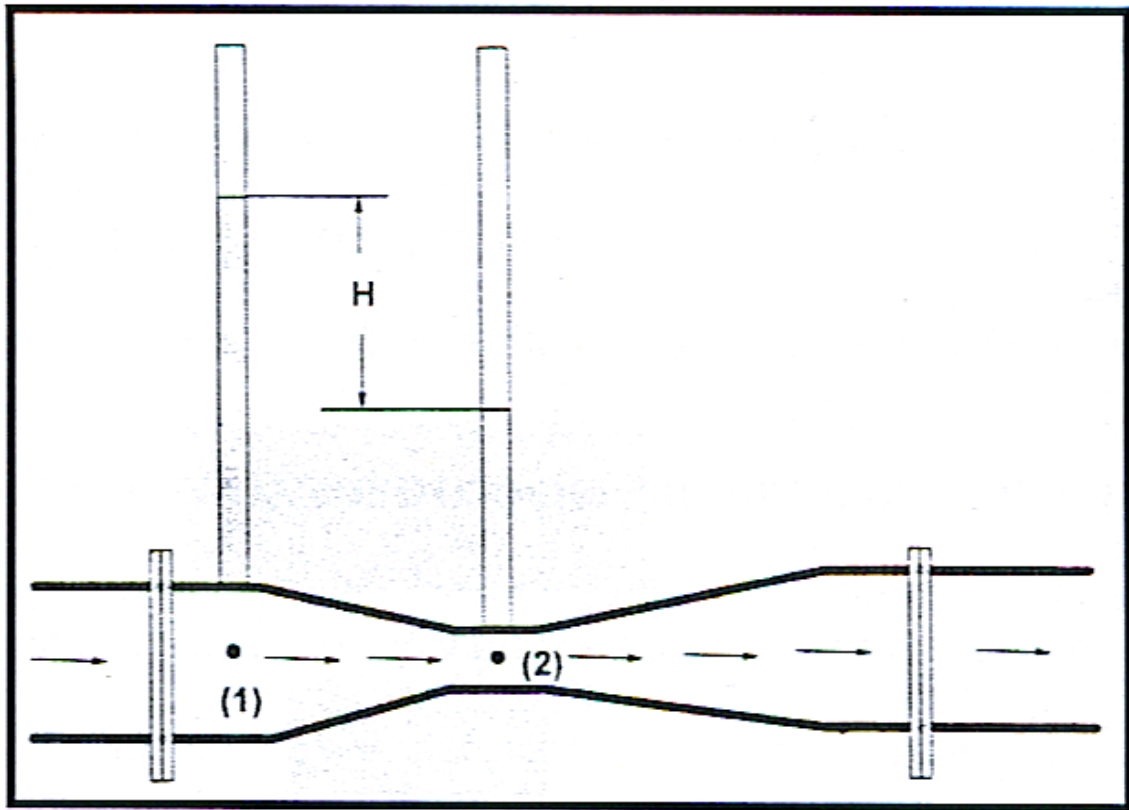


Figura I.7 Medidor Venturi.¹³

El tubo Venturi combina una sola restricción corta entre dos secciones cónicas siendo su objeto acelerar el paso del fluido y reducir temporalmente la presión estática.¹³

❖ Tubo Pitot

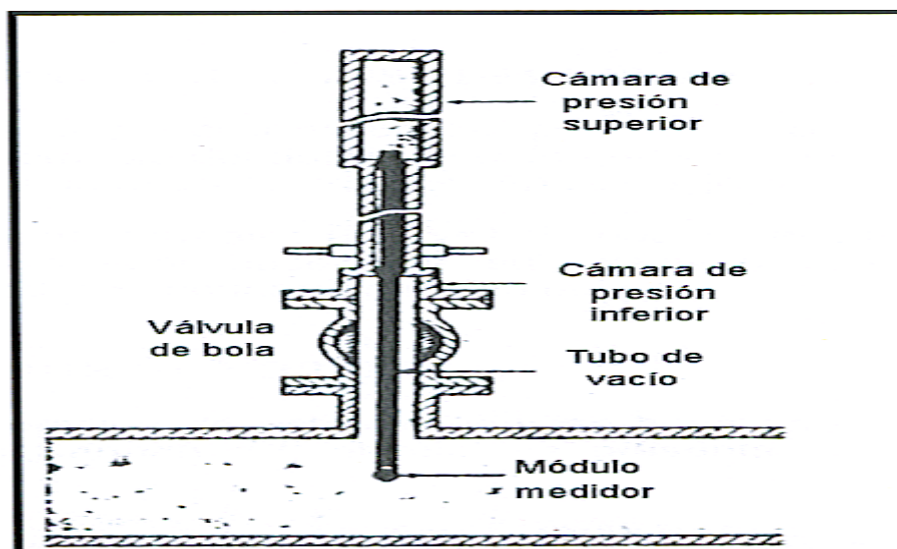


Figura I.8 Tubo de Pitot o Medidor de impacto.¹³

Este medidor se basa en la diferencia entre las presiones estáticas y cinéticas de un punto determinado¹³.

❖ Medidor de vórtice

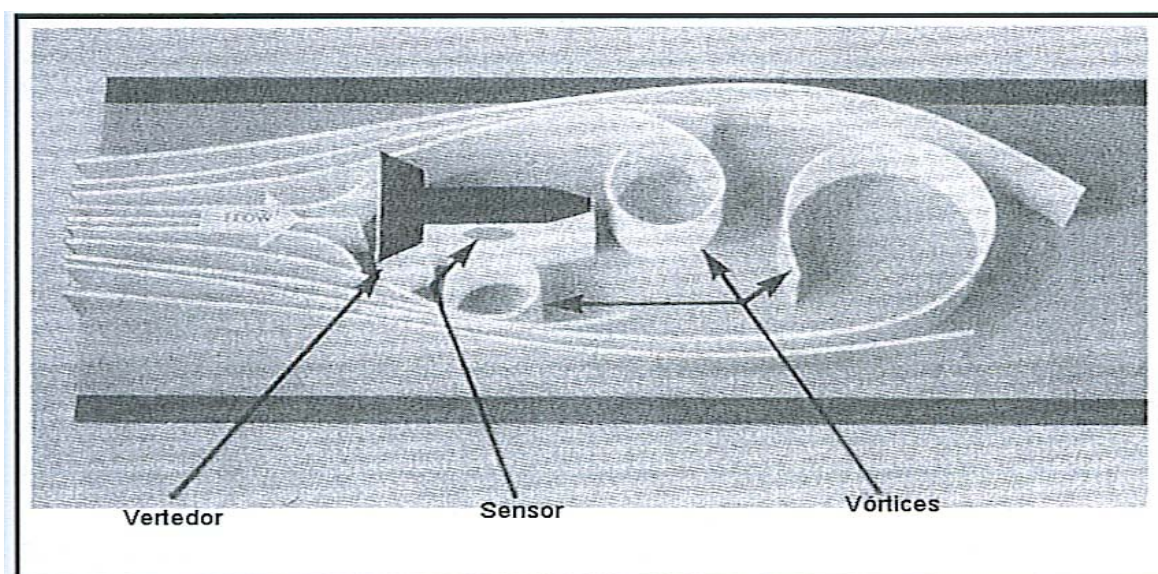


Figura I.9 Principales componentes de un medidor de vórtice.¹³

Este dispositivo de medición se basa en el fenómeno conocido como efecto Von Karman, el cual se presenta cuando se coloca una obstrucción al flujo, provocando vórtices o remolinos corriente abajo del dispositivo que atraviesa diametralmente la sección transversal de área de flujo y puede tener diferentes configuraciones.¹³

Medición multifásica.

Este sistema de medición de hidrocarburos se emplea cuando se tiene una mezcla homogénea de aceite y gas. Se emplea en la línea de producción para determinar gastos simultáneos de aceite, gas y agua

I.4 Patrones de flujo.

El perfil de flujo afecta directamente la incertidumbre de una medición de gasto del flujo multifásico. En consecuencia una variable que es imprescindible en la medición multifásica son los patrones de flujo, por lo que se requiere el desarrollo o utilización de modelos mecanicistas o correlaciones para poder predecir la naturaleza del flujo multifásico.

El flujo multifásico y la dinámica de fluidos obedecen leyes fundamentales, lo cual genera un modelado y una representación de las variaciones geométricas y las propiedades de los fluidos.

Cuando se tiene un flujo simultáneo de gas y líquido dentro de la tubería, las dos fases se pueden distribuir en diversas configuraciones de flujo, dependiendo de las condiciones de operación (velocidades, temperatura y presión), de las variables geométricas de la tubería como diámetro interior, inclinación, factor de fricción y rugosidad, así como las de las propiedades físicas como densidad, viscosidad, compresibilidad, etc.²¹

Se ha observado y determinado que se pueden producir diferentes transiciones en los patrones de flujo principales, además de que existen transiciones entre sus subregímenes, dichos mecanismos de transición han sido propuestos por diferentes autores como Taitel (1976), Barnea (1987) y Joseph (1996).

En el flujo gas-líquido, la interfase puede existir en una amplia variedad de formas. Hubbard y Dukler sugirieron tres patrones de flujo básicos.

A) Patrón de flujo segregado: ambas fases son continuas. Pueden o no existir algunas gotas o burbujas de una fase en la otra. Dentro de este patrón de flujo se tiene los siguientes subregímenes.

a.1) Flujos estratificados: flujo laminar y flujo ondulado.

- a.2) Flujos anulares: anular y anular-niebla, en el que las gotas de líquido entran en la fase de gas.
- B) Patrón de flujo intermitente: al menos una de las fases es discontinua, dentro se tiene los siguientes subregímenes.
 - b.1) Flujo bache.
 - b.2) Flujo anular-bache, una zona de transición entre flujo bache y flujo niebla.
- C) Patrón de flujo distribuido: en este régimen de flujo la fase líquida es continua, mientras la fase gaseosa es discontinua; incluye los siguientes subregímenes.
 - c.1) Flujo burbuja
 - c.2) Flujo niebla; en el que existen finas burbujas distribuidas dentro de la fase líquida continua.

I.4.1 Patrones de flujo en tuberías horizontales. Chen (2001)

En el flujo estratificado, el líquido y el gas fluyen de forma separada con fase líquida en la porción inferior de la tubería. Este régimen de flujo se subdivide en estratificado laminar, en el que la superficie del líquido es laminar y estratificado ondulado donde la interfase presenta ondulaciones. El primero de ellos se presenta en gastos bajos de líquido y gas. Cuando se incrementa el gasto se presenta inestabilidad en la superficie del líquido, resultando la aparición del régimen estratificado ondulado.

Los patrones de flujo intermitentes son caracterizados por la aparición alternada de baches de líquido y burbujas de gas en las tuberías. El flujo bache es un patrón de flujo intermitente.

Cuando se incrementa el gasto de gas se presenta el flujo anular. El líquido fluye tomando una película alrededor de la pared de tubería, dando lugar a la formación de un núcleo de gas, que fluye a través de la parte central de la misma. Dentro de la masa central de gas en la tubería pueden existir pequeñas gotas de líquido. En este régimen de flujo el gasto de gas debe ser lo suficientemente grande para garantizar la existencia del núcleo de gas en el centro de la tubería y evitar que la película de líquido resbale por las paredes²².

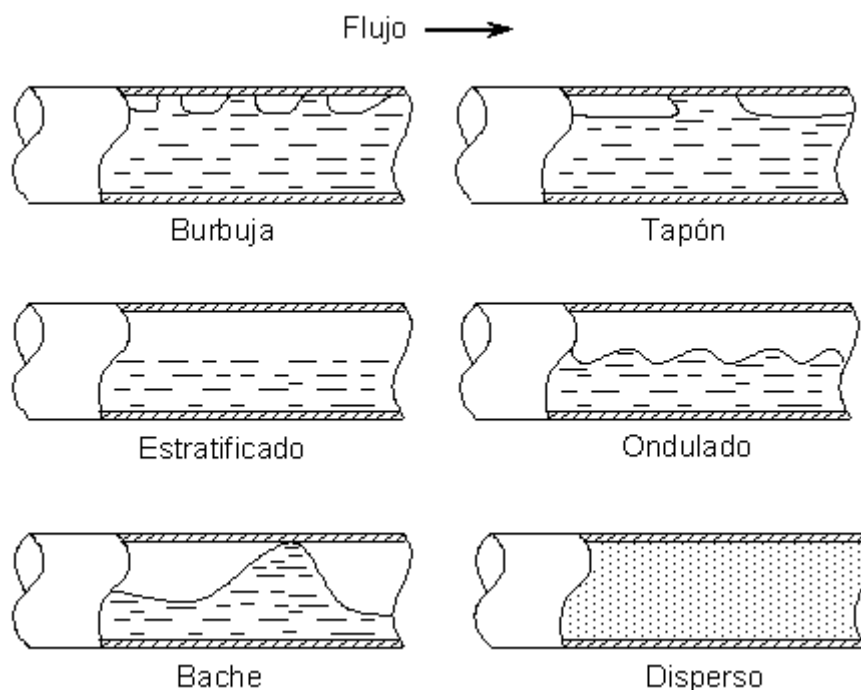


Figura I.10 Representación esquemática de los patrones de flujo en tuberías horizontales (Shoham 1982, Chen 2001).

El patrón de flujo se determina, mediante las ecuaciones de balance de momento (Petalias 1996, Xiao et al. 1990), si se muestra estable y consistente para las condiciones operacionales existentes, se define dicho patrón; la caída de presión y las fracciones de volumen son obtenidas directamente de las ecuaciones de balance de momento. Si el patrón de flujo no existe bajo las condiciones definidas, se supone un nuevo régimen de flujo, se utiliza el criterio anterior hasta obtener un patrón de flujo estable.

I.4.2 Mapas de patrones de flujo.

La identificación y clasificación del flujo en patrones de flujo, presenta un enfoque útil para dichos patrones. La caída de presión y la fracción de volumen de líquido difieren significativamente de un patrón a otro.

El estudio de flujo multifásico se ve contribuido por el conocimiento de los patrones de flujo y de la subsecuente aplicación de relaciones específicas apropiadas al patrón de flujo en cuestión.

Para la determinación de patrones de flujo, se definen mapas bidimensionales de patrones de flujo. Un mapa bidimensional es un arreglo bidimensional que describe las fronteras o transiciones entre otros patrones de flujo.

En el desarrollo de dichos mapas bidimensionales se emplean variables adimensionales u otras como las velocidades superficiales o la velocidad de la mezcla que son más utilizadas en campo por el hecho de relacionar una magnitud a determinadas unidades.

Existen dos formas para generar los mapas de patrones de flujo, la forma experimental y la forma mecanicista.

Los mapas de patrones de flujo generados en forma experimental se realizan a partir de una gran cantidad de datos experimentales Figura I.11, son completamente empíricos y limitados a los datos a los cuales se basan. Para tomar en cuenta los efectos de las propiedades de los fluidos y de la inclinación de la tubería deben considerarse correlaciones adicionales.

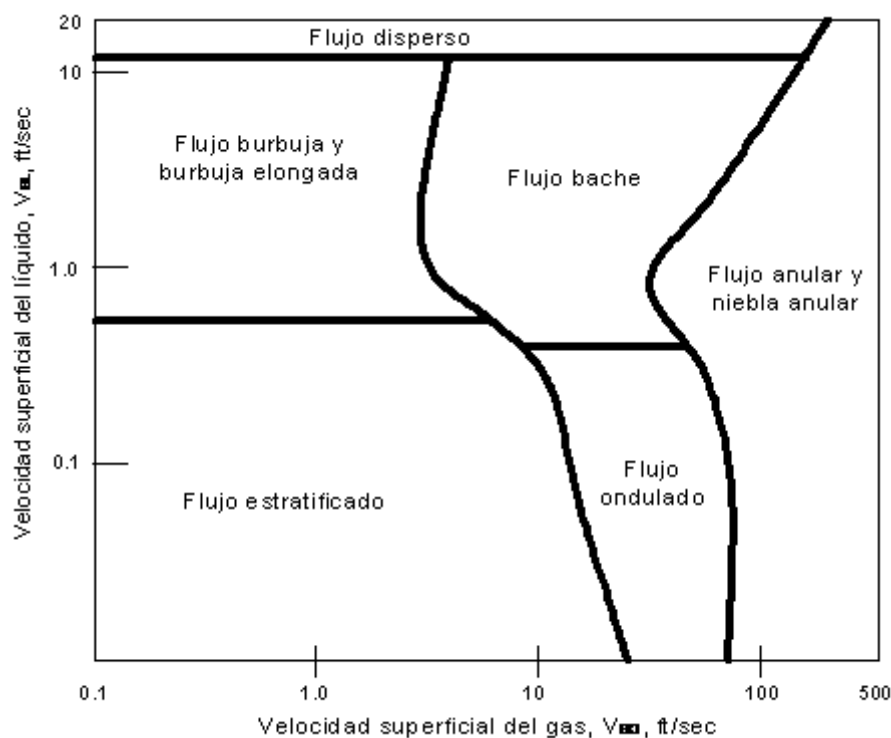


Figura I.11 Mapa de Patrones de Flujo.¹⁴

En la forma experimental de predicción se tienen muchas limitaciones. Para predecir de forma adecuada la transición de un patrón de flujo a otro, se emplean medios mecanicistas.

Los mapas de patrones de flujo mecanicistas, son desarrollados a partir del análisis de mecanismos de transición físicos, los cuales son modelados con el uso de ecuaciones. Algunas correlaciones empíricas, son requeridas en el caso de los modelos mecanicistas para ajustar el modelo.

A través del estudio y de la experimentación con modelos mecanicistas de las zonas de transición entre regímenes de flujo, se espera que finalmente sea posible predecir de forma confiable las fronteras entre patrones de flujo en un espacio de parámetros multidimensionales, y de esta forma predecir, de una manera más exacta, las características del flujo multifásico¹⁴.

Los modelos mecanicistas de los 80's y 90's son desarrollados de forma separada para pozos y para líneas superficiales (Gómez 1999 y 2000).

I.4.3 Flujo bache.

Por mucho, el patrón de flujo que más y mayores retos presenta, y el más común en el flujo multifásico en tuberías, es el flujo bache.

El patrón de flujo tipo bache es uno de los más complejos debido a la naturaleza irregular de su distribución de fases (Marcano et al. 1988). El flujo bache puede causar variaciones significativas en los gastos de aceite y de gas que se estén produciendo causando daño mecánico a las tuberías y a los medidores multifásicos debido a la presencia de baches de líquido grandes y pesados que se mueven a gran velocidad.

El bacheo como régimen de flujo se caracteriza, por cambios cíclicos regulares o irregulares de la presión, en cualquier punto dentro de la tubería. Además carece de homogeneidad de la mezcla de fluidos (Brown 1997).

El régimen de flujo bache se caracteriza, por la presencia de una serie de tapones (baches) de líquido separados por paquetes de gas (burbujas de Taylor) relativamente grandes. Las características físicas del flujo bache son variables, alternando entre altos porcentajes de líquido y de gas¹⁴.

El flujo bache consiste en un frente y una cola de bache.

Los aspectos transitorios del flujo bache permanecen relativamente desconocidos, debido a que es muy difícil definir su naturaleza. La complejidad

que presenta el régimen de flujo bache se debe a su estructura dinámica y comportamiento hidrodinámico inestable.

Debido a los cambios constantes de gastos de aceite, gas y agua en los pozos petroleros, se hace una necesidad fundamental dar seguimiento y controlar los baches, como consecuencia las tuberías de producción y los medidores de flujo no operan de manera óptima bajo dichas condiciones. La formación y producción de baches se presentan por diversos factores como operativos, de diseño de instalaciones y propiedades fisicoquímicas del fluido producido.

La complejidad del patrón de flujo bache, ocasiona que se tenga presente lo siguiente:

- ❖ Diseñar las instalaciones y equipo de proceso tales como separadores y trampas de baches,
- ❖ Analizar el impacto de la presión en el yacimiento y
- ❖ Conocer los efectos sobre la rapidez de la corrosión ocasionada por el bacheo.

I.4.4 Formación de baches.

La ocurrencia del flujo bache se inicia cuando se forman burbujas en forma de bala y con longitud igual al diámetro de la tubería (Govier 1972).

Existen varias formas de clasificar el flujo bache de acuerdo al modo en que se forma.

- ❖ Puede ser iniciada por inestabilidades en el seno del flujo;
- ❖ La geometría de la tubería toma un papel importante y,
- ❖ Por condiciones transitorias en el flujo.

De acuerdo a esto, se define el bache según sus características.

Bacheo hidrodinámico

Los baches de tipo hidrodinámico también son baches de ocurrencia normal. Estos baches son generados en algún punto del sistema de flujo, resultado de inestabilidad que no permite al líquido colocarse y fluir en el fondo de la tubería

y al gas en la parte superior de la misma o a ambos como una mezcla uniforme. Estos baches son relativamente cortos (de 20 a 40 veces el valor del diámetro de la tubería a la entrada). El flujo en dirección hacia las instalaciones de proceso, aumentan o disminuyen según la inclinación de la tubería y los efectos de compresibilidad.

Bacheo por conformación del terreno

En este caso el líquido tiende a acumularse en las partes bajas de las tuberías, dando lugar a la formación de grandes baches que se moverán a través del sistema. El gas atrapado antes de cada bache de líquido es comprimido y, una vez que su presión alcanza un valor que supera al de la presión hidrostática de la columna de líquido, ocurre una expansión y expulsión violenta de los fluidos.¹⁴

Bacheo transitorio

Este caso puede aparecer de forma temporal cuando presenta un cambio en las condiciones operativas (variación en el gasto) o debido a cualquier proceso transitorio como, corrida de diablos, ruptura de tubería, inicio de operaciones (inducción de pozos), etc.

Bacheo severo

El bacheo severo se origina por las condiciones del terreno, es más dinámico y más difícil de estudiar que el bacheo hidrodinámico (Havre 2002).

El bacheo severo se origina por un cambio abrupto en la dirección del flujo, pasando de una tubería horizontal o casi horizontal a una vertical, en donde el líquido se acumula en las partes bajas y bloquea la línea de flujo.

El bacheo puede ser identificado mediante mediciones y registros de presión, flujo y composición. En general, el gasto y la presión cambian de forma considerable con una determinada frecuencia, dependiendo del tipo de bacheo presente.

Problemática debida al bacheo.

Problemas en la operabilidad de las instalaciones de proceso de aceite y gas y en la integridad mecánica de todas estas instalaciones, es decir bajas eficiencias, daño mecánico y desgaste en los equipos de proceso.

Los baches pueden viajar a velocidades relativamente altas; mayores a 16 m/s han sido detectados. Baches grandes, con fracciones de volumen de líquido

considerables que viajan a velocidades altas, pueden tener un promedio bastante grande. Por ejemplo un bache de 150 m de longitud, con una fracción de volumen de 0.8 viajando en una tubería de 24 pg tiene una masa de unas 30 toneladas.

Para solucionar el problema de bacheo se deben detectar los baches y tratar de determinar su tamaño, para estimar su efecto sobre las instalaciones de producción. Existen 3 áreas principales por las cuales se puede reducir o evitar los efectos del bacheo:

- ❖ Cambios en el diseño
- ❖ Cambio operacionales y de procedimientos
- ❖ Métodos de control

Los métodos de control para manejo de baches se caracterizan por el uso de información obtenida de las tuberías por las que atraviesa el flujo proveniente de las instalaciones de proceso, para realizar ajustes en los elementos del sistema (válvulas, estranguladores, etc.).

CAPÍTULO II

MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO.

II.1 Principios de operación del equipo de medición de flujo multifásico.

El medidor multifásico se considera una tecnología en evolución que tiene grandes ventajas y puede sustituir al separador de prueba convencional; sin embargo, es poco aplicada por los operadores de pozo.

Para que este medidor sea beneficioso para la industria petrolera se debe tener conocimiento de su operación e instalación, de esta manera será introducido a los campos petroleros como una herramienta que permite optimizar el desarrollo de la vida productiva de los pozos.

Medidor ROXAR

El medidor de flujo multifásico está diseñado para una medición continua y exacta de composición multifásica e índices de flujo. El medidor Roxar mide simultáneamente índices de flujo de aceite, agua y gas saliendo de pozos o fluyendo en tuberías. Este medidor realiza mediciones de velocidad y composición en una base continua. Los parámetros de salida típicos son presión, temperatura, masas e índices de flujo volumétrico, porción de vacío de gas y corte de agua en el punto de medición (condiciones reales).

Cubre un amplio rango de operación, incluyendo cortes de agua de 0 a 100 % y fracciones de gas de 0 a 98 %.²⁵

El Medidor de Flujo Roxar (RFM) Figura II.1, es muy compacto y de instalación y operación sencilla.



