

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA
INSTITUTO DE INGENIERÍA PETROLERA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA – SEGUNDA VERSIÓN**



TESIS DE MAESTRÍA

**“CÁLCULO DE LA INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN DE
PRODUCCIÓN MULTIFÁSICA DEL CAMPO PATUJUSAL”**

POSTULANTE: ING. MARCOS DANIEL AREQUIPA ARANDA

TUTOR: MSC. ING. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

LA PAZ – BOLIVIA

2020



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	1
CAPITULO I: GENERALIDADES	2
1.1. INTRODUCCIÓN	2
1.2. ANTECEDENTES	3
1.2.1. Metrología en transferencia de custodia en procesos de producción...	4
1.2.2. Campo Patujusal	5
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.3.1. Formulación del problema	6
1.4. OBJETIVOS	7
1.4.1. Objetivo general	7
1.4.2. Objetivos específicos	7
1.5. FORMULACIÓN DE LA HIPOTESIS	7
1.6. JUSTIFICACIÓN	7
1.6.1. Justificación técnica	7
1.6.2. Justificación económica	8
1.7. DELIMITACIÓN Y ALCANCE.....	8
1.7.1. Límites técnicos.....	8
1.7.2. Límites geográficos	8
CAPITULO II: MARCO TEORICO	9
2.1. INTRODUCCIÓN A LA MEDICIÓN EN BOCA DE POZO.....	9
2.1.1. Aplicaciones de medición	11
2.1.1.1. Medición operacional	12
2.1.1.2. Medición de referencia	12
2.1.1.3. Medición fiscal.....	13

2.2.	PRINCIPIOS DE MEDICIÓN MULTIFASICA	14
2.2.1.	Tecnologías de medición	15
2.2.2.	Regímenes de flujo	17
2.2.2.1.	Flujo vertical	17
2.2.2.2.	Flujo horizontal	18
2.2.3.	Resbalamiento	19
2.3.	TECNOLOGIAS DE MEDICIÓN.....	22
2.3.1.	Determinación de velocidad	22
2.3.1.1.	Medición de velocidad mediante medidor Venturi	22
2.3.1.2.	Medición de velocidad mediante correlación cruzada	23
2.3.2.	Determinación de fracciones de fase	24
2.3.2.1.	Medición de fracción volumétrica mediante rayos gamma	24
2.3.2.1.1.	Triangulo de solución	25
2.3.3.	Determinación de la densidad de la mezcla	28
2.3.4.	Métodos de impedancia eléctrica	30
2.3.4.1.	Medición de la permitividad de la mezcla	30
2.3.4.2.	Medición de la conductividad de la mezcla	31
2.4.	EVALUACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE	32
2.4.1.	Terminología para evaluación y expresión de la incertidumbre.....	33
2.4.1.1.	Cantidades y unidades	33
2.4.1.2.	Mediciones	34
2.4.1.3.	Resultados de la medición	34
2.4.1.4.	Caracterización de instrumentos de medida	38
2.4.2.	Términos y conceptos estadísticos	39
2.4.3.	Simbología para la expresión de la incertidumbre.....	41

2.4.4. Procedimiento para la evaluación y expresión de la incertidumbre 43

CAPITULO III: ANALISIS METROLOGICO 47

3.1. INTRODUCCIÓN 47

3.2. FILOSOFIA DE MEDICIÓN 49

3.3. FILOSOFIA DE MEDICIÓN 53

3.3.1. Modelo matemático de medición 54

3.3.1.1. Factor de corrección dentro del modelo matemático 55

3.3.1.2. Masa de hidrocarburo neta producida por el campo 56

3.4. IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE INCERTIDUMBRE 57

3.4.1. Instrumentos involucrados 57

3.4.1.1. Medidores multifásicos (*MFM*) 57

3.4.1.2. Medidores másicos - densidad 60

3.4.2. Análisis de fuentes de incertidumbre de cada variable 60

3.4.2.1. Relacionadas a la medición del caudal de líquido multifásico 60

3.4.2.1.1. Coeficientes de sensibilidad 61

3.4.2.1.2. Incertidumbre del caudal de líquido multifásico 63

3.4.2.1.2.1. Incertidumbre de precisión de caudal de líquido multifásico 63

3.4.2.1.2.2. Incertidumbre de resolución del caudal de líquido multifásico 64

3.4.2.1.2.3. Incertidumbre de repetibilidad del caudal de líquido multifásico 65

3.4.2.1.3. Balance de incertidumbre del caudal de líquido multifásico 65

3.4.2.2. Relacionadas a la medición del caudal de gas multifásico 66

3.4.2.2.1. Coeficientes de sensibilidad 66

3.4.2.2.2. Incertidumbre del caudal de gas multifásico 68

3.4.2.2.2.1. Incertidumbre de precisión del caudal de gas multifásico 68

3.4.2.2.2.2. Incertidumbre de resolución del caudal de gas multifásico 69

3.4.2.2.2.3.	Incertidumbre de repetibilidad del caudal de gas multifásico	69
3.4.2.2.3.	Balance de incertidumbre del caudal de gas multifásico	70
3.4.2.3.	Relacionadas a la medición de WLR.....	70
3.4.2.3.1.	Coeficientes de sensibilidad	71
3.4.2.3.2.	Incertidumbre de WLR	72
3.4.2.3.2.1.	Incertidumbre de precisión de WLR	72
3.4.2.3.2.2.	Incertidumbre de resolución de WLR	73
3.4.2.3.2.3.	Incertidumbre de repetibilidad de WLR	74
3.4.2.3.3.	Balance de incertidumbre de WLR.....	74
3.4.2.4.	Relacionadas a la medición del caudal de gas monofásico	75
3.4.2.4.1.	Coeficientes de sensibilidad	75
3.4.2.4.2.	Incertidumbre del caudal de gas monofásico	76
3.4.2.4.2.1.	Incertidumbre de precisión del caudal de gas monofásico	76
3.4.2.4.2.2.	Incertidumbre de repetibilidad del caudal de gas monofásico	77
3.4.2.4.3.	Balance de incertidumbre del caudal de gas multifásico	78
3.4.2.5.	Relacionadas a la medición de densidad	78
3.4.2.5.1.	Coeficientes de sensibilidad	78
3.4.2.5.2.	Incertidumbre de densidad	80
3.4.2.5.2.1.	Incertidumbre de precisión de densidad.....	80
3.4.2.5.2.2.	Incertidumbre de estabilidad de densidad	80
3.4.2.5.2.3.	Incertidumbre de repetibilidad de densidad	82
3.4.2.5.3.	Balance de incertidumbre de densidad	82
3.5.	BALANCE GENERAL DE INCERTIDUMBRE.....	83
3.5.1.	Diagrama causa – efecto.....	83
3.5.2.	Incertidumbre combinada	83

3.5.3.	Balance de incertidumbre.....	87
3.5.4.	Aplicación para el campo	87
3.5.4.1.	Determinación de masa total de hidrocarburo.....	88
3.5.4.2.	Determinación de coeficientes de sensibilidad.....	88
3.5.4.3.	Determinación de magnitudes de influencia aplicados.....	91
3.5.4.4.	Incertidumbre expandida para masa total de hidrocarburos	94
CAPITULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO		96
4.1.	INTRODUCCIÓN	96
4.2.	COSTOS DE MANTENIMIENTO METROLÓGICO	97
4.3.	INGRESO POR MANTENIMIENTO METROLOGICO	97
4.4.	ANALISIS ECONOMICO.....	98
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		100
5.1.	CONCLUSIONES.....	100
5.2.	RECOMENDACIONES	102
BIBLOGRAFIA		103
ANEXOS		106
	Ubicación campo Patujusal	106
	Datasheet Flowatch HS.....	108
	Datasheet Vx Spectra	110
	Datasheet Roxar MPMF	112
	Datasheet Elite.....	114

INDICE DE FIGURAS

Figura I-1: Producción de crudo por regiones en el mundo.....	3
Figura II-1: Aplicación de la medición multifásica previa a un separador	9
Figura II-2: Esquemático de puntos de medición en producción	12
Figura II-3: Normativa del sector hidrocarburífero de manejo publico	14
Figura II-4: Mapa genérico de flujo multifásico vertical.....	18
Figura II-5: Mapa genérico de flujo multifásico horizontal	19
Figura II-6: Diferencia entre el GVF y la fracción de vacío de gas	20
Figura II-7: Triangulo de solución para WLR y GVF	26
Figura II-8: Triangulo de solución con valores operativos	27
Figura II-9: Representación gráfica del método de rayos gamma doble	27
Figura II-10: Pico de baja energía	28
Figura II-11: Ubicación fuente radioactiva	29
Figura II-12: Principio de medición por capacitancia	30
Figura II-13: Principio de medición por conductancia.....	32
Figura III-1: Layout del proceso de medición típico	48
Figura III-2: Esquema de medición incluyendo “Gas Lift”	50
Figura III-3: Esquema de cálculo de la masa total de hidrocarburos.....	54
Figura III-4: Calculo y aplicación de factor de corrección	55
Figura III-5: Balance de incertidumbre	83
Figura III-6: Efecto variables de influencia en la incertidumbre expandida.....	95
Figura IV-1: Relación de la incertidumbre con la exactitud	96

INDICE DE TABLAS

Tabla I-1: Datos de producción campo Patujusal	6
Tabla II-1: Incertidumbre relativa máxima permitida.....	13
Tabla II-2: Clasificación GVF y rango de comportamiento	21
Tabla III-1: Medidores multifásicos comercialmente aplicados.....	57
Tabla III-2: Características metrológicas Vs Spectra.....	58
Tabla III-3: Características metrológicas Roxar MPFM 2600	58
Tabla III-4: Características metrológicas Flowatch HS	59
Tabla III-5: Características metrológicas para análisis	59
Tabla III-6: Características metrológicas medidor coriolis	60
Tabla III-7: Coeficientes de sensibilidad para caudal de líquido multifásico	62
Tabla III-8: Coeficientes de sensibilidad para caudal de gas multifásico.....	68
Tabla III-9: Coeficientes de sensibilidad para WLR.....	72
Tabla III-10: Coeficientes de sensibilidad para caudal de gas monofásico	76
Tabla III-11: Coeficientes de sensibilidad para densidad	80
Tabla III-12: Coeficientes de sensibilidad para caudal másico total	86
Tabla III-13: Incertidumbre combinada de masa total	87
Tabla III-14: Características de flujo campo Patujusal	88
Tabla III-15: Masa total producida campo Patujusal.....	88
Tabla III-16: Coeficiente de sensibilidad para caudal de líquido.....	89
Tabla III-17: Coeficiente de sensibilidad para caudal de gas	89
Tabla III-18: Coeficiente de sensibilidad para WLR.....	89
Tabla III-19: Coeficiente de sensibilidad para densidad de líquido.....	90
Tabla III-20: Coeficiente de sensibilidad para densidad de gas	90
Tabla III-21: Coeficiente de sensibilidad para caudal másico de gas lift	90
Tabla III-22: Coeficientes de sensibilidad aplicados.....	91
Tabla III-23: Incertidumbre combinada para caudal de líquido.....	91
Tabla III-24: Incertidumbre combinada para caudal de gas	92
Tabla III-25: Incertidumbre combinada para WLR.....	92
Tabla III-26: Incertidumbre combinada para densidad de líquido.....	93
Tabla III-27: Incertidumbre combinada para densidad de gas	93

Tabla III-28: Incertidumbre combinada para caudal másico de gas lift.....	94
Tabla III-29: Incertidumbre combinada para variables de influencia	94
Tabla III-30: Incertidumbre combinada de masa total aplicada	95
Tabla IV-1: Costos de mantenimiento anual.....	97
Tabla IV-2: Ingreso anual producción en boca de pozo	98
Tabla IV-3: Ingreso anual producción en boca de pozo	98
Tabla IV-4: Relación costo - incertidumbre	99

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación II-1: Definición de flujo volumétrico	15
Ecuación II-2: Fracción de volumen de petróleo	15
Ecuación II-3: Fracción de volumen de agua	15
Ecuación II-4: Fracción de volumen de gas	15
Ecuación II-5: Sumatoria de fracciones de área.....	16
Ecuación II-6: Flujo volumétrico de petróleo	16
Ecuación II-7: Flujo volumétrico de agua	16
Ecuación II-8: Flujo volumétrico de gas.....	16
Ecuación II-9: Velocidad superficial de gas.....	17
Ecuación II-10: Velocidad superficial de líquido	17
Ecuación II-11: Colgamiento del líquido	20
Ecuación II-12: Fracción de vacío del gas.....	20
Ecuación II-13: Relación de colgamiento de líquido y fracción de vacío de gas ...	20
Ecuación II-14: Relación de fracción de volumen de gas y líquido.....	20
Ecuación II-15: Re-definición velocidad superficial de gas.....	21
Ecuación II-16: Re-definición velocidad superficial de líquido	21
Ecuación II-17: Cálculo fracción de gas - volumen.....	21
Ecuación II-17: Intensidad de haz de rayo gamma	24
Ecuación II-18: Atenuación de haz de rayo gamma	25
Ecuación II-19: Permitividad total	31
Ecuación II-20: Incertidumbre expandida de una estimación de salida	42
Ecuación II-21: Incertidumbre típica relativa de una estimación de entrada	42
Ecuación II-22: Incertidumbre típica combinada de una estimación de salida	42
Ecuación II-23: Incertidumbre típica desde una incertidumbre expandida	44
Ecuación II-24: Evaluación de covarianza.....	44
Ecuación II-25: Incertidumbre típica combinada del resultado de medición	45
Ecuación II-26: Definición coeficiente de sensibilidad	45
Ecuación III-1: Corrección de calibración mediante separador de prueba	50
Ecuación III-2: Masa total de hidrocarburos	54
Ecuación III-3: Masa total de hidrocarburos en base volumétrica	55

Ecuación III-4: Masa total de hidrocarburos corregida	56
Ecuación III-5: Masa total de hidrocarburos en base volumétrica corregida	56
Ecuación III-6: Masa total producida de hidrocarburos corregida.....	56
Ecuación III-7: Masa total producida de hidrocarburos corregida volumétrica	57
Ecuación III-8: Magnitudes de influencia de incertidumbre de caudal de líquido multifásico	60
Ecuación III-9: Definición coeficiente de sensibilidad	61
Ecuación III-10: Incertidumbre combinada de variables de influencia.....	63
Ecuación III-11: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de líquido multifásico	63
Ecuación III-12: Incertidumbre estándar de la resolución de caudal de líquido multifásico	64
Ecuación III-13: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de líquido multifásico	65
Ecuación III-14: Incertidumbre combinada para caudal de líquido multifásico	66
Ecuación III-15: Magnitudes de influencia de incertidumbre de caudal de gas multifásico	66
Ecuación III-16: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de gas multifásico	68
Ecuación III-17: Incertidumbre estándar de la resolución de caudal de gas multifásico	69
Ecuación III-18: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de gas multifásico	69
Ecuación III-19: Incertidumbre combinada para caudal de gas multifásico.....	70
Ecuación III-20: Magnitudes de influencia de incertidumbre de WLR	70
Ecuación III-21: Incertidumbre estándar de la precisión de WLR.....	73
Ecuación III-22: Incertidumbre estándar de la resolución de WLR.....	73
Ecuación III-23: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de WLR.....	74
Ecuación III-24: Incertidumbre combinada para WLR.....	75
Ecuación III-25: Magnitudes de influencia de incertidumbre de caudal de gas monofásico.....	75

Ecuación III-26: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de gas monofásico	76
Ecuación III-27: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de gas monofásico	77
Ecuación III-28: Incertidumbre combinada para caudal de gas monofásico	78
Ecuación III-29: Magnitudes de influencia de incertidumbre de densidad	78
Ecuación III-30: Incertidumbre estándar de la precisión de densidad	80
Ecuación III-31: Incertidumbre estándar de la estabilidad de densidad	81
Ecuación III-32: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de densidad	82
Ecuación III-33: Incertidumbre combinada para densidad	82
Ecuación IV-1: Monto ahorrado gracias a la determinación de incertidumbre de medición	98
Ecuación IV-2: Relación costo – incertidumbre de medición	98

RESUMEN EJECUTIVO

La producción petrolera debe contar con un alto nivel técnico referido a la metrología de la medición dentro ella. El proceso de explotación de yacimientos necesita contar con información que describa los recursos producidos, no solo en cantidad, sino también en calidad. Los medidores de flujo son instrumentos que permiten alcanzar esa información con todas sus cualidades. El medidor o cualquier instrumento por sí solo no puede alcanzar la calidad necesaria de un proceso metrológico por lo que requiere del cálculo de la incertidumbre, y es alrededor de ese punto que se desarrolla el presente trabajo.

El trabajo desarrolla la matemática involucrada en cualquier proceso de medición que es indispensable cuando se quiere determinar la calidad de un determinado sistema metrológico. Adicionalmente se estudian las propiedades de la medición multifásica y las propiedades de los fluidos dentro del reservorio. Posteriormente se estudian los conceptos metrológicos básicos y extendidos de metrología, que encuentran sus fundamentos en los documentos desarrollados por ISO en el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM) y en la Guía para la Estimación de la Incertidumbre (GUM).

Una vez desarrollado el fundamento matemático de medición y el sustento metrológico se aplican los conocimientos para desarrollar una metodología de cálculo de la incertidumbre del proceso de medición del campo en estudio. En el proceso se evidencian las variables influyentes dentro la medición que repercuten en el cumplimiento normativo de la medición multifásica y, además confirman la calidad del sistema.

Finalmente se evidencia que la incertidumbre no solo representa un índice de calidad en la medición, sino también un parámetro económico importante que sustenta la elección de cualquier sistema de medición y que en el caso del campo en estudio y la producción petrolera justifica los trabajos de mantenimiento metrológico correspondientes.

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Los medidores de flujo multifase (MPFM por sus siglas en inglés) en combinación con las mediciones de referencia en los separadores de prueba se utilizan cada vez más para fines de asignación fiscal. Este desarrollo se ve normalmente en campos que se desarrollan como sistemas de producción de flujos de múltiples fases no procesados que se transportan a las plantas de proceso a través de tuberías. Cuando se usan MPFM para fines de asignación, la salida de masa de hidrocarburos de los MPFM se corrige utilizando factores de corrección (también denominados factores K) para mejorar la precisión.

Los factores de corrección se calculan comparando las mediciones de MPFM con las mediciones de referencia en un separador de prueba (TSP), generalmente durante periodos de calibración planificados.

Los factores de corrección se calculan para la masa total de hidrocarburos o por separado para la relación masa de petróleo / gas. La incertidumbre en la masa de hidrocarburos corregida está influenciada por las diferencias en los sistemas de medición y la filosofía de medición. Los factores que influyen en la incertidumbre incluyen la instrumentación de medición utilizada en MPFM y el separador de prueba; la representatividad de las mediciones de referencia y el enfoque utilizado para calcular los factores de corrección.

Aunque la instrumentación de medición monofásica y multifase mejora y se vuelve más confiable, la medición de fallas y errores seguirá ocurriendo. Por lo tanto, es de gran importancia que las calibraciones de los medidores multifásicos se puedan rastrear de manera que los errores sistemáticos puedan corregirse.