Figura II.1 Medidor de flujo Roxar.²⁵

- ❖ Sensor compacto, no intrusivo, y sin partes móviles.
- ❖ No requiere separación previa de las fases gaseosa y líquida.
- ❖ Principio capacitivo e inductivo.
- ❖ Fácil mantenimiento, sólo requiere calibración estática.
- ❖ Medición dual de velocidad por correlación cruzada y por presión diferencial (Venturi).
- ❖ Mide bajo cualquier régimen de flujo vertical.
- ❖ Cálculo directo del factor de deslizamiento (Slip).
- ❖ Medición del corte de agua de 0 – 100 %.
- ❖ GVF Máxima de 99 %.

Es un instrumento no intrusivo, de tiempo real y de diámetro interior completo no requiere de línea de desviación (by-pass) ni dispositivo de mezcla. El

CAPÍTULO II

MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

medidor determina el deslizamiento automáticamente y calcula los índices de flujo volumétrico por línea de flujo y condiciones estándar.²⁵

Aplicaciones adecuadas.

Monitoreo continuo de pozos nuevos y existentes. Si se instala en cada cabeza de pozo, la determinación instantánea de los diferentes índices de flujo permite un mejor control sobre pozos y es altamente efectivo para monitoreo continuo de pozos nuevos y existentes.

Se emplea como una alternativa a medidores de prueba. Es mucho más ligero, más compacto y de mucho menor costo que un separador de prueba, y no requiere tiempo de estabilización. El instrumento indica índices de flujo de componentes individual en una base de tiempo real, permitiendo al operador optimizar la producción de forma sencilla.

La experiencia en campo obtenida con la instalación de medidores muestran una excelente estabilidad a largo plazo, alta exactitud y una muy buena repetibilidad.²⁵

Descripción.

El Medidor puede ser visto como una instalación de instrumentos de campo completo pues todos los transmisores de campo están pre-instalados en el cuerpo del sensor. El único equipo que tiene que ser montado después de la instalación de la unidad del sensor es el sistema de densidad gamma. La unidad computadora de flujo provee de una computadora de área segura, instalada en una estructura de soporte para una computadora de 19".²⁵

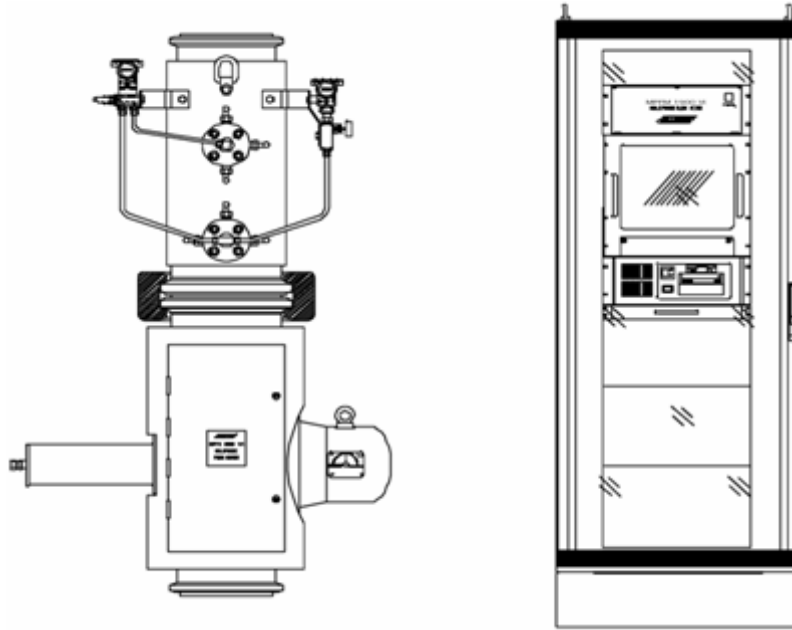


Figura II.2 Arreglo del Medidor de Flujo Multifásico (MFM) y computadora de flujo.²⁵

II.2 Principios físicos de operación.

Capacitancia.

La capacitancia es una propiedad que rige la relación existente entre la diferencia de potencial existente entre las placas del capacitor y la carga eléctrica almacenada en este, mediante la siguiente ecuación:

$$C = Q / V$$

donde: C capacitancia (faradios).

Q carga eléctrica almacenada (culombios).

V diferencia de potencial (volts).

Permitividad eléctrica.

La susceptibilidad eléctrica χ_e es esencialmente la constante de proporcionalidad que relaciona el campo eléctrico aplicado \mathbf{E} con la polarización eléctrica inducida \mathbf{P} .

$$\vec{P} = \epsilon_0 \chi_e \vec{E}$$

donde: ϵ_0 es la permitividad del vacío.

También relaciona la permitividad del medio estudiado respecto al del vacío:

$$\varepsilon = \varepsilon_0(1 + \chi_e)$$

II.3 Medidores de flujo multifásico y Componentes principales del Medidor de Flujo Multifásico (MFM).

Los sistemas de medición multifásica son muy compactos y trabajan con diferentes principios de operación; algunos requieren separar casi la totalidad de la fase líquida y gas, otros la separan parcialmente, mientras que otros no requieren de dicha separación.

Muchos de estos sistemas utilizan elementos primarios cuya operación se basa en los principios teóricos conocidos y empleados en forma generalizada para realizar la medición de los hidrocarburos en una sola fase.¹³

Clasificación de medidores multifásicos de acuerdo a su sistema de operación:

❖ Medidor multifásico de tipo intrusivo.

Este tipo de medidor es compacto y se coloca bridado directamente a la línea, se consideran de tipo intrusivo debido a que el sensor se encuentra sumergido en el seno del líquido a medir, aunque por sus dimensiones y configuración no provoca caídas de presión en el sistema.

❖ Medidor multifásico de tipo no intrusivo.

Este medidor es compacto y mide gastos a diferentes condiciones de flujo. Dependiendo del modelo se puede medir flujo bache, mezclas con más de 90% de gas o cualquier contenido de agua, cubriendo rangos de medición muy amplios sin necesidad de separar las fases. Este medidor se instala en flujo de líneas verticales y consta básicamente de un sensor de capacitancia y un densitómetro de rayos gamma.

❖ Medidor multifásico mezclador de fluidos.

Este tipo de medidor es compacto y de fácil transportación, al emplearlo se evita realizar la separación de las fases para su posterior medición y está es la razón por la cual no requiere de elementos primarios para llevar a cabo la medición de las fases.

❖ Medidor multifásico con subsistemas.

Este medidor es un sistema compacto el cual proporciona la medición de las fases aceite, gas y agua sin tener que separarlas en forma física.

❖ Medidor multifásico con configuraciones para alto y bajo contenido de gas.

Este tipo de medidor cuenta con dos configuraciones de medición, una de ellas, es cuando la fracción de gas es menor del 20%, en este tipo de configuración no se requiere del separador de fases, y la otra configuración es para cuando se cuenta con fracciones de gas mayores al 20%, en esta configuración se separa el gas previo a que los fluidos atraviesen el sensor. En ambos casos el sistema corrige los gastos en forma automática, dependiendo de la emulsión y de las propiedades de los fluidos, como la densidad relativa expresada en grados API y la salinidad.

Componentes principales del medidor de flujo multifásico.

a) Primer sección de medición consiste en:

- ❖ Sensor de composición (porción) multifase basada en *capacitancia*.
- ❖ Medidor de velocidad de correlación cruzada basada en *capacitancia*.
- ❖ Sensor de composición multifase basada en *conductividad*.
- ❖ Medidor de velocidad de correlación cruzada basada en *conductividad*.
- ❖ Densitómetro.

b) Segunda sección de medición consiste en:

- ❖ Medidores de flujo Venturi con transmisores de presión diferencial.

c) Transmisores de presión y temperatura.

d) Computadora de flujo consiste en:

CAPÍTULO II

MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

- ❖ Tarjeta de computadora de microprocesador con procesador matemático, corriendo un sistema operativo multitarea de tiempo real.
 - ❖ 2 canales de entrada/salida seriales.
 - ❖ 8 salidas análogas activas configurables por el usuario.
 - ❖ Tarjeta receptora de fibra óptica instalada en una tarjeta de interfase.
 - ❖ Fuente de energía de 24 VDC. 110 – 230 VAC disponible como opción.
- e) Consola de servicio/programa de interfase con el usuario instalada en una PC para configuración del sistema, calibración y conexión.

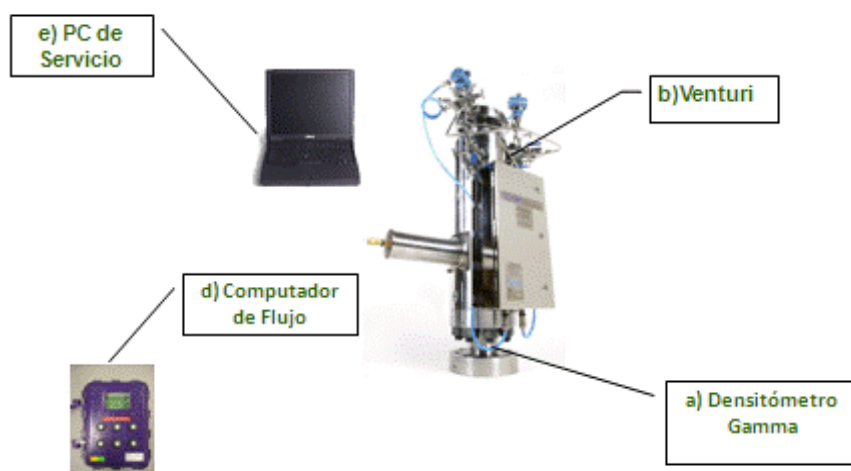


Figura II.3 Componentes del Medidor de Flujo Multifásico (MFM).²⁵

Funciones.

Los parámetros reportados por el medidor son en condiciones reales; los índices de flujo que pueden ser acumulados en el tiempo y reportarlos como volumen total o masa total. Sin embargo, los índices de flujo volumétricos y de masa también pueden ser reportados en otras condiciones de presión y temperatura; por ejemplo, en condiciones estándar o de separador.

El medidor está configurado para usar, ya sea, las mediciones del medidor de correlación o del medidor Venturi, o una combinación de estos dos medidores. Los parámetros de entrada al medidor son datos PVT tales como densidad de gas, agua y aceite en las condiciones de medición así como la permitividad del aceite y la salinidad de agua. La computadora de flujo puede trabajar hasta con 5 grupos internos de datos PVT predefinidos para un número correspondiente de pozos, además de dichos grupos internos de datos PVT, un número teórico infinito de grupos de datos PVT pueden ser seleccionados y descargados desde archivos de configuración guardados en la PC de servicio.

El medidor es controlado y actualizado usando una herramienta en software instalado en la PC de interfase de usuario.²⁵

Principios de operación.

La unidad sensor es una pieza “bobina” instrumentada que contiene varios elementos de detección dentro de la tubería. Estos son el sensor de capacitancia en el fondo, el sensor de inductancia en la parte media y el sensor Venturi en la parte superior Figura II.3. También cuenta con un sistema densitómetro gamma que se encuentra sujeto en la parte baja de la bobina.

Principios utilizados en la operación:

- 1) Mediciones de composición para determinar las porciones volumétricas de aceite, agua y gas en condiciones de proceso medidas.
- 2) Mediciones de velocidad para determinar la velocidad de flujo del líquido y/o gas a través del medidor.

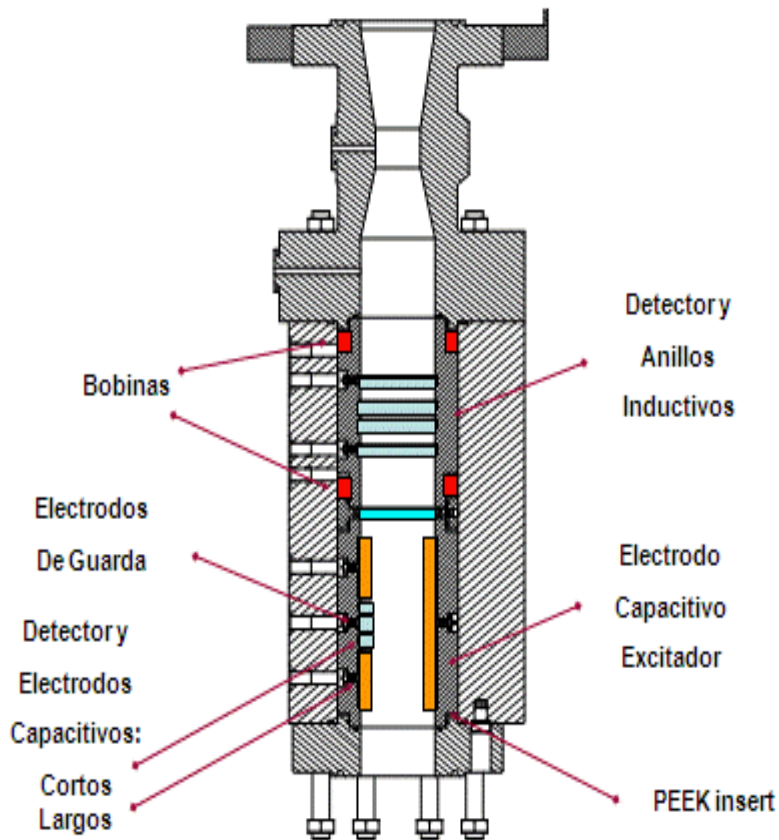


Figura II.4 Bobina instrumentada (unidad sensor).²⁵

El propósito del densitómetro gamma del Medidor de Flujo Multifásico (MFM) es medir la densidad total de la mezcla que fluye en la tubería. Debido a la significativa diferencia en las densidades del líquido y gas de una mezcla de aceite/agua/gas, el índice de absorción proporciona una medida exacta de las porciones de líquido y gas en la mezcla. La absorción de la radiación gamma en un medio es una función de la densidad promedio a lo largo de la partícula gamma. Esto es un principio muy conocido usado para muchas aplicaciones. La densidad de la mezcla se obtiene con la ecuación II.1, tomando en cuenta la diferencia de densidades entre el gas y el líquido.

Líquido: 750 – 1000 Kg / m³

Gas: 1 – 50 Kg / m³

Densidad de la mezcla

$$\rho_m = \rho_0 - (1 / \mu x) \ln (I / I_0) \quad (II.1)$$

ρ_m = Densidad de la mezcla

ρ_0 = Densidad del aire

μ = Coeficiente de absorción

X = Distancia fuente – detector

I = Cuentas en la mezcla

I_0 = Cuentas en vacío (aire)

Sensor de capacitancia.

El propósito del sensor de capacitancia es medir la porción de aceite, agua y gas del flujo que circula por el medidor Figura II.5. Esto se realiza midiendo la permitividad de la mezcla aceite/agua/gas.

La permitividad (o impropriamente *constante dieléctrica*) es una constante física que describe cómo un campo eléctrico afecta y es afectado por un medio. La permitividad es determinada por la habilidad de un fluido de polarizarse en respuesta a un campo eléctrico aplicado y, de esa forma, cancelar parcialmente el campo dentro del fluido. Está directamente relacionada con la susceptibilidad eléctrica.

La permitividad de un material es usualmente dada como relación a la del vacío, denominándose permitividad relativa, ϵ_r (también llamada constante dieléctrica en algunos casos). La permitividad absoluta se calcula multiplicando la permitividad relativa por la del vacío:

$$\epsilon = \epsilon_r \epsilon_0 = (1 + \chi_e) \epsilon_0$$

Donde, χ_e es la susceptibilidad eléctrica del material.

La permitividad es diferente para cada uno de los tres componentes en una mezcla aceite/agua/gas, y la permitividad de la mezcla es, por ello, una medición de las porciones de los diferentes componentes.

- ❖ *Permitividad del agua > 70*
- ❖ *Permitividad del aceite < 2.5*
- ❖ *Permitividad del gas = 1*

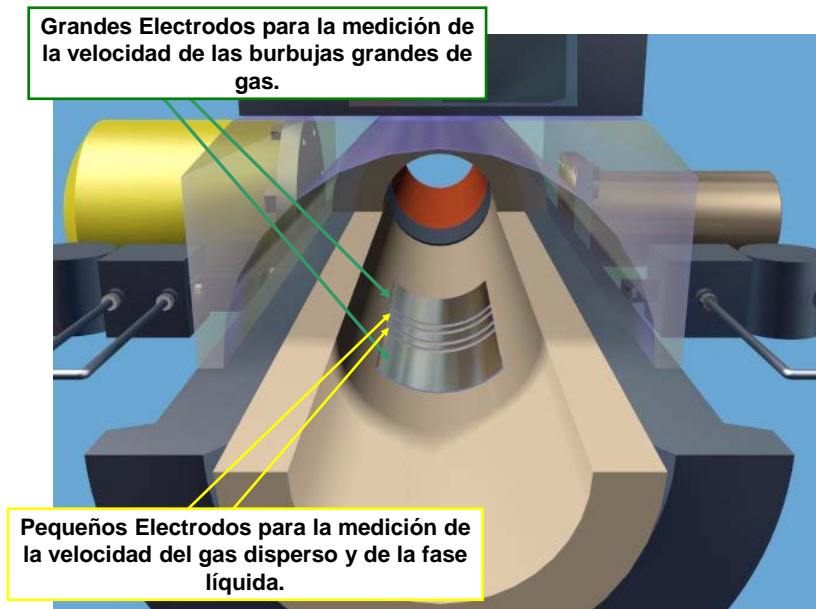


Figura II.5 Sensor de capacitancia.²⁵

Se colocan electrodos en cada lado de la bobina. Los electrodos están aislados del metal de la bobina usando un material aislante, que es un material plástico-polímero especialmente adaptado para usarse en ambientes agresivos. Colocando un electrodo en cada lado de la bobina y permitiendo a la mezcla fluir a través de la tubería, el campo eléctrico generado entre los dos electrodos será afectado por la permitividad de la mezcla aceite/agua/gas. Los electrodos actuarán como un detector de capacitancia y la capacitancia resultante puede ser medida entre los electrodos. Esta capacitancia variará en

consecuencia cuando la permitividad cambie, por ejemplo, de acuerdo a la cantidad de aceite, gas y agua en la mezcla.

En la Figura II.5, se puede observar que hay un electrodo grande en un lado del sensor y varios electrodos de diferente tamaño en el otro lado del sensor. El electrodo grande es el electrodo excitador el cual es abastecido desde la electrónica de excitación de campo. Los electrodos más pequeños están conectados a la electrónica de detección de campo. El propósito y función de los cuatro electrodos de detección, se usan principalmente para la correlación cruzada. Esta información es cargada en la computadora de flujo y en combinación con la medición de los otros detectores se usan para calcular las porciones de aceite, agua y gas. La fracción de agua se le nombra corte de agua. Además de determinar las fracciones también se usa para determinar la velocidad del líquido y del gas.²⁵

La medición de capacitancia trabaja mientras el flujo sea de aceite continuo, por ejemplo, mientras el agua se disperse en el aceite y no forme un recorrido continuo de agua entre los electrodos, ya que esto causaría un corto circuito entre los electrodos, y la unidad no podría realizar mediciones correctas. Normalmente, el flujo es aceite continuo mientras el corte de agua es menor aproximadamente menor al 60 – 70 % de agua. Para estas situaciones se usa el sensor de inductancia.

Sensor de inductancia.

La mezcla del flujo aceite/agua/gas se mide con el sensor de conductancia durante los flujos de líquido de agua continua. Se utilizan resortes magnéticos para inducir una corriente a través del líquido dentro del sensor (por eso el nombre de sensor inductivo).

El sensor inductivo consiste en dos resortes, uno en cada lado de la bobina se usan para fijar un campo eléctrico que induce una corriente que fluye a través de la mezcla de aceite, gas y agua. Mientras que el flujo sea agua continua, el agua actuará como un conductor y la corriente fluirá de un lado del medidor a otro. Los electrodos detectores de potencial recogerán el potencial de voltaje

diferencial entre pares de electrodos en la posición donde el electrodo esté colocado. Con dicha información la computadora de flujo nos proporciona las medidas de las porciones de aceite, gas y agua.

Combinando la medición de conductividad con la lectura del densímetro gamma, la porción de gas y el corte de agua puede ser determinado incluso bajo condiciones de **flujo de agua continua**.²⁵

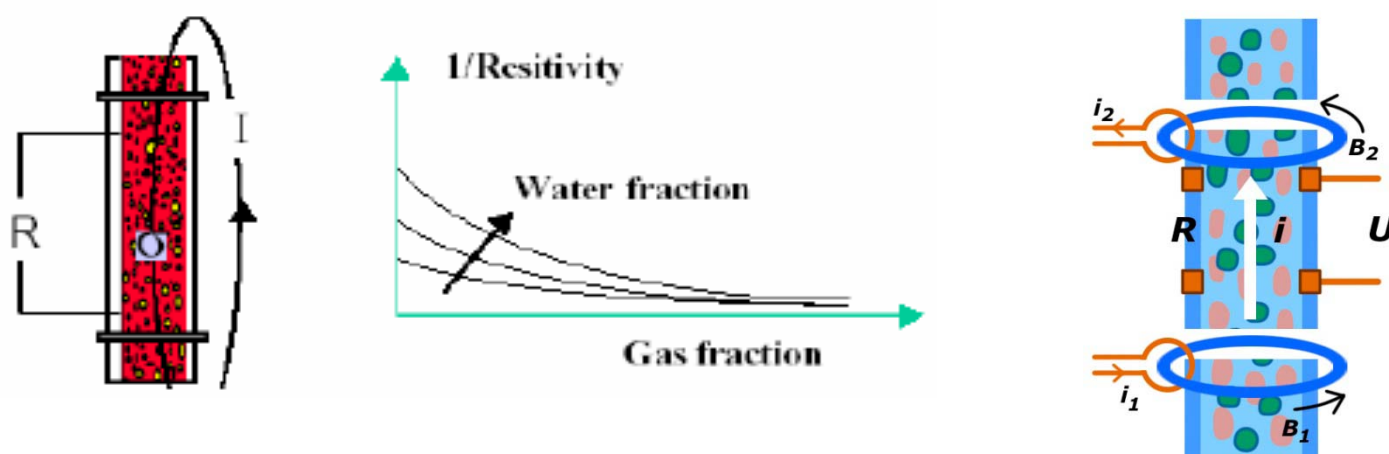


Figura II.6 Principio de inductancia.²⁵

La conductividad de la mezcla se mide con las siguientes ecuaciones:

$$U = R \times i$$

$$\text{Conductividad} = 1 / R$$

II.4 Algoritmos de medición de composición.

Una vez que el medidor ha medido la densidad, permitividad o conductividad de la mezcla, es posible obtener datos de las porciones volumétricas de aceite, agua y gas. Estos principios, que relacionan las porciones de los diferentes componentes a la permitividad media (o conductividad) y densidad media de la

mezcla, son usadas por el medidor multifásico para obtener dos ecuaciones independientes que describen la dependencia de los tres componentes.

Las siguientes ecuaciones describen la relación de los tres componentes de la mezcla y la correspondiente permitividad, conductividad y densidad de la mezcla y las proporciones, y además la correlación entre las proporciones mismas. Para cualquier densidad de mezcla dada y conductividad / permitividad, sólo hay una solución de las respectivas ecuaciones.²⁵

Permitividad $\epsilon_{mezcla} = f(\alpha\epsilon_{gas}, \beta\epsilon_{agua}, \gamma\epsilon_{aceite}) \dots 1a$

Conductividad $\sigma_{mezcla} = f(\alpha\sigma_{gas}, \beta\sigma_{agua}, \gamma\sigma_{aceite}) \dots 1b$

Densidad $\rho_{mezcla} = f(\alpha\rho_{gas}, \beta\rho_{agua}, \gamma\rho_{aceite}) \dots 2$

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \dots\dots\dots 3$$

Donde:

α = proporción de gas

β = proporción de agua

γ = proporción de aceite

ϵ = permitividad de la mezcla

σ = conductividad de la mezcla

ρ = densidad de la mezcla

La permitividad de una mezcla de dos componentes de aceite y agua estará relacionada a las porciones de agua y aceite, esto se muestra en la Figura II.7 la permitividad de una mezcla de agua y aceite y en la Figura II.8 la permitividad de una mezcla de agua, aceite y gas.

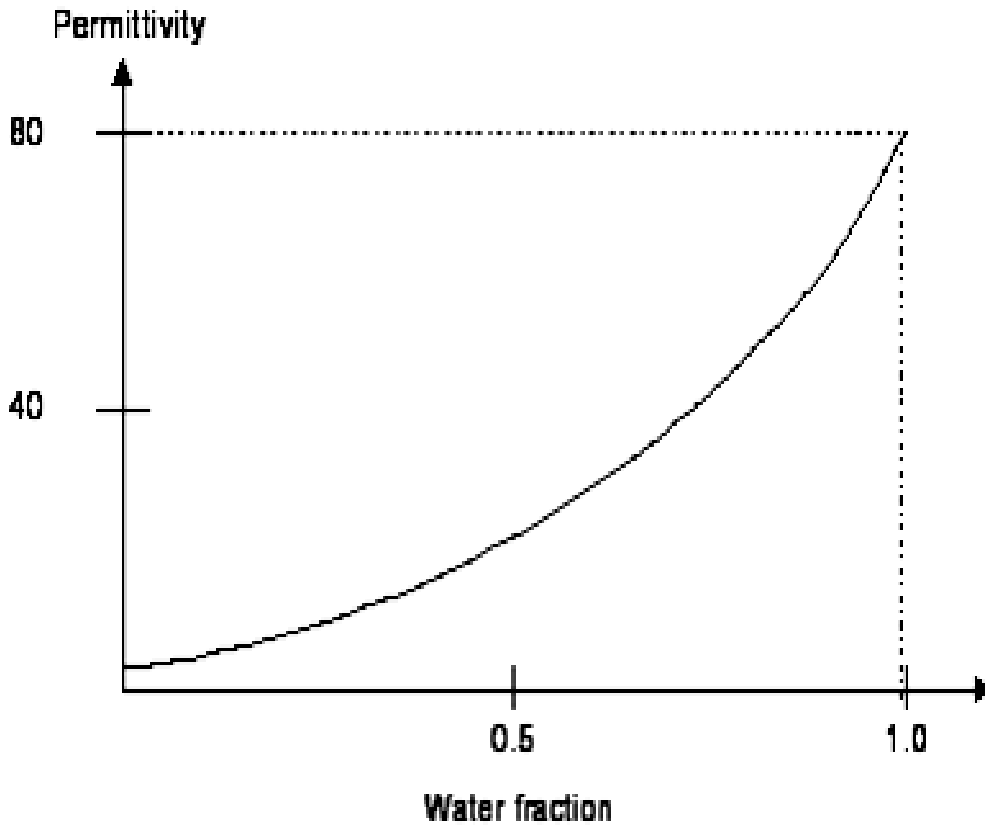


Figura II.7 Permittividad de una mezcla de agua y aceite.²⁵

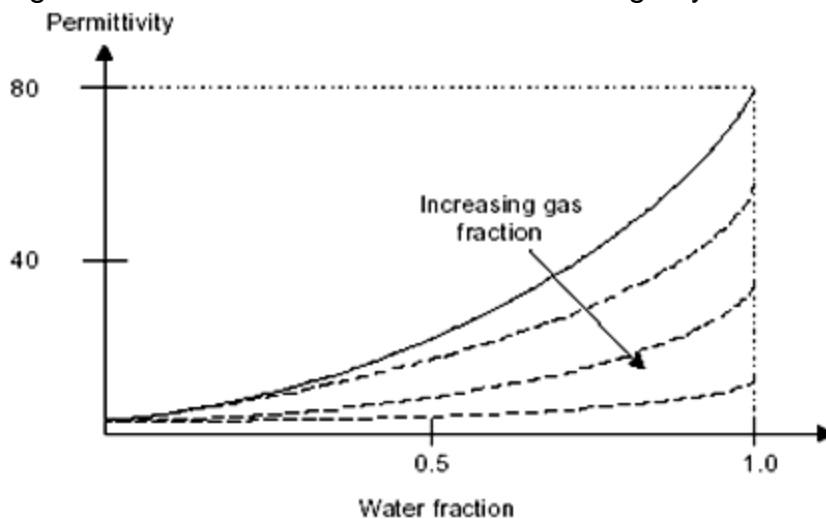


Figura II.8 Permittividad de una mezcla de agua, aceite y gas.²⁵

Para resolver las ecuaciones, el medidor debe conocer datos de punto final que describan los componentes discretos para usar en las fórmulas de las mezclas. El medidor debe saber las siguientes propiedades en una presión y temperatura del agua, aceite y gas.

Densidad de aceite, densidad de agua, densidad de gas, permitividad del aceite y conductividad del agua.

En la Figura II.7 se muestra la relación entre la permitividad y la conductividad de una mezcla de agua/aceite. Se observa que hay una histéresis en el punto de transición entre las fases de aceite continuo y agua continua. Esto significa que el sensor de capacitancia podría trabajar aproximadamente hasta 80 % de corte de agua cuando la mezcla cambia de aceite continua a agua continua, mientras que el sensor de inductancia podría trabajar hasta un 75 % de corte de agua cuando el punto de transición se alcanza desde la porción alta de rango de corte de agua. Sin embargo, sin importar cual sea el rango de corte de agua uno de los dos sensores trabajará siempre.²⁵

Fase continua.

Para definir que fase es la fase continua (aceite o agua), se decide monitoreando el control de ganancia automático del sensor inductivo. Cuando el flujo está cambiando a aceite continuo, la conductividad del volumen se aproximará al infinito y el sensor inductivo se verá saturado (no puede enviarse corriente a través del flujo), indicando así un flujo de aceite continuo.

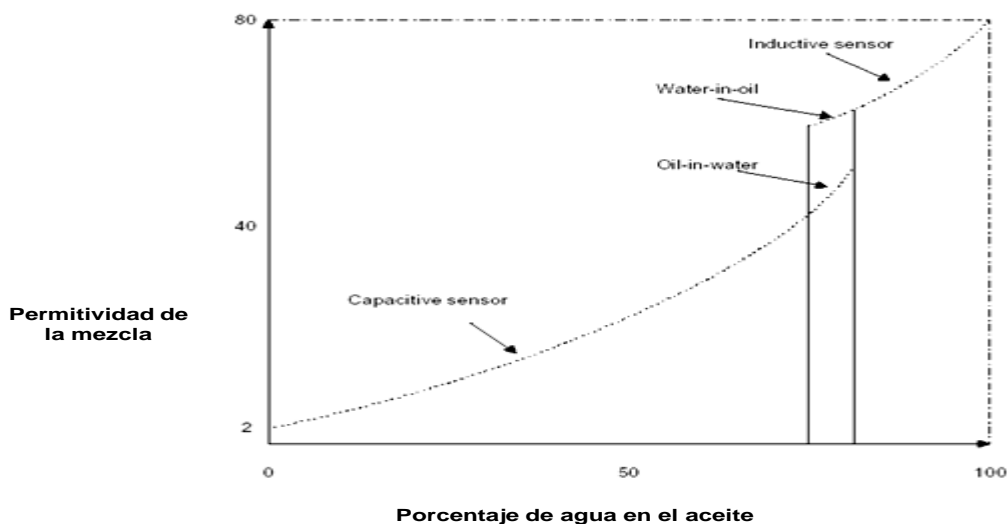


Figura II.9 Gráfica de rangos de medición para sensores de inductancia y capacitancia.²⁵

Determinación de índices de flujo de líquido y gas.²⁵

Es virtualmente imposible generar condiciones sin resbalamiento para flujo multifásico. Debido a esto, la estrategia ha sido desarrollar métodos que den mediciones confiables incluso bajo condiciones de resbalamiento.

En un sistema multifásico se miden dos velocidades, la primera es la velocidad de las burbujas grandes y la segunda es de las burbujas pequeñas. Cuando se determinan las dos velocidades de flujo, se combinan con información de las mediciones de porción para determinar los índices de flujo individuales de aceite, gas y agua.

El medidor de correlación cruzada es un dispositivo que consiste en dos pares de electrodos de medición de capacitancia espaciados a una distancia conocida a lo largo de la dirección del flujo. Un par consiste en dos electrodos grandes y un segundo par consiste en dos electrodos pequeños.

Correlación Dual X.

El flujo que pasa a través de la unidad sensor consiste en líquido que contiene tanto burbujas grandes como burbujas pequeñas de gas dependiendo del régimen de flujo. Cuando el flujo multifásico pasa por el primer electrodo genera una señal que es almacenada por la computadora de flujo. La distancia entre el primer electrodo y el segundo electrodo es pequeña, por lo tanto el fluido pasará por el segundo electrodo en un corto periodo de tiempo; lo que significa que el flujo multifásico ha cambiado muy poco durante el tiempo y la señal registrada por el segundo electrodo es casi idéntica a la primer señal.²⁵

Dados estos datos se aplica la correlación Dual X que es una técnica estadística que, comparando las similitudes de las señales recogidas por los electrodos, se puede determinar el tiempo que le toma al flujo en viajar del primer electrodo al segundo electrodo, y de esta manera se determina la velocidad de flujo.

Los flujos que contienen mucho gas generan una señal diferente comparada a los flujos que contienen sólo pequeñas burbujas de gas. Por lo cual el sensor contiene dos juegos de electrodos de formas diferentes, grandes y pequeños.

Analizando cuidadosamente las series de tiempo recogidas por los dos grupos diferentes de electrodos, la velocidad del gas se determina correlacionando en forma cruzada las señales del grupo de electrodos grandes.

La velocidad del líquido se determina correlacionando en forma cruzada las señales de los electrodos pequeños.²⁵

El método descrito anteriormente, evita el uso de instalación de constantes de calibración específicas (modelos de resbalamiento) o el uso de mezclador.

Correlación Dual X

a) Correlación X (electrodos grandes) \Rightarrow velocidad del gas

b) Correlación X (electrodos chicos) \Rightarrow velocidad del líquido

a)

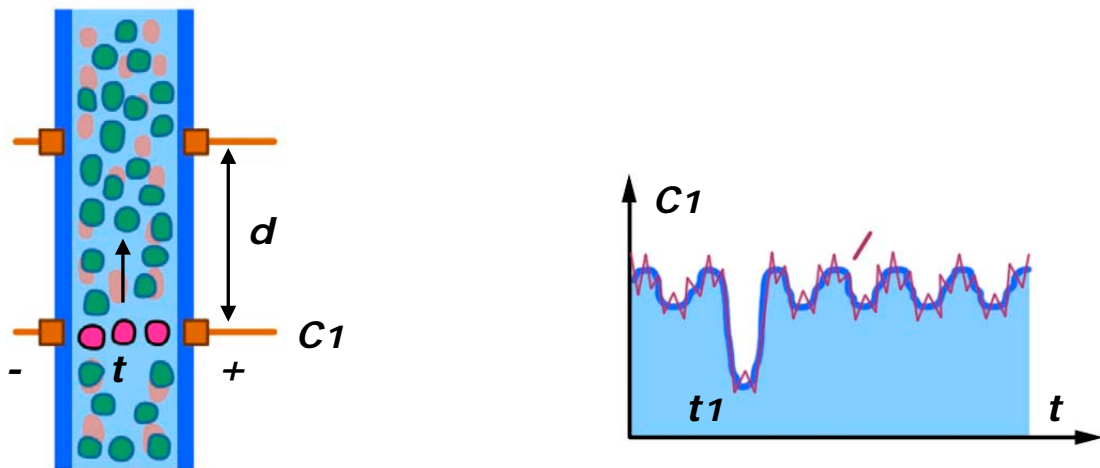


Figura II.10.1 Correlación X (electrodos grandes).²⁶

b)

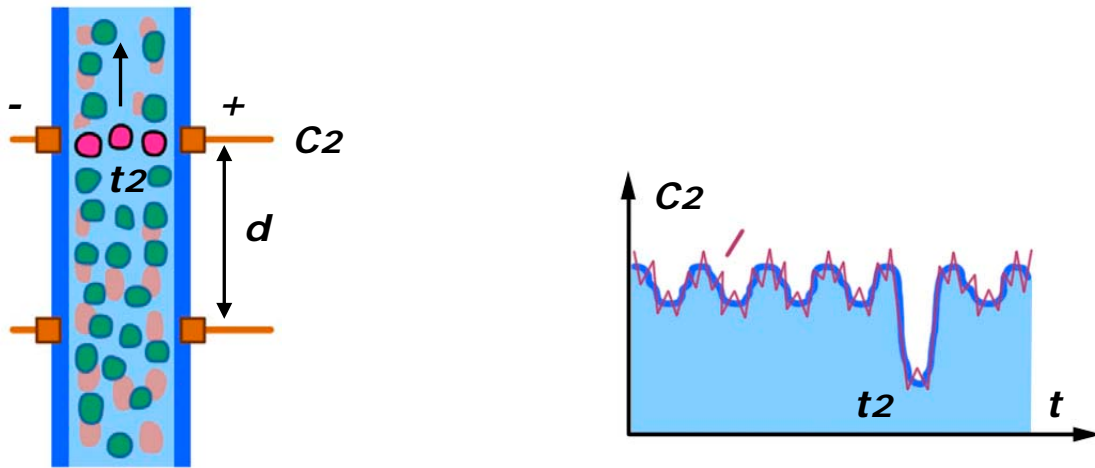
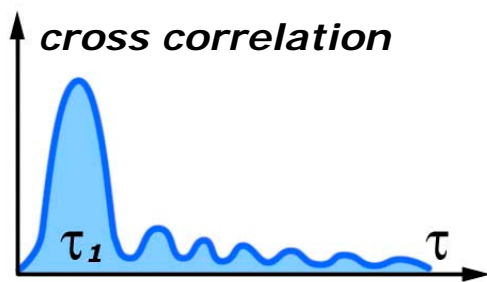


Figura II.10.2 Correlación X (electrodos chicos).²⁶

Correlación Dual X



$$v = d / \tau_1$$

Figura II.11 Correlación en forma cruzada de las señales de los electrodos grandes (pequeños) para determinar la velocidad de flujo.²⁶

Medidor Venturi

Para condiciones de flujo con altas fracciones volumétricas de gas (GVF's), típicamente arriba de 85 % el medidor de velocidad de correlación cruzada puede no trabajar con exactitud debido a condiciones con patrón de flujo anular.

En esta condición de flujo no habrá suficiente cantidad de burbujas de gas grandes y pequeñas necesarias para que el medidor de flujo de correlación cruzada funcione adecuadamente. En estas condiciones el medidor de flujo Venturi se mantendrá funcionando.

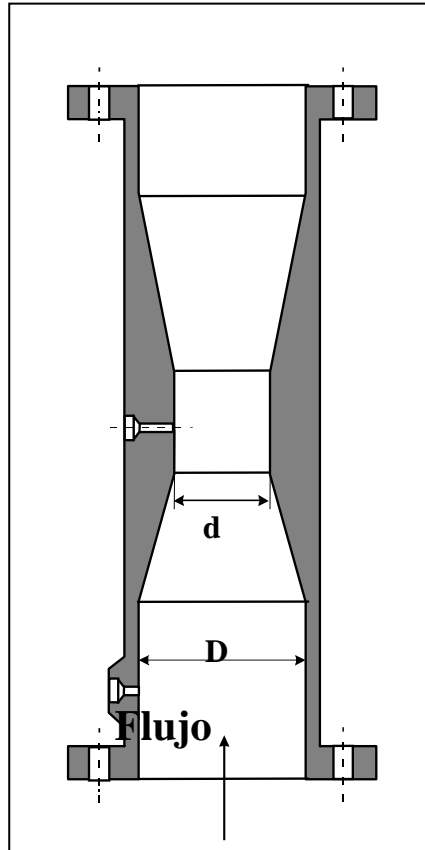


Figura II.12 Medidor Venturi.¹³

En este medidor así como en el de placa de orificio, es necesario contar con tramos rectos de la tubería adyacente al medidor.

La pérdida de carga a través del medidor se muestra en la Figura II.12, donde el diámetro D será la posición 1 y en diámetro d le corresponderá la posición 2.

Aplicando la ecuación de Bernoulli se tiene que:

$$\frac{P_1}{\rho_g} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho_g} + \frac{V_2^2}{2g}$$

Haciendo la simplificación se llega a:

$$Q = C_D \frac{A_1 A_G}{\sqrt{A_1 - A_G^2}} \sqrt{2gH}$$

II.5 Efecto de arena, ceras naturales y erosión.

Depositación de ceras naturales.

La cera presente en el flujo o que se deposite en el sensor será medida como si fuera aceite, debido a que su densidad y propiedades dieléctricas son

similares. Depósitos extremos de ceras naturales dentro del sensor pueden limitar el área de flujo y llevar a lecturas de índice de flujo muy alto.

Los inhibidores de cera usados para prevenir depósitos de ceras naturales no afectan la medición realizada por el medidor; puesto que los medidores son de diámetro completo y no intrusivos, es improbable que se forme una capa gruesa de cera natural dentro del medidor.²⁵

Presencia de sólidos /arena.

La arena tiene propiedades dieléctricas muy parecidas a las del aceite, por lo tanto la arena será medida como aceite. Como las medidas de dieléctrico se basan en volumen, la arena tendrá un efecto extremadamente pequeño en el desempeño del medidor.

Erosión.

Los medidores son no intrusivos, excepto por el medidor Venturi, sin ninguna parte móvil o estática que limite el área de flujo. Los electrodos que se encuentran en el sensor están al mismo nivel con el interior de la pared del sensor y no están sujetos a erosión.

II.6 Rango de operación y exactitud.

La selección de las dimensiones del medidor para una operación dada se basa en datos proporcionados que describan la variación de parámetros del campo en cuestión.

Los medidores de flujo multifásico tienen un amplio rango de operación, que cubre cortes de agua de 0 % a 100 % y GVF's a 95 % - 98 %.

El límite más bajo para la velocidad de la mezcla se define para evitar efectos de filtración, donde el líquido se eleva en oleadas y luego cae de vuelta a través del medidor. El gas debe tener suficiente fuerza para mover al líquido sin dejarlo caer. Se requieren mayores velocidades si la fracción volumétrica de gas (GVF) se incrementa. Para fracciones volumétricas de gas (GVF's) bajas requiere una velocidad superficial mínima de 1.5 m/s y para fracciones volumétricas de gas (GVF's) altas se requiere una velocidad superficial mínima de 3.5 m/s.²⁵

CAPÍTULO II
MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

En el caso del rango máximo de velocidad existen dos factores que lo determinan: el primero es la presión diferencial máxima que transmite el medidor Venturi; éste mide flujo másico por lo que la presión diferencial dependerá de la cantidad de gas en flujo.

La segunda limitante será la resolución del medidor de correlación cruzada, mientras que la velocidad del flujo aumente, la exactitud de la correlación cruzada disminuirá gradualmente.

Una extensión en la ventana operacional del medidor puede evaluarse en una base de caso por caso; la presión, la viscosidad del líquido, los límites de exactitud y el corte de agua puede afectar los límites operacionales.

▫

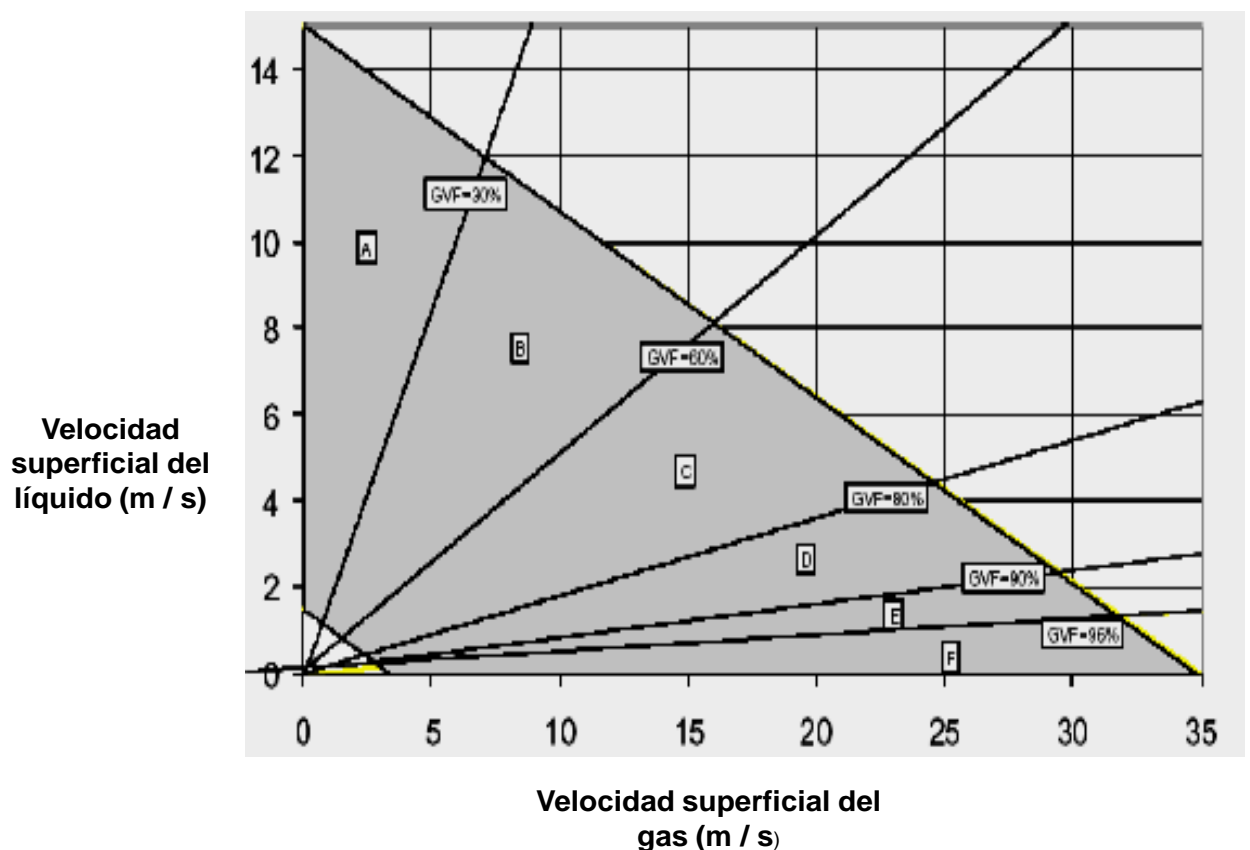


Figura II.13 Rango de operación para un medidor multifásico de 3".²⁵

CAPÍTULO II

MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

GVF %	Qlíquido (m ³ / h)	Qgas (m ³ / h)	Qlíquido (BPD)	Qgas (PCPD)
30	24.1 - 241	10 - 103	3 644 - 36 442	12 203 - 122 033
60	17.7 - 177	27 - 266	2 677 - 26 773	31 380 - 313 799
30	24.1 - 241	10 - 103	3 644 - 36 442	12 203 - 122 033
90	5.4 - 54	49 - 488	818 - 8 181	57 530 - 575 297
96	2.2 - 22	54 - 539	339 - 3 391	63 597 - 635 965

Tabla II.1 Rango de operación para un medidor multifásico.

Exactitud de la medición.

En general la exactitud es mejor cuando los tres componentes del flujo multifásico (aceite, agua y gas) están presentes en porciones de vacío similares. Si uno de los constituyentes está presente en cantidades muy pequeñas, se vuelve difícil medirlo con alta exactitud.

Rango GVF	Incertidumbres			
	Gas	Líquido	WLR 0 - W _{Tr}	WLR W _{Tr} - 100
%	relativo %	relativo %	absoluto %	absoluto %
0 - 30	-	5	1.5	5
30 - 60	10	7	2	7
60 - 80		10	2	8
80 - 90		10	3	10
90 - 96		12	4	12
96 - 98		14	5	15
98 - 100		-	-	-

Tabla II.2 Rango de incertidumbres.

Para:

- **Presión > 10 Gbar**
- **WLR > W_{Tr}**
- **GVF > 5 %**

Donde:

GVF = Fracción volumétrica de gas a presión y temperatura conocida se expresa en %.

WLR = Relación entre el flujo volumétrico de agua y el flujo volumétrico de líquidos (agua + crudo) a cierta presión y temperatura.

W_{Tr} = Punto de Transición de fase aceite / agua.

Consecuencias de los cambios en las propiedades del flujo multifásico.

Las propiedades del flujo multifásico (aceite, agua y gas) cambian con el tiempo, por lo que sus propiedades deben ser actualizadas en el medidor multifásico. Sin embargo, el medidor multifásico puede tolerar cambios relativamente grandes en las propiedades del fluido antes de que el error se haga significativo.

	CAMBIO % RELATIVO.	PORCIÓN DE LÍQUIDO %RELATIVO.	WLR % ABSOLUTO.	PORCIÓN DE GAS %RELATIVO.	NOTA
Densidad del aceite	+1%	+0.67%	-0.18%	-0.17%	1
Densidad del gas	+10%	+0.3%	-0.1%	-0.1%	1
Densidad del agua	+1%	+0.37%	-0.09%	-0.08%	1
Permitividad del aceite	+0.1%	-0.3%	+1.2%	+0.1%	1
Conductividad del agua	+1%	-0.02%	+0.5%	-0.1%	2

Tabla II.3 Cambios en las propiedades del flujo multifásico.