El objetivo del presente documento es presentar una metodología de cálculo de incertidumbres de medición cuando se utilizan sistemas de medición multifase para mediciones en la fiscalización de producción de pozos. Esto se realizará a través del análisis de la instrumentación involucrada, equipos involucrados (separadores) y la forma en que estos pueden influir en la incertidumbre en la masa de hidrocarburos medida por los medidores de flujo multifásicos.

Para tal efecto se estudiará el campo Patujusal, donde se hará especial hincapié en el análisis de:

- Influencia de la incertidumbre en las composiciones de PVT sobre la incertidumbre general
- Uso de factores de corrección separados para el petróleo y el gas versus un solo factor de corrección para la masa total de hidrocarburos

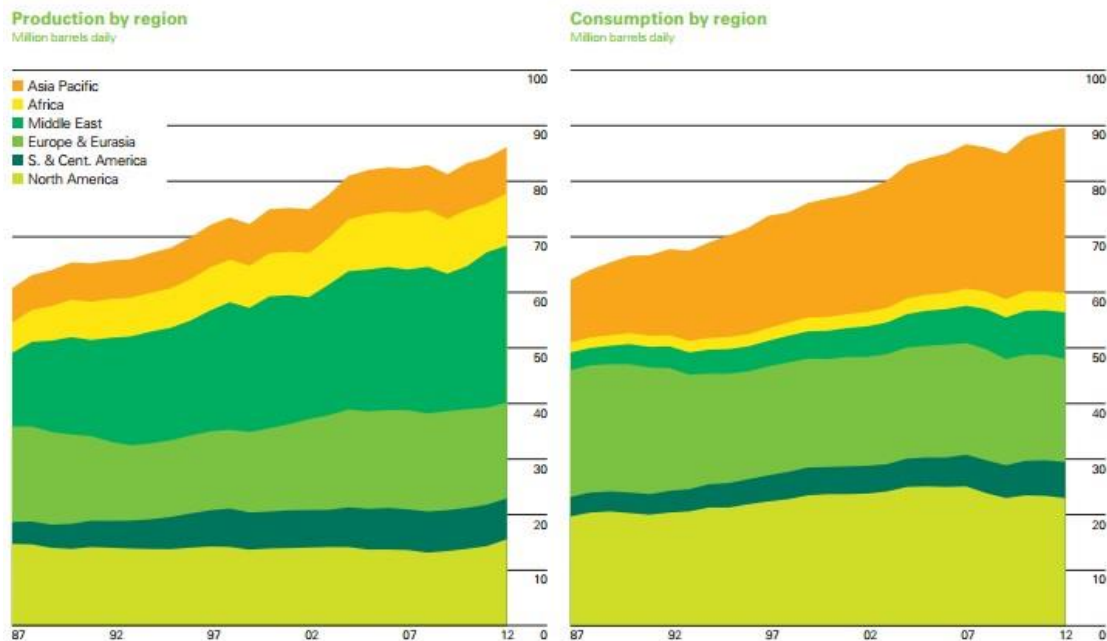
- Influencia de caudales y fracciones de fase
- La representatividad de las mediciones de calibración

1.2. ANTECEDENTES

Toda industria moderna se basa en el intercambio comercial de un producto o servicio por un bien, normalmente en forma de moneda; éste es el caso de la industria de explotación de hidrocarburos que se dedica a la extracción de dichos recursos con el fin de venderlos a la gran variedad de industrias que se dedican a su transformación, ya sea en algún producto material o en energía.

Es evidente que en el mundo actual los hidrocarburos juegan un papel muy importante en la gran mayoría de las industrias. El petróleo es un suministro que consumen muchas industrias de transformación como materia prima y se utiliza para la elaboración de productos que van desde medicinas hasta los plásticos que forman parte de una infinidad de productos. En cuestión energética el petróleo no es menos importante ya que el gas natural sirve como un insumo altamente utilizado para la generación de energía eléctrica en la mayoría de los países.

Figura I-1: Producción de crudo por regiones en el mundo



Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy

Esta importancia queda ilustrada en la figura I-1, obtenida del “BP Statistical Review of World Energy junio de 2013” publicado por British Petroleum (BP). Esta figura muestra el aumento anual del consumo de hidrocarburos que trae como consecuencia el aumento en la producción mundial del recurso.

Si se entiende que el petróleo es una fuente de recursos sumamente importante en la mayoría de las industrias modernas se puede notar la importancia que tiene la buena administración de un negocio de esta índole y del impacto de los intercambios comerciales que hay asociados a este producto.

En el mercado de bienes y servicios un tema fundamental es la cantidad. En algunas cuestiones la cuantificación parece algo muy sencillo, por ejemplo, no es complicado cuantificar la cantidad de lápices que se venden en una papelería, sin embargo en los intercambios comerciales de un negocio que implique fluidos la cuantificación deja de ser evidente y se convierte en un asunto que debe analizarse con detenimiento debido a la gran cantidad de factores involucrados en la cuantificación de dichos fluidos, tales como las condiciones termodinámicas que modifican algunas propiedades intensivas del producto en cuestión o las condiciones propias a las que deben estar sometidos los instrumentos de medición.

1.2.1. Metrología en transferencia de custodia en procesos de producción

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos realiza periódicamente la verificación de los puntos de transferencia de custodia en varios puntos de la cadena productiva de hidrocarburos¹. La última verificación documentada y publica es la realizada en marzo de 2011, donde se verificaron los puentes de medición de la planta de gas San Alberto, Sábalo y Margarita. La importancia de estas inspecciones ronda el volumen y calidad que se utilizan en el cálculo para el pago de regalías, Impuesto Directo a los Hidrocarburos y otros impuestos.

El trabajo técnico fue realizado por el Centro Nacional de Medición y Control Hidrocarburífero (CNMCH), y la empresa CEESI, entidad líder mundial en sistemas de medición, calibración, investigación y desarrollo de tecnologías para la industria

¹ Recuperado de <http://www.derechos.org/nizkor/bolivia/doc/ypfb128.html>

del gas. Estos trabajos buscaron una certificación del AGA 3 (Asociación Americana del Gas), del API 21 (Instituto Americano del Petróleo) y la cuantificación de la incertidumbre en los puentes de medición. No se encontró información documentado sobre aseguramiento metrológico en las páginas oficiales de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Corporación o de La Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1.2.2. Campo Patujusal

Estos campos ubicados aproximadamente a 190 km de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, en la provincia Sara del departamento de Santa Cruz, en la parte más septentrional del área del Boomerang. Está constituido por un solo reservorio de petróleo de 34 ° API ubicado en la columna estratigráfica en la formación Petaca conformada por areniscas de edad Terciaria.

El campo Patujusal, estructuralmente está alineado en el eje Patujusal – Los Penocos y Arroyo Negro (*ARN*), conformado por un anticlinal casi simétrico truncado en su flanco norte por una falla, la falla es de tipo normal y es la responsable de la formación del roll over donde se encuentra el reservorio, bloque sur respecto de la falla. La dirección del eje de la estructura y de la falla es aproximadamente este-oeste. El cierre estructural es de 30 metros.

La batería de *LPS* cuenta con un manifold colector, separador de producción, que recibe la producción de los pozos *LPS-X3* de bombeo mecánico y *LPS-X4* productor mediante la inyección de gas lift, se cuenta con 4 tanques de almacenamiento de petróleo de los cuales tres están en la batería de *LPS* y uno en la planchada del pozo *LPS-4* (no operable). Estos tanques también reciben la producción de *ARN-X1*. La batería de *ARN* está constituida por un pozo productor de petróleo mediante bombeo mecánico, un tanque de almacenamiento y una bomba de transferencia de petróleo.

Adicionalmente se tienen los siguientes datos de producción:

Tabla I-1: Datos de producción campo Patujusal

Item	Valor	Unidad
Caudal de líquido	50,0	BPD
Caudal de gas	30,0	MPCD
Gravedad específica de líquido	34	API
Gravedad específica gas	0,61	kg/ m ³
WLR	1,60%	%
Caudal másico gas lift	1267,65	lb/día
Factor K_C	1,05	-

Fuente: ypfb-andina.gob.bo

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el marco normativo que plantea la normativa internacional, la ausencia de una metodología en el cálculo de la incertidumbre de medición de gas natural y petróleo en la producción de los mismos, trasciende en una falta de determinación de parámetros metrológicos para los instrumentos asociados y la ingeniería de diseño de cada Estación. Es así que las bases de diseño ingenieril y metrológico de un Punto de Transferencia no están claras y son producto de la tradición; estas bases pueden ser ratificadas o mejoradas mediante el conocimiento de la incertidumbre de medición que repercute en el análisis de las variables predecesoras para el cálculo de un determinado volumen mesurado.

1.3.1. Formulación del problema

En función a lo expuesto líneas arriba y tomando en cuenta que se tiene una enorme demanda de gas natural y por otra parte una no tan importante producción de petróleo en el país; y que al mismo tiempo el avance en cuanto a incremento de actividades exploratorias permite la implementación de nuevos proyectos de exploración, perforación y posterior producción, es necesaria la determinación de una metodología de cálculo de la incertidumbre en el proceso de medición con el fin de garantizar la transferencia de custodia en sus tres planos, técnico, legal y económico. Por tanto, después de realizar este análisis, se enmarca el problema en la siguiente cuestionante: ¿Cuáles son las variables metrológicamente influyentes

al momento de calcular la incertidumbre de un proceso de medición multifase en campos productores de gas natural y petróleo?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología de estimación de la incertidumbre en Estaciones de Medición multifásica en campos productores de gas y petróleo.

1.4.2. Objetivos específicos

Se tiene:

- Determinar las características metroológicas de puntos de medición de Campos productores multifásicos en el campo Patujusal.
- Realizar un análisis de las incertidumbres asociadas de un proceso de medición de gas natural y líquidos.
- Determinar variables que pueden incorporarse al proceso de medición para contribuir en la reducción de la incertidumbre.
- Establecer opciones alternativas para reducir la incertidumbre en la medición de gas y petróleo en Patujusal.

1.5. FORMULACIÓN DE LA HIPOTESIS

El planteamiento del problema y los objetivos de estudio dentro del presente trabajo sugieren la siguiente hipótesis:

“La estimación y cálculo de la incertidumbre de medición conlleva un beneficio económico más allá del vinculado a la calidad inherente de la medición y su cumplimiento normativo.”

1.6. JUSTIFICACIÓN

1.6.1. Justificación técnica

La determinación de una metodología de estimación de la incertidumbre asociada al proceso de medición en Campos Productores se justifica a través de la reducción o eliminación del error humano mediante la mejora en la precisión de mediciones

inherentes al proceso principal. Así también se garantiza el cumplimiento de las especificaciones técnicas de los instrumentos y equipos de medición utilizados en los diseños para que los mismos logren reducir su contribución en cuanto a incertidumbre asociada al mensurado final

1.6.2. Justificación económica

El flujo económico que representa la compra – venta de gas natural y petróleo en nuestro país tiene un impacto importante; es así que la transferencia de custodia con un nivel bajo de incertidumbre significa un ahorro para el comprador o para el vendedor según corresponda. El caudal manejado por el Campo Patujusal se encuentra alrededor de los 400 Mscfd (Millones de pies cúbicos estándar día) y 300 BPD (Barriles de petróleo por día) que se traducen en costos de hasta miles de bolivianos al mes (M Bs/mes), haciendo de los costos de compra – venta de gas natural sensiblemente afectados por la calidad metrológica.

1.7. DELIMITACIÓN Y ALCANCE

1.7.1. Límites técnicos

El presente proyecto estudiará las características metrológicas e inherentes a la medición multifase en Campos de Producción de gas natural y petróleo.

1.7.2. Límites geográficos

Se analizarán las estaciones o puntos de medición multifase en el campo Patujusal en la ciudad de Santa Cruz.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

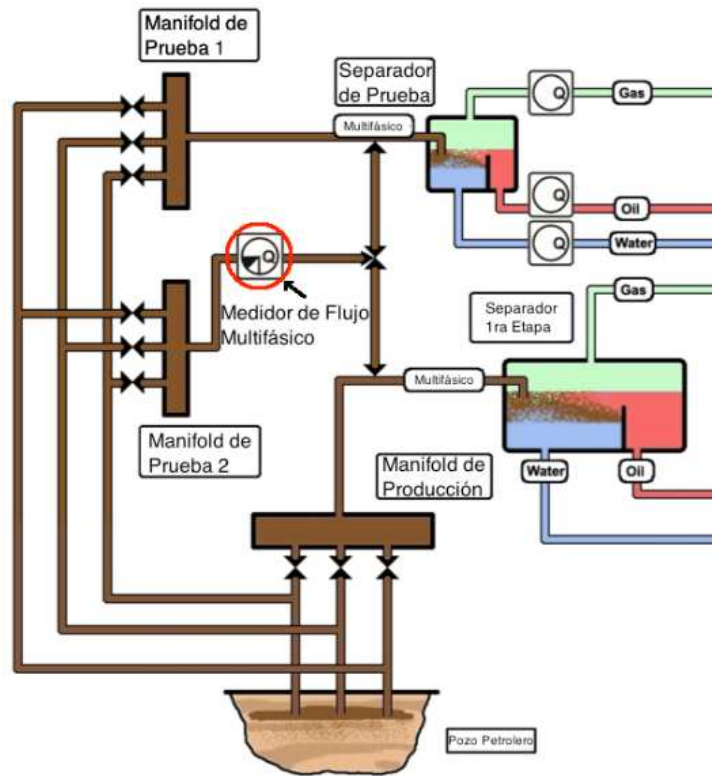
2.1. INTRODUCCIÓN A LA MEDICIÓN EN BOCA DE POZO

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

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

En la figura II-1 se muestra un ejemplo de la aplicación de la medición multifásica, cuantificando la producción de los fluidos provenientes del pozo de manera directa, sin haber sido tratados previamente.

Figura II-1: Aplicación de la medición multifásica previa a un separador



Fuente: Norwegian Society for Oil and Gas Measurement

Cuando la medición es de forma monofásica, es donde se emplean medidores con mejor incertidumbre, como son los medidores de placa de orificio para medir el gas, los medidores tipo turbina para el petróleo; así como también medidores ultrasónicos y de desplazamiento positivo (DP), utilizados para gas principalmente.

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

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

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

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

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

altas fracciones de volumen de gas “GVF” (mayores al 95%) es a través del uso de medidores de gas húmedo, los cuales se consideran como un tipo de medidor multifásico. Suele instalarse un *MFM* adicional al separador de prueba, para brindar una mayor flexibilidad. Cuando se tienen instalados tanto el separador de prueba como el medidor de flujo multifásico se puede incrementar la capacidad total de la producción, debido a que el separador de prueba se utiliza como un separador normal de producción y el *MFM* se usa para realizar pruebas de pozo.

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

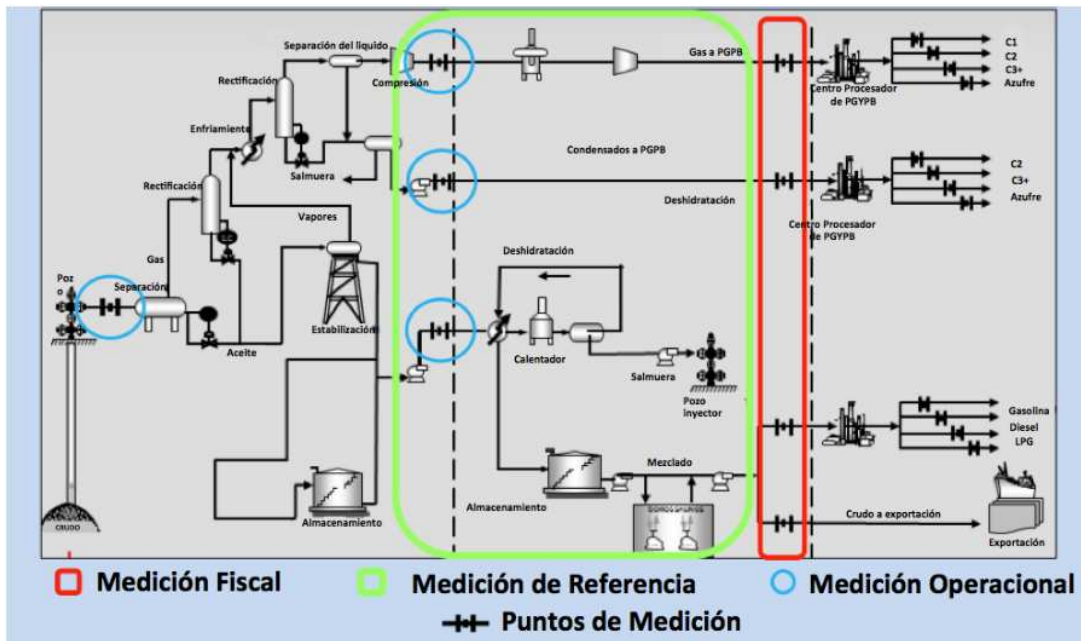
2.1.1. Aplicaciones de medición

La medición de la producción de hidrocarburos puede realizarse de manera monofásica y multifásica según se vea conveniente y así la ingeniería de medición lo haya planteado en su debido momento. Actualmente se puede llegar a distinguir tres diferentes tipos de medición en la industria petrolera, que dependen de la ubicación de los medidores de flujo y el objetivo que se tenga planteado. Se tiene:

- Operacional
- Referencia
- Fiscal².

² También denominada de transferencia de custodia, la cual comprende el eje central de este documento.

Figura II-2: Esquemático de puntos de medición en producción



Fuente: Domínguez G. La medición de Hidrocarburos en México.

2.1.1.1. Medición operacional

La medición operacional es la cuantificación de los fluidos producidos: crudo, agua y gas, dependiendo de la infraestructura de procesos de separación instalada, pueden ser medidos en una, dos o tres fases; a diferentes grados de estabilización de las corrientes provenientes de los pozos, separadores, rectificadores, compresores, etc³. En la figura II-2, se muestran los puntos de medición operacional, siendo precisamente en estos puntos donde los valores de incertidumbre son mayores.

2.1.1.2. Medición de referencia

Es la medición comparativa, calculada y utilizada con datos procedentes de los sistemas de medición con menor incertidumbre, bajo la consideración de que los medidores más confiables están ubicados a la salida de los separadores de medición y límites de baterías, donde los niveles de incertidumbre encontrados en estos puntos son menores que los encontrados en los puntos de medición

³ Gonzales R. Compendio de Nociones Elementales de Medición Multifásica. México. 2012.

operacional; por lo tanto, se compara y se realiza un balance con el que se verifica que los datos de entrada sean igual a los datos de salida.

2.1.1.3. Medición fiscal

Es la medición de la producción de petróleo, agua y gas obtenidos a partir de los sistemas de medición con el menor grado de incertidumbre (medidores monofásicos), resultado de los procesos de separación y grado de estabilización que cumplen con los requerimientos de calidad establecidos para la comercialización y el pago de contribuciones correspondientes. También es la medición de los hidrocarburos entre subsidiarias del ente operacional (YPFB), donde se registra la cantidad y calidad de los hidrocarburos extraídos, cumpliendo con las especificaciones técnicas requeridas en los procesos de obtención de derivados solicitados por una entidad a otra para documentar la transferencia de custodia entre entidades.