Nota:

1. **Dado en 80% GVF, 20% WLR.**
2. **Dado en 80% GVF, 80% WLR.**

Donde:

GVF = Fracción volumétrica de gas a presión y temperatura conocida se expresa en %.

WLR = Relación entre el flujo volumétrico de agua y el flujo volumétrico de líquidos (agua + crudo) a cierta presión y temperatura.

CAPÍTULO III

PROBLEMÁTICA DE MEDICIÓN DE POZOS EN CAMPOS DE LA REGIÓN SUR.

PEMEX en la Región Sur cubre un área de 392,000 kilómetros cuadrados. Esta región cuenta con 5 activos de producción que incluyen Bellota – Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac, y Samaria – Luna como se muestra en la Figura III.1.

Los yacimientos productores consisten en arenas del terciario y carbonatos del cretácico estas rocas están naturalmente fracturadas. En los campos se encuentran todo tipo de fluidos que incluyen gas seco, gas húmedo, aceite volátil y aceite negro, con densidades desde aceites muy pesados de 10 °API a aceites de calidad superior hasta 60 °API. Sin embargo, el 97 % del aceite que se produce en la región es ligero con densidades mayores a 30 °API.⁹

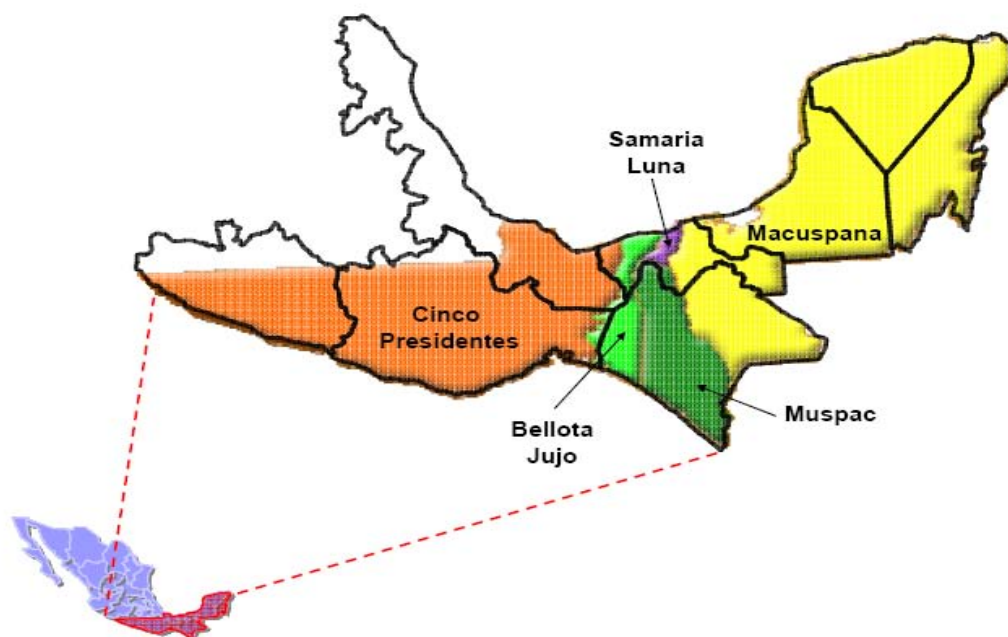


Figura III.1 Activos de la Región Sur.⁹

Como parte de un programa de estrategia para mejorar la administración de yacimientos, la Región Sur implementó el uso de la tecnología del medidor de flujo multifásico. La tecnología fue escogida para incrementar la frecuencia de

medición en algunos pozos, eliminando la necesidad de quemar o volatilizar los fluidos producidos.

El tamaño del equipo de medición es pequeño y proporciona una alternativa para hacer pruebas en pozos sin necesidad de una tripulación, en áreas susceptibles ambientalmente y cuando el espacio presente restricciones.

La medición multifásica ha permitido automatizar y simplificar las operaciones requeridas en la medición de pozos además de minimizar el aplazamiento de producción.

El medidor de flujo multifásico en la Región Sur proveyó de una solución redituable y atractiva para evaluar la producción de los pozos.

III.1 Infraestructura disponible.

En los campos de gas y aceite de esta región no se cuenta con el equipo suficiente de separación; ya que su instalación es problemática por diversos factores.

Factores por los que no se cuenta con la infraestructura necesaria:

En la Región Sur por medio de compañías de servicios se realiza el monitoreo y medición de los pozos. La renta del equipo de medición convencional que generalmente son 2 separadores, 2 tanques de almacenamiento, en algunos casos un tanque de tercera etapa de separación, tuberías y presa de quema, así como acondicionar la pera, para la instalación de dicho equipo es muy costosa. Debido a la cantidad de pozos que se necesitan monitorear y medir, esta operación resulta costosa.

Este tipo de operación requiere por lo menos de tres días de instalación.

La distancia promedio entre los pozos de la Región Sur es al menos de 20 Km en adelante, por lo que se requieren tiempos de traslado de 30 minutos por caminos que en ocasiones están acondicionados, pero cuando esto no es así, se requiere de acondicionarlos para su uso.

El acondicionamiento de caminos en muchos casos es necesario y conlleva al aumento en los costos y tiempo; en las operaciones de medición convencional se requiere de tanques de almacenamientos separador de prueba este equipo es de gran tamaño por lo que se hace primordial tener caminos seguros para el traslado a los pozos.

Cada pozo de acuerdo al tipo de fluido producido necesita características particulares para el proceso de separación, así que en ocasiones se requiere de equipo de separación particular para los diferentes campos de producción.

El equipo de separación requiere de procedimientos para su instalación como: darse de alta ante personal que acredite su uso y necesita de personal fijo para su mantenimiento y operación que genera un aumento en los costos.

El traslado del equipo se hace difícil ya que los pozos en algunos casos se encuentran en localidades intransitables.

La instalación del equipo de medición convencional necesita al menos de dos días para su traslado al pozo en cuestión y un día para retirarlo, son tiempos que afecta los gastos de producción.

Actualmente existen compañías de servicio que realizan la medición de gastos de producción en pozos, pero estas compañías no cuentan con la capacidad suficiente en cuanto al equipo empleado para la medición ya que la industria requiere al menos de un monitoreo por mes de cada pozo en producción. Idealmente para dar una medición correcta en boca de pozo y definir la productividad de dicho pozo, se requiere de una separación convencional y de tanques de almacenamiento de medición.

Por lo tanto a través de los años y debido a la necesidad de buscar incrementar la productividad de los pozos se han buscado opciones de medición en pozo con costos bajos y operaciones viables.

III.2 Pozos sin información individual por falta de infraestructura.

En los activos de la Región Sur se tiene la necesidad de medir todos los pozos por lo menos una vez al mes; sin embargo, las baterías de separación no

cuentan con la capacidad para medir periódicamente la producción; entonces para poder realizar un monitoreo de la producción de los campos se debe recurrir a la medición portátil ya sea convencional o multifásica.

Algunos pozos de la Región Sur se encuentran con escasa información de producción actual y verídica; el ingeniero de producción con este tipo de información no tiene los suficientes elementos para tomar decisiones que permitan implementar algún método de recuperación mejorada o secundaria o sistema artificial con el fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos.

Debido a la falta de infraestructura y de información actual y verídica es aceptable utilizar la información proporcionada por la medición multifásica para la toma de decisiones de los pozos con respecto a su productividad.

III.3 Comparación con la medición con equipo de separación.

A continuación se muestra un cuadro comparativo de factores que determinan el uso de la medición multifásica o convencional.

	multifásica	convencional
tiempo de traslado e instalación	2 a 5 hrs.	3 días
tiempo de operación	Horas	días
costo de operación por día	\$ 50,000.00	\$ 12,000.00

Tabla III.1 Comparación de la medición multifásica con la convencional.

III.4 Utilización del equipo de medición multifásica en la Industria petrolera internacional.

En épocas donde el precio del petróleo fue bajo, los operadores cuidaban enfocar sus esfuerzos a corto plazo en vez de una inversión a largo plazo. Por lo tanto las tecnologías "Jóvenes" como MFM, aun no eran demostradas al 100 % en el campo y era clasificado como demasiado peligroso. Esto contribuyó al consumo más lento de MFM probablemente entre 1999 y 2000. Con el precio del petróleo "Estable" en alrededor de \$28 de los EE.UU. por barril, el MFM está teniendo una tendencia exponencial en el mercado internacional.

Shell predice que el crecimiento del MFM se asentará en no menos que 1,000 instalaciones por año. El futuro de MFM depende mucho de cómo concordará con otras tecnologías hacia las soluciones globales para ser empleados en los campos petroleros.³

Las ventajas técnicas y económicas de los MFM's están detrás del número creciente de instalaciones en campo de los medidores de flujo multifásico durante la última década. La figura III.2, muestra la distribución y cantidades de MFM en el mundo. En algunos campos se han manejado solicitudes de hasta 40 MFM's, sin embargo el crecimiento verdadero de la demanda de MFM ha sido más bajo que los pronósticos iniciales que se había esperado. La figura III.3, muestra la tendencia verdadera, además de un pronóstico para el 2000.³



Figura III.2 Ubicación y número de instalaciones de MFM en el mundo.³

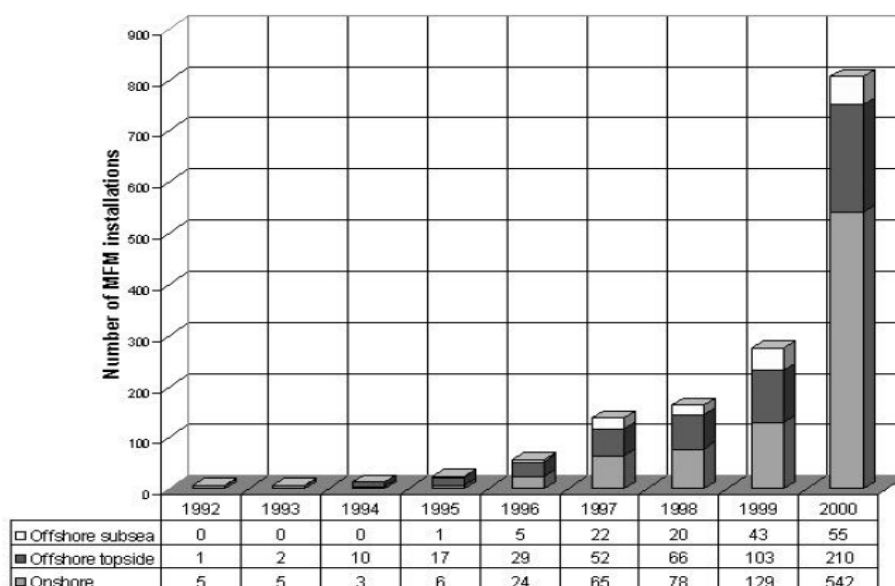


Figura III.3 Crecimiento verdadero de las instalaciones de MFM's.³

Los fabricantes pretendían tener un nivel de exactitud demasiado alto, lo que provocó que en el primer año de instalación de campo de los MFM 's estos eran infravalorados. Hoy los operadores son más conscientes del potencial verdadero de la tecnología del MFM. Su aplicación debe ser cuidadosamente estudiada por Ingeniería antes de ser instalado en campo, para obtener el mejor rendimiento del MFM.

CAPÍTULO IV

PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO.

La comprobación de la operatividad y factibilidad del uso e instalación de medidores de flujo multifásico en la Región Sur se realiza a través de pruebas comparativas. Estas pruebas se efectuaron entre los medidores móviles multifásicos marca ROXAR y los sistemas de medición convencionales de pozos ubicados en las baterías de separación.

Este procedimiento se aplicó en los Activos de Producción de la Región Sur, que de acuerdo a las características de las pruebas de medición se requieren las siguientes consideraciones técnicas:

- ❖ Medir cada pozo al menos dos veces al mes.
- ❖ La incertidumbre de medición por fase (aceite, gas y agua) deberá ser menor al +/- 7%.

IV.1 Metodología del procedimiento para evaluar el medidor multifásico.

Contar con un programa mensual de medición multifásica.

Efectuar la conexión a la unidad móvil con manguera flexible de alta presión o con tubería de conexión rápida.

Instalar válvulas, conexiones, herramientas y cualquier otro elemento necesario para conectar y operar el equipo de medición.

Alinear el pozo a través del equipo de medición para su estabilización, antes de iniciar la medición.

Efectuar la medición del pozo o de la corriente de flujo.

Alinear el pozo nuevamente a través del proceso normal, ya sea hacia el cabezal o hacia la batería de separación.

Retirar la instalación del equipo que había efectuado la medición del pozo o corriente de flujo en cuestión.

PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

La responsabilidad operativa de estas actividades, la tendrá para cada activo, el respectivo supervisor, y el encargado de la instalación en donde se realicen las pruebas.

En todo momento se deberá de contar con las condiciones de seguridad obligatorias dentro de la instalación.

Este procedimiento en caso necesario podrá variarse, si surgiera alguna modificación importante en los procesos inherentes a la medición multifásica de los pozos.

Marco normativo.

Se consideraron las especificaciones y datos técnicos de los siguientes documentos:

- ❖ Contrato de Servicio

- ❖ Manual de Normas de medición del API
 - Capítulo 14.3 (Medición de gas).
 - Capítulos 3 y 12 (Medición de aceite).

IV.2 Desarrollo de la prueba comparativa del medidor móvil multifásico marca ROXAR y los sistemas de medición convencionales.

Verificación de las condiciones de seguridad como:

- ❖ Contar con equipo de protección personal.
- ❖ Registro en la bitácora de respectiva de la instalación donde se llevará a cabo la prueba.

1. Conexión de la unidad móvil de medición.

1.1. Efectuar el amarre a la unidad móvil con manguera flexible de alta presión o con tubería de conexión rápida como se observa en la Figura IV.1. Verificar cuáles van a ser las válvulas que servirán como carga y descarga de la unidad.

1.2. Instalar las válvulas, conexiones y cualquier otro elemento necesario para conectar y operar el equipo de medición, tomando en cuenta las condiciones de operación previamente confirmadas.

1.3. Alinear el pozo a través del Medidor de Flujo multifásico y del separador de medición (SHMBP) Figura IV.2, para su estabilización (durante por lo menos 2 horas descargando a grupo), antes de iniciar la medición como se indica de manera específica se deben seguir los siguientes pasos:

- ❖ Verificar que en el Cabezal de pozos en el interior no exista ningún pozo alineado al Colector de medición.
- ❖ Verificar que la descarga de líquido y gas del Separador de medición (SHMBP) se encuentren abiertas.
- ❖ Abrir válvulas necesarias y proceder a alinear el pozo elegido desde el cabezal foráneo, con lo que se establecerá el flujo a través de las válvulas del Medidor multifásico, y SHMBP como se muestra en la Figura IV.2.
- ❖ Realizar la debida operación con el objetivo de controlar el cambio de presión, en caso de que surgiera un incremento anormal en la presión del colector de IP (Normal = 8.0 Kg. /cm²) será indicativo que existe una caída de presión adicional a través del Medidor multifásico.

1.4. Para comparar los resultados de los medidores multifásicos, se utilizará el separador y tanque de medición de pozos, estableciendo flujo en

CAPÍTULO IV

PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

serie, primero por el medidor multifásico y después por el separador de medición. Figura IV.2. Posteriormente, se calcularán las diferencias de medición entre los dos sistemas, para cada fase (gas, aceite y agua).



Figura IV.1 Conexión de la unidad móvil con manguera flexible de alta presión o con tubería de conexión rápida.

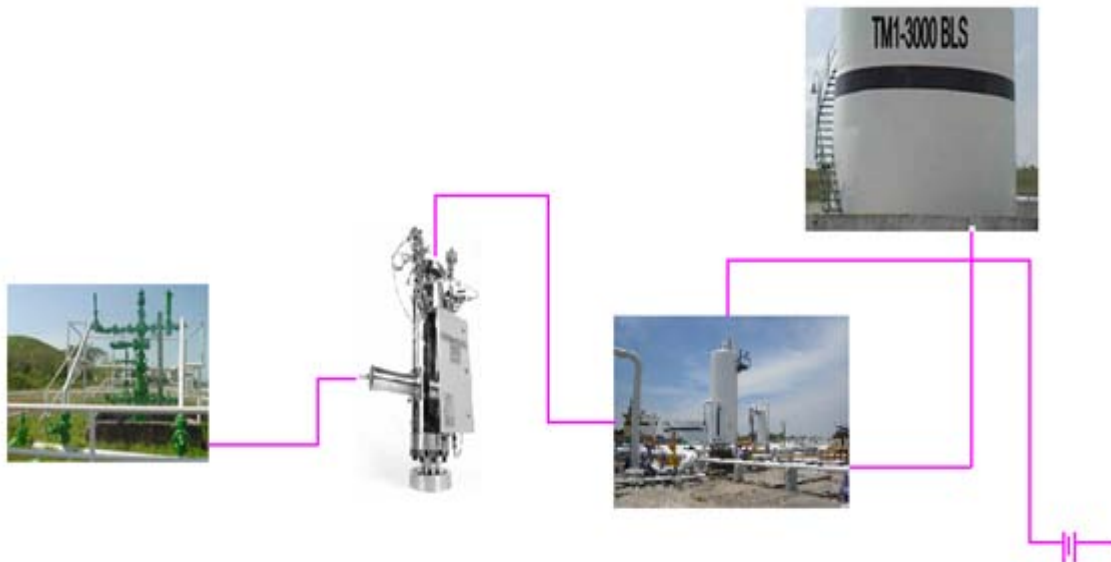
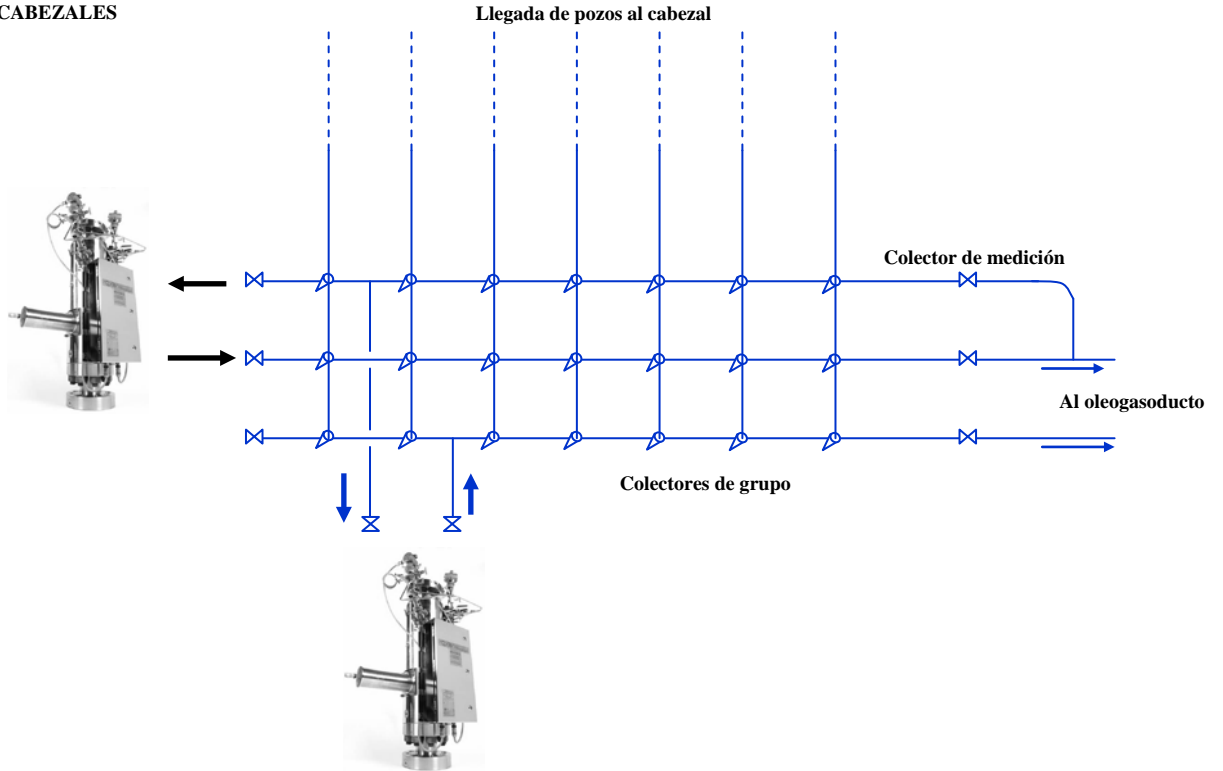


Figura IV.2 Conexión para la prueba comparativa.

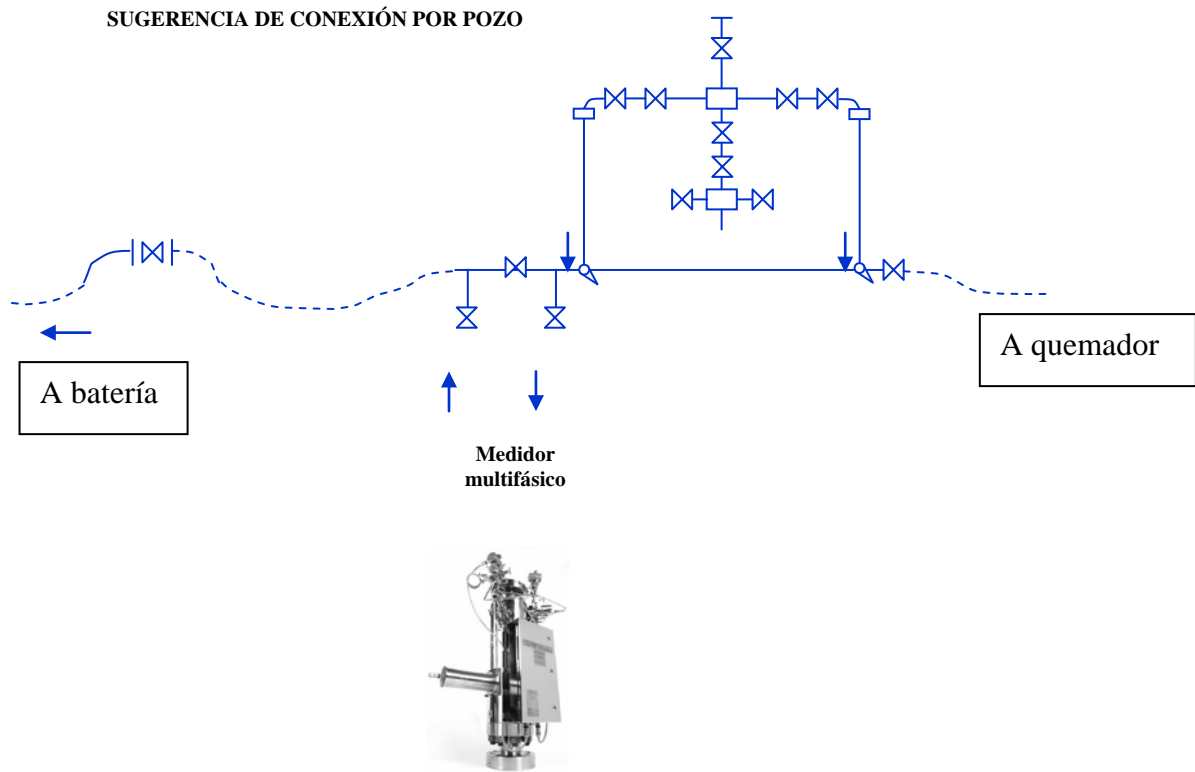
Configuraciones de conexión.

ESQUEMAS TÍPICOS DE CONEXIÓN

CONEXIÓN EN CABEZALES



ESQUEMAS TÍPICOS DE CONEXIÓN



2. Condiciones de las pruebas.

2.1. De acuerdo con lo dispuesto anteriormente, se deberá cumplir con los siguientes preceptos:

La duración de la medición, una vez que se haya estabilizado el pozo, deberá ser de una hora como mínimo y máximo cuatro horas. El momento en que el pozo ha alcanzado la estabilización, quedará establecido de acuerdo a las características específicas para cada pozo.

2.2. La validación de los resultados de cada una de las mediciones deberá considerar los siguientes requisitos:

PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

- ❖ Que el equipo de medición multifásica no presente ningún tipo de falla de medición y/o de estado de funcionamiento durante el desarrollo de las mediciones.
- ❖ Que el registro, almacenamiento y transmisión de información, se realice correctamente en el punto de medición y en el centro de monitoreo.
- ❖ Que se alcance la estabilidad de flujo de los pozos, verificado por el supervisor en el despliegado de gráficos de tendencias en el equipo.
- ❖ Que los resultados de medición de aceite, gas y agua, para cada uno de los pozos alineados, estén dentro del rango de desviación especificado (7% para cada fase).
- ❖ La caída de presión provocada por el equipo no excedió el valor máximo especificado.