Las mediciones fiscales y de transferencia de custodia son la base para la transferencia de dinero, ya sea entre una empresa y gobierno o entre dos empresas. Cualquier error sistemático en la medición dará lugar a un error sistemático en el flujo de dinero. En la comercialización o puntos de venta de crudo el flujo se encuentra estabilizado, se monitorean los parámetros de calidad que este debe cumplir.

Tabla II-1: Incertidumbre relativa máxima permitida

Aplicación	Incertidumbre típica relativa en la medición de flujo	
	Líquido	Gas
Transferencia de custodia	0,25	1
Asignación	0,5 – 5,0	2,0 – 5,0
Pruebas en pozo	10,0	10,0
Medición multifásica	10,0 – 20,0	10,0 – 20,0

Fuente: NPD, Regulations relating to Measurement of petroleum for fiscal purposes

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

Actualmente no se tiene, de manera pública, los lineamientos para actividades “upstream” específicamente medición que es lo que concierne a este documento. Por tal motivo a lo largo del documento se apropiarán valores de referencia internacionales o de la región para los fines consiguientes.

Figura II-3: Normativa del sector hidrocarburífero de manejo público

Seleccione la actividad:

COMERCIALIZACION DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS EN ESTACION DE SERVICIO
COMERCIALIZACION DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS EN ESTACION DE SERVICIO
COMERCIALIZACION DE GAS NATURAL VEHICULAR EN ESTACION DE SERVICIO
ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS
COMERCIALIZACION DE GAS LICUADO DE PETROLEO EN GARRAFAS EN PLANTAS DISTRIBUIDORAS
ENGARRAFADO DE GAS LICUADO DE PETROLEO
DISTRIBUCION DE GAS NATURAL POR REDES
IMPORTACION DE LUBRICANTES
CONSUMO DE PRODUCTOS REGULADOS - GRACO
CONVERSION DE VEHICULOS A GAS NATURAL VEHICULAR
INSTALACION DE REDES DE GAS NATURAL
SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE DE AVIACION EN AEROPUERTOS

Fuente: Extracto página web www.anh.gob.bo

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

2.2. PRINCIPIOS DE MEDICIÓN MULTIFASICA

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

2.2.1. Tecnologías de medición

La medición multifásica toma como base los principios de medición empleados en mediciones de una sola fase, realizando ciertas modificaciones con las cuales se pueda calcular el gasto de volumétrico total y por consecuente el gasto de cada una de las fases individuales de la mezcla de hidrocarburos. Para una sola fase de líquido o gas que viaja a través de una tubería de área de la selección transversal (A) con una velocidad promedio (V), el flujo volumétrico (Q) puede ser calculado por:

$$Q = A \cdot V$$

Ecuación II-1: Definición de flujo volumétrico

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

- Para el petróleo

$$f_o = \frac{A_o}{A}$$

Ecuación II-2: Fracción de volumen de petróleo

- Para el agua

$$f_w = \frac{A_w}{A}$$

Ecuación II-3: Fracción de volumen de agua

- Para el gas

$$f_g = \frac{A_g}{A}$$

Ecuación II-4: Fracción de volumen de gas

Adicionalmente y debido a la esencia de las tres últimas definiciones expuesta se puede definir:

$$f_o + f_w + f_g = 1$$

Ecuación II-5: Sumatoria de fracciones de área

Dónde (para las ecuaciones 2 a 3):

- A : Área total de la sección transversal de flujo
- A_o : Área de la sección transversal de flujo de petróleo
- A_w : Área de la sección transversal de flujo de agua
- A_g : Área de la sección transversal de flujo de gas
- f_o : Fracciones de volumen de la fase de petróleo con respecto a la fracción del área de la sección transversal (A)
- f_w : Fracciones de volumen de la fase de agua con respecto a la fracción del área de la sección transversal (A)
- f_g : Fracciones de volumen de la fase de gas con respecto a la fracción del área de la sección transversal (A)

El flujo volumétrico, Q , de cada fase y el total (mezcla) del gasto de flujo se determinan por:

- Para el petróleo

$$Q_o = A \cdot f_o \cdot V_o$$

Ecuación II-6: Flujo volumétrico de petróleo

- Para el agua

$$Q_w = A \cdot f_w \cdot V_w$$

Ecuación II-7: Flujo volumétrico de agua

- Para el gas

$$Q_g = A \cdot f_g \cdot V_g$$

Ecuación II-8: Flujo volumétrico de gas

Dónde:

- V_o : Velocidad de la fase de petróleo
- V_w : Velocidad de la fase de agua

- V_g : Velocidad de la fase de gas

La tarea de cualquier medidor multifásico es estimar las fracciones de volumen y la velocidad individual de cada fase con las ecuaciones anteriores.

2.2.2. Regímenes de flujo

Los regímenes de flujo varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades de los fluidos, gastos de flujo, orientación y geometría de la tubería. La velocidad superficial del gas (V_{s-g}) es la velocidad a la cual el gas fluye como si fuera el único fluido en la tubería. De esta manera la velocidad superficial del gas es el total del flujo Q_g a las condiciones de operación actuales de presión y temperatura, dividida por el área total de la sección transversal de la tubería. La velocidad superficial del líquido es definida de la misma manera.

$$V_{s-g} = \frac{Q_g}{A}$$

Ecuación II-9: Velocidad superficial de gas

$$V_{s-l} = \frac{Q_l}{A}$$

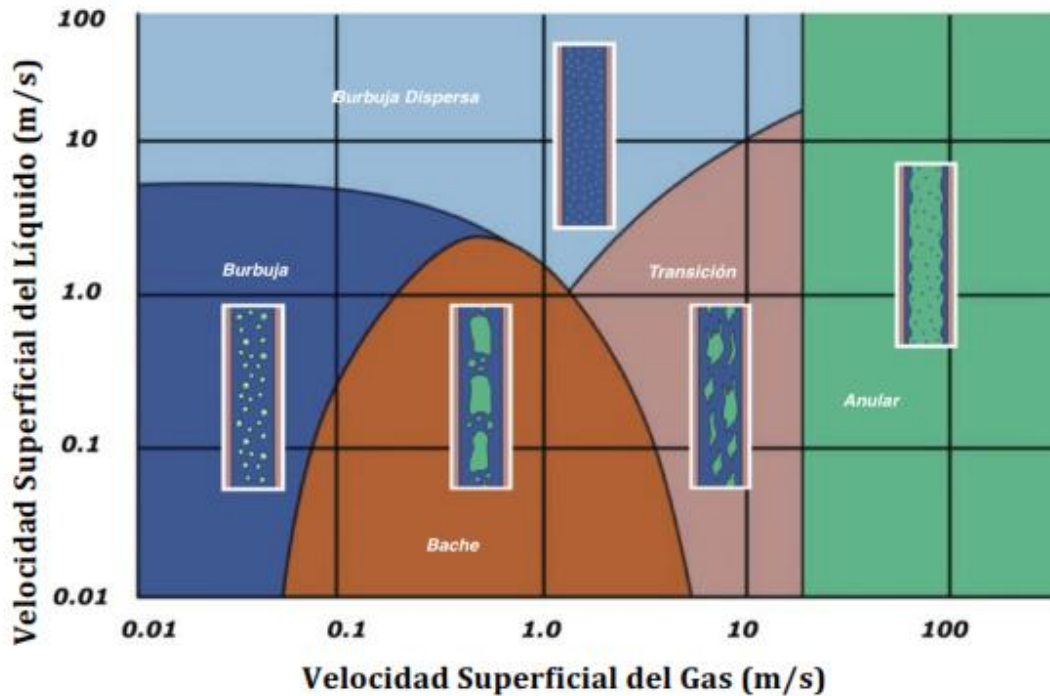
Ecuación II-10: Velocidad superficial de líquido

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

2.2.2.1. Flujo vertical

En flujos verticales, la velocidad superficial del gas y del líquido harán que el flujo multifásico cambie entre todos los regímenes de flujo existentes, como son: burbuja, bache, transición y anular. La figura II-4 muestra los regímenes de flujo que pueden existir cuando se tiene flujo multifásico en una tubería vertical, en términos de las velocidades superficial del gas y del líquido

Figura II-4: Mapa genérico de flujo multifásico vertical



Fuente: API. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards

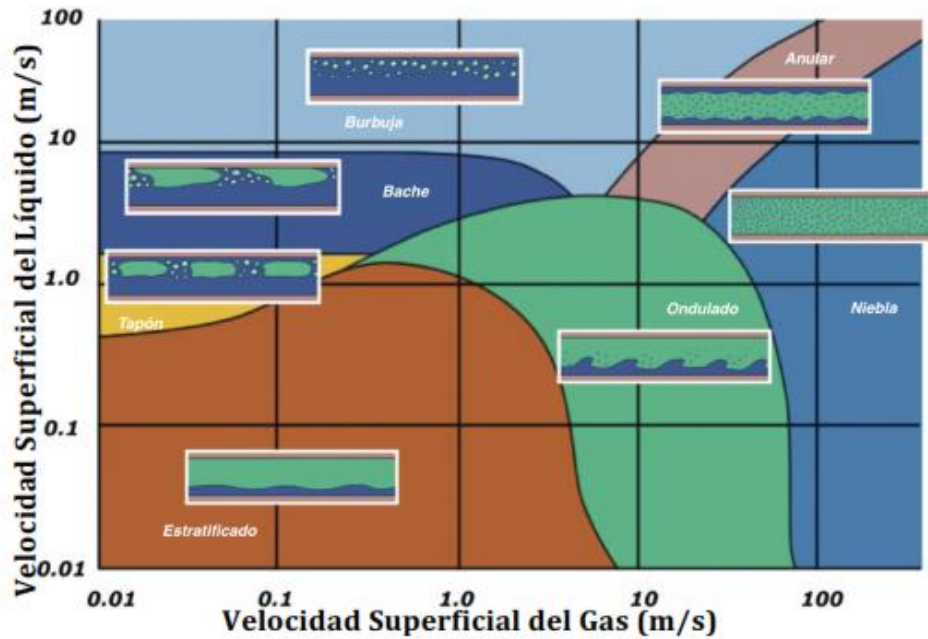
2.2.2.2. Flujo horizontal

En los flujos horizontales, también las transiciones entre patrones de flujo son funciones de factores como diámetro de la tubería, tensión interfacial, densidad de las fases, gasto, y velocidad superficial del gas y líquido. El siguiente mapa es una representación cualitativa de cómo las transiciones del régimen de flujo dependen de la velocidad superficial del gas y del líquido en flujo multifásico horizontal. Un mapa como este sólo será válido para una tubería específica, presión específica y un fluido multifásico específico⁴. La Figura II-5, nos muestra los regímenes de flujo existentes para flujo horizontal.

La suma de la velocidad superficial del gas y la velocidad superficial del líquido es la velocidad de la mezcla multifásica. Sin embargo, esta última es un derivado de la velocidad y sólo tiene sentido si el flujo multifásico es homogéneo, y si las fases líquida y gaseosa viajan a la misma velocidad real.

⁴ API MPMS 20.3. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards. Instituto Americano del Petróleo. 2013.

Figura II-5: Mapa genérico de flujo multifásico horizontal



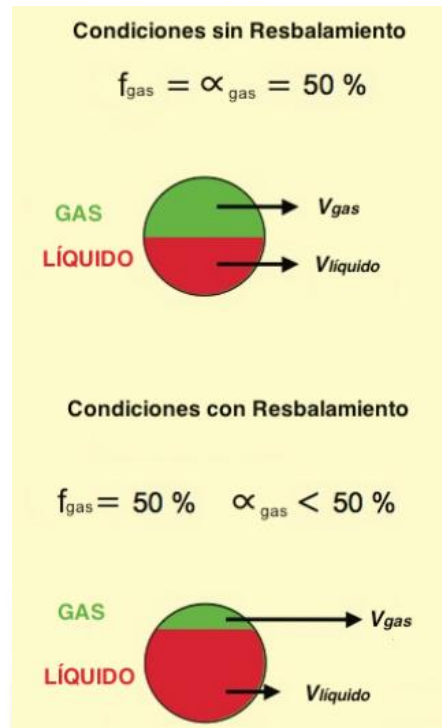
Fuente: API. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards

2.2.3. Resbalamiento

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

En condiciones sin resbalamiento el colgamiento de líquido será igual a la fracción de volumen de líquido, cuando el flujo es homogéneo y las dos fases se desplazan a velocidades iguales. Sin embargo, al tener flujo multifásico el resbalamiento ocasiona que el colgamiento de líquido sea mayor que la fracción de volumen de líquido, lo mismo sucede para el gas, ya que la fracción de vacío de gas será mayor que la fracción de volumen de gas en un flujo multifásico. En la figura II-6 se ilustran los efectos de resbalamiento.

Figura II-6: Diferencia entre el GVF y la fracción de vacío de gas



Fuente: API. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards

De este análisis se definen las siguientes ecuaciones:

$$H_L = \frac{A_l}{A}$$

Ecuación II-11: Colgamiento del líquido

$$\alpha_g = \frac{A_g}{A}$$

Ecuación II-12: Fracción de vacío del gas

Adicionalmente se tiene:

$$H_L + \alpha_g = 1$$

Ecuación II-13: Relación de colgamiento de líquido y fracción de vacío de gas

$$f_L + f_g = 1$$

Ecuación II-14: Relación de fracción de volumen de gas y líquido

A partir del colgamiento de líquido y de las velocidades actuales se pueden calcular las velocidades superficiales del gas y del líquido. Se deduce también que el

colgamiento de líquido H_L es mayor a la fracción de volumen de líquido f_L y la fracción de vacío de gas α_g es mayor a la fracción de volumen de gas f_g .

$$V_{s-g} = \frac{Q_g}{A} = \frac{Q_g}{A_g} \cdot \frac{A_g}{A}$$

$$V_{s-g} = V_g \cdot \alpha_g$$

Ecuación II-15: Re-definición velocidad superficial de gas

$$V_{s-l} = \frac{Q_l}{A} = \frac{Q_l}{A_l} \cdot \frac{A_l}{A}$$

$$V_{s-l} = V_g \cdot h_l$$

Ecuación II-16: Re-definición velocidad superficial de líquido

Otra forma de clasificar el flujo multifásico, es por medio del *GVF* de flujo. Este método de clasificación es relevante para la medición multifásica. Debido a que el *GVF* es uno de los parámetros que causa que las mediciones tengan un alto grado de incertidumbre, además el patrón de flujo se vuelve más complejo e inestable, y la cantidad de petróleo contenida en la mezcla decrece cuando la cantidad de gas aumenta.

$$GVF = \frac{GLR}{GLR + 1}$$

Ecuación II-17: Cálculo fracción de gas - volumen

La Tabla II-2 presenta una forma de clasificar la incertidumbre con los diferentes valores de *GVF*, para poder identificar rápidamente en donde los medidores de flujo multifásico tienen un mejor comportamiento, reflejándose en los valores de incertidumbre.

Tabla II-2: Clasificación *GVF* y rango de comportamiento

Clasificación <i>GVF</i>	Rango Indicativo	Observaciones
Bajo	0 – 25%	Se emplean medidores de flujo monofásico
Moderado	25% - 85%	Rendimiento óptimo de medidores multifásicos
Alto	85% - 95%	Rango de incertidumbre se incrementa
Muy alto	95% - 100%	Se considera “gas húmedo” y se utilizan medidores de gas húmedo

Fuente: API. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards

2.3. TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN

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

2.3.1. Determinación de velocidad

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

2.3.1.1. Medición de velocidad mediante medidor Venturi

Un medidor Venturi es útil para manejar cualquier cantidad de gas, incluso cantidades mayores al 85% donde se forma flujo anular y todo el gas se acumula en el centro del sensor y el líquido se distribuye a lo largo de las paredes del sensor. La presión diferencial a lo largo del Venturi es proporcional a la energía cinética de una mezcla que pasa a través del mismo; de este modo, la curva de respuesta del Venturi está relacionada a la masa de la mezcla y a su velocidad.

Para tomar en cuenta el flujo en tres fases, se modifica la ecuación estándar del medidor Venturi, la cual se usa considerando la fracción del gas de la mezcla. Otra sección del medidor se encarga de determinar la composición de la mezcla, por lo tanto, se puede determinar la velocidad del líquido y gas a partir de la medida de la presión diferencial.

Para determinar la velocidad del flujo multifásico se emplea la ecuación de Venturi; la ecuación de flujo multifásico difiere de la ecuación para flujo monofásico puesto que para un flujo multifásico se debe considerar el resbalamiento entre las fases. Si se tienen presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del Venturi, puede ocasionarse que el volumen de flujo calculado sea más bajo que el verdadero, pero con presiones diferenciales mayores se obtienen volúmenes de flujos con incertidumbres demasiado altas.

2.3.1.2. Medición de velocidad mediante correlación cruzada

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

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

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

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

2.3.2. Determinación de fracciones de fase

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

2.3.2.1. Medición de fracción volumétrica mediante rayos gamma

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

$$I = I_o \cdot C^{-d \cdot (f_o \cdot v_o + f_w \cdot v_w + f_g \cdot v_g)}$$

Ecuación II-18: Intensidad de haz de rayo gamma

Donde:

- I : Intensidad de haz por el paso de mezcla
- I_o : Intensidad de haz para el tubo vacío
- C : Constante relacionada a la fuente y geometría instalada
- d : Diámetro interno de tubería
- f_o : Fracción volumétrica de petróleo
- f_w : Fracción volumétrica de agua
- f_g : Fracción volumétrica de gas
- v_o : Coeficiente de atenuación lineal del petróleo
- v_w : Coeficiente de atenuación lineal del agua

ν_g : Coeficiente de atenuación lineal del gas

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

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

$$N = N_o \cdot e^{-x \cdot \rho \cdot \nu}$$

Ecuación II-19: Atenuación de haz de rayo gamma

Donde:

- N : Gasto del detector de rayos gamma
- N_o : Gasto para el tubo vacío
- x : Longitud del recorrido del rayo gamma
- ρ : Densidad del material penetrado
- ν : Coeficiente de atenuación másica del material penetrado

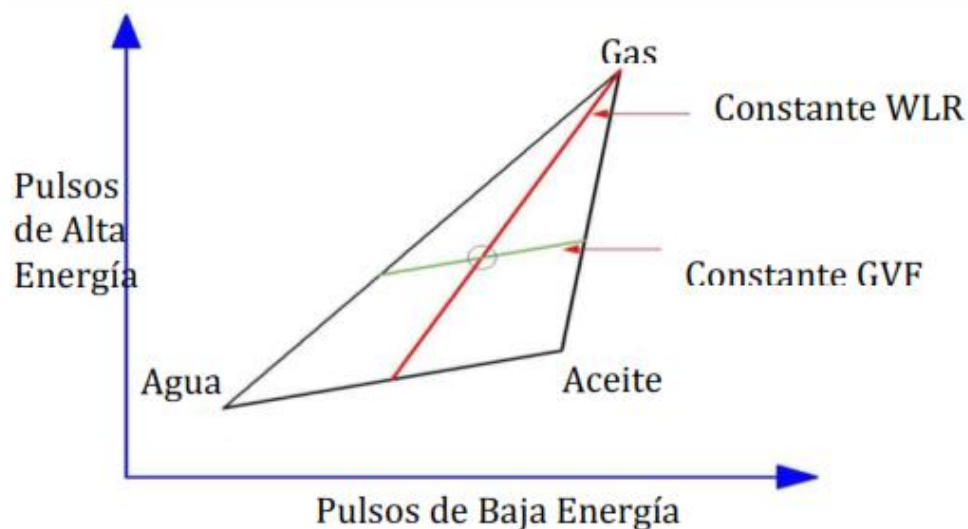
Para encontrar el intervalo de operación de los dos niveles de energía gamma es necesario realizar una interpretación gráfica en la cual se relacionen los tres niveles de atenuación de cada una de las fases de la mezcla, es decir que se graficarán en forma de triángulo los tres niveles de atenuación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

2.3.2.1.1. Triangulo de solución

La gráfica en forma de triángulo conocida como triángulo de solución es importante para el principio de medición con rayos gamma, debido a que los rayos gamma son

interpretados visualmente con esta forma gráfica, ya que cada uno de los fluidos de la mezcla atenúan a los rayos gamma en un diferente grado. Para cada fase, la relación del gasto de alta energía en función de la intensidad de la fuente es una gráfica de coordenadas X, Y. Estos puntos se convierten en los vértices del triángulo. La fracción de la fase es determinada por la intersección de dos líneas dentro del triángulo. La primera línea representa la Relación Gas – Líquido “GLR”; la segunda conecta el punto correspondiente al 100% de gas con el punto correspondiente a la Relación Agua en Líquido “WLR”. Las figuras II-7 y 10 muestran de forma ilustrativa cómo funciona el triángulo de solución.

Figura II-7: Triángulo de solución para WLR y GVF

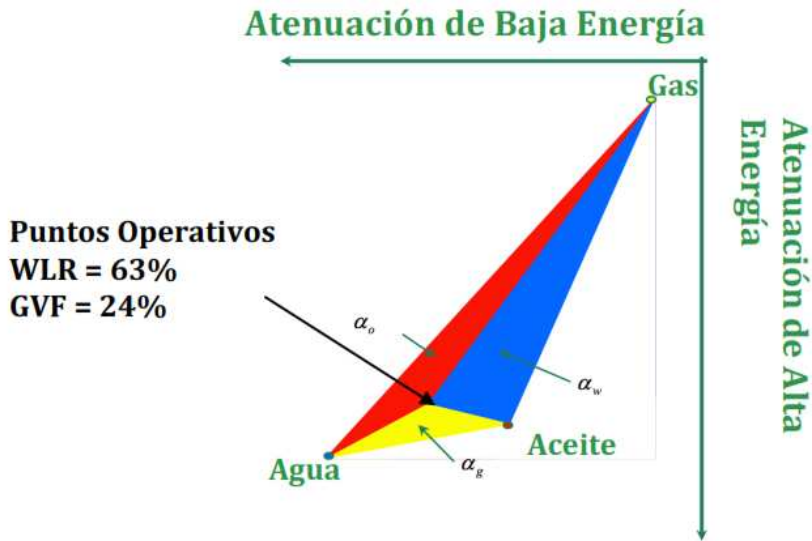


Fuente: Mohammed N. Evaluation of Phase Watcher Multiphase Flow Meter

Las tasas de pulsos del detector en los niveles de alta y baja energía son dados en los planos x, y. Cuando el medidor funciona correctamente, cualquier medición de atenuación de energía realizada sobre combinaciones de petróleo, agua y gas a través de la sección medida, dará como resultado un punto que caerá dentro del triángulo. En él triángulo, la fracción del volumen del gas *GVF*; se determina con facilidad al trazar una paralela a la base del triángulo y el valor de *WLR* se dibuja relativamente fácil⁵.

⁵ Falcone, G.; Hewitt; C. "Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments". SPE 71474, New Orleans, 2001.

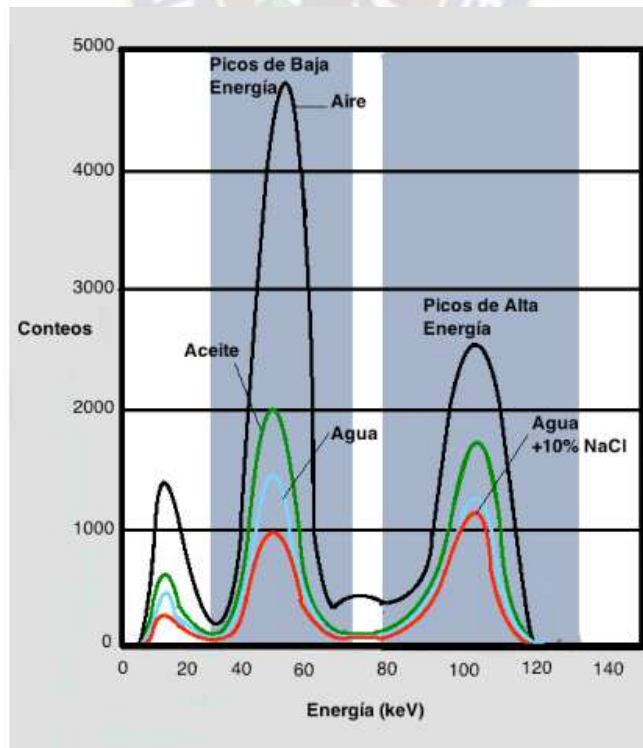
Figura II-8: Triangulo de solución con valores operativos



Fuente: Mohammed N. Evaluation of Phase Watcher Multiphase Flow Meter

En la Figura II-9, se muestra la atenuación de rayos gamma para una mezcla de aire, aceite y agua. Los picos de alta y baja energía se utilizan para determinar la fracción de cada una de las fases.

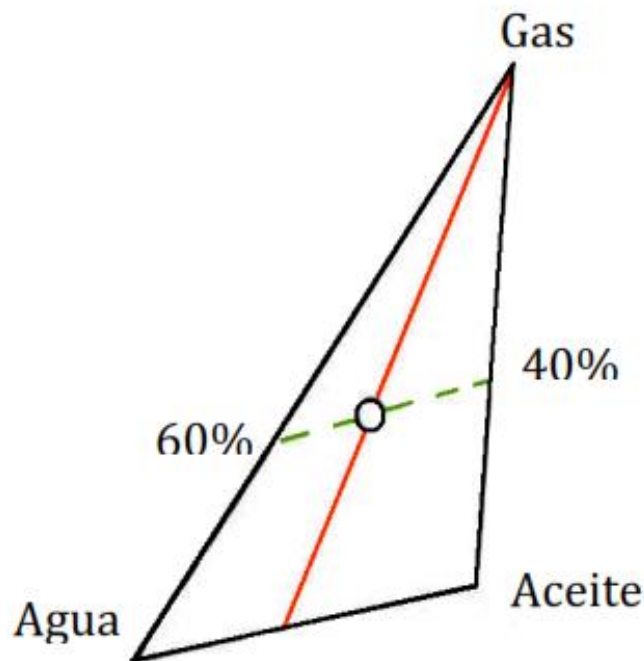
Figura II-9: Representación gráfica del método de rayos gamma doble



Fuente: API. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards

En la Figura II-10, se muestra el triángulo de solución de una gráfica de alta y baja energía (eje vertical y horizontal, respectivamente) donde se muestra un ejemplo para una mezcla de petróleo, agua y gas, donde se tiene un corte de agua del 40% y fracción de volumen de gas del 60%.

Figura II-10: Pico de baja energía



Fuente: API. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards

2.3.3. Determinación de la densidad de la mezcla

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

El funcionamiento del densímetro se basa en la absorción de la radiación gamma en un medio, en función de la densidad media a lo largo de la trayectoria del haz de partículas gamma. Los fabricantes utilizan dos diferentes de fuentes nucleares, como son: fuente radiactiva de Cesio 137 (ROXAR) y fuente radiactiva de Bario 133 (ROXAR, Cameron – Framo – Schlumberger, FMC Technologies). La fuente radiactiva de Cesio 137 (Cs-137) se encuentra en una caja de cerámica de 3x3 mm

Con una vida de 30,17 años y vida útil de 15 años, la cual está contenida en un encapsulamiento doble. La otra fuente radiactiva empleada para realizar las mediciones nucleares Bario 133 (Ba-133) se coloca al lado contrario de la garganta de un Venturi que detecta los fotones gamma que no fueron absorbidos por la mezcla.

Un fotomultiplicador en el detector convierte los fotones gamma en señales eléctricas que son digitalmente procesadas con más de un millón de operaciones por segundo. Debido a la significativa diferencia entre las densidades del líquido y gas en mezclas de petróleo – 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 está en función de la densidad promedio a lo largo de la ruta de la partícula gamma. La Figura II-11 muestra cómo se encuentra ubicada la fuente radiactiva en un densitómetro de rayos gamma.

Figura II-11: Ubicación fuente radioactiva



Fuente: Pietro Fiorentini. Medidores Multifásicos y Medidores de Gas Húmedo

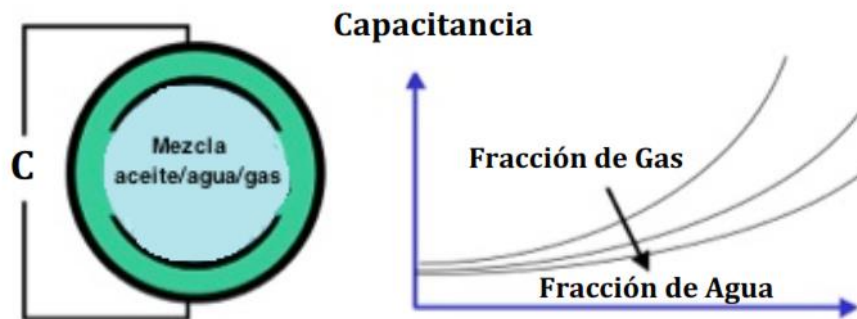
2.3.4. Métodos de impedancia eléctrica

El principio fundamental de los métodos de impedancia eléctrica para las mediciones de la fracción de fases de la mezcla, se obtiene cuando el fluido que fluye en la sección de medición de la tubería se caracteriza como un conductor eléctrico. Mediante la medición de impedancia eléctrica a través del diámetro de la tubería, las propiedades de la mezcla del fluido como la conductancia y la capacitancia pueden ser determinados. La cantidad eléctrica medida de la mezcla depende de la conductividad y permitividad de los componentes: petróleo, agua y gas, respectivamente.

2.3.4.1. Medición de la permitividad de la mezcla

La permitividad es una propiedad eléctrica que será diferente para cada uno de los tres componentes de la mezcla, por lo tanto, la permitividad de la mezcla es una medida de las fracciones de los diferentes componentes. La medición de la permitividad (constante dieléctrica relativa) se ocupa para estimar la fase acuosa de la corriente de flujo. Se utilizan sensores de capacitancia o sensores de microondas, que estiman el corte de agua y su correspondiente fracción de agua en un flujo continuo de crudo o flujo de gas húmedo.

Figura II-12: Principio de medición por capacitancia



Fuente: Norwegian Society for Oil and Gas Measurement. Handbook of Multiphase Flow Metering

La permitividad se puede medir usando un sensor de capacitancia, mediante la colocación de un electrodo en cada lado del medio de flujo, en el interior del sistema, pero separado de la tubería de acero por un aislante eléctrico. Los electrodos actúan como un detector de capacitancia, y la capacitancia resultante puede ser medida

entre los electrodos. Por lo tanto, esta capacitancia variará de acuerdo con la cantidad de petróleo, agua y gas en la mezcla.

Esta medición de capacitancia funciona siempre y cuando la fase continua sea el crudo, es decir, mientras el agua se encuentra dispersa en el petróleo y no se forma un flujo continuo de agua entre los electrodos. Normalmente, el flujo de petróleo es continuo, siempre y cuando el corte de agua esté por debajo del 60 - 70% aproximadamente. Para cortes de agua más altos el flujo continuo será el agua. Para estas situaciones, la medición de la capacitancia debe ser sustituida por una medición de conductancia. Los valores adimensionales de permitividad para el petróleo, agua y gas son: 2,2 – 2,4, 1 y 70 respectivamente.

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

$$\varepsilon_T = x \cdot \varepsilon_w + y \cdot \varepsilon_o + z \cdot \varepsilon_g$$

Ecuación II-20: Permitividad total

Dónde:

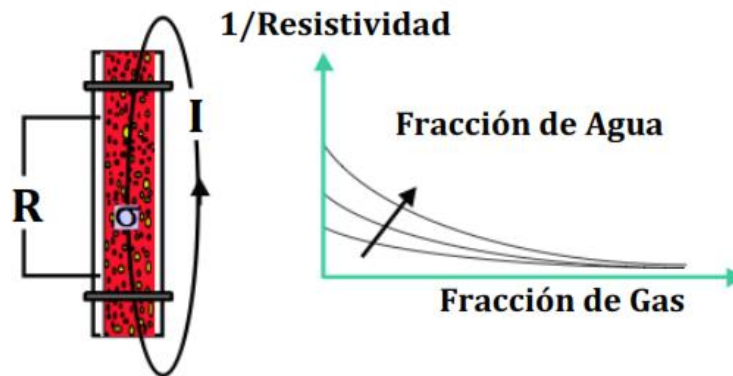
- ε_T : Área total de la sección transversal de flujo
- ε_o : Permitividad de la fase de petróleo
- ε_w : Permitividad de la fase de agua
- ε_g : Permitividad de la fase de gas
- y : Fracción de volumen de la fase de petróleo
- x : Fracción de volumen de la fase de agua
- z : Fracción de volumen de la fase de gas

2.3.4.2. Medición de la conductividad de la mezcla

La conductividad es la capacidad de un cuerpo para permitir el paso de la corriente eléctrica. La conductividad en líquidos reacciona con la presencia de sales en la solución. La conductividad se mide mediante la inyección de una corriente eléctrica conocida o controlada en el flujo, y luego se mide la caída de tensión entre los electrodos a lo largo de una sección aislada de la tubería, dicha corriente puede ser

inyectada por los electrodos de contacto. La corriente, caída de tensión y resistencia se puede calcular usando la ley de Ohm. Dado que también se conoce la distancia entre los electrodos del detector, la resistencia medida se puede convertir en una medición de la conductividad.

Figura II-13: Principio de medición por conductancia



Fuente: Norwegian Society for Oil and Gas Measurement. Handbook of Multiphase Flow Metering

2.4. EVALUACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE

Las regulaciones internacionales mayormente usadas en la medición fiscal de hidrocarburos se refieren a la “GUM” (Guía para la expresión de incertidumbre en las medidas) [VIM; 2012]⁶ como la “norma aceptada” para el análisis de la incertidumbre. Por tal motivo en este documento los tópicos relacionados al modelo

⁶ La guía GUM fue preparada por un comité de trabajo formado por expertos representantes de BIPM, IEC, ISO y OIML, como respuesta al requerimiento de CIPM. El desarrollo fue apoyado por las siguientes organizaciones (7 en total): BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP y OIML.

Las abreviaciones son:

- CIPM: Comité International des Poids et Mesures (Comité Internacional de Pesas y Medidas)
- BIPM: Bureau International des Poids et Mesures (Oficina Internacional de Pesas y Medidas)
- IEC: International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
- IFCC: International Federation of Clinical Chemistry (Federación Internacional de Química Clínica)
- ISO: International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización)
- IUPAC: International Union of Pure and Applied Chemistry (Unión Internacional de Química Pura y Aplicada)
- IUPAP: International Union of Pure and Applied Physics (Unión Internacional de Física Pura y Aplicada)
- IOML: International Organization of Legal Metrology (Organización Internacional de Metrología Legal)

de incertidumbre y el cálculo de la incertidumbre son basados fundamentalmente en la GUM.

A lo largo de esta sección se abordarán los tópicos relacionados a la terminología utilizada para la evaluación y expresión de la incertidumbre, la lista de símbolos necesarios para la expresión de la incertidumbre. Adicionalmente se detalla el procedimiento basado en GUM para la evaluación y expresión de la incertidumbre, junto al modelo y cálculos correspondientes; y finalmente se describen los requisitos para la documentación de los cálculos concernientes a la incertidumbre.

2.4.1. Terminología para evaluación y expresión de la incertidumbre

Un preciso conocimiento sobre las definiciones utilizadas a lo largo de este documento será de gran importancia en el entendido de desarrollar los cálculos de incertidumbre de medición fiscal de gas natural preferentemente con la menor posibilidad de tergiversaciones. Consecuentemente, las definiciones de algunos términos respecto al cálculo y entendimiento de la incertidumbre son resumidas a continuación juntamente a las fuentes documentales que sustentan este trabajo. Para una mejor conducción del documento las definiciones fueron agrupadas respecto al tipo de termino al cual pertenecen⁷.