2.3. Para estas pruebas se debe considerar lo siguiente:

- ❖ Las mediciones comparativas consistirán en la medición de 3 pozos que convergen a la batería. De esta manera se elaborará la lista de pozos a medir, en la cual deberán incluir pozos de alto y bajo rango de producción.
- ❖ Para verificar la incertidumbre y repetibilidad de los resultados de las mediciones de cada uno de los sistemas de medición, se deberán efectuar 3 mediciones a cada uno de los 3 pozos, lo que implica un total de 9 mediciones por activo.

3. Comparación fase gas.

3.1. En el medidor multifásico, el gasto volumétrico de gas, para el pozo alineado a través del mismo, se visualizará en la pantalla de la estación de trabajo local ubicada dentro de la cabina de la unidad móvil. Se obtendrán valores instantáneos y promedios, durante el lapso de tiempo

CAPÍTULO IV

PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

que tarde la prueba, con el pozo estabilizado, mismo que, como ya se mencionó podrá ser entre 1 y 4 horas.

3.2. En cuanto al separador de medición de pozos, el gasto volumétrico de gas se obtendrá haciendo uso del medidor de placa de orificio, alojada en el fitting de doble cámara, que para tal fin está ubicado en la línea de descarga de gas del separador de medición de pozos. Dado que no se cuenta con instrumentación electrónica para este sistema, el gasto volumétrico se obtendrá por medio de la presión diferencial y la presión estática calculadas a partir de las lecturas de la gráfica L-10 que se instala en el registrador de flujo conectado a las tomas del fitting. Los cálculos de volumen y gasto volumétrico se efectuarán de acuerdo al API (revisión 1985). Las unidades de gasto serán en MMPCD (millones de pies cúbicos por día, a las condiciones base de 20°C y 1 Kg/cm²).

3.3. El porcentaje de desviación de la prueba comparativa para esta fase, se obtendrá con la siguiente ecuación:

$$\% \text{ desviación} = \text{abs} [(vol. \text{ gas multifásico} - vol. \text{ gas placa}) / vol. \text{ gas placa}] * 100$$

Donde:

SÍMBOLO DE ECUACIÓN	SIGNIFICADO
<i>Abs</i>	Valor absoluto
<i>Vol. gas multifásico</i>	Volumen de gas obtenido durante la prueba, con el medidor multifásico
<i>Vol. gas placa</i>	Volumen de gas obtenido durante la prueba, con la placa de orificio
<i>% de desviación</i>	Resultado final de la prueba comparativa

Tabla IV.1 % desviación fase gas.

Para el ejemplo anterior:

Datos:

Vol. gas multifásico = 1.2 MMpcd

Vol. gas placa = 1.4 MMpcd

$$\% \text{ desviación} = \text{abs} [(1.2 - 1.4) / 1.4] * 100$$

Resultado:

% desviación = 14.3

En un caso como éste, la prueba no se aceptaría como válida, por excederse el 7% máximo especificado.

4. Comparación fase aceite.

4.1. Similarmente al caso del gas, en el medidor multifásico, el gasto volumétrico de aceite, para el pozo alineado a través del mismo, se visualizará en la pantalla de la estación de trabajo local ubicada dentro de la cabina de la unidad móvil. Se obtendrán valores instantáneos y promedios, durante el lapso de tiempo que tarde la prueba, con el pozo estabilizado.

4.2. En cuanto al separador de medición de pozos, el gasto volumétrico de aceite se obtendrá haciendo uso de las diferencias en los niveles de aceite del tanque de medición de pozos, al cual esté alineada la descarga de aceite del separador de medición. Los cálculos de volumen de aceite se efectuarán determinando el volumen de un cilindro recto, con altura igual a la diferencia de nivel de aceite neto en el tanque, acumulado durante la prueba (medida final menos medida inicial), y corregida a la temperatura de 20°C, con el algoritmo del factor "CtI", asentado en el MPMS del API (revisión 1985). Las unidades de gasto

CAPÍTULO IV

PRUEBAS COMPARATIVAS PARA LA EVALUACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

serán en bpd (barriles por día, a las condiciones base de 20°C y 1 Kg/cm²).

4.3. El porcentaje de desviación de la prueba comparativa para esta fase, se obtendrá con la siguiente ecuación:

$$\% \text{ desviación} = \text{abs} [(\text{vol. aceite multifásico} - \text{vol. aceite tanque}) / \text{vol. aceite tanque}] * 100$$

Donde:

SÍMBOLO DE ECUACIÓN	SIGNIFICADO
<i>Abs</i>	Valor absoluto
<i>Vol aceite multifásico</i>	Volumen de aceite obtenido durante la prueba, con el medidor multifásico
<i>Vol. aceite tanque</i>	Volumen de aceite obtenido durante la prueba, con el tanque de medición
<i>% de desviación</i>	Resultado final de la prueba comparativa

Tabla IV.2 % desviación fase aceite.

Para el ejemplo anterior:

Datos:

Vol. aceite multifásico = 120 bpd

Vol. aceite tanque = 116 bpd

$\% \text{ desviación} = \text{abs} [(120 - 116) / 116] * 100$

Resultado:

% desviación = 3.4

En un caso como éste, la prueba sí se aceptaría como válida, por ser menor al 7% máximo especificado.

5. Comparación fase agua.

5.1. Similarmente al caso del gas y el aceite, en el medidor multifásico, el gasto volumétrico de agua, para el pozo alineado a través del mismo, se visualizará en la pantalla de la estación de trabajo local ubicada dentro de la cabina de la unidad móvil. Se obtendrán valores instantáneos y promedios, durante el lapso de tiempo que tarde la prueba, con el pozo estabilizado.

5.2. En cuanto al separador de medición de pozos, el gasto volumétrico de agua se obtendrá haciendo uso de las diferencias en los niveles de agua del tanque de medición de pozos, al cual esté alineada la descarga de aceite del separador de medición. Los cálculos de volumen de agua se efectuarán determinando el volumen de un cilindro recto, con altura igual a la diferencia de nivel de agua libre en el tanque, acumulado durante la prueba (medida final menos medida inicial). Las unidades de gasto serán en bpd (barriles por día).

CAPÍTULO V ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS.

V.1 Exactitud del medidor multifásico.

Hasta ahora, no existe ninguna regla (normatividad) internacional para la exactitud del medidor, esto hace muy difícil que un operador, cuente con las bases para identificar las especificaciones y los datos técnicos que requiere la operación con dicho medidor. Sin embargo, los valores de la exactitud para las mediciones multifásicas son aceptados en general con los siguientes valores:

- ❖ $\pm 5\% - \pm 10\%$ para el área de administración de yacimientos,
- ❖ $\pm 2\% - \pm 5\%$ para el área de producción y
- ❖ $\pm 0.25\% - \pm 1\%$ para la medición física.

Debido a que los resultados de las mediciones de producción son implementados en el desarrollo de explotación para el yacimiento o para los procesos de optimización de producción, está claro que la exactitud de tales mediciones afectará el pronóstico de la recuperación final de un yacimiento. Las mediciones más exactas sugieren que esta incertidumbre puede ser reducida. Es claro que diferentes niveles de incertidumbre pueden ser aceptables, dependiendo de las reservas del campo en conjunto, del precio del petróleo, del tiempo de vida productiva, etc. Con la presente solución que nos ofrece el medidor puede ser posible medir un gasto de aceite y un gasto de gas con un error absoluto del $\pm 5-10\%$, y el corte de agua con un error absoluto de $\pm 2\%$

donde:

$$\text{error relativo} = (\text{valor}_{\text{medido}} - \text{valor}_{\text{real}}) / \text{valor}_{\text{real}} \quad (1)$$

$$\text{error absoluto} = \text{valor}_{\text{medido}} - \text{valor}_{\text{real}} \quad (2)$$

Sin embargo, es importante recordar que estamos intentando medir los gastos de flujo de aceite, gas y el corte de agua con el medidor multifásico dentro de una mezcla con diferentes patrones de flujo e inestable. Por lo tanto, resultaría

optimista afirmar que los rangos de precisión se puedan aplicar a cualquier régimen de flujo y para cualquier tipo de propiedades de fluidos.¹⁸

Se puede incurrir en malentendidos cuando se define el nivel de incertidumbre asociado al medidor de flujo multifásico, que depende del tipo de dispositivo de medición que se use. Por ejemplo, si la exactitud requerida es referida a la medición misma, entonces algunos dispositivos, como el Venturi u otros que usan como principio de operación el diferencial de presión, presentan un error total continuo. En este caso, tenemos que usar la rangeabilidad de los medidores, que limitan la medición de equipo. Figura V.1.

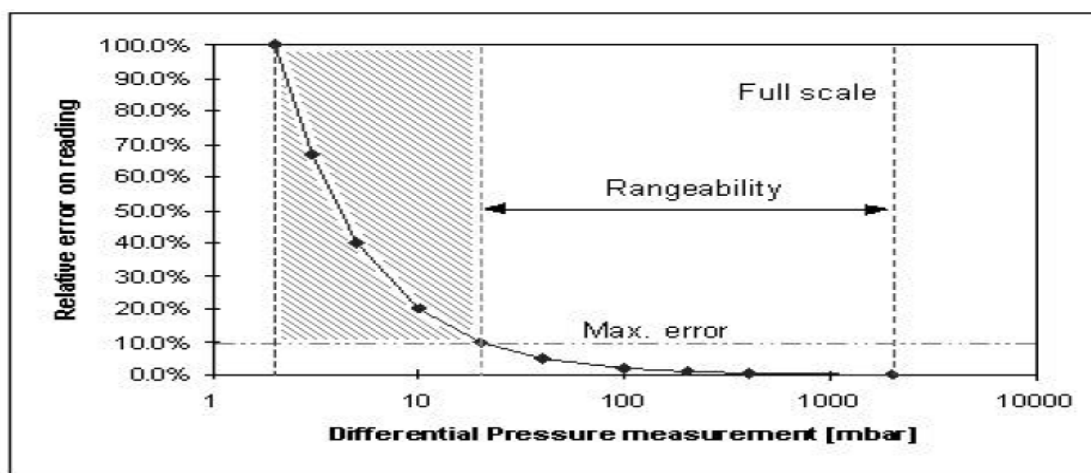


Figura V.1 Rangeabilidad para dispositivos con diferencial de presión.

Se debe poner especial atención en el error de propagación. A menudo, los modelos muy sofisticados son diseñados para alcanzar los requisitos de uno MFM; sin embargo, el modelo más complicado es el más incierto en la medición. Si el concepto de medición es medir las fracciones de cada fase (que son interdependientes) y la velocidad de la masa total, los errores de las mediciones individuales se juntan y se propagan completamente al resultado final. Por lo tanto, el error en conjunto es siempre más grande que el de las mediciones individuales. Debido a la naturaleza complicada del modelado del flujo multifásico, estar al día con la propagación de error a través de algún algoritmo puede ser sumamente difícil, es por eso que los MFM's puede necesitar ser caracterizados con una prueba experimental.⁹

Hay dos pasos principales para evaluar un MFM: el primero es una prueba de laboratorio y el segundo es una prueba en el campo. La evaluación inicial se realiza con la prueba de laboratorio donde se establecen tres flujos de diferentes fases. Esta prueba es definida por el uso de fluidos con propiedades conocidas, por ejemplo: agua, aire, aceite sintético o petróleo crudo estabilizado y gastos de flujo controlados. En esta prueba las incertidumbres están bajo control y otros errores son evitados totalmente. La prueba en el campo es requerida para identificar los problemas operacionales. Comparado con la prueba del laboratorio, la prueba de campo presenta más fuentes de error en general. Estos errores pueden ser:

- ❖ las condiciones de la corriente arriba (pequeñas variaciones en el diseño de las instalaciones pueden cambiar la historia del flujo),
- ❖ los fluidos legítimos del pozo donde se realiza la prueba en lugar de los fluidos conocidos de la prueba de laboratorio.

Típicamente, los resultados de una prueba de campo demuestra la presencia de la compensación de error. Los errores se quedan muy bajos incluso cuando los orígenes de la incertidumbre son incrementados.⁹

De la teoría del error, está claro que para caracterizar y calibrar un medidor "A", puede ser usado un medidor "B" que es más exacto para determinar si el medidor "A" puede funcionar con tanta exactitud como el medidor "B" de referencia. Una alternativa sería usar un medidor "B" de referencia disponible (incluso no suficientemente exacto para los propósitos de calibración) y registrar un gran número de mediciones para calibrar el medidor "A" sólo por análisis estadístico de su rendimiento contra el medidor "B" de referencia. En teoría, uno MFM podía ser calibrado con otro MFM.⁹

V.2 Especificaciones del comportamiento en flujo multifásico.

La especificación más común de un medidor de flujo multifásico es dado en términos de porcentaje de incertidumbre de los gastos de flujo volumétrico

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

reales de aceite, gas y agua. Sin embargo en algunos casos esta especificación puede ser impráctica y no conveniente.

Otras especificaciones frecuentemente utilizadas son las siguientes:

- a) Como incertidumbre en gastos de flujo reales de aceite y gas; con una especificación de incertidumbre absoluta de la relación de agua en líquido.
- b) Como un porcentaje del gasto de flujo total real.

V.2.1 Incertidumbres relativas al gasto de flujo volumétrico real.

En la Tabla 1 cada uno de los gastos de flujo volumétrico tiene un $\pm 10\%$ de incertidumbre relativa. Los resultados de incertidumbres absolutas en términos de m^3/h son calculados al $\pm 10\%$ del gasto de flujo volumétrico real de cada fase.

Especificación: +/-10% gasto volumétrico de la fase (WLR = 20%)			
Fluido	Gasto de flujo (m^3/h)	Incertidumbre (m^3/h)	Incertidumbre (%)
Multifásico	125	+/- 12.5	+/- 10
Gas	100	+/- 10.0	+/- 10
Aceite	20	+/- 2.0	+/- 10
Agua	5	+/- 0.50	+/- 10
Especificación: +/-10% gasto volumétrico de la fase (WLR = 4.7%)			
Multifásico	125	+/- 12.5	+/- 10
Gas	20	+/- 2.0	+/- 10
Aceite	100	+/- 10.0	+/- 10
Agua	5	+/- 0.5	+/- 10

Tabla V.1 Incertidumbres relativas para gastos de flujo real de la fase.

V.2.2 Porcentaje del gasto de flujo multifásico total.

Este método supone que la incertidumbre del medidor multifásico es descrito como un porcentaje fijo del flujo volumétrico multifásico total. Por lo tanto la incertidumbre en términos de m^3/h es igual para los tres componentes para un flujo total dado.

En la tabla 2, se utiliza un nivel de incertidumbre de $\pm 5\%$. De un flujo total de $125 m^3/h$, ésta es igual a $\pm 6.3 m^3/h$, que es la incertidumbre absoluta para las tres fases, independientemente de la composición (ya que el flujo total es el mismo para los cuatro casos)

La incertidumbre relativa puede ser derivada simplemente calculando la relación entre la incertidumbre absoluta y el gasto de flujo real para este componente.

$$\delta Q_P = (Q_M * \delta X) / Q_P. \quad (3)$$

Especificación: +/-5% del gasto de flujo multifásico total (WLR = 20%)			
Fluido	Gasto de flujo (m^3/h)	Incertidumbre (m^3/h)	Incertidumbre (%)
Multifásico	125	+/- 6.25	+/- 5.00
Gas	100	+/- 6.25	+/- 6.25
Aceite	20	+/- 6.25	+/- 31.25
Agua	5	+/- 6.25	+/- 125
Especificación: +/-5% del gasto de flujo multifásico total (WLR = 4.76%)			
Multifásico	125	+/- 6.25	+/- 5.00
Gas	20	+/- 6.25	+/- 31.25
Aceite	100	+/- 6.25	+/- 6.25
Agua	5	+/- 6.25	+/- 125

Tabla V.2 Incertidumbre como % del gasto de flujo multifásico total.

V.2.3 Porcentaje de los gastos de flujo de gas y líquido, combinado con la incertidumbre absoluta de la relación agua-líquido (WLR).

La incertidumbre relativa en el gasto de flujo de gas es dada específicamente, por lo tanto las incertidumbres de los gastos de aceite y agua resultan fuera de la incertidumbre en dos niveles. Primero existe una incertidumbre relativa en el gasto de flujo de líquido y ésta debe ser combinada con una segunda incertidumbre absoluta respecto a la determinación de la relación agua-líquido del fluido. Esto asume que estas dos incertidumbres pueden ser consideradas independientes una de otra.

El ejemplo de la Tabla 3 muestra resultados para un caso donde la incertidumbre del gasto volumétrico de gas es $\pm 10\%$, y para el caso de líquido es de $\pm 10\%$, las cuales son combinadas con una incertidumbre de la WLR de $\pm 3\%$ absoluta.

Especificación: $\pm 10\%$ del gasto de flujo de gas $\pm 10\%$ del gasto de flujo de líquido (WLR = 20%) $\pm 3\%$ de incertidumbre absoluta en la WLR			
Fluido	Gasto de flujo (m^3 / h)	Incertidumbre (m^3 / h)	Incertidumbre (%)
Multifásico	125	± 12.5	± 10.0
Líquido	25	± 2.5	± 10.0
Gas	100	± 10	± 10.0
Aceite	20	± 2.14	± 10.7
Agua	5	± 0.90	± 18.0
Especificación: $\pm 10\%$ del gasto de flujo de gas $\pm 10\%$ del gasto de flujo de líquido (WLR = 20%) $\pm 3\%$ de incertidumbre absoluta en la WLR			
Multifásico	125	± 12.5	± 10.0
Líquido	105	± 10.5	± 10.0
Gas	20	± 2.0	± 10.0
Aceite	100	± 10.5	± 10.5
Agua	5	± 3.19	± 63.8

Tabla V.3 Incertidumbres combinadas.

La incertidumbre absoluta en el gasto de flujo volumétrico, ΔV_w es dada por:

$$\Delta V_w = [(\Delta WLR * V_L) + (\delta V_L * V_L * WLR)^2]^{1/2}. \quad (4)$$

La incertidumbre relativa del gasto de flujo volumétrico del agua es simplemente dada por la relación entre la incertidumbre absoluta en el gasto de flujo volumétrico de agua, ΔV_w y el gasto de flujo volumétrico de agua a condiciones reales.

Por lo que, la incertidumbre del gasto de flujo volumétrico de aceite, ΔV_o se obtiene mediante:

$$\Delta V_o = [(\Delta WLR * V_L) + (\delta V_L * V_L * (1 - WLR))^2]^{1/2}. \quad (5)$$

Debe notarse entonces que no pueden establecerse límites de referencia fijos mediante los cuales se logre decidir si el equipo de medición multifásica tiene una buena precisión o no, lo cierto a nuestros días es que sólo son una referencia burda de los gastos de flujo verdaderos de las fases que existan en la corriente multifásica de estudio o interés.

Cada fabricante o investigador propone cómo poder realizar comparaciones y estimar la incertidumbre con la cual podemos decir si nuestro valor es válido o no, por lo tanto se debe tener especial cuidado en los rangos de incertidumbre que deben establecerse en una aplicación particular.

En este trabajo se hace la comparación en términos de porcentaje de incertidumbre de los gastos de flujo volumétrico reales de aceite obtenidos por niveles en el tanque, gas medido con placa de orificio y el corte de agua obtenido por muestreo manual.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

V.3 Resultados.

Los pozos analizados en las pruebas comparativas entre el medidor multifásico y el separador de prueba registraron mediciones de producción de aceite en BPD, % de corte de agua, y gas en MMPCD.

A continuación se presenta una serie de tablas donde se registraron las mediciones para los siguientes pozos de la región Sur.

- ❖ Shishito 12
- ❖ Shishito 3
- ❖ Shishito 2
- ❖ Cactus 1002
- ❖ Cactus 5

SHISHITO 12					
SEPARADOR DE PRUEBA			MEDIDOR MULTIFASICO		
Qo	W	Qg	Qo	W	Qg
BPD	%	MMPCD	BPD	%	MMPCD
1236	0	0.49	1250	2	0.507
			1250	2	0.511
			1259	2	0.506
<i>Prom.</i>			<i>1253</i>	<i>2</i>	<i>0.51</i>

Tabla V.4 La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 3 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora.

RESUMEN				
FASE	MEDIDOR MULTIFÁSICO	SEPARADOR DE PRUEBA	% desv.	OBSERVACIONES
aceite	1253	1236	1.4	Aceptado. Menor al 7% requerido.
agua	2	2	sv	Sin valor, por bajo rango.
gas	0.51	0.49	4.1	Aceptado. Menor al 7% requerido.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

SHISHITO 3					
SEPARADOR DE PRUEBA			MEDIDOR MULTIFASICO		
Qo	W	Qg	Qo	W	Qg
BPD	%	MMPCD	BPD	%	MMPCD
1271	0	0.58	1278	2	0.507
			1291	2	0.509
			1288	1	0.508
Prom.			1286	2	0.51

Tabla V.5 La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 3 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora.

RESUMEN				
FASE	MEDIDOR MULTIFÁSICO	SEPARADOR DE PRUEBA	% desv.	OBSERVACIONES
Aceite	1286	1271	1 . 2	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Agua	2	0	sv	Sin valor, por bajo rango.
Gas	0.51	0.58	12 . 1	No aceptado. Mayor al 7% requerido.

SHISHITO 2					
SEPARADOR DE PRUEBA			MEDIDOR MULTIFASICO		
Qo	W	Qg	Qo	W	Qg
BPD	%	MMPCD	BPD	%	MMPCD
652	20	0.31	658	22	0.3
			656	23	0.3
Prom.			657	23	0.3

Tabla V.6 La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 3 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

RESUMEN				OBSERVACIONES
FASE	MEDIDOR MULTIFÁSICO	SEPARADOR DE PRUEBA	% desv.	
Aceite	657	652	0.8	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Agua	23	20	3	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Gas	0.3	0.31	3.2	Aceptado. Menor al 7% requerido.

CACTUS 1002					
SEPARADOR DE PRUEBA			MEDIDOR MULTIFÁSICO		
Qo	W	Qg	Qo	W	Qg
BPD	%	MMPCD	BPD	%	MMPCD
422.2	48.81	1.15	422.2	46.5	1

Tabla V.7 En cuanto al volumen de gas, se propone recalcular la constante de placa de orificio y realizar una integración más fina de la gráfica.

RESUMEN				OBSERVACIONES
FASE	MEDIDOR MULTIFÁSICO	SEPARADOR DE PRUEBA	% desv.	
Aceite	422.2	422.2	0	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Agua	46.5	48.81	4.97	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Gas	1	1.15	14.8	Aceptable, considerando la RGA= 270 M3/M3 del PVT , 1973

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

CACTUS 5					
SEPARADOR DE PRUEBA			MEDIDOR MULTIFASICO		
Qo	W	Qg	Qo	W	Qg
BPD	%	MMPCD	BPD	%	MMPCD
371	25	0.43	347	26.1	0.58
			357	22.2	0.65
			353	24.6	0.59
			351	25.4	0.61
			Prom.	352	24.6
				0.61	

Tabla V.8 La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 4 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora. Se hace una corrección considerando una RGA = 270 m³/m³ obtenida del PVT, para la corrección de la medición de la fase gas.

RESUMEN				
FASE	MEDIDOR MULTIFÁSICO	SEPARADOR DE PRUEBA	% desv.	OBSERVACIONES
Aceite	352	371	5.2	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Agua	24,6	25	1.7	Aceptado. Menor al 7% requerido.
Gas	0,610	0,562	8.4	Aceptable, considerando la RGA= 270 M3/M3 del PVT , 1973

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

CACTUS 5					
SEPARADOR DE PRUEBA			MEDIDOR MULTIFASICO		
Qo	W	Qg	Qo	W	Qg
BPD	%	MMPCD	BPD	%	MMPCD
394	25	0.48	350	24.4	0.60
			359	23.4	0.61
		<i>Prom.</i>	355	23.9	0.60

Tabla V.9 La medición efectuada por el separador de prueba se realizó durante 4 horas mientras que la medición hecha por el medidor de flujo multifásico se hizo en una hora. Se hace una corrección considerando una $RGA = 270 \text{ m}^3/\text{m}^3$ obtenida del PVT, para la corrección de la medición de la fase gas.