2.4.1.1. Cantidades y unidades

Se definen los siguientes:

- *Magnitud de salida (y)*: En la mayoría de los casos un mensurando y no es una medida directa, pero es determinada partir de otras M cantidades ($x_1, x_2, x_3, \dots, x_M$) a través de una relación funcional, $y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_M)$. [GUM, § 4.1.1 y § 4.1.2]
- *Magnitud de entrada (x_i)*: Una cantidad de entrada, x_i ($i = 1, 2, \dots, M$), es una cantidad sobre la cual una *cantidad de salida* y se define a través de una relación funcional $y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_M)$. Las cantidades de entrada pueden verse a sí

⁷ Atkinson. R. Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos. 2002

mismas como mensurandos y pueden también depender de otras cantidades.
[GUM, § 4.1.2]

- *Valor de una magnitud*: Magnitud de una cantidad en particular generalmente expresada como una unidad de medida multiplicada por un número. [VIM, § 1.18], [GUM, § B.2.2.]
- *Valor verdadero de una magnitud*: Valor consistente con la definición de una magnitud en particular. Adicionalmente VIM indica: (1) es un valor que se obtendría con una medición perfecta; (2) los valores verdaderos son indeterminados por naturaleza. GUM comenta: el término *valor verdadero* no se utiliza, ya que los términos valor de un mensurando (o de una cantidad) y el término valor verdadero de un mensurando (o de una cantidad) se consideran equivalentes, con la palabra verdadero como redundante. [VIM, § 1.19], [GUM, § 3.1.1], [VIM, § 3.2.3], [GUM, § D.3.5]⁸
- *Valor convencionalmente verdadero*: Valor atribuido a una cantidad particular y aceptada, a veces por convenio, como tener una incertidumbre apropiada para un propósito dado. Asimismo, VIM menciona: el valor convencionalmente verdadero es a veces llamado valor asignado, mejor estimación del valor, valor convencional o valor de referencia. [VIM, § 1.20], [GUM, § B.2.4]

2.4.1.2. Mediciones

Se definen los siguientes:

- *Mensurando*: Magnitud particular sujeta a medición. [VIM, § 2.6], [GUM, § B.2.9]
- *Magnitud de influencia*: Magnitud que no es el mensurando, pero que tiene un efecto sobre el resultado de la medición. [VIM, § 2.7], [GUM, § B.2.10]

2.4.1.3. Resultados de la medición

Se definen los siguientes:

⁸ Como no se puede determinar un valor verdadero, en la práctica se utiliza un valor verdadero convencional

- *Resultado de una medición*: Valor atribuido a un mensurado, obtenido por medición. Adicionalmente VIM indica: (1) cuando se proporciona un resultado, debe quedar claro si se refiere a: la indicación, el resultado no corregido, el resultado corregido y si se promedian varios valores; (2) una declaración completa del resultado de una medición incluye información sobre la incertidumbre de la medición. [VIM, § 3.1], [GUM, § B.2.11]
- *Indicación de un instrumento de medida*: Valor de una magnitud provista por un instrumento de medición. Asimismo, VIM menciona: (1) el valor leído desde el valor leído desde el dispositivo de visualización puede llamarse indicación directa; se multiplica por la constante del instrumento para dar la indicación; (2) la cantidad puede ser el mensurado, una señal de medición u otra cantidad que se utilizará para calcular el valor del mensurado. [VIM, § 3.2]
- *Resultado sin corregir*: Resultado de una medición, antes de la corrección del error sistemático. [VIM, § 3.3], [GUM, § B.2.12]
- *Resultado corregido*: Resultado de una medición, después de la corrección del error sistemático. [VIM, § 3.4], [GUM, § B.2.13]
- *Corrección*: Valor sumado algebraicamente al resultado sin corregir de una medición, para compensar un error sistemático. Adicionalmente VIM indica: (1) la corrección es igual al opuesto del error sistemático estimado; (2) puesto que el error sistemático no puede conocerse perfectamente, la compensación no puede ser completa [VIM, § 3.15], [GUM, § B.2.23]⁹
- *Factor de corrección*: Factor numérico por el que se multiplica el resultado sin corregir de una medición para compensar un error sistemático. Asimismo, VIM menciona: (1) puesto que el error sistemático no puede conocerse

⁹ Si se realiza una corrección, la corrección debe incluirse en la relación funcional, y el cálculo de la incertidumbre estándar combinada debe incluir la incertidumbre estándar de la corrección aplicada.

perfectamente, la compensación no puede ser completa [VIM, § 3.16], [GUM, § B.2.24]¹⁰

- *Exactitud de medida*: Grado de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mensurando. Adicionalmente VIM indica: (1) el concepto “exactitud” es cualitativo; (2) el término “precisión” no debe utilizarse por “exactitud”. [VIM, § 3.5], [GUM, § B.2.14]¹¹
- *Repetibilidad*: Grado de concordancia entre resultados de sucesivas mediciones del mismo mensurando, realizadas bajo las mismas condiciones de medida. Asimismo, VIM menciona: (1) estas condiciones se denominan condiciones de repetibilidad; (2) las condiciones de repetibilidad comprenden: el mismo procedimiento de medida, el mismo observador, el mismo instrumento de medida, el mismo lugar, repetición durante un corto periodo de tiempo; (3) la repetibilidad puede expresarse cuantitativamente por medio de las características de dispersión de los resultados. [VIM, § 3.6], [GUM, § B.2.15]
- *Reproducibilidad*: Grado de concordancia entre los resultados de las mediciones del mismo mensurando, realizadas bajo diferentes condiciones de medida. Adicionalmente VIM indica: (1) para que una expresión de la reproducibilidad sea válida, es necesario especificar las condiciones de medida que han variado; (2) las condiciones variables pueden comprender principio de medida, método de medida, observador, instrumento de medida, patrón de referencia, lugar, condiciones de utilización, tiempo; (3) la reproducibilidad puede expresarse cuantitativamente por medio de las características de la dispersión de los resultados; (4) los resultados son habitualmente resultados corregidos. [VIM, § 3.7], [GUM, § B.2.16]

¹⁰ Si un factor de corrección es aplicado, la corrección debe incluirse en la relación funcional, y el cálculo de la incertidumbre estándar combinada debe incluir la incertidumbre estándar del factor de corrección aplicado.

¹¹ La expresión de este concepto por números debe estar asociada con la incertidumbre (estándar).

- *Desviación estándar experimental*: La magnitud que caracteriza la dispersión de los resultados para una serie de n mediciones de un mismo mensurando. [VIM, § 3.8], [GUM, § B.2.17]
- *Incertidumbre de medida*: Parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente ser atribuidos al mensurando. [VIM, § 3.9], [GUM, § 2.2.4], [GUM, § B.2.18], [GUM, Anexo D]
- *Error de medida*: resultado de una medición menos un valor verdadero del mensurando. [VIM, § 3.10], [GUM, § B.2.19]
- *Desviación*: Valor menos su valor de referencia. [VIM, § 3.11]
- *Error relativo*: Relación entre el error de medida y un valor verdadero del mensurando. [VIM, § 3.12], [GUM, § B.2.20]
- *Error aleatorio*: Resultado de una medición menos la media de un número infinito de mediciones del mismo mensurando, efectuadas bajo condiciones de repetibilidad. Asimismo, VIM menciona: (1) el error aleatorio es igual al error menos el error sistemático, como no pueden hacerse más que un número finito de mediciones, solamente es posible determinar una estimación del error aleatorio. [VIM, § 3.13], [GUM, § B.2.21]
- *Error sistemático*: Media que resultaría de un número infinito de mediciones del mismo mensurando efectuadas bajo condiciones de repetibilidad, menos un valor verdadero del mensurando. Adicionalmente VIM indica: (1) el error sistemático es igual al error menos el error aleatorio; (2) el valor verdadero, como el error sistemático y sus causas, no pueden ser conocidos completamente; (3) para un instrumento de medida, analícese la definición de “bias”¹² [VIM, § 3.14], [GUM, § B.2.22]

¹² VIM define como la diferencia entre el promedio de las indicaciones repetidas y un valor de referencia. El análisis del “bias” o “sesgo” es una medición de la “exactitud” del sistema de medición y representa el error sistemático del sistema. Es la contribución al error total debido a los efectos

2.4.1.4. Caracterización de instrumentos de medida

Se definen los siguientes:

- *Rango nominal*: Rango de indicaciones que se pueden obtener con una configuración particular de los controles de un instrumento de medición. Asimismo, VIM menciona: (1) el rango nominal normalmente se establece en términos de sus límites inferior y superior. [VIM, § 5.1]
- *Span*: Módulo de la diferencia entre los dos límites del rango nominal. Adicionalmente VIM indica: (1) en algunos campos de conocimiento, la diferencia entre el valor más grande y el más pequeño se llama rango. [VIM, § 5.2]
- *Rango de medida*: Conjunto de valores de mensurandos para los cuales el error de un instrumento de medición está dentro de los límites especificados. [VIM, § 5.4]
- *Resolución de un dispositivo visualizador*: Diferencia más pequeña entre indicaciones visualizadas, que puede distinguirse de forma significativa. Asimismo, VIM menciona: (1) para un dispositivo de visualización digital, este es el cambio en la indicación cuando el dígito menos significativo cambia en un paso. [VIM, § 5.12]
- *Drift (Deriva Instrumental)*: Variación continua o incremental de una indicación a lo largo del tiempo, debida a variaciones de las características metrológicas de un instrumento de medición. [VIM, § 5.16]
- *Exactitud de medida*: Grado de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mensurando. El concepto es cualitativo. [VIM, § 5.18], [GUM, § B.2.14]

combinados de todas las fuentes de variación, conocidas o desconocidas. Esta contribución podrá ser mínima y declarar que el sistema de medición no presenta ningún sesgo, o podrá presentar una contribución excesiva debido diversas causas entre las cuales se podría atribuir a: instrumento con necesidad de calibración, desgaste del instrumento, calibración inadecuada, instrumento de pobre calidad, error de linealidad, método de medición equivocado o error de aplicación.

- *Error de medida*: Resultado de una medición menos un valor verdadero del mensurando. Adicionalmente VIM indica: (1) considerando que un valor verdadero no puede ser determinado, en la práctica se utiliza un valor convencionalmente verdadero. [VIM, § 5.20], [GUM, § B.2.19]
- *Error en un punto de control*: Error de medición de un instrumento o sistema de medición, para un valor medido especificado. [VIM, § 5.22]
- *Error en cero*: Error en un punto de control, cuando el valor medido especificado es igual a cero. [VIM, § 5.23]

2.4.2. Términos y conceptos estadísticos

Se definen los siguientes:

- *Variable aleatoria*: Variable que puede tomar cualquiera de los valores de un conjunto determinado de valores, y a la que se asocia una distribución de probabilidad. [GUM, § C.2.2]
- *Distribución de probabilidad*: Función que da la probabilidad de que una variable aleatoria tome un valor dado cualquiera o pertenezca a un conjunto dado de valores. [GUM, § C.2.3]
- *Varianza*: medida de dispersión, igual a la suma de los cuadrados de las desviaciones de las observaciones con respecto a su valor medio, dividido por el número de observaciones menos uno. Asimismo, GUMM menciona: (1) la varianza de la muestra es un estimador insesgado de la varianza de la población. [GUM, § C.2.20]
- *Desviación estándar (típica)*: Raíz cuadrada positiva de la varianza. La desviación típica muestral es un estimador sesgado de la desviación típica poblacional. [GUM, § C.2.12], [GUM, § C.2.21], [GUM, § C.3.3]
- *Estimación*: Proceso que tiene por finalidad atribuir, a partir de observaciones en una muestra, valores numéricos a los parámetros de una distribución elegida

como modelo estadístico de la población, de la cual la muestra fue tomada. [GUM, § C.2.24]

- *Estimación*: Valor de un estimador obtenido como resultado de una estimación. [GUM, § C.2.26]¹³
- *Estimación de entrada y estimación de salida*: Se obtiene una estimación del mensurando, y , denotado por \hat{y} , a partir de la relación funcional $y = f(x_1, x_2, \dots, x_M)$ utilizando estimaciones de entrada, x_1, x_2, \dots, x_M para los valores de M cantidades $\hat{x}_1, \hat{x}_2, \dots, \hat{x}_M$. Por lo tanto, la estimación de salida, que es el resultado de la medición, viene dada por $\hat{y} = f(\hat{x}_1, \hat{x}_2, \dots, \hat{x}_M)$. [GUM, § 4.1.4]¹⁴
- *Coefficientes de sensibilidad*: Describe cómo la estimación de salida y varía con los cambios en los valores de una estimación de entrada, $x_i, i = 1, \dots, M$. [GUM, § 5.1.3], [GUM, § 5.1.4]
- *Factor de cobertura k* : Factor numérico utilizado como multiplicador de la incertidumbre típica combinada, para obtener la incertidumbre expandida. Un factor de cobertura k típico, toma valores comprendidos entre 2 y 3. [GUM, § 2.3.6], [GUM, § G.1.3]
- *Incertidumbre típica*: Incertidumbre del resultado de una medición, expresada en forma de desviación típica. [GUM, § 2.3.1]
- *Incertidumbre típica combinada*: La incertidumbre estándar del resultado de una medición, cuando ese resultado se obtiene de los valores de varias otras cantidades, se denomina *incertidumbre estándar combinada*, y se denota u_c . Es la desviación estándar estimada asociada con el resultado, y es igual a la raíz cuadrada positiva de la varianza combinada obtenida de todos los componentes de varianza y covarianza. [GUM, § 3.3.6], [GUM, § 4.1.5]

¹³ Valor estimado de una cantidad, obtenido ya sea por medición o por otros medios (como por cálculo)

¹⁴ Los símbolos desarrollados en el documento son los especificados en la sección 2.4.2.

- *Incertidumbre expandida*: Magnitud que define un intervalo en torno al resultado de una medición, y en el que se espera encontrar una fracción importante de la distribución de valores que podrían ser atribuidos razonablemente al mensurando. [GUM, § 2.3.5], [GUM, § 6.1.2]
- *Efecto sistemático*: El efecto de un efecto reconocido de una magnitud de influencia. El error sistemático, al igual que el error aleatorio, no puede eliminarse, pero frecuentemente puede ser reducido. Si se produce un error sistemático sobre un resultado de medida, debido a un efecto *identificado* de una magnitud de influencia (*efecto sistemático*), dicho efecto puede cuantificarse y, si es suficientemente significativo frente a la exactitud requerida en la medición, puede aplicarse una corrección o un factor de corrección para compensarlo. [GUM, § 3.2.3]
- *Efecto aleatorio*: El efecto de variaciones temporales y espaciales impredecibles o estocásticas de las cantidades de influencia. [GUM, § 3.2.2]
- *Evaluación de incertidumbre tipo A*: Método de evaluación de la incertidumbre mediante análisis estadístico de una serie de observaciones. [GUM, § 2.3.2]¹⁵
- *Evaluación de incertidumbre tipo B*: Método de evaluación de la incertidumbre por medios distintos al análisis estadístico de una serie de observaciones; por ejemplo, por juicio científico/ingenieril. [GUM, § 2.3.3]

2.4.3. Simbología para la expresión de la incertidumbre

En general, los siguientes símbolos se utilizan en el presente documento para expresar magnitudes e incertidumbres¹⁶:

- \hat{x}_i : valor estimado (o simplemente estimación) de una magnitud de entrada x_i
- \hat{y} : valor estimado (o simplemente estimación) de una magnitud de salida y_i

¹⁵ Tanto la metodología de análisis A y B serán desarrolladas más adelante en el análisis de los procedimientos de cálculo y evaluación.

¹⁶ ISO GUM. Guía para la expresión de la incertidumbre de medida. Organización Internacional de Normalización. 2008.

- $u(\hat{x}_i)$: incertidumbre típica de una estimación de entrada \hat{x}_i
- $u_c(\hat{y})$: incertidumbre típica combinada de una estimación de salida \hat{y}
- $U(\hat{y})$: incertidumbre expandida de una estimación de salida \hat{y}

$$U(\hat{y}) = k \cdot u_c(\hat{y})$$

Ecuación II-21: Incertidumbre expandida de una estimación de salida

- E_x : incertidumbre típica relativa de una estimación de entrada \hat{x}_i

$$E_x = \frac{u(\hat{x}_i)}{|\hat{x}_i|}$$

Ecuación II-22: Incertidumbre típica relativa de una estimación de entrada

- E_y : incertidumbre típica combinada relativa de una estimación de salida¹⁷ \hat{y}

$$E_y = \frac{u_c(\hat{y})}{|\hat{y}|}$$

Ecuación II-23: Incertidumbre típica combinada de una estimación de salida

Con contadas excepciones que se desarrollan a continuación, los símbolos utilizados para expresar incertidumbre en el presente documento son los utilizados por GUM [ISO, 1995, §4.1.5 y §6.2.1).¹⁸

Con respecto a los símbolos utilizados para una magnitud y el valor estimado de la magnitud, las "convenciones" de la GUM no se siguen exactamente en este documento, principalmente por razones prácticas¹⁹. Aquí, tanto las letras

¹⁷ Para simplificar la anotación, y dado que no debería causar confusión aquí, el mismo símbolo, E_y , se utiliza para ambos tipos de incertidumbres estándar relativas (es decir, porcentaje); es decir, incertidumbre estándar relativa e incertidumbre estándar combinada relativa. En cada caso se notará en el texto qué tipo de incertidumbre relativa que en cuestión

¹⁸ Asimismo, se puede tomar como referencia de apoyo la siguiente bibliografía al momento de definir la simbología de la expresión de la incertidumbre:

- [Taylor y Kuyatt, 1994]
- [EAL-R2, 1997]
- [EA-4/02, 1999]
- [ISO/DIS 5168, 2002]

¹⁹ Un claro ejemplo se da en la notación de la variable temperatura (T) y la variable tiempo (t).

mayúsculas como las minúsculas se usan para magnitudes de entrada, a fin de permitir el uso de terminología común y bien establecida en la tecnología y física de la medición de gas natural en general, involucrando letras mayúsculas y minúsculas como símbolos para magnitudes de entrada/salida. Para distinguir entre una magnitud y el valor estimado de la magnitud, se ha elegido la terminología definida anteriormente (con el símbolo " \hat{x} " para denotar el valor estimado de la cantidad " x ").

Con relación a las incertidumbres relativas, no se utilizó ningún símbolo específico en la GUM, aparte de una notación del tipo $\frac{u_c(\hat{y})}{|\hat{y}|}$ (para la incertidumbre típica combinada relativa de una estimación de salida, \hat{y}). Sin embargo, para el presente documento, se ha encontrado que un símbolo más simple que $\frac{u_c(\hat{y})}{|\hat{y}|}$ es útil, o incluso necesario, para evitar una complejidad innecesaria al escribir las expresiones para las incertidumbres expandidas relativas, por lo cual se adopta el símbolo E_y .

Con respecto a los símbolos para $U(\hat{y})$, la GUM ha recomendado el uso de simplemente "U". En el presente documento y debido a que recomendaciones para el uso posterior de la incertidumbre expandida en otras áreas de investigación se adopta el símbolo $U(\hat{y})$.

2.4.4. Procedimiento para la evaluación y expresión de la incertidumbre

El procedimiento utilizado, en este documento, para evaluar y expresar la incertidumbre en la medición de gas natural en Puentes de Regulación y Medición es el procedimiento recomendado por la GUM, establecido de la siguiente manera:

- a. La relación funcional matemática se expresa entre el mensurando y , y las magnitudes de entrada x_i , de las cuales y depende: $y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_M)$, donde M es el número de magnitudes de entrada (de acuerdo con GUM, Capítulo 7). La función f debe contener de manera preferible cada magnitud, incluidas todas las correcciones y factores de corrección, que pueden contribuir significativamente a la incertidumbre del resultado de la medición.

- b. \hat{x}_i , el valor estimado de la magnitud de entrada x_i , se determina, ya sea sobre la base de un análisis estadístico de una serie de observaciones, o por otros medios (de acuerdo con GUM, capítulo 7).
- c. Se evalúa la incertidumbre típica de cada estimación de entrada x_i ; ya sea como evaluación Tipo A de incertidumbre típica (para una estimación de entrada obtenida de un análisis estadístico de observaciones), o como evaluación Tipo B de incertidumbre típica (para una entrada estimada obtenida por otros medios), de acuerdo con GUM, Capítulo 7. Si la incertidumbre de la entrada estimada \hat{x}_i se da como una incertidumbre expandida, $U(\hat{x}_i)$, esta incertidumbre expandida puede convertirse en una incertidumbre típica dividiendo con el factor de cobertura k :

$$u(\hat{x}_i) = \frac{U(\hat{x}_i)}{k}$$

Ecuación II-24: Incertidumbre típica desde una incertidumbre expandida

Cuando se tiene una incertidumbre expandida como un número específico de desviaciones estándar, la incertidumbre estándar se logra dividiendo la incertidumbre expandida dada con el número específico de desviaciones estándar.

- d. Las covarianzas se evalúan en asociación con las estimaciones de entrada que están correlacionadas, de acuerdo con GUM, Capítulo 7. Para dos estimaciones de entrada \hat{x}_i y \hat{x}_j , la covarianza se da como:

$$u(\hat{x}_i, \hat{x}_j) = u(\hat{x}_i) \cdot u(\hat{x}_j) \cdot r(\hat{x}_i, \hat{x}_j) \quad (i \neq j)$$

Ecuación II-25: Evaluación de covarianza

Donde el grado de correlación se caracteriza por $r(\hat{x}_i, \hat{x}_j)$, el coeficiente de correlación entre \hat{x}_i y \hat{x}_j (donde $i \neq j$ y $|r| \leq 1$). El valor de $r(\hat{x}_i, \hat{x}_j)$ puede determinarse mediante un juicio general o basado en simulaciones o

experimentos. El valor es un número entre -1 y 1, donde $r(\hat{x}_i, \hat{x}_j) = 0$ representa magnitudes no correlacionadas, y $|r(\hat{x}_i, \hat{x}_j)| = 1$ representa magnitudes totalmente correlacionadas.

- e. El resultado de la medición debe calcularse de acuerdo con GUM, capítulo 7. Es decir, la estimación \hat{y} , del mensurando y , debe calcularse a partir de la relación funcional f , utilizando para las magnitudes de entrada las estimaciones \hat{x}_i obtenidas en el paso b.
- f. La incertidumbre típica combinada $u_c(\hat{y})$, del resultado de la medición (estimación de salida) \hat{y} , se evalúa a partir de las incertidumbres típicas y las covarianzas asociadas con las estimaciones de entrada, de acuerdo con el GUM, capítulo 7. La incertidumbre típica combinada $u_c(\hat{y})$ se da como la raíz cuadrada positiva de la varianza combinada $u_c^2(\hat{y})$:

$$u_c^2(\hat{y}) = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u^2(\hat{x}_i) + 2 \sum_{i=j}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N \frac{\partial f}{\partial x_i} \cdot \frac{\partial f}{\partial x_j} \cdot u(\hat{x}_i, \hat{x}_j)$$

Ecuación II-26: Incertidumbre típica combinada del resultado de medición

Donde N es el número de estimaciones de entrada \hat{x}_i , $i = 1, \dots, N$, y las derivadas parciales son los coeficientes de sensibilidad c_i :

$$c_i \equiv \frac{\partial f}{\partial x_i}$$

Ecuación II-27: Definición coeficiente de sensibilidad

La incertidumbre expandida U se determina multiplicando la incertidumbre típica combinada $u_c(\hat{y})$ por un factor de cobertura k , Sobre la base del nivel de

confianza requerido para el intervalo de incertidumbre, de acuerdo con la GUM, capítulo 7. Para obtener:

$$U = k \cdot u_c(\hat{y})$$

Ecuación 20: Incertidumbre expandida de una estimación de salida

En este documento, el factor de cobertura k se establece en $k = 2$ correspondiente a un nivel de confianza del 95,45%²⁰ en caso de una distribución de probabilidad normal de la estimación de salida \hat{y} .

- g. El resultado de la medición (la estimación de salida) \hat{y} , se debe informar, junto con su incertidumbre expandida U y el método por el cual se ha obtenido U , de acuerdo con el GUM, capítulo 7.

Esto incluye la documentación del valor de cada estimación de entrada \hat{x}_i , las incertidumbres individuales $u_c(\hat{x}_i)$ que contribuyen a la incertidumbre resultante y el método de evaluación utilizado para obtener las incertidumbres informadas de la salida estimada como se resume en los pasos a hasta f.

²⁰ Se toma en cuenta que un factor de cobertura de $k = 2$ produce un intervalo correspondiente a un nivel de confianza del 95.45%, mientras que el de $k = 1.96$ corresponde a un nivel de confianza del 95%. El cálculo de intervalos que tienen niveles de confianza específicos es, en el mejor de los casos, solo aproximado. GUM enfatiza justificadamente que para la mayoría de los casos no tiene sentido tratar de distinguir entre, por ejemplo, intervalos que tienen niveles de confianza de 94, 95, 96% (Anexo G de la GUM). En la práctica, por lo tanto, se recomienda utilizar $k = 2$, que se supone que produce un intervalo que tiene un nivel de confianza de aproximadamente el 95%.

CAPITULO III: ANALISIS METROLOGICO

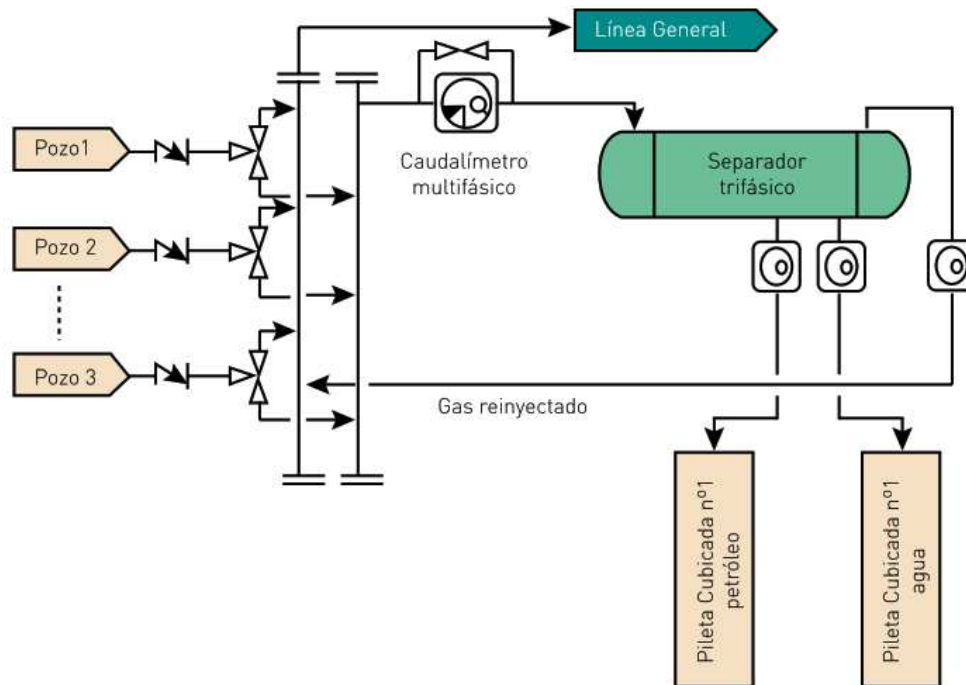
3.1. INTRODUCCIÓN

Los medidores de flujo multifásico en combinación con mediciones de referencia en separadores de prueba se utilizan cada vez más para fines de asignación fiscal. Este desarrollo se ve típicamente en campos que se desarrollan como sistemas de producción donde los flujos multifásicos sin procesar se transportan a las plataformas de proceso a través de tuberías. En el país se tienen contados pozos con la experiencia en la transferencia de custodia utilizando medidores multifásicos de un número de diferentes campos.

Cuando se usan *MFM* para propósitos de asignación, la salida de masa de hidrocarburos por los medidores se corrige usando factores de corrección (también denominados factores K) para mejorar la precisión. Los factores de corrección se calculan comparando las mediciones de *MFM* con las mediciones de referencia en un separador de prueba (TSP), generalmente durante las campañas de calibración planificadas. Los factores de corrección se calculan para la masa total de hidrocarburos o por separado para la masa de petróleo/gas. La incertidumbre en la masa de hidrocarburos corregida está influenciada por las diferencias en los sistemas de medición y la filosofía de medición. Los factores que influyen en la incertidumbre incluyen la instrumentación de medición utilizada en los *MFM* y el separador de prueba, la representatividad de las mediciones de referencia y el enfoque utilizado para calcular los factores de corrección. Aunque la instrumentación de medición monofásica y multifásica mejora y se vuelve más confiable, la medición de fallas y errores seguirá ocurriendo. Por lo tanto, es de gran importancia que las calibraciones de los medidores multifásicos sean trazables de manera que los errores sistemáticos puedan corregirse o en su defecto procurar la eliminación de los separadores de prueba otorgando una alta confiabilidad en la medición a equipos multifásico.

El sistema de medición de transferencia de custodia se encuentra en la siguiente figura:

Figura III-1: Layout del proceso de medición típico



Fuente: Romero M. Evaluación de la tecnología de medición multifásica VX SPECTRA

La medición entre más de un pozo se basa en la medición multifásica de la producción de la línea de flujo como un conjunto, con uno o más medidores multifásicos superiores instaladas aguas debajo de los colectores. En algunas otras ocasiones se instalan medidores multifásicos para cada uno de los pozos productores. Los medidores multifásicos por pozo, cuando son instalados, son parte del sistema de medición general y se utilizan como respaldo para los medidores multifásicos superiores (generales como en la Figura III-1) para la optimización de la producción. Cada medidor multifásico superior puede ser dirigido al separador de prueba para ser calibrado individualmente. Los factores de corrección se aplican a los medidores multifásicos de la parte superior después de cada calibración. Las calibraciones se realizan a intervalos regulares. El separador de prueba es un equipamiento que se actualiza con instrumentos de flujo trazables antes de la puesta en marcha de las líneas de despacho²¹. Además, se instalan densímetros en el tramo de petróleo y gas y medidores de corte de agua en el tramo de petróleo.

²¹ Romero M. Evaluación de la tecnología de medición multifásica VX SPECTRA. YPF S.A. 2013.

El objetivo del presente documento es presentar una metodología de cálculo de incertidumbre y los desafíos futuros con respecto a la comprensión y cuantificación de las incertidumbres de medición al utilizar sistemas de medición multifásicos para mediciones de transferencia de custodia con el fin de posicionarlos como reemplazo total de los separadores trifásicos para dicho fin. Esto se realizará ejemplificando cómo las diferencias en el sistema de medición (por ejemplo, instrumentos y tecnología de medición) pueden influir en la incertidumbre en la masa de hidrocarburos medida por los medidores de flujo multifásico. En particular, se abordarán los siguientes temas:

- Influencia de la incertidumbre en las composiciones de PVT sobre la incertidumbre general
- Uso de factores de corrección separados para petróleo y gas versus un único factor de corrección para la masa total de hidrocarburos
- Influencia de caudales y fracciones de fase
- La representatividad de las mediciones de calibración

La representatividad de las mediciones de calibración tiene un impacto significativo en la incertidumbre y, por lo tanto, se presta especial atención a la metodología para estimar la incertidumbre relacionada con la representatividad de las mediciones de calibración para comprender su efecto dentro del balance general de incertidumbre.

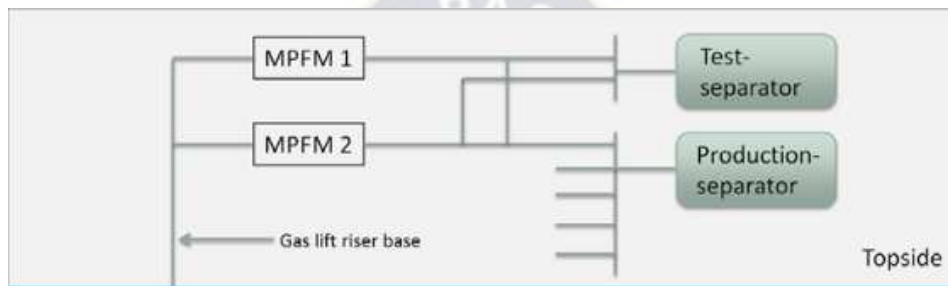
3.2. FILOSOFIA DE MEDICIÓN

En la Figura III-2 se muestra un bosquejo de un sistema de medición típico para la asignación fiscal utilizando *MFM* en combinación con mediciones de referencia en un separador de prueba. La figura muestra un caso con dos *MFM* superiores, pero el análisis se aplica al caso general con un número arbitrario de *MFM* superiores o incluso hasta submarinos. Los medidores de flujo multifásico se utilizan para fines de asignación fiscal. En una configuración típica, estos medidores se calibran periódicamente, uno a la vez, contra el separador de prueba. Durante las

operaciones ordinarias, el flujo multifásico desde los *MFM* se dirigen directamente al separador de producción, mientras que, durante la calibración, el flujo del *MFM* bajo prueba se dirige al separador de prueba, mientras que el flujo de otros *MFM* se conduce al separador de producción.

El gas proveniente de “gas lift” en los pozos se miden por los *MFM* superiores, e influirán en la incertidumbre de la masa de hidrocarburos a través de la incertidumbre combinada en la composición de hidrocarburos.

Figura III-2: Esquema de medición incluyendo “Gas Lift”



Fuente: Abro E. Recent field experiences using multiphase meters for fiscal allocation

Se pueden usar dos enfoques diferentes para la corrección de mediciones de *MFM* mediante mediciones de separador de prueba;

- Corrección basada en la masa total de hidrocarburos acumulados
- Corrección basada en la masa de petróleo y gas por separado

En el primer enfoque, se realizan campañas de calibración en las que la masa total de hidrocarburos acumulada medida por el *MFM* bajo calibración (M_{MFM}) se compara con la masa total acumulada de hidrocarburos medida por el separador de prueba (M_{TSP}). Un factor de corrección de masa de hidrocarburos para el *MFM* bajo prueba se calcula como:

$$K_C = \frac{m_{TSP}}{m_{MFM}}$$

Ecuación III-1: Corrección de calibración mediante separador de prueba

Este factor de corrección (K_C) se aplica para corregir las mediciones del *MFM* dado hasta la próxima campaña de calibración. El enfoque alternativo es utilizar factores

de corrección de petróleo y gas separados donde la masa de petróleo medida por el *MFM* se compara con la masa de petróleo medida por el separador de prueba que proporciona un factor de corrección K_{C-o} y, en consecuencia, un factor de corrección para la masa de gas K_{C-g} .

En los campos de Bolivia (particularmente en los campos Patujusal), la asignación de producción y la corrección de las mediciones de *MFM* generalmente se basan en la tasa de masa de hidrocarburos en lugar de la masa separada de petróleo y gas. La corrección basada en la tasa de masa de hidrocarburos se realiza para minimizar las incertidumbres en las asignaciones, ya que la masa de hidrocarburos es independiente de las diferentes condiciones de temperatura y presión de operación (T&P) de los medidores multifásicos superiores y el separador de prueba. Por lo tanto, no es necesario convertir los datos medidos a estándar (u otras condiciones iguales) antes de calcular el factor de corrección. Como se discutirá más adelante, la incertidumbre asociada con dicha conversión puede ser significativa.

El objetivo principal de los medidores de flujo multifásico por pozo es la optimización de la producción, pero además los medidores individuales funcionan como respaldo para el medidor global (Abro, 2009). Mientras el medidor global está en funcionamiento normal, y la masa de hidrocarburos medida se corrige contra el separador de prueba utilizando los factores de corrección, los medidores individuales se comparan continuamente con los medidores superiores. La tasa de masa total de hidrocarburos medida por los medidores superiores se compara con la suma de la tasa de masa de hidrocarburos medida por los medidores multifásicos individuales y la tasa de masa de gas lift.

Al comparar la masa continua de hidrocarburos y las tasas de agua medidas por el medidor global y medidores individuales, incluido el levantamiento de gas, se revela cualquier desviación entre las mediciones globales y las mediciones individuales. Para mapear la fuente de tales desviaciones, se pueden requerir pruebas más extensas utilizando el separador de prueba.

Los parámetros de salida principales del *MFM* son fracciones de componentes y tasas de volumen. Las masas de hidrocarburos, petróleo y gas se calculan multiplicando los volúmenes medidos con las densidades correspondientes. Por lo tanto, la composición (datos PVT) del fluido debe conocerse de tal manera que se puedan calcular las densidades en las condiciones de operación. Cualquier error/incertidumbre en la composición del fluido aplicado puede conducir a grandes errores / incertidumbres en las tasas medidas y calculadas. Por lo tanto, es de gran importancia tener datos PVT precisos y actualizados. El enfoque preferido de las operadoras es realizar todos los cálculos de PVT en una computadora de medición dedicada y actualizar los *MFM* y el equipo separador de prueba con densidades en sus condiciones de operación reales. Adicionalmente se utiliza un modelo PVT de varias etapas que describe el proceso real. Esto garantiza que se utilice el mismo modelo PVT para todos los cálculos, como medidores multifásicos independientes, medidores multifásicos globales, separador de prueba y separador de entrada.

Las densidades y los caudales de petróleo y gas se miden a la salida del separador de prueba durante las pruebas de campañas de calibración, y la composición se puede actualizar de forma iterativa comparando estos datos con los cálculos del modelo PVT. Además, se toman muestras de las fases de petróleo y gas durante las pruebas de campañas de calibración y posteriormente se analizan en un laboratorio. Adicionalmente se tiene en cuenta que el medidor multifásico también se basa en conocer algunas características de los fluidos para calcular las tasas de volumen corregidas y las fracciones de componentes. Por lo tanto, la actualización frecuente de composiciones fluidas al *MFM* aún se requiere incluso si las densidades de los componentes se calculan fuera de los medidores.

La descripción anterior resume el enfoque actual utilizado por más de una empresa operadora de campos con producción de petróleo y se basa en la experiencia práctica de un gran número de implementaciones de campo, así como en consideraciones basadas en la teoría. En los siguientes puntos, la influencia de la filosofía de medición sobre la incertidumbre en las cantidades medidas se describirá con más detalle y se presentarán la metodología de cálculo.

Por otra parte, este análisis contextual de la filosofía de medición evidencia la necesidad de mejorar el uso de medidores multifase más precisos y metrológicamente confiables con el fin de evitar el uso de separadores de prueba, a través de este documento se inicia la sustentación metrológica para esa transición al definir una metodología de medición de incertidumbre.

3.3. FILOSOFIA DE MEDICIÓN

Las estimaciones de incertidumbre realizadas en el trabajo actual siguen el método descrito en la "Guía para la expresión de incertidumbres en las mediciones" (ISO-GUM, 2008). La incertidumbre de la masa de hidrocarburos medida utilizando el enfoque descrito en el anterior punto se puede dividir en las siguientes fuentes de incertidumbre:

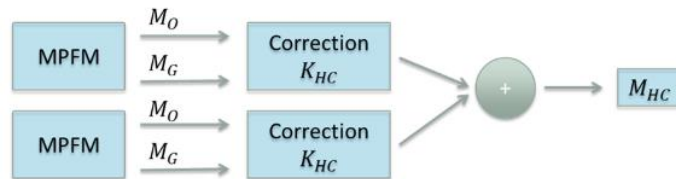
- Incertidumbre en los parámetros de salida primarios de los *MFM*, por ejemplo, tasa de volumen de gas, tasa de volumen de líquido y tasa de líquido de agua (WLR)
- Incertidumbre en los parámetros de salida del sistema de referencia (separador de prueba), por ejemplo, densidades y caudales de volumen
- Incertidumbre en la composición del fluido e incertidumbres relacionadas con los cálculos de PVT
- La representatividad de los factores de corrección, basada en, por ejemplo, cambio en los parámetros del proceso desde la última calibración.

También hay otros factores que influyen indirectamente en la incertidumbre, por ejemplo, los cambios en las tasas de flujo, el régimen de flujo y la temperatura/presión conducen a un cambio en la incertidumbre de los parámetros de salida primarios tanto en *MFM* como en el separador de prueba. La masa total de hidrocarburos se calcula típicamente usando un esquema como se describe a continuación:

- Durante las operaciones ordinarias, cada uno de los *MFM* superiores mide la masa de hidrocarburos.