RESUMEN				OBSERVACIONES
FASE	MEDIDOR MULTIFÁSICO	SEPARADOR DE PRUEBA	% desv.	
Aceite	355	351	1	Acceptado. Menor al 7% requerido; Se toma en consideración del % agua del muestreo manual en el pozo
Agua	23,9	25	4 . 4	Acceptado. Menor al 7% requerido.
Gas	0,604	0,597	1	Acceptable, considerando la $RGA= 270 \text{ M3/M3}$ del PVT , 1973

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

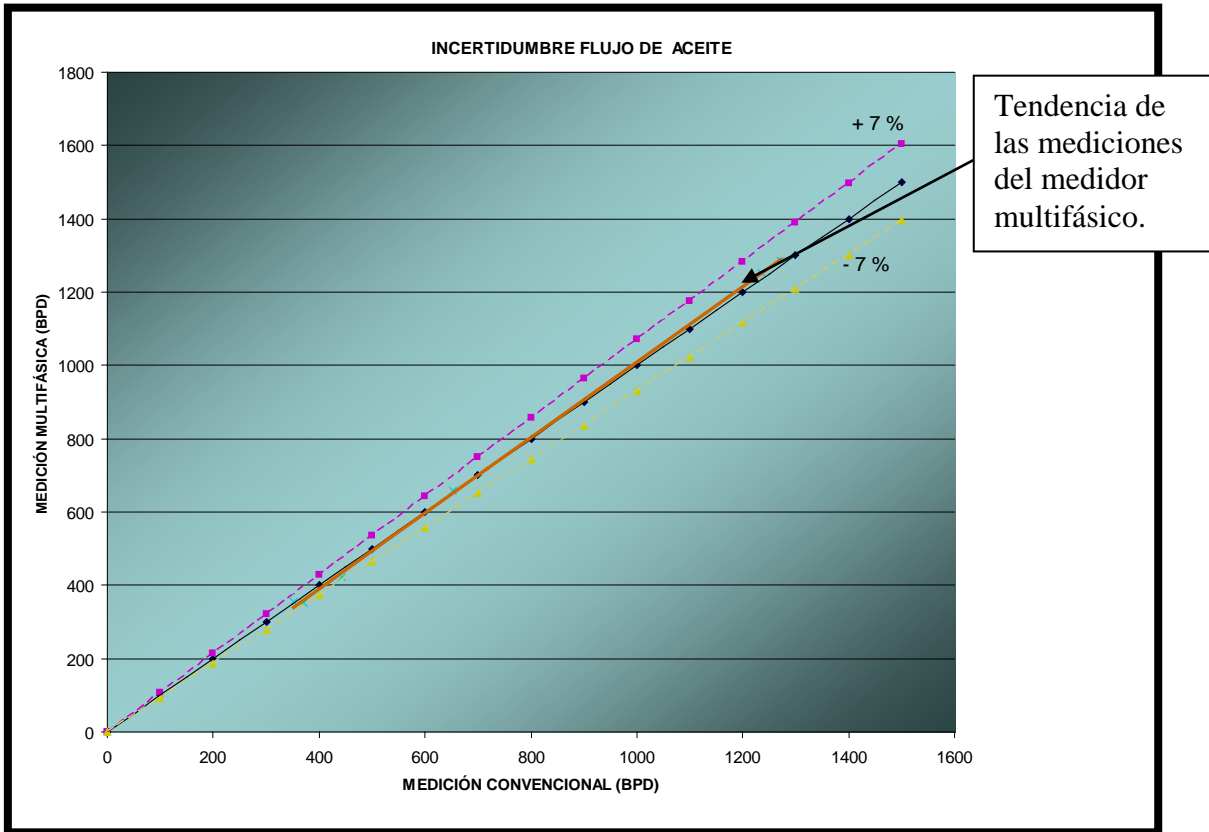


Figura V.2 Incertidumbre del flujo de aceite.

El resultado del análisis de la incertidumbre para las mediciones de flujo de aceite se ve en la Figura V.2, donde se observa, la tendencia de las mediciones con el medidor multifásico se encuentra entre las líneas que corresponden a la incertidumbre del $\pm 7\%$ respectivamente; por lo tanto cumple para validar el uso del medidor de flujo multifásico para el flujo de aceite.

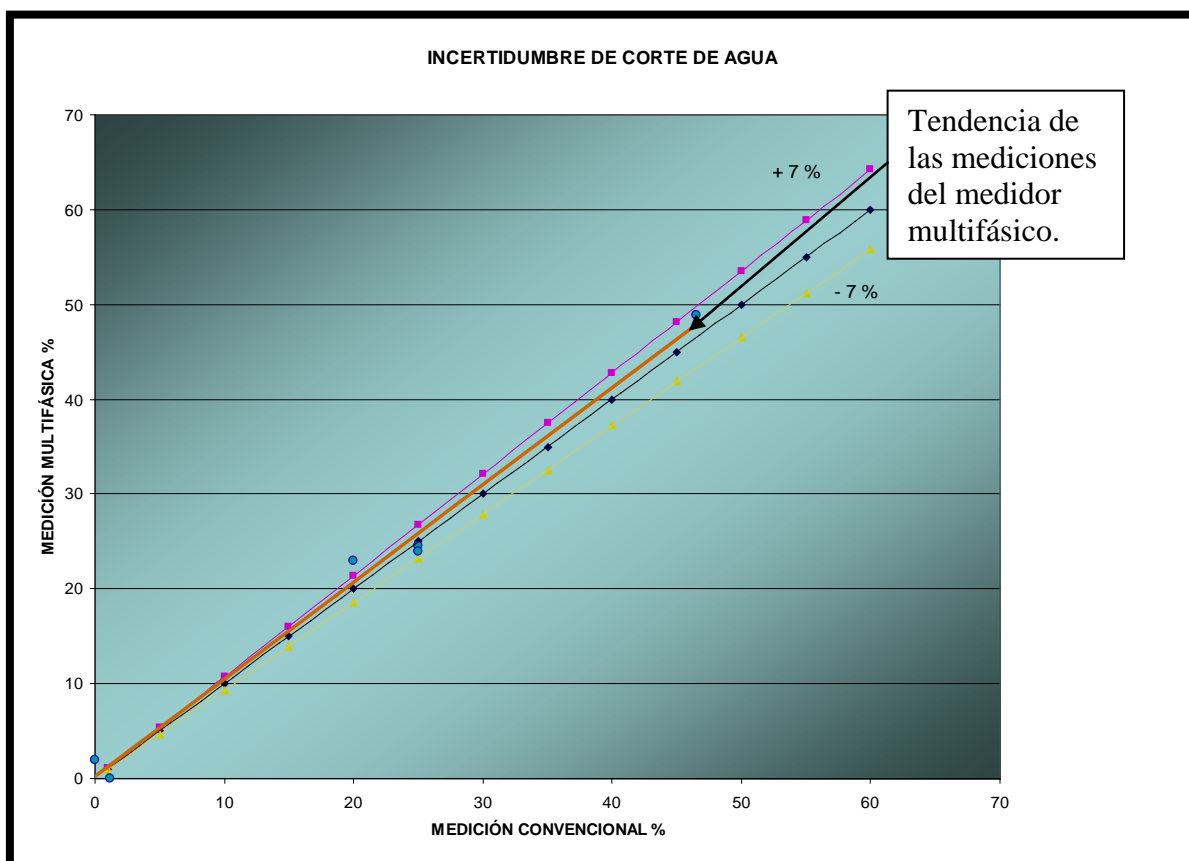


Figura V.3 Incertidumbre del flujo del % del corte de agua.

El resultado del análisis de la incertidumbre para las mediciones de flujo de corte agua (relación entre el flujo volumétrico de líquidos a condiciones estándares de presión y temperatura, expresado en porcentaje) se observa en la Figura V.3, la tendencia de las mediciones con el medidor multifásico se encuentra entre las líneas que corresponden a la incertidumbre del $\pm 7\%$ respectivamente; por lo tanto cumple para validar el uso del medidor de flujo multifásico para la medición del corte de agua.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS

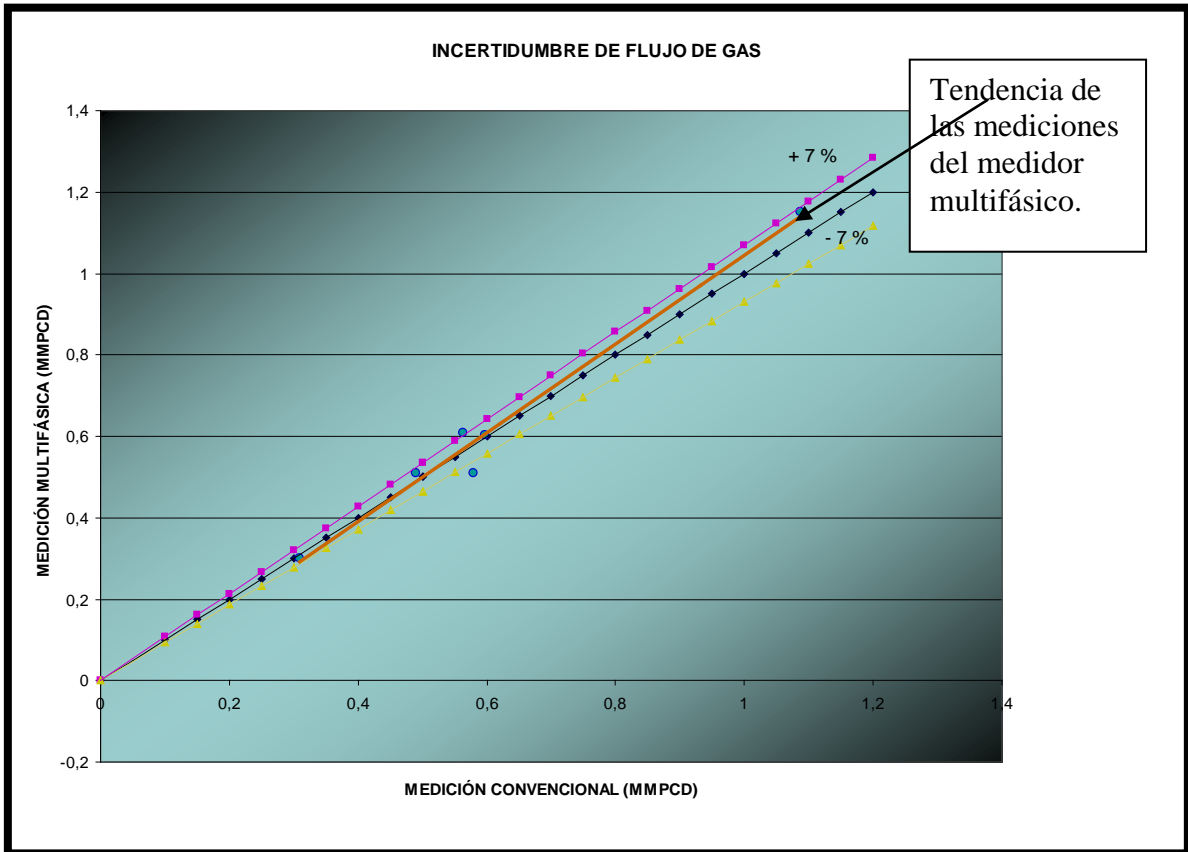


Figura V.4 Incertidumbre del flujo de gas.

El resultado del análisis de la incertidumbre para las mediciones de flujo de gas se ve en la Figura V.4, donde se observa, la tendencia de las mediciones con el medidor multifásico se encuentra entre las líneas que corresponden a la incertidumbre del +/- 7 % respectivamente; por lo tanto cumple para validar el uso del medidor de flujo multifásico para el flujo de gas.

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD.

VI.1 Soluciones integrales para optimizar la recuperación de los campos.

Optimizar el proceso de producción tiene influencia directamente en:

- ❖ los costos de operación y mantenimiento,
- ❖ en la vida productiva del yacimiento, y
- ❖ en el factor de recuperación.

Un sistema integrado de monitoreo y medición permite tomar decisiones para mejorar la producción de los campos ayudando a incrementar la recuperación de los yacimientos de petróleo y los yacimientos gas. Un punto de vista "de la medición del flujo multifásico ", es la obtención de información continua de la producción de cada pozo o de la producción de un yacimiento. Dicha medición nos proporciona un enfoque en tiempo real que permite el diagnóstico del estado de los pozos, ya que los cambios en los parámetros de funcionamiento podrían indicar deposición de cera, incrustaciones de sales o asfaltenos, cambios en las propiedades de fluidos y/o en el corte de agua. Esta información puede ser integrada con las mediciones de los tanques de almacenamiento y con la elaboración de modelos, e interpretada a través de *análisis nodal* para verificar la estrategia de producción elegida para el campo.³

El análisis nodal nos permite crear un modelo que simula el comportamiento de producción de pozo ajustándolo al gasto y presión de fondo fluyendo, lo que nos lleva a corroborar o descartar la presencia de daño total del pozo, para ello requiere información del yacimiento, datos del pozo y de los fluidos producidos. También dicho análisis permite simular y evaluar un sin número de parámetros, de nuestro interés como los siguientes:

- ❖ Determinar presencia de daño.
- ❖ Obtener pronóstico de producción.
- ❖ Determinar caídas de presión.
- ❖ Evaluar la producción simulando diferentes cambios en el sistema.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

- ❖ Determinar diámetro óptimo de tubería de producción.
- ❖ Ajustar correlaciones de flujo.

A continuación se enlistan los datos requeridos para realizar una simulación del análisis nodal.

Datos del yacimiento

- ✓ Daño a la formación.
- ✓ Presión promedio del yacimiento.
- ✓ Presión de fondo fluyendo.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Permeabilidad.
- ✓ Espesor del cuerpo productor.
- ✓ Porosidad.
- ✓ Radio de drene.
- ✓ Datos de tratamientos anteriores.
- ✓ Reporte de operación.
- ✓ Compresibilidad de la formación.
- ✓ Litología.
- ✓ Saturación de agua irreductible.

Datos del pozo

- ✓ Estado mecánico del pozo.
- ✓ Intervalo productor disparado.
- ✓ Densidad, penetración y fase de disparos.
- ✓ Temperatura de superficie.
- ✓ Datos de producción de aceite.
- ✓ Datos de producción de agua.
- ✓ Relación Gas / Aceite.
- ✓ Historia de producción.
- ✓ Presión en superficie.
- ✓ Datos del sistema artificial.
- ✓ Datos de los fluidos producidos.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

- ✓ Gravedad específica de los fluidos producidos.
- ✓ Relación de solubilidad (Rs).
- ✓ Presión de burbuja (Pb).

Los componentes del sistema de producción de un pozo pueden ser agrupados dentro del índice de productividad. El papel que juega el diseño de producción del pozo está encaminado a maximizar su productividad de una manera efectiva en relación a *los costos*.¹

Como es conocido el Índice de Productividad de un pozo está representado por la ecuación:

$$J = \frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{kh}{\alpha_r B\mu(P_D - s)}$$

Donde:

J = índice de productividad

q = gasto de aceite

p = presión

p_{wf} = presión de fondo fluyendo

k = permeabilidad

h = espesor del intervalo

B = factor de volumen de formación

P_D = $\ln re / \ln rw$

s = daño

En esta ecuación se describen las variables que controlan y afectan el comportamiento de un pozo y mediante la manipulación a través del diseño puede realizar diversos escenarios de producción del pozo. La presión adimensional, P_D depende del modelo físico que controla el comportamiento de flujo en el pozo, esto incluye el comportamiento transitorio o de actuación infinita, la etapa en estado permanente (donde **P_D** = $\ln re / \ln rw$) y otros.¹

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

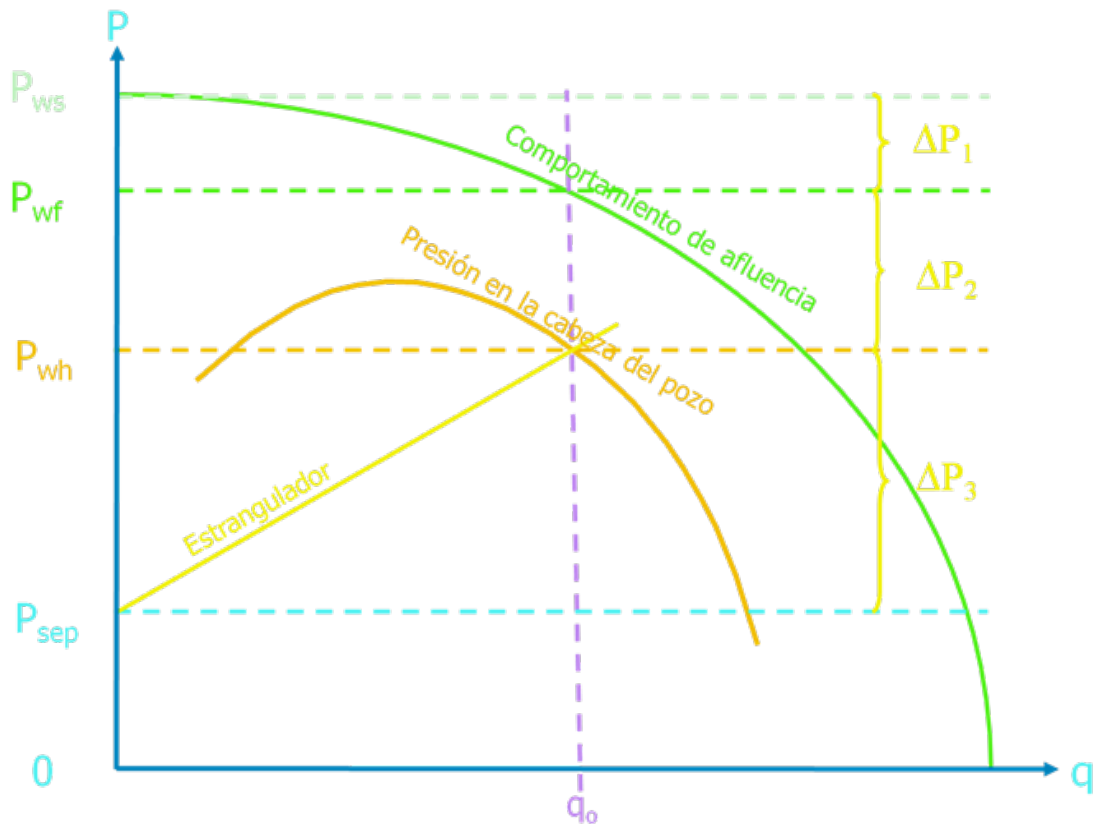


Figura VI.1 Comportamiento de afluencia de un pozo.

Se ha hablado de las ventajas obtenidas debido al uso del medidor multifásico, y como ya se mencionó es un gran apoyo en la administración de yacimientos una de las principales actividades donde se involucra:

- ❖ Estimación de los hidrocarburos originales del yacimiento (in-situ).
- ❖ Análisis del comportamiento pasado y presente del yacimiento.
- ❖ Predicción del comportamiento bajo las condiciones prevalecientes del yacimiento (reservas y ritmo de producción).
- ❖ Estimación de las reservas y ritmos de recuperación bajo diferentes métodos de producción que son disponibles o que pueden llegar a ser practicados y económicos para el futuro.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

- ❖ Actualizaciones periódicas de lo realizado previamente, así como la calidad y cantidad de datos para mejorar el modelo durante la vida del yacimiento.

El comportamiento primario de yacimientos de aceite y gas está regido por:

- ❖ La viscosidad natural.
- ❖ La gravedad.
- ❖ Fuerzas capilares.

El yacimiento es caracterizado por la variación en la presión, ritmo de producción, *RGA*, *We* del acuífero y expansión del casquete gaseoso.

Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento, son:

- ❖ Características geológicas.
- ❖ Propiedades del fluido y de la roca.
- ❖ Los mecanismos del flujo de fluidos.
- ❖ Instalaciones de producción.

La calidad de la administración del yacimiento es también muy importante, ya que el mismo yacimiento, explotado por diferentes ingenieros y personal operativo con diferente equipamiento y prácticas de producción, podrá diferir en su comportamiento. Las políticas de alta dirección y las agencias reguladoras del gobierno, podrán también ser un efecto de influencia.¹

VI.2 Método de curvas de declinación.

Una historia de producción se elabora a partir de datos de producción de aceite y gas, obtenidos mediante métodos de medición; y como nueva herramienta se está utilizando la medición multifásica. Dicha historia de producción puede ser analizada mediante curvas de declinación. Una gráfica de gasto de producción contra tiempo puede ser extrapolada para proporcionar una estimación de los

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

gastos futuros de producción de un pozo. *Conociendo los gastos futuros es posible determinar las reservas del yacimiento.* Esta metodología se le conoce como “análisis de curvas de declinación”.

Cuando los datos de producción son suficientes, las curvas de producción de la historia de pozos individuales o del campo pueden ser extrapoladas para predecir el comportamiento futuro.

La suposición, de que todos los factores que influenciaron la curva de producción en el pasado, permanezcan efectivos durante la vida productiva es muy importante en el uso de curvas de declinación. Los factores que afectan los ritmos de producción y por consecuencia a las curvas de declinación son:

- ❖ Cambios en los métodos de producción.
- ❖ Reparaciones.
- ❖ Tratamientos a pozos.
- ❖ Cambios en las condiciones de los aparejos o en las instalaciones superficiales de producción.

Por tanto, hay que tener mucho cuidado en la extrapolación de estas curvas al futuro. Cuando la forma de una curva cambia, debe ser determinada la causa, así como el efecto sobre la reserva evaluada.¹⁶

Las curvas de declinación normalmente usadas para los yacimientos de aceite, son:

1. Logaritmo del ritmo de producción vs el tiempo (**Figura VI.2**).
2. Ritmo de producción vs producción acumulativa (**Figura VI.3**).
3. Logaritmo del porcentaje de agua o porcentaje de aceite vs la producción acumulada. (**Figuras VI.4 y VI.5**)
4. Contacto aceite-agua (nivel de agua) o contacto gas-aceite (casquete gaseoso) vs producción acumulada. (**Figura VI.6**)
5. Logaritmo de la producción acumulada de gas vs logaritmo de la producción acumulada de aceite (**Figura VI.7**).