- La masa de hidrocarburos corregida de cada *MFM* superior se calcula multiplicando la masa de hidrocarburos de cada *MFM* superior con factores de corrección.
- La masa total de hidrocarburos corregida se calcula sumando la masa de hidrocarburos corregida de cada *MFM*.

Figura III-3: Esquema de cálculo de la masa total de hidrocarburos



Fuente: Stock P. Allocation uncertainty: Tips, tricks and pitfalls

La masa de hidrocarburos producida en el campo puede calcularse restando el aporte de “gas lift” de la masa de hidrocarburos corregida total.

3.3.1. Modelo matemático de medición

La incertidumbre en la masa de hidrocarburos no corregida medida por un medidor multifásico depende de la tecnología de medición utilizada en el *MFM*. Por lo general, los fabricantes de este tipo de equipos establecen incertidumbres de medición para la tasa de volumen de líquido, la tasa de volumen de gas y la relación agua-líquido (*WLR*), aunque algunos fabricantes usan otros parámetros.

El modelo matemático puede comenzar con el cálculo del caudal másico total de hidrocarburos mediante:

$$\dot{m}_T = \dot{m}_o + \dot{m}_g$$

Ecuación III-2: Masa total de hidrocarburos

Donde:

- \dot{m}_T : Flujo másico total de hidrocarburos
- \dot{m}_o : Flujo másico de petróleo
- \dot{m}_g : Flujo másico de gas

Mediante la definición de densidad y para poder expresar el flujo en términos de volumen de líquido/gas y WLR como parámetros primarios, la tasa de flujo másico de hidrocarburos (\dot{m}_T) se puede calcular como:

$$\dot{m}_T = q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g$$

Ecuación III-3: Masa total de hidrocarburos en base volumétrica

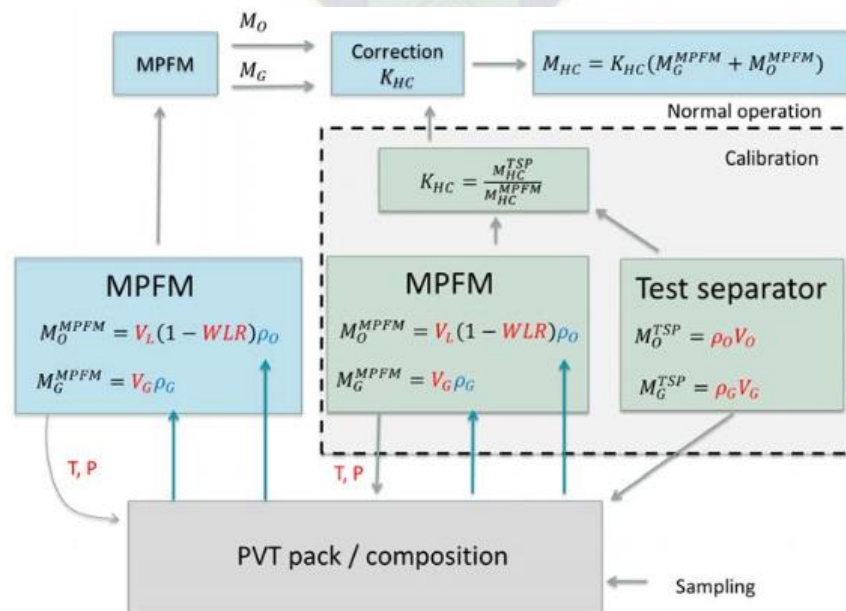
Donde:

- q_l : Caudal volumétrico total de líquidos
- WLR : Relación agua - líquido
- ρ_o : Densidad del petróleo
- q_g : Caudal de gas
- ρ_g : Densidad del gas

3.3.1.1. Factor de corrección dentro del modelo matemático

Los factores de corrección se calculan en función de las pruebas de calibración planificadas en las que las mediciones de *MFM* se comparan con las mediciones de masa de hidrocarburos correspondientes de un sistema de referencia, generalmente un separador de prueba (Figura III-4).

Figura III-4: Cálculo y aplicación de factor de corrección



Fuente: Norwegian Society of Oil and Gas Measurement, Handbook of Multiphase Flow Metering.

Para el caso de ejemplo de un factor de corrección de masa de hidrocarburos común K_C , el factor de corrección se da en la ecuación (1). La calibración generalmente toma de 12 a 24 horas, y en este período la composición PVT se actualiza iterativamente en base a las mediciones del separador de prueba. Típicamente, las densidades de petróleo/gas y/o la composición de PVT en el *MFM* también se actualizan iterativamente durante el ciclo de calibración²².

En general, el caudal másico de hidrocarburos corregido puede expresarse mediante:

$$\dot{m}_{T-C} = K_C \cdot \dot{m}_T$$

Ecuación III-4: Masa total de hidrocarburos corregida

Como se puede observar en la figura III-4, la corrección nace en el separador de prueba y además en otro medidor multifásico (que también necesita un análisis de incertidumbre) lo cual sustenta la investigación y cálculos desarrollados en este documento; pero deja abierto el proceso de correlación para la generación de un proceso de calibración en base a lo que se obtenga en este trabajo. En conjunción con la ecuación III-3 se tiene:

$$\dot{m}_T = K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]$$

Ecuación III-5: Masa total de hidrocarburos en base volumétrica corregida

3.3.1.2. Masa de hidrocarburo neta producida por el campo

En el caso del campo Patujusal, que como ejemplo cuenta con un sistema de levantamiento artificial, la masa de hidrocarburos real producida en el campo también es una cantidad de interés. Esta cantidad se calcula restando el gas introducido por el sistema “gas lift” de la masa total de hidrocarburos corregida.

$$\dot{m}_{T-C_{neta}} = \dot{m}_{T-C} - \dot{m}_{GL}$$

Ecuación III-6: Masa total producida de hidrocarburos corregida

²² Norwegian Petroleum Directorate, Regulations relating to Measurement of petroleum for fiscal purposes. 2019

Combinando con la ecuación III-5 se obtiene:

$$\dot{m}_T = K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}$$

Ecuación III-7: Masa total producida de hidrocarburos corregida volumétrica

Finalmente, según el modelo matemático definido tenemos un total de 7 variables influyentes iniciales en el cálculo del caudal másico de hidrocarburo. Debido a lo expuesto en el anterior punto, la corrección es dependiente de la incertidumbre de *MFM* por tanto este documento trabajará y sentará las bases para este instrumento y abre las puertas para que en adelante se desarrolle la metodología de incertidumbre para el coeficiente de corrección. Es así que se tiene al coeficiente de corrección K_C como una constante en el presente documento.

3.4. IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE INCERTIDUMBRE

A continuación, se detalla las fuentes de incertidumbre relacionadas a cada variable de influencia y a las características metrológicas correspondientes a los instrumentos más utilizados en el medio.

3.4.1. Instrumentos involucrados

Se tiene para el cumplimiento del cálculo mediante el modelo matemático la contribución del medidor multifásico y medidores másicos – densidad.

3.4.1.1. Medidores multifásicos (*MFM*)

El medidor de flujo multifásico se convierte en el equipo principal de medición que condensa el trabajo de los demás instrumentos y medición de todas las variables que influyen. Actualmente en el país se tienen los siguientes modelos de medidores multifásicos:

Tabla III-1: Medidores multifásicos comercialmente aplicados

Marca	Modelo	Observaciones
Schlumberger	Vx Spectra	Americana
Emerson	Roxar MPFM 2600	Americana
Pietro Fiorentini	Flowatch HS	Italiana

Fuente: Elaboración propia

Los medidores presentados en la tabla cumplen todos con API MPMS y son ampliamente utilizados en campos a nivel internacional. En la siguiente tabla se condensan las características metrológicas de cada uno:

- Para el modelo Vs Spectra

Tabla III-2: Características metrológicas Vs Spectra

Especificación	Valor	Unidades
Presión máxima de trabajo	34,5	MPa
Temperatura de diseño	-46,0 a 121,0	°C
Temperatura de componentes electrónicos	-40,0 a 85,0	°C
Relación agua – líquido (WLR)	0 a 100	%
Fracción gas volumen (GVF)	0 a 100	%
Caudal máximo de líquido	635 a 15.900	m ³ /d
Caudal máximo de gas	0,31 a 7,08	MM m ³ /d

Fuente: Elaboración propia extractada de 17-TP-304428

Tabla III-2: Características metrológicas Vs Spectra (continuación)

Especificación	Valor	Unidades
Repetibilidad	≤ 1,0	%
Resolución	≤ 0,1	%
Incertidumbre relativa medición de gas	0,8	%
Incertidumbre relativa medición de líquido	0,5	%
Incertidumbre absoluta medición WLR	0,3	%

Fuente: Elaboración propia extractada de 17-TP-304428

- Para el modelo Roxar MPFM 2600

Tabla III-3: Características metrológicas Roxar MPFM 2600

Especificación	Valor	Unidades
Presión máxima de trabajo	25,85	MPa
Temperatura de diseño	-20,0 a 130,0	°C
Relación agua – líquido (WLR)	0 a 100	%
Fracción gas volumen (GVF)	0 a 85	%

Fuente: Elaboración propia extractada de MPFM 2600 M

Tabla III-3: Características metrológicas Roxar MPFM 2600 (cont.)

Especificación	Valor	Unidades
Incertidumbre relativa medición de gas	10,0	%
Incertidumbre relativa medición de líquido	10,0	%
Incertidumbre absoluta medición WLR	5,0	%
Repetibilidad	≤ 2,0	%

Fuente: Elaboración propia extractada de MPFM 2600 M

- Para el modelo Flowatch HS

Tabla III-4: Características metrológicas Flowatch HS

Especificación	Valor	Unidades
Presión máxima de trabajo	34,50	MPa
Temperatura de diseño	Hasta 150	°C
Relación agua – líquido (WLR)	0 a 100	%
Fracción gas volumen (GVF)	0 a 97	%
Incertidumbre relativa medición de gas	3,0	%
Incertidumbre relativa medición de líquido	5,0	%
Incertidumbre absoluta medición WLR	2,0	%

Fuente: Elaboración propia extractada de MPFM 2600 M

De las tablas descritas anteriormente se puede determinar que cada equipo tiene más o menos bondades metrológicas que los otros; además que cada fabricante declara los efectos a la exactitud de sus equipos. Para el estudio del presente documento se tienen los alcances dentro la siguiente tabla:

Tabla III-5: Características metrológicas para análisis

Especificación	Tipo
Medición másica de gas	Incertidumbre absoluta
Medición másica de líquido	Incertidumbre relativa
Medición WLR	Incertidumbre absoluta
Repetibilidad	Probabilidad rectangular
Resolución	Probabilidad rectangular

Fuente: Elaboración propia

3.4.1.2. Medidores másicos - densidad

Vinculados al trabajo de los separadores de prueba para la obtención de los factores de corrección obtenidos en separadores trifásicos. Para tal efecto también se condensan las características metrológicas correspondientes.

Tabla III-6: Características metrológicas medidor coriolis

Especificación	Valor	Unidades
Precisión de caudal (líquido)	0,10 ²³	%
Repetibilidad de caudal (líquido)	0,05 ¹⁵	%
Precisión de caudal (gas)	0,25	%
Repetibilidad de caudal (gas)	0,20	%
Precisión densidad	0,5	kg/m ³
Repetibilidad densidad	0,2	kg/m ³
Estabilidad de cero	0,81	kg/m ³

Fuente: Elaboración propia extractada de PS-00448

El análisis metrológico para este instrumento está basado en el medidor de la línea Emerson modelo Elite debido a que se encuentra una mayor sensibilidad metrológica para el análisis respectivo en el presente documento.

3.4.2. Análisis de fuentes de incertidumbre de cada variable

3.4.2.1. Relacionadas a la medición del caudal de líquido multifásico

Se detallarán las influencias correspondientes para la medición del líquido sobre la siguiente función matemática de incertidumbre que le define:

$$\Delta q_l = q_{l-precisión} + \delta q_{l-resolución} + \delta q_{l-repetibilidad}$$

Ecuación III-8: Magnitudes de influencia de incertidumbre de caudal de líquido multifásico

Donde:

Δq_l : Desviación de la indicación de caudal de líquido multifásico

$q_{l-precisión}$: Magnitud de influencia de la precisión

²³ Como porcentaje del caudal trabajado

$\delta q_{l-resolución}$: Magnitud de influencia de la resolución

$\delta q_{l-repetibilidad}$: Magnitud de influencia de la repetibilidad

El modelo matemático responde a un simple modelo suma/diferencia, el cual sirve para determinar el error de medida de la indicación.

3.4.2.1.1. Coeficientes de sensibilidad

Para el cálculo de la incertidumbre de esta variable es necesario calcular los coeficientes de sensibilidad, los cuales representan el impacto en la incertidumbre de las magnitudes de entrada de la variable. Cuando las magnitudes son independientes el coeficiente de sensibilidad se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$c_j = \frac{\partial f}{\partial x_j}$$

Ecuación III-9: Definición coeficiente de sensibilidad

Por lo tanto, para el caso correspondiente debido a la independencia de las magnitudes de entrada se tiene:

- Para la precisión

$$\frac{\partial}{\partial q_{l-precisión}} \Delta q_l = \frac{\partial}{\partial q_{l-precisión}} (q_{l-precisión} + \delta q_{l-resolución} + \delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-precisión}} = \frac{\partial}{\partial q_{l-precisión}} (q_{l-precisión}) + \frac{\partial}{\partial q_{l-precisión}} (\delta q_{l-resolución}) + \frac{\partial}{\partial q_{l-precisión}} (\delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-precisión}} = \frac{\partial}{\partial q_{l-precisión}} (q_{l-precisión}) + 0 + 0$$

$$c_{q_l} = 1$$

- Para la resolución

$$\frac{\partial}{\partial q_{l-resolución}} \Delta q_l = \frac{\partial}{\partial q_{l-resolución}} (q_{l-precisión} + \delta q_{l-resolución} + \delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-resolución}} = \frac{\partial}{\partial q_{l-resolución}} (q_{l-precisión}) + \frac{\partial}{\partial q_{l-resolución}} (\delta q_{l-resolución}) + \frac{\partial}{\partial q_{l-resolución}} (\delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-resolución}} = 0 + \frac{\partial}{\partial q_{l-resolución}} (\delta q_{l-resolución}) + 0$$

$$c_{q_{l-resolución}} = 1$$

- Para la repetibilidad

$$\frac{\partial}{\partial q_{l-repetibilidad}} \Delta q_l = \frac{\partial}{\partial q_{l-repetibilidad}} (q_{l-precisión} + \delta q_{l-resolución} + \delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-repetibilidad}} = \frac{\partial}{\partial q_{l-repetibilidad}} (q_{l-precisión}) + \frac{\partial}{\partial q_{l-repetibilidad}} (\delta q_{l-resolución}) + \frac{\partial}{\partial q_{l-repetibilidad}} (\delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-repetibilidad}} = 0 + 0 + \frac{\partial}{\partial q_{l-repetibilidad}} (\delta q_{l-repetibilidad})$$

$$c_{q_{l-repetibilidad}} = 1$$

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-7: Coeficientes de sensibilidad para caudal de líquido multifásico

Nº	Magnitud	Coficiente de Sensibilidad
1	Precisión para caudal de líquido multifásico	1
2	Resolución para caudal de líquido multifásico	1
3	Repetibilidad para caudal de líquido multifásico	1

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.1.2. Incertidumbre del caudal de líquido multifásico

La incertidumbre corresponderá al ajuste de suma de cuadrados de las magnitudes de influencia y sus respectivos coeficientes de sensibilidad para la obtención de la incertidumbre combinada.

$$u_i = \sqrt{\sum_{j=1}^N (u_j \cdot c_j)^2}$$

Ecuación III-10: Incertidumbre combinada de variables de influencia

Donde:

- u_i : Incertidumbre combinada
- u_j : Incertidumbre parcial de una magnitud j
- c_j : Coeficiente de sensibilidad de una magnitud j
- N : Número de magnitudes del modelo matemático

A continuación, se detallan las influencias definidas.

3.4.2.1.2.1. Incertidumbre de precisión de caudal de líquido multifásico

La incertidumbre de la precisión está directamente ligada a la calibración de los sensores del instrumento; incluye histéresis, reproducibilidad, deriva de cero y la incertidumbre de referencia de calibración. Adicionalmente estará en función de los procesos de calibración en sitio en base al separador de prueba; los mismos que estarán por debajo de lo definido por el fabricante; razón por la cual el valor de referencia (Data Sheet) es aceptable para el análisis. Para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{q_{l-precisión}} = \frac{U_{q_{l-precisión}}}{2}$$

Ecuación III-11: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de líquido multifásico

Donde:

$u_{q_l\text{-precisión}}$: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de líquido multifásico

$U_{q_l\text{-precisión}}$: Incertidumbre expandida de la precisión de caudal de líquido multifásico²⁴

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : 2
- Incertidumbre estándar : $u_{q_l\text{-precisión}} = \frac{U_{q_l\text{-precisión}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.1.2.2. Incertidumbre de resolución del caudal de líquido multifásico

La incertidumbre de indicación está directamente ligada a la resolución del indicador. Para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{q_l\text{-resolución}} = \frac{r}{\sqrt{3}}$$

Ecuación III-12: Incertidumbre estándar de la resolución de caudal de líquido multifásico

Donde:

$u_{q_l\text{-resolución}}$: Incertidumbre estándar de la resolución de caudal de líquido multifásico

r : Resolución declarada de caudal de líquido multifásico¹⁶

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u_{q_l\text{-resolución}} = \frac{r}{\sqrt{3}}$

²⁴ El valor es igual al declarado por el fabricante, se encuentra en la tabla III-4.

- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.1.2.3. Incertidumbre de repetibilidad del caudal de líquido multifásico

Referida a la influencia de la repetibilidad del equipo bajo análisis a medir un mismo valor en diferentes tiempos y circunstancias, se definirá como:

$$u_{q_l\text{-repetibilidad}} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}$$

Ecuación III-13: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de líquido multifásico

Donde:

$u_{q_l\text{-repetibilidad}}$: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de líquido multifásico

b : Repetibilidad declarada de caudal de líquido multifásico ¹⁶

Contempla las siguientes características:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u_{q_l\text{-repetibilidad}} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.1.3. Balance de incertidumbre del caudal de líquido multifásico

En base a la ecuación III-10 y la tabla III-7 se tiene:

$$u_{q_l} = \sqrt{\left(u_{q_l\text{-precisión}} \cdot c_{q_l\text{-precisión}}\right)^2 + \left(u_{q_l\text{-resolución}} \cdot c_{q_l\text{-resolución}}\right)^2 + \left(u_{q_l\text{-repetibilidad}} \cdot c_{q_l\text{-repetibilidad}}\right)^2}$$

$$u_{q_l} = \sqrt{\left(u_{q_l\text{-precisión}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{q_l\text{-resolución}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{q_l\text{-repetibilidad}} \cdot 1\right)^2}$$

Introduciendo las ecuaciones III-11, III-12 y III-13:

$$u_{q_l} = \sqrt{\left(\frac{U_{q_l\text{-precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2\right)^2}$$

Ecuación III-14: Incertidumbre combinada para caudal de líquido multifásico

3.4.2.2. Relacionadas a la medición del caudal de gas multifásico

Se detallarán las influencias correspondientes para la medición del gas sobre la siguiente función matemática de incertidumbre que le define:

$$\Delta q_g = q_{g\text{-precisión}} + \delta q_{g\text{-resolución}} + \delta q_{g\text{-repetibilidad}}$$

Ecuación III-15: Magnitudes de influencia de incertidumbre de caudal de gas multifásico

Donde:

Δq_g : Desviación de la indicación de caudal de gas multifásico

$q_{g\text{-precisión}}$: Magnitud de influencia de la precisión

$\delta q_{g\text{-resolución}}$: Magnitud de influencia de la resolución

$\delta q_{g\text{-repetibilidad}}$: Magnitud de influencia de la repetibilidad

El modelo matemático responde a un simple modelo suma/diferencia, el cual sirve para determinar el error de medida de la indicación.