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

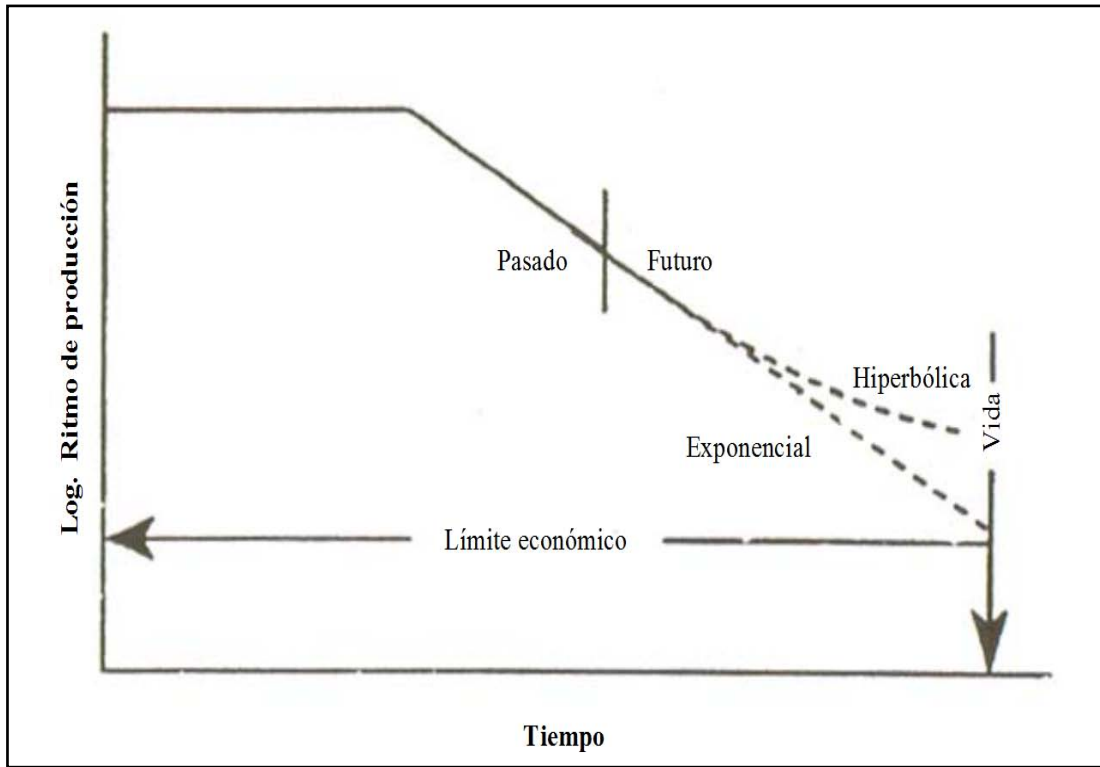


Figura VI.2 Logaritmo de Ritmo de producción vs. Tiempo.¹⁶

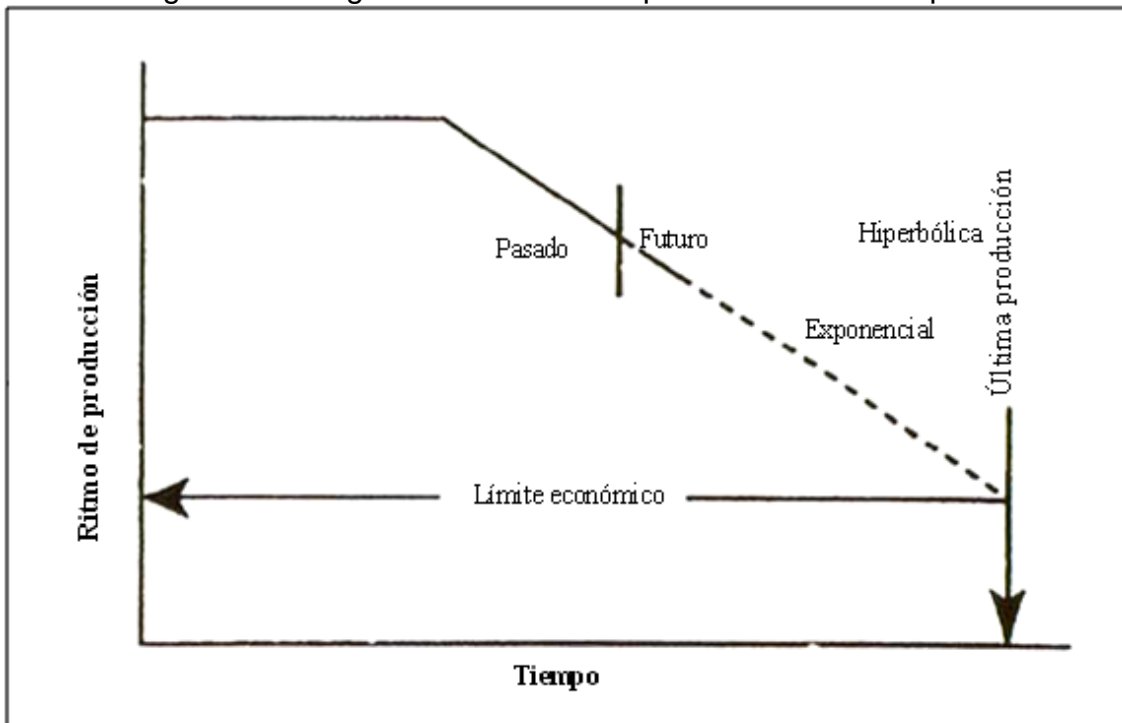


Figura VI.3 Ritmo de producción vs. Producción acumulada.¹⁶

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

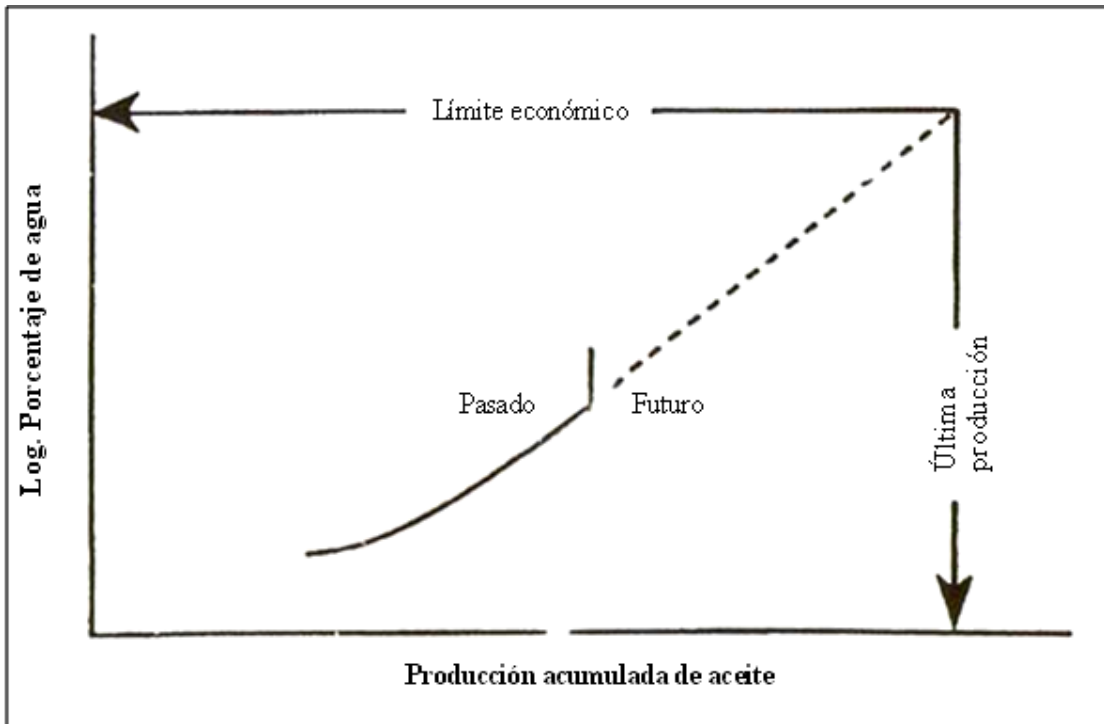


Figura VI.4 Logaritmo del porcentaje de agua vs la producción acumulada.¹⁶

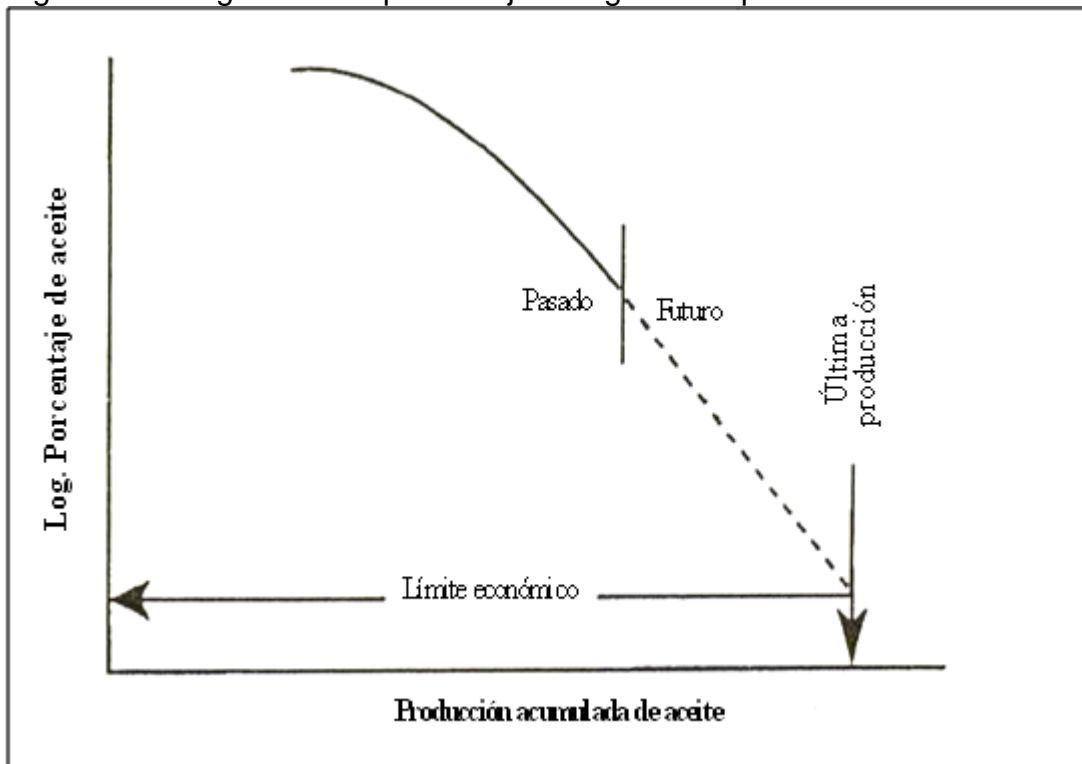


Figura VI.5 Logaritmo del porcentaje de aceite vs la producción acumulada.¹⁶

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

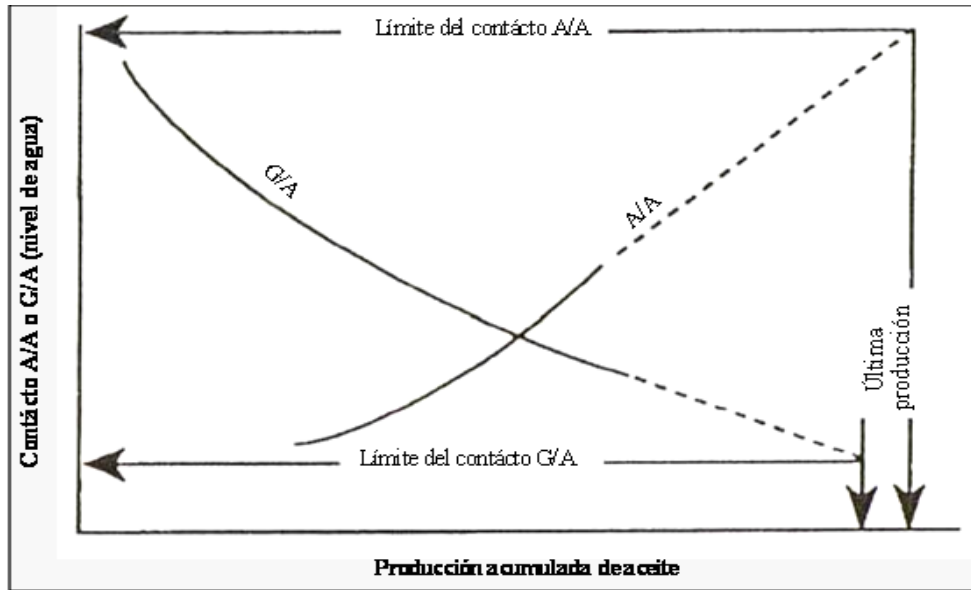


Figura VI.6 Contacto aceite-agua (nivel de agua) o contacto gas-aceite (casquete gaseoso) vs producción acumulada.¹⁶

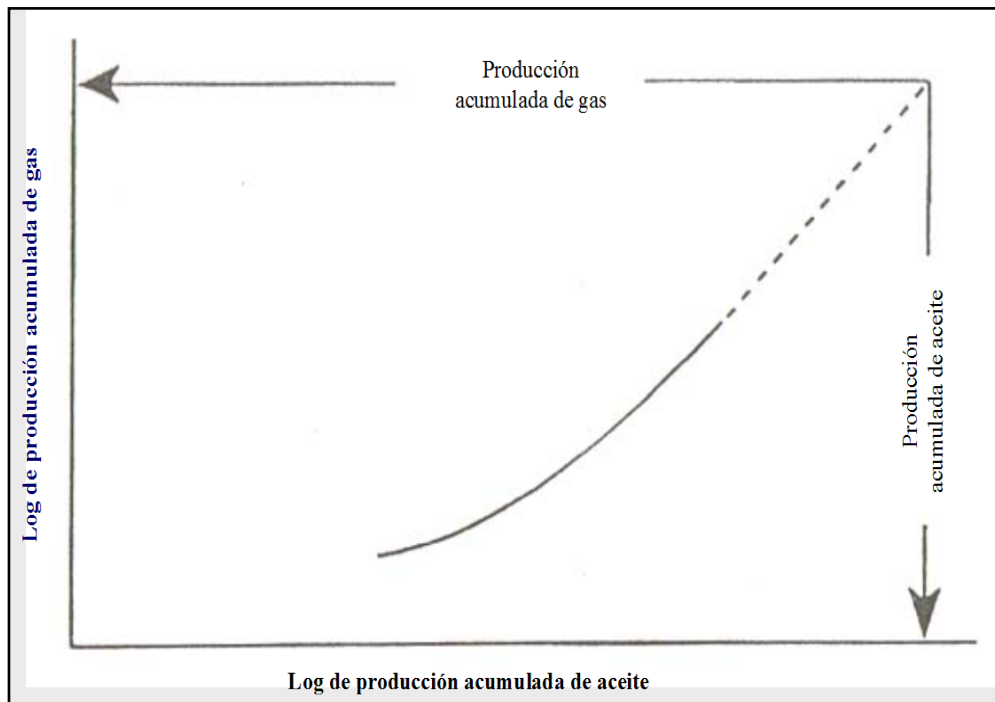


Figura VI.7 Logaritmo de producción acumulada de gas vs logaritmo de producción acumulada de aceite.¹⁶

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

Cuando las gráficas del tipo (1) y (2) son líneas rectas, se les llama de ritmo constante o curvas de declinación exponencial. Puesto que una línea recta puede ser fácilmente extrapolada, las curvas de declinación exponencial son comúnmente usadas.

Las curvas del tipo (3) son empleadas cuando el ritmo de producción económico está limitado por el costo del agua de desecho.

Las curvas del tipo (4) son usadas para yacimientos con entrada natural de agua o de casquete gaseoso.

Las curvas del tipo (5) se usan cuando las reservas de aceite se conocen y van a ser estimadas las reservas de gas o viceversa.¹⁶

Una expresión general para el ritmo de declinación, D , puede ser expresada como:

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = kq^n$$

Donde:

q = ritmo de producción [bl/día, bl/mes, bl/año].

t = tiempo [en días, meses, años].

k = constante.

n = exponente.

El ritmo de declinación en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo, dando lugar a tres tipos básicos de declinación de la producción, como sigue:

1. Exponencial o declinación constante
2. Declinación hiperbólica
3. Declinación armónica

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

1. Exponencial o declinación constante

$$d = -\frac{dq/dt}{q} = k = \frac{\ln(q_t/q_i)}{t}$$

Las relaciones ritmo~tiempo y ritmo~producción acumulada, están dadas por:

$$q_t = q_i e^{-Dt}$$

$$N_p = \frac{q_i - q_t}{D}$$

Una constante de ritmo familiar para la declinación exponencial, es:

$$D' = \frac{\Delta q}{q_i}$$

En este caso, la relación entre D y D', está dada como:

$$D = -\ln\left(1 - \frac{\Delta q}{q_i}\right) = -\ln(1 - D')$$

Donde:

$n= 0$

$k=$ constante.

$q_i=$ ritmo de producción inicial.

$q_t=$ ritmo de producción al tiempo t.

$N_p=$ producción acumulada de aceite al tiempo t.

$\Delta q =$ es el cambio de ritmo en el primer período.

A continuación se muestran un gráfico donde se hace una comparación entre las diferentes curvas de declinación para aceite.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

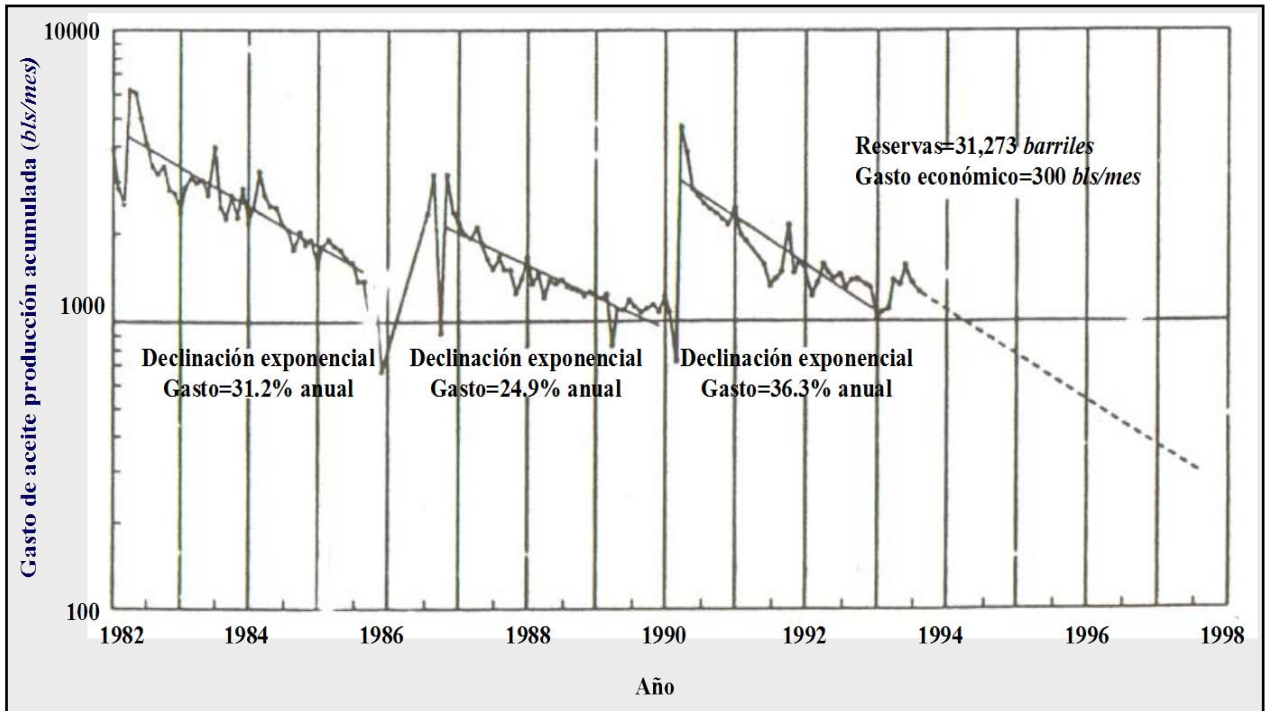


Figura.VI.8 Análisis de las curvas de declinación para aceite.¹⁶

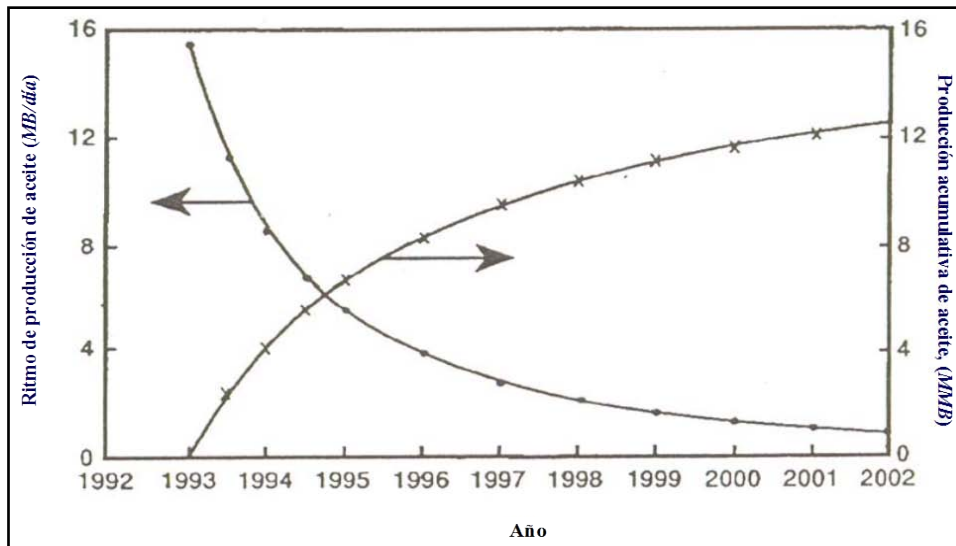


Figura VI.9 Comportamiento de la predicción.¹⁶

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

2. Declinación hiperbólica

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = kq^n$$

Donde: $0 < n < 1$

Nótese que esta ecuación es la misma que la ecuación de ritmo de declinación general, excepto para la restricción de "n".

Para la condición inicial:

$$k = \frac{D_i}{q_i^n}$$

Las relaciones de ritmo-tiempo y ritmo- N_p , están dadas por:

$$q_t = q_i(1 + nD_it)^{-(1/n)}$$

$$N_p = \frac{q_i^n(q_i^{1-n} - q_t^{1-n})}{(1-n)D_i}$$

Donde:

D_i = ritmo de declinación inicial.

3. Declinación armónica

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = kq$$

Donde: $n=1$

Para la condición inicial:

$$k = D_i/q_i$$

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA
BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA
PRODUCTIVIDAD

Las relaciones ritmo-tiempo y ritmo- N_p , están dadas por:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t}$$

VI.3 Simuladores numéricos de yacimientos.

El método de monitoreo y medición nos proporciona, desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento en tiempo real, una visión de lo que está ocurriendo en el yacimiento y, por tanto, proporciona el mejor apoyo a la simulación de yacimientos.

Como se ha mencionado la aportación de la herramienta de medición multifásica en el pozo es de gran ayuda para la simulación de yacimientos donde se integra un conjunto de factores para describir, con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

Los simuladores numéricos de yacimientos juegan un papel muy importante en los procesos modernos de administración de yacimientos. Son usados para desarrollar el plan de administración del yacimiento, así como monitorear y evaluar su comportamiento.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o de energía, acoplados con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través del medio poroso. Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta; es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua. Esta no-linealidad de las ecuaciones obedece a lo siguiente:

- ❖ La heterogeneidad en el yacimiento.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

- ❖ Que la relación que tiene la saturación con la permeabilidad relativa y con la presión capilar, es de tipo no lineal.
- ❖ Que las propiedades *PVT* de los fluidos, como función de la presión, composición y temperatura, no son lineales.

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan al efectuar una simulación.

El *objetivo primordial* de hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, para optimizar su explotación y en consecuencia, aumentar su factor de recuperación. Con la ayuda de un simulador se puede hacer lo siguiente:

- ❖ Conocer el volumen original de aceite.
- ❖ Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- ❖ Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- ❖ Optimizar los sistemas de recolección.
- ❖ Determinar los efectos de la colocación de los pozos y su espaciamiento.
- ❖ Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- ❖ Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- ❖ Realizar estudios individuales de pozos.
- ❖ Conocer la cantidad de gas almacenado.
- ❖ Hacer programas de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento y determinar los métodos más convenientes a implantar para mejorar la recuperación final de los hidrocarburos.

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

La simulación numérica está basada en los principios de balance de materia, tomando en consideración las heterogeneidades del yacimiento y la dirección del flujo de los fluidos en el medio poroso, así como las localizaciones de los pozos productores e inyectores y sus condiciones de operación.

Se manejan, además, la ubicación de los intervalos productores e inyectores, los ritmos de producción, sus presiones en el fondo y en la cabeza de los pozos

VI.3.1 Clasificación de simuladores.

Se ha desarrollado una gran cantidad de simuladores, los cuales pueden clasificarse en función de las características del yacimiento que se piensa estudiar o, bien, el proceso físico que se quiere reproducir.

Cuando se desea predecir el comportamiento de un yacimiento sujeto a un determinado proceso de recuperación, es preciso seleccionar el modelo que cumpla con ciertas características de diseño, que le permitan realizar el trabajo de manera adecuada.

A continuación se definen los siguientes parámetros de clasificación:

❖ Tipo de yacimiento.

Dependiendo de las características físicas de la mecánica de las rocas de los yacimientos, pueden dividirse en: yacimientos no fracturados y yacimientos fracturados, siendo estos últimos los de más difícil estudio de simulación.

❖ Nivel de simulación.

Los estudios de simulación pueden realizarse a los siguientes niveles:

1. Pozos individuales.
2. Sector del yacimiento.
3. Todo el yacimiento.

❖ Simulador.

Los diferentes tipos de simuladores pueden dividirse en dos grupos:

- Los que se definen según el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento:

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

- ✓ Simuladores de gas.
- ✓ Simuladores de aceite negro.
- ✓ Simuladores de aceite volátil.
- ✓ Simuladores de gas y condensado.
- Los que se utilizan en procesos de recuperación mejorada.
 - ✓ Simuladores de recuperación química.
 - ✓ Simuladores de recuperación con miscibles.
 - ✓ Simuladores de recuperación térmica.

❖ Tipo de flujo en el yacimiento.

En el yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo como función del número de fluidos en movimiento y éstos son:

1. Flujo monofásico (un sólo fluido: aceite, gas o agua).
2. Flujo bifásico (dos fluidos: aceite y agua, gas y agua o aceite y gas).
3. Flujo trifásico (tres fluidos: aceite, agua y gas).
4. Composicional (gas y condensado, condensación retrógrada y de aceite volátil).

❖ Geometría.

La geometría de flujo es una consecuencia del número de dimensiones y tipo de coordenadas que maneje el simulador, tal como lineal, rectangular, cartesiano o cilíndrico.

❖ Número de dimensiones.

En función del número de dimensiones éstos pueden ser:

1. Simulador de cero dimensiones. Se dice que es de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de la presión no varían de un punto a otro; se consideran valores promedio a lo largo de todo el yacimiento.
2. Simulador de una dimensión. Hay variación de las propiedades petrofísicas, de los fluidos y de la presión, en una dirección.
3. Simulador de dos dimensiones. Se presenta variación de las propiedades petrofísicas, de los fluidos y de la presión, en dos direcciones.

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

4. Simulador de tres dimensiones. Hay variación de las propiedades petrofísicas, de los fluidos y de la presión, en tres direcciones.

Los avances tecnológicos en técnicas de computación, el manejo de datos, la información obtenida en tiempo real de producción, el uso de paquetes de graficación, etc., han hecho que la simulación de yacimientos sea más práctica y ampliamente usada.

VI.4 Recursos Petroleros

La administración de yacimientos implica la estimación de reservas y ritmos de recuperación bajo diferentes métodos de producción. De ello se derivan conceptos que nos permiten tener bases para conocer y cuantificar los recursos petroleros que nos permiten asegurar la rentabilidad a la Industria Petrolera. Los recursos petroleros son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estimaron en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando **consideraciones de producción** se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades.

En consecuencia el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables. En la figura VI.10 se puede observar que existen estimaciones bajas, centrales y altas para los recursos, y para las reservas también, denominándose probada, probada más probable, y probada más probable más posible. El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto, y por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece: ésta ha sido medida, comercializada y transformada en un ingreso.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

El volumen original de hidrocarburos descubierto es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, como puede observarse en la figura VI.10 la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

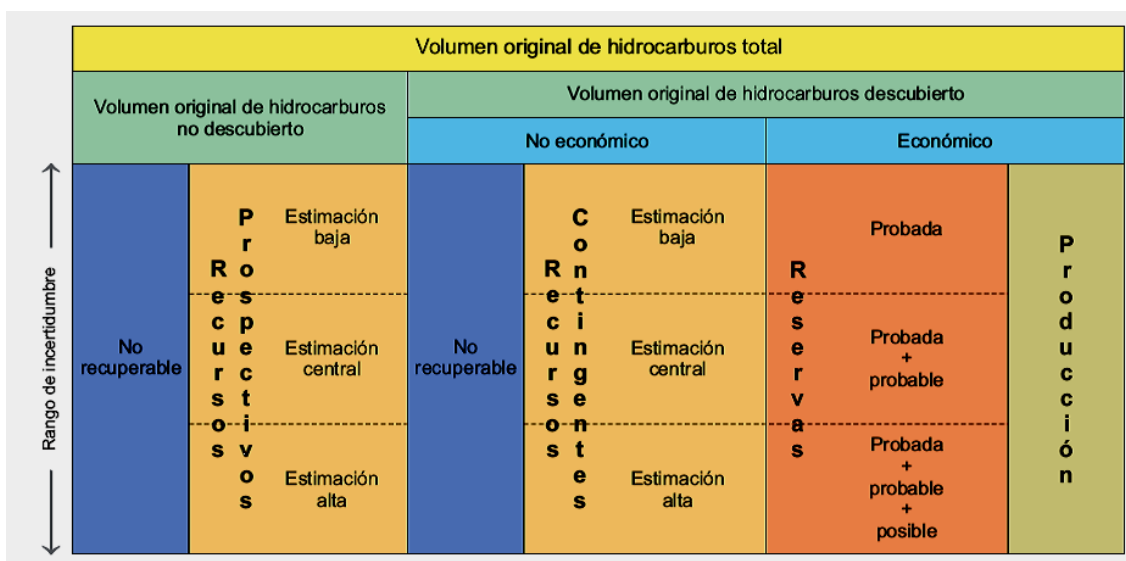


Figura VI.10 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Modificado de Petroleum Resources Classification and Definitions, Society of Petroleum Engineers, 2000.¹⁷

VI.4.1 Reservas.

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. *La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y*

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La figura VI.11 ilustra la clasificación de las reservas. Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo las actuales condiciones económicas; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas. En general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.²⁷



Figura VI.11 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.¹⁷

VI.4.2 Métodos de estimación de reservas.



Figura VI.12 Estimación de reservas.

Volumen original de petróleo

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, expresándose a esas condiciones y también a condiciones de superficie.

Balance de materia

El método de balance de materia consiste básicamente en considerar que, a un tiempo dado de explotación del yacimiento, la masa de hidrocarburos remanentes más la de los extraídos es igual a la masa de los mismo que había al iniciarse la extracción; es decir, los métodos de balance de materia se basan en el principio de conservación de masa, involucrando diferentes condiciones de presión y temperatura, entrada de agua, etc. Se obtienen las ecuaciones

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

con las que, además de calcular el volumen original de hidrocarburos, es posible predecir el comportamiento de los yacimientos, al someterlos a diferentes políticas de explotación.

El desplazamiento de fluidos en los yacimientos ocurre por expansión de los elementos que constituyen el receptáculo almacenante. La predicción del comportamiento de yacimientos bajosaturados considera la expansión del aceite, la expansión del agua intersticial y los sólidos que constituyen la roca.

Hawkins desarrolló la ecuación de balance de materia aplicable a yacimientos bajosaturados.⁴

$$N B_{oi} C_e \Delta p = N_p B_o - W_e + B_w W_p$$

Donde:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{s_o}$$

Aunque aparentemente la resolución de esta ecuación no presenta dificultad alguna, su correcta aplicación requiere del conocimiento del término C_e , cuyo valor es sólo cuantificado con suficiente aproximación cuando se conocen con precisión los valores de la porosidad y la saturación de agua de yacimiento, lo que equivale a contar con una estimación volumétrica del contenido original de hidrocarburos.

La ecuación de balance de materia es un modelo matemático en el que se considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante. Su aplicación a porciones de yacimiento conduce generalmente a errores substanciales.

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

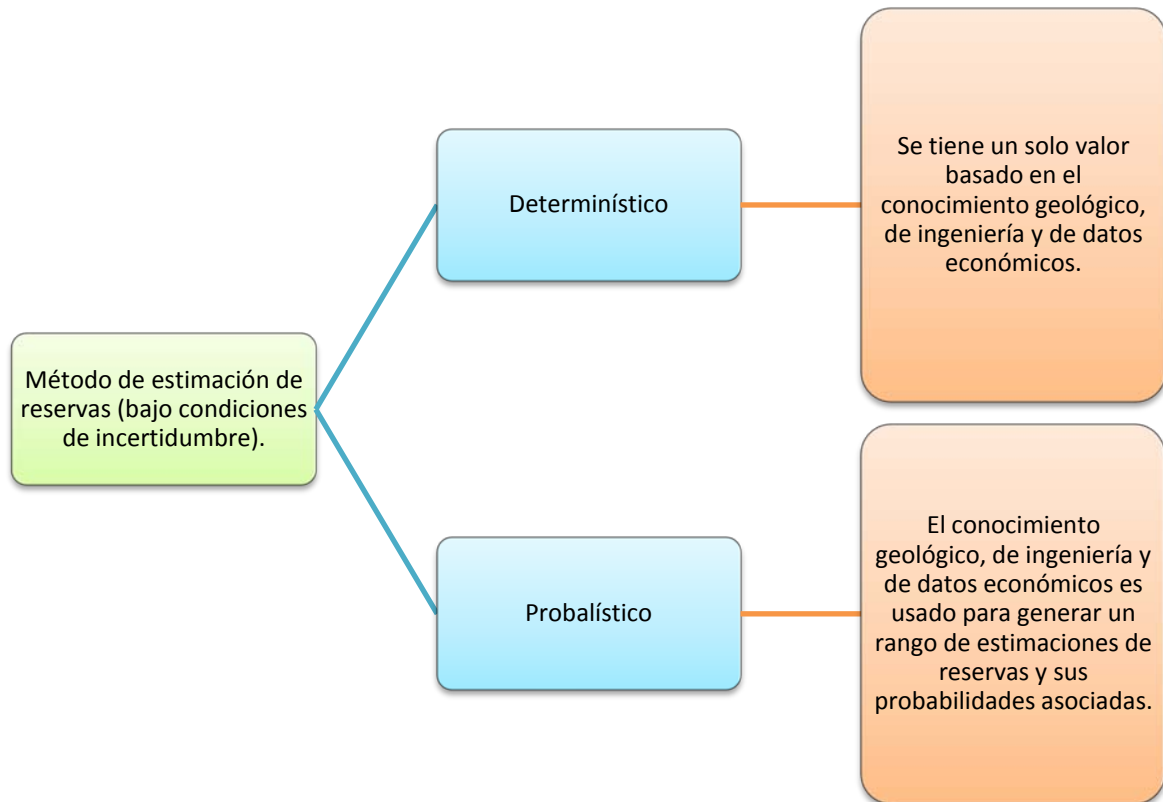


Figura VI.13 Método de estimación de reservas.

En los métodos probabilísticos, cada factor en la ecuación del cálculo de reservas, es descrito a través de una función de distribución probabilística. Los factores no son independientes uno del otro, y sus relaciones pueden ser identificadas y representadas en el cálculo probabilístico de reservas.

Para expresar la incertidumbre en forma de función de distribución probabilística es necesario describirla con una cantidad y un cierto grado de confianza adjunto.²⁸

Con el fin de tener parámetros para el cálculo de reservas es necesario combinarla aplicando conocimientos de geociencias e ingeniería para suplir esta información que aunque es obtenida directamente puede contener carencias. Sin embargo, este acercamiento permite el manejo de una base de información más completa que los métodos determinísticos. Cuando la

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

información es pobre, los resultados obtenidos por métodos probabilísticos quizá sean peor que por los métodos determinísticos.

Reservas como la suma de las predicciones de ventas en tiempo.

Las reservas deben ser calculadas como el resumen de todas las predicciones de ventas en tiempo. La información sobre la incertidumbre de las futuras ventas tiene un valor más allá que en sí misma la cual puede ser obtenida a través de la evaluación de reservas.

Esto significa un análisis del valor de la información, de la flexibilidad de ésta y de otras opciones reales. Estas opciones pueden cambiar mejorando el valor del proyecto y la calidad de las predicciones.

Algunos principios guía para las predicciones de producción son:

- ❖ Determinar los parámetros que generan incertidumbre en las predicciones de producción y acomodarlos por orden de importancia.
- ❖ Identificar las relaciones entre estos factores y el desarrollo del proyecto, donde es posible agregar más información para reducir la dependencia entre factores.
- ❖ Desarrollo de alternativas clave de producción, variando los factores que tienen más impacto en las incertidumbres. Es conveniente correlacionar las variaciones de estos factores con las predicciones de producción.
- ❖ Utilizar las correlaciones conjuntamente a las funciones de distribución probabilística de los factores de las predicciones de producción. Estas probabilidades deben ser equiprobables para cada uno de los escenarios.
- ❖ Aplicar las fórmulas de los acuerdos comerciales y del marco fiscal para determinar adecuadamente los pronósticos de producción resumiéndolos en tiempo, para obtener volúmenes adecuados.
- ❖ Transformar los valores de las funciones de distribución probabilística a cantidades escalares.

Las predicciones de producción revelan que los volúmenes de producción dependen de la información que es utilizada para la caracterización, en la administración e ingeniería de yacimientos. Las funciones de distribución de probabilidad a corto plazo son obtenidas de observaciones del desempeño de

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

los pozos, de los equipos y de un pasado inmediato. Estas funciones para predicciones a largo plazo dependen más sobre las incertidumbres del yacimiento, de las mediciones disponibles y de la cadena de producción.

Cuando se estiman las reservas mediante bases probabilísticas y predicciones de producción en el tiempo, es necesario realizar una evaluación que involucra un trabajo multidisciplinario.²⁸

Parámetros y su distribución de incertidumbre.

La incertidumbre estimada para las reservas y recursos petroleros está asociada con cada uno de los términos que componen las ecuaciones que los describen.

Estos parámetros son divididos en:

- ❖ Controles estructurales.
- ❖ Parámetros del yacimiento.
- ❖ Factor de recuperación (incluyendo las facilidades superficiales).
- ❖ Derechos sobre reservas.

En el caso de datos de producción los parámetros de incertidumbre más importantes son los siguientes:

Recuperación en un yacimiento.

La recuperación es el resultado de la estructura del yacimiento, de los fluidos que contiene y de la estrategia de explotación. Los efectos de localización, densidad y drene de los pozos; el desplazamiento de los fluidos y las caídas de presión con sus perfiles de producción e inyección pueden ser modelados numéricamente cuando un yacimiento es pobremente definido, puede emplearse métodos de balance de materia o algunos menos precisos para la evaluación del factor de recuperación.

Derechos sobre las reservas.

Conforme a ciertos acuerdos, la producción y reservas calculadas y comparadas entre los operadores para evaluar el beneficio de los proyectos. El gobierno de acuerdo con los derechos progresivos toma la producción que comparten los acuerdos. La incertidumbre expresada en estos derechos está

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

ligada a los costos, precios de los hidrocarburos y los ritmos de producción en el tiempo.

En la Industria Petrolera generalmente se reportan continuamente los volúmenes de aceite y gas correspondientes a yacimientos o campos. Cada una de estas estimaciones está basada en el desempeño, evaluación y cálculos volumétricos de los bloques que componen un yacimiento. La incertidumbre para cada una de estas estimaciones puede diferir ampliamente, *dependiendo del arreglo geológico o de la madurez de la información.*

Normalmente el grado de confianza al estimar las reservas puede incrementarse cuando un equipo multidisciplinario compuesto por ingenieros y geoscientistas maduran un recurso desde un prospecto no perforado hasta un volumen bien definido volumétricamente mediante secciones perforadas.

El proceso de maduración continúa a una etapa de desarrollo conteniendo suficiente ***información de producción y presión***, la cual permite una evaluación real del comportamiento de un yacimiento.²⁸

El agregar estimaciones con un cierto nivel o grado de incertidumbre, puede complicarse debido a varios factores como²⁸:

- ❖ El propósito para el que se requieren las estimaciones.
 - Compañías Petroleras, considerando a largo plazo el comportamiento de sus activos utilizarán unas especulaciones (usualmente interpretadas como probadas y probables) o la mejor estimación de los volúmenes para propósitos de inversión.
 - Banqueros, contadores e inversionistas, buscarán el más alto nivel de certidumbre y se concentrarán en los volúmenes probados. Los contratos de gas están generalmente basados en reservas probadas, las cuales inducen un gran incentivo a una determinación precisa de reservas.

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA PARA AYUDAR A UNA BUENA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS E INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD

- Administradores, utilizan la relación entre producción y reservas probadas como base de depreciación de sus inversiones. Éste en cambio, tiene un impacto definitivo en los indicadores económicos como ROACE (regreso del capital empleado). Para estos cálculos, se requieren valores de reservas probadas al nivel de campo o mayores de acuerdo a la inversión.
- ❖ El hecho por el cual los ingenieros y geólogos usan factores de disminución para altos factores de riesgo.
- ❖ Las estimaciones del desempeño de la producción son utilizadas para extrapolar la vida de los campos maduros para estimar el Último Recobro. Es necesario tener cuidado al agregar estimaciones de reservas establecidas por estos métodos desde el nivel de los pozos hasta el nivel propio del yacimiento o del campo.
- ❖ Diferencias en calidad del gas o del aceite pueden maquillar las estimaciones de las reservas.

VI.4.3 Clasificación de reservas.

- ❖ Reservas probada
- ❖ Reservas desarrolladas
- ❖ Reservas no desarrolladas
- ❖ Reservas no probadas
- ❖ Reservas probables
- ❖ Reservas posibles

De acuerdo a la clasificación de reservas se tiene que entender correctamente estos conceptos, para poder cuantificar dichas reservas que son un parámetro que determina la viabilidad de la exploración y la producción de la Industria Petrolera.

CAPÍTULO VII
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones.

Acceder a las innovaciones tecnológicas como herramientas que optimizan procesos operativos nos brindan ventajas económicas y decremento en tiempos de operación.

La implementación de la medición multifásica en los campos mexicanos ha permitido una automatización y simplificación en operaciones de medición de referencia de pozos.

El uso del MFM se presenta como una alternativa próspera para operaciones de pruebas de pozos.

Se accede a la medición multifásica en instalaciones de producción donde no es viable la medición convencional por falta de infraestructura o en instalaciones de producción con pocos pozos donde la inversión en instalaciones fijas no se justifique.

El MFM es compacto de fácil instalación y operación sencilla por lo que es una tecnología atractiva para la medición de prueba en instalaciones con problemas ambientales y donde el espacio sea restringido.

La medición multifásica ofrece un procedimiento donde elimina las pérdidas de hidrocarburos, así como las emisiones al medio ambiente que se generan mediante los métodos de medición convencional.

Mediante pruebas comparativas entre la medición multifásica y la medición de prueba convencional se validó la exactitud del MFM confirmando que los datos de gastos de aceite, gas y agua son adecuados para un monitoreo de producción y confirma que es correcto el uso de los medidores multifásicos.

La medición multifásica es una opción redituable cuando se aplica en campos donde la información de producción es insuficiente.

Los medidores multifásicos se pueden usar para pruebas de pozos donde anteriormente fue difícil o imposible realizar una prueba.

En condiciones de flujo con bacheo o emulsiones la medición multifásica es una alternativa que permite detectar estos comportamientos sin dejar de realizar la medición de la producción.

MFM nos proporciona datos de producción en tiempo real sin tener un proceso de separación de fases, permitiendo tomar decisiones oportunas que mejoren la explotación de los yacimientos y así incrementar el factor de recuperación.

La incorporación del MFM en la Región Sur es un paso esencial en la administración de yacimientos, así como la práctica de monitoreo puede mejorar significativamente el rendimiento de los pozos a través del aumento en la frecuencia de pruebas de pozos.

Recomendaciones.

Aumentar el uso del MFM para que los operadores aprovechen al máximo las ventajas del MFM como medición de referencia, obteniendo datos en tiempo real de producción.

Seleccionar adecuadamente el sistema de medición multifásica en línea para cada pozo considerando principalmente la fracción volumétrica de gas a presión y temperatura conocida (GVF) además del volumen de hidrocarburos y presión de pozo.

Con el fin de tener una medición adecuada, dar al pozo el tiempo suficiente para su estabilización antes de iniciar la medición.

Calibrar adecuadamente el MFM de acuerdo al tipo de fluido a medir, realizando la toma de muestras necesarias para calibrarlo.

Asegurar que los resultados de análisis PVT sean confiables para escoger adecuadamente las correlaciones de acuerdo al tipo de fluido a medir.

Cerciorarse de que haya las condiciones de seguridad de operación al instalar el MFM.

Mantener en condiciones adecuadas las tuberías de conexión rápida para evitar operaciones donde se presente ruptura o colapso de éstas.

Corroborar que la caída de presión provocada por el equipo de medición multifásica no exceda el valor máximo especificado.

Verificar que la incertidumbre de la medición por fase (aceite, gas y agua) sea menor a +/- 7%.

Instalar válvulas, conexiones, herramientas y cualquier otro elemento necesario para conectar y operar el equipo de medición.

		Unidad
API	American Petroleum Institute	
°API	Gravedad del aceite en grados API	
MFM	Medidor de flujo multifásico	
P	Permitividad eléctrica	
C	Capacitancia	faradios
VDC	Voltaje corriente directa	
VAC	Voltaje corriente alterna	
PVT	Presión, volumen y temperatura	
PC	Personal Computer	
GVF	Fracción volumétrica de gas a presión y temperatura conocida	
WLR	Relación entre el flujo volumétrico de agua y el flujo volumétrico de líquidos (agua + crudo) a P y T	
W_{Tr}	Punto de Transición de fase aceite / agua	
SHMBP	Separador horizontal de prueba	
Qo	Gasto de aceite	BPD
Qg	Gasto de gas	MMPCD
W	Porcentaje de agua	%

- ¹I. Bertrand T., M. Berard, G. Conort, T. Lowe, A. McDiarmid, P. Mehdizadeh, B. Pinguet, G. Smith: “Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico.” artículo Oilfield Review, primavera de 2005.
- ²B. Jansen, M. Dalsmo, K. Stenersen, B. Bjune, H.: “Nacido para medir. Novedosas técnicas de control y optimización de la extracción para rentabilizar mejor las inversiones.” artículo Software.
- ³G. Falcone, G.F. Hewitt, C. Alimonti, B. Harrison: “Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments” artículo SPE 71474 Septiembre-Octubre 2001.
- ⁴Albertus R, Schlumberger and Azriz Azim: “Monitoring Well Performance using Multiphase Flow Meter.” artículo SPE 68718 Abril 2001.
- ⁵B. Theuveny, I.A. Zinchenko, Y. Shumakov: “Testing Gas Condensate Wells in Northern Siberia with Multiphase Flowmeters.” artículo SPE 110873 Noviembre 2007.
- ⁶M. Webster, C. Gabard-Cuoq, Center, J.B. Fitzgerald, K.E. Stephenson: “Well Surveillance With a Permanent Downhole Multiphase Flowmeter.” artículo SPE 90024, Octubre 2005.
- ⁷D.I. Atkinson, Ø. Reksten, G. Smith, H. Moe: “High-Accuracy Wet-Gas Multiphase Well Testing and Production Metering.” artículo SPE 90992, Agosto 2005.
- ⁸Fahad Al-Bani, Adam Anderson and Yaser Aubed, E.S. Johansen: “A Case Study of the World’s First Maximum-Reservoir-Contact Well With Intelligent Well Systems and MultiPhase Flow Monitoring.” artículo SPE 105754, Marzo 2007.
- ⁹J.A. Arévalo-Villagrán, Gutiérrez-Acosta, T., J.R. Serrano-Lozano, H. Ferreira: “Temporary Program of Multiphase Flow Measurement to Provide Well Performance Data: Study Cases.” artículo SPE 108634, Junio 2007.

- ¹⁰B. Theuveny, I.A. Zinchenko, Y. Shumakov: “Testing Gas Condensate Wells in Northern Siberia with Multiphase Flowmeters” artículo SPE 110873, Noviembre 2007.
- ¹¹C. Alimonti, G. Falcone: “An Innovative Multiphase Sampling Solution at the Well Site to Improve Multiphase Flow Measurements and Phase Behavior Characterization.” artículo IPTC 11573, Diciembre 2007.
- ¹²S. Jayawardane y B.C. Theuveny: “PVT Sampling With Multiphase Flowmeters—Theoretical Justifications and Field Limitations.” artículo SPE 77405, Octubre 2002.
- ¹³M. Gil Macias: “Medición de Aceite y Gas en la Industria Petrolera.” Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero), UNAM Facultad de Ingeniería, México 2005.
- ¹⁴F. Garaicochea Petrirena., C. Bernal Huicochea, O. López Ortiz.: “Transporte de Hidrocarburos por Ductos.” Colegio de Ingenieros Petroleros de México AC, 1991.
- ¹⁵J. A. Gómez Cabrera: “Apuntes de Manejo de la Conducción en Superficie.” UNAM Facultad de Ingeniería.
- ¹⁶N. Martínez Romero: “Apuntes de Administración Integrada de Yacimientos Capítulo IV Comportamiento de Yacimientos y Pronóstico de Producción.” UNAM Facultad de Ingeniería.
- ¹⁷E. Pérez: “Las reservas de hidrocarburos de México. Capítulo II Definiciones básicas” Reporte 2004.
- ¹⁸Rabinovich, Semyon G.: “Measurements Errors and uncertainties: Theory and Practice,” 2002.
- ¹⁹Spitzer, David W.: “Industrial Flow Measurement.” Instrument Society of America, U.S.A. , 1990.
- ²⁰D. Charles S.: “Statical Methods for the analysis of repeated measurements,” 2002.

- ²¹Y. Taitel, A. E Dukler: "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas Liquid Flow." Department of Chemical Engineering University of Houston, Texas 77004.
- ²²S.L. Scott, Q.E. Kouba: "Advances in slug Flow Characteriation for Horizontal and Slightly Inclined Pipeline." artículo SPE 20628, Septiembre 1990.
- ²³H. Mukhegee, J. P.Brill.: "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow." artículo SPE, U. of Tulsa.
- ²⁴Mohammad R.A., Habib D.Z., Shaikh A., Razzaka, Abdulaziz A., Al-Majedc, Hasan Y. Al-Yousefc: "Liquids Phase Holdup and Separation Characteristics as a Function of Well Inclination and Flowrate." artículo SPE, Mayo 2005.
- ²⁵Descripción Funcional. MPFM 1900VI, ROXAR Flow Measurement, 2002.
- ²⁶Wet Gas Meter User Manual, ROXAR Flow Measurement.
- ²⁷Informe de Reservas del 2006.
- ²⁸J. Vázquez Nolasco: "Estimación de reservas para pozos horizontales." Tesis de Licenciatura (Ingeniero Petrolero), UNAM Facultad de Ingeniería, México 2001.
- ²⁹ S. Suárez Guevara, I. Palacios Solano: "Pemex y el Desarrollo Económico Mexicano: Aspectos Básicos." 2001 México.