3.4.2.2.1. Coeficientes de sensibilidad

Al igual que en el anterior caso y en base a la ecuación III-15 se tiene:

- Para la precisión

$$\frac{\partial}{\partial q_{g\text{-precisión}}} \Delta q_g = \frac{\partial}{\partial q_{g\text{-precisión}}} (q_{g\text{-precisión}} + \delta q_{g\text{-resolución}} + \delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_{g\text{-precisión}}} = \frac{\partial}{\partial q_{g\text{-precisión}}} (q_{g\text{-precisión}}) + \frac{\partial}{\partial q_{g\text{-precisión}}} (\delta q_{g\text{-resolución}}) + \frac{\partial}{\partial q_{g\text{-precisión}}} (\delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_{g\text{-precisión}}} = \frac{\partial}{\partial q_{g\text{-precisión}}} (q_{g\text{-precisión}}) + 0 + 0$$

$$c_{q_g\text{-precisión}} = 1$$

- Para la resolución

$$\frac{\partial}{\partial q_g\text{-resolución}} \Delta q_l = \frac{\partial}{\partial q_g\text{-resolución}} (q_{g\text{-precisión}} + \delta q_{g\text{-resolución}} + \delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_g\text{-resolución}} = \frac{\partial}{\partial q_g\text{-resolución}} (q_{g\text{-precisión}}) + \frac{\partial}{\partial q_g\text{-resolución}} (\delta q_{g\text{-resolución}}) + \frac{\partial}{\partial q_g\text{-resolución}} (\delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_g\text{-resolución}} = 0 + \frac{\partial}{\partial q_g\text{-resolución}} (\delta q_{g\text{-resolución}}) + 0$$

$$c_{q_g\text{-resolución}} = 1$$

- Para la repetibilidad

$$\frac{\partial}{\partial q_g\text{-repetibilidad}} \Delta q_g = \frac{\partial}{\partial q_g\text{-repetibilidad}} (q_{g\text{-precisión}} + \delta q_{g\text{-resolución}} + \delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_g\text{-repetibilidad}} = \frac{\partial}{\partial q_g\text{-repetibilidad}} (q_{g\text{-precisión}}) + \frac{\partial}{\partial q_g\text{-repetibilidad}} (\delta q_{g\text{-resolución}}) + \frac{\partial}{\partial q_g\text{-repetibilidad}} (\delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_g\text{-repetibilidad}} = 0 + 0 + \frac{\partial}{\partial q_g\text{-repetibilidad}} (\delta q_{g\text{-repetibilidad}})$$

$$c_{q_g\text{-repetibilidad}} = 1$$

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-8: Coeficientes de sensibilidad para caudal de gas multifásico

N°	Magnitud	Coeficiente de Sensibilidad
1	Precisión para caudal de gas multifásico	1
2	Resolución para caudal de gas multifásico	1
3	Repetibilidad para caudal de gas multifásico	1

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.2.2. Incertidumbre del caudal de gas multifásico

En función a lo definido por la ecuación III-15.

3.4.2.2.2.1. Incertidumbre de precisión del caudal de gas multifásico

Al igual que en el anterior caso, para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{q_{g-precisión}} = \frac{U_{q_{g-precisión}}}{2}$$

Ecuación III-16: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de gas multifásico

Donde:

$u_{q_{g-precisión}}$: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de gas multifásico

$U_{q_{g-precisión}}$: Incertidumbre expandida de la precisión de caudal de gas multifásico²⁵

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : 2
- Incertidumbre estándar : $u_{q_{g-precisión}} = \frac{U_{q_{g-precisión}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

²⁵ El valor es igual al declarado por el fabricante, se encuentra en la tabla III-4.

3.4.2.2.2. Incertidumbre de resolución del caudal de gas multifásico

La incertidumbre de indicación está directamente ligada a la resolución del indicador. Para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{q_{g-resolución}} = \frac{r}{\sqrt{3}}$$

Ecuación III-17: Incertidumbre estándar de la resolución de caudal de gas multifásico

Donde:

$u_{q_{g-resolución}}$: Incertidumbre estándar de la resolución de caudal de gas multifásico

r : Resolución declarada de caudal de gas multifásico ¹⁷

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u_{q_{g-resolución}} = \frac{r}{\sqrt{3}}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.2.2.3. Incertidumbre de repetibilidad del caudal de gas multifásico

Referida a la influencia de la repetibilidad del equipo bajo análisis a medir un mismo valor en diferentes tiempos y circunstancias, se definirá como:

$$u(b) = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}$$

Ecuación III-18: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de gas multifásico

Donde:

$u_{q_{g-resolución}}$: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de gas multifásico

b : Repetibilidad declarada de caudal de gas multifásico ¹⁶

Contempla las siguientes características:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u(b') = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b'}{2}\right)^2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.2.3. Balance de incertidumbre del caudal de gas multifásico

En base a la ecuación III-10 y la tabla III-8 se tiene:

$$u_{qg} = \sqrt{\left(u_{qg\text{-precisión}} \cdot c_{qg\text{-precisión}}\right)^2 + \left(u_{qg\text{-resolución}} \cdot c_{qg\text{-resolución}}\right)^2 + \left(u_{qg\text{-repetibilidad}} \cdot c_{qg\text{-repetibilidad}}\right)^2}$$

$$u_{qg} = \sqrt{\left(u_{qg\text{-precisión}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{qg\text{-resolución}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{qg\text{-repetibilidad}} \cdot 1\right)^2}$$

Introduciendo las ecuaciones III-16, III-17 y III-18:

$$u_{qg} = \sqrt{\left(\frac{U_{qg\text{-precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)\right)^2}$$

Ecuación III-19: Incertidumbre combinada para caudal de gas multifásico

3.4.2.3. Relacionadas a la medición de WLR

Se detallarán las influencias correspondientes para la medición de la relación agua - líquido sobre la siguiente función matemática de incertidumbre:

$$\Delta WLR = WLR_{\text{precisión}} + \delta WLR_{\text{resolución}} + \delta WLR_{\text{repetibilidad}}$$

Ecuación III-20: Magnitudes de influencia de incertidumbre de WLR

Donde:

ΔWLR : Desviación de la indicación de caudal de gas multifásico

$WLR_{\text{precisión}}$: Magnitud de influencia de la precisión

$\delta WLR_{\text{resolución}}$: Magnitud de influencia de la resolución

$\delta WLR_{\text{repetibilidad}}$: Magnitud de influencia de la repetibilidad

El modelo matemático responde a un simple modelo suma/diferencia, el cual sirve para determinar el error de medida de la indicación.

3.4.2.3.1. Coeficientes de sensibilidad

Al igual que en el anterior caso y en base a la ecuación III-20 se tiene:

- Para la precisión

$$\frac{\partial}{\partial WLR_{precisión}} \Delta WLR = \frac{\partial}{\partial WLR_{precisión}} (WLR_{precisión} + \delta WLR_{resolución} + \delta WLR_{repetibilidad})$$

$$c_{WLR_{precisión}} = \frac{\partial}{\partial WLR_{precisión}} (WLR_{precisión}) + \frac{\partial}{\partial WLR_{precisión}} (\delta WLR_{resolución})$$

$$+ \frac{\partial}{\partial WLR_{precisión}} (\delta WLR_{repetibilidad})$$

$$c_{WLR_{precisión}} = \frac{\partial}{\partial WLR_{precisión}} (WLR_{precisión}) + 0 + 0$$

$$c_{WLR_{precisión}} = 1$$

- Para la resolución

$$\frac{\partial}{\partial \delta WLR_{resolución}} \Delta WLR = \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{resolución}} (WLR_{precisión} + \delta WLR_{resolución} + \delta WLR_{repetibilidad})$$

$$c_{\delta WLR_{resolución}} = \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{resolución}} (WLR_{precisión}) + \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{resolución}} (\delta WLR_{resolución})$$

$$+ \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{resolución}} (\delta WLR_{repetibilidad})$$

$$c_{\delta WLR_{resolución}} = 0 + \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{resolución}} (\delta WLR_{resolución}) + 0$$

$$c_{\delta WLR_{resolución}} = 1$$

- Para la repetibilidad

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{repetibilidad}} \Delta WLR &= \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{repetibilidad}} (WLR_{precisión} + \delta WLR_{resolución} + \delta WLR_{repetibilidad}) \\ c_{\delta WLR_{repetibilidad}} &= \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{repetibilidad}} (WLR_{precisión}) + \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{repetibilidad}} (\delta WLR_{resolución}) \\ &+ \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{repetibilidad}} (\delta WLR_{repetibilidad}) \\ c_{\delta WLR_{repetibilidad}} &= 0 + 0 + \frac{\partial}{\partial \delta WLR_{repetibilidad}} (\delta WLR_{repetibilidad}) \\ c_{\delta WLR_{repetibilidad}} &= 1 \end{aligned}$$

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-9: Coeficientes de sensibilidad para WLR

Nº	Magnitud	Coefficiente de Sensibilidad
1	Precisión para WLR	1
2	Resolución para WLR	1
3	Repetibilidad para WLR	1

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.3.2. Incertidumbre de WLR

En función a lo definido por la ecuación III-20.

3.4.2.3.2.1. Incertidumbre de precisión de WLR

Al igual que en los anteriores casos, la incertidumbre de la precisión está directamente ligada a la calibración de los sensores del instrumento; incluye histéresis, reproducibilidad, deriva de cero y la incertidumbre de referencia de calibración²⁶. Adicionalmente estará en función de los procesos de calibración en sitio en base al separador de prueba; los mismos que estarán por debajo de lo

²⁶ ISO GUM. Guía para la expresión de la incertidumbre de medida. Organización Internacional de Normalización. 2008.

definido por el fabricante; razón por la cual el valor de referencia (Data Sheet) es aceptable para el análisis. Para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{WLR_{precisión}} = \frac{U_{WLR_{precisión}}}{2}$$

Ecuación III-21: Incertidumbre estándar de la precisión de WLR

Donde:

$u_{WLR_{precisión}}$: Incertidumbre estándar de la precisión de WLR

$U_{WLR_{precisión}}$: Incertidumbre expandida de la precisión de WLR

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : 2
- Incertidumbre estándar : $u_{qI-precisión} = \frac{U_{WLR_{precisión}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.3.2.2. Incertidumbre de resolución de WLR

La incertidumbre de indicación está directamente ligada a la resolución del indicador. Para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{WLR_{resolución}} = \frac{r}{\sqrt{3}}$$

Ecuación III-22: Incertidumbre estándar de la resolución de WLR

Donde:

$u_{qI-resolución}$: Incertidumbre estándar de la resolución de WLR

r : Resolución declarada de WLR

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u = \frac{r}{\sqrt{3}}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.3.2.3. Incertidumbre de repetibilidad de WLR

Referida a la influencia de la repetibilidad del equipo bajo análisis a medir un mismo valor en diferentes tiempos y circunstancias, se definirá como:

$$u_{WLR_{repetibilidad}} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}$$

Ecuación III-23: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de WLR

Donde:

- $u_{q_{l-resolución}}$: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de WLR
- b : Repetibilidad declarada de WLR

Contempla las siguientes características:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u(b') = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b'}{2}\right)^2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.3.3. Balance de incertidumbre de WLR

En base a la ecuación III-10 y la tabla III-9 se tiene:

$$u_{WLR} = \sqrt{\left(u_{WLR_{precisión}} \cdot C_{WLR_{precisión}}\right)^2 + \left(u_{WLR_{resolución}} \cdot C_{\delta WLR_{resolución}}\right)^2 + \left(u_{WLR_{repetibilidad}} \cdot C_{\delta WLR_{repetibilidad}}\right)^2}$$

$$u_{WLR} = \sqrt{\left(u_{WLR_{precisión}}\right)^2 + \left(u_{WLR_{resolución}}\right)^2 + \left(u_{WLR_{repetibilidad}}\right)^2}$$

Introduciendo las ecuaciones III-21, III-22 y III-23:

$$u_{WLR} = \sqrt{\left(\frac{U_{WLR_{precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)\right)^2}$$

Ecuación III-24: Incertidumbre combinada para WLR

3.4.2.4. Relacionadas a la medición del caudal de gas monofásico

Se detallarán las influencias correspondientes para la medición del gas monofásico sobre la siguiente función matemática de incertidumbre que le define:

$$\Delta \dot{m}_{GL} = \dot{m}_{GL_{precisión}} + \delta \dot{m}_{GL_{repetibilidad}}$$

Ecuación III-25: Magnitudes de influencia de incertidumbre de caudal de gas monofásico

Donde:

$\Delta \dot{m}_{GL}$: Desviación de la indicación de caudal de gas monofásico

$\dot{m}_{GL_{precisión}}$: Magnitud de influencia de la precisión

$\delta \dot{m}_{GL_{repetibilidad}}$: Magnitud de influencia de la repetibilidad

El modelo matemático responde a un simple modelo suma/diferencia, el cual sirve para determinar el error de medida de la indicación.

3.4.2.4.1. Coeficientes de sensibilidad

En base a la ecuación III-25 se tiene:

- Para la precisión

$$\frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL_{precisión}}} \Delta q_{gm} = \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL_{precisión}}} (\dot{m}_{GL_{precisión}} + \delta \dot{m}_{GL_{repetibilidad}})$$

$$c_{\dot{m}_{GL_{precisión}}} = \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL_{precisión}}} (\dot{m}_{GL_{precisión}}) + \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL_{precisión}}} (\delta \dot{m}_{GL_{repetibilidad}})$$

$$c_{\dot{m}_{GL_{precisión}}} = \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL_{precisión}}} (\dot{m}_{GL_{precisión}}) + 0$$

$$c_{\dot{m}_{GL_{precisión}}} = 1$$

- Para la repetibilidad

$$\frac{\partial}{\partial \delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} \Delta q_{gm} = \frac{\partial}{\partial \delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} (\dot{m}_{GL\text{precisión}} + \delta q_{gm\text{-repetibilidad}})$$

$$C_{\delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} = \frac{\partial}{\partial \delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} (\dot{m}_{GL\text{precisión}}) + \frac{\partial}{\partial \delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} (\delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}})$$

$$C_{\delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} = 0 + \frac{\partial}{\partial \delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} (\delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}})$$

$$C_{\delta \dot{m}_{GL\text{repetibilidad}}} = 1$$

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-10: Coeficientes de sensibilidad para caudal de gas monofásico

Nº	Magnitud	Coficiente de Sensibilidad
1	Precisión para caudal de gas monofásico	1
2	Repetibilidad para caudal de gas monofásico	1

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.4.2. Incertidumbre del caudal de gas monofásico

En función a lo definido por la ecuación III-25.

3.4.2.4.2.1. Incertidumbre de precisión del caudal de gas monofásico

Al igual que en el anterior caso, para el presente documento se define de la siguiente manera:

$$u_{\dot{m}_{GL\text{precisión}}} = \frac{U_{\dot{m}_{GL\text{precisión}}}}{2}$$

Ecuación III-26: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de gas monofásico

Donde:

$u_{q_{gm\text{-precisión}}}$: Incertidumbre estándar de la precisión de caudal de gas monofásico

$U_{q_{gm-precisión}}$: Incertidumbre expandida de la precisión de caudal de gas monofásico ²⁷

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : 2
- Incertidumbre estándar : $u_{\dot{m}_{GLprecisión}} = \frac{U_{\dot{m}_{GLprecisión}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.4.2.2. Incertidumbre de repetibilidad del caudal de gas monofásico

Referida a la influencia de la repetibilidad del equipo bajo análisis a medir un mismo valor en diferentes tiempos y circunstancias, se definirá como:

$$u_{\dot{m}_{GLprecisión}} = \frac{U_{\dot{m}_{GLrepetibilidad}}}{2}$$

Ecuación III-27: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de gas monofásico

Donde:

$u_{q_{gm-repetibilidad}}$: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de caudal de gas multifásico

$U_{q_{gm-repetibilidad}}$: Repetibilidad declarada de caudal de gas monofásico

Contempla las siguientes características:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u_{q_{gm-repetibilidad}} = \frac{U_{q_{gm-repetibilidad}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

²⁷ El valor es igual al declarado por el fabricante, se encuentra en la tabla III-4.

3.4.2.4.3. Balance de incertidumbre del caudal de gas multifásico

En base a la ecuación III-10 y la tabla III-10 se tiene:

$$u_{\dot{m}_{GL}} = \sqrt{\left(u_{\dot{m}_{GLprecisión}} \cdot c_{\dot{m}_{GLprecisión}}\right)^2 + \left(u_{\dot{m}_{GLrepetibilidad}} \cdot c_{\dot{m}_{GLrepetibilidad}}\right)^2}$$
$$u_{q_{gm}} = \sqrt{\left(u_{\dot{m}_{GLprecisión}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{\dot{m}_{GLrepetibilidad}} \cdot 1\right)^2}$$

Introduciendo las ecuaciones III-26 y III-27:

$$u_{q_{gm}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\dot{m}_{GLprecisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{U_{\dot{m}_{GLrepetibilidad}}}{2}\right)^2}$$

Ecuación III-28: Incertidumbre combinada para caudal de gas monofásico

3.4.2.5. Relacionadas a la medición de densidad

Para la densidad se tiene la siguiente función matemática de incertidumbre:

$$\Delta\rho = \rho_{precisión} + \delta\rho_{estabilidad} + \delta\rho_{repetibilidad}$$

Ecuación III-29: Magnitudes de influencia de incertidumbre de densidad

Donde:

$\Delta\rho$: Desviación de la indicación de densidad

$\rho_{precisión}$: Magnitud de influencia de la precisión

$\delta\rho_{estabilidad}$: Magnitud de influencia de la estabilidad

$\delta\rho_{repetibilidad}$: Magnitud de influencia de la repetibilidad

El modelo matemático responde a un simple modelo suma/diferencia, el cual sirve para determinar el error de medida de la indicación.

3.4.2.5.1. Coeficientes de sensibilidad

Al igual que en el anterior caso y en base a la ecuación III-29 se tiene:

- Para la precisión

$$\frac{\partial}{\partial \rho_{precisión}} \Delta\rho = \frac{\partial}{\partial \rho_{precisión}} \left(\rho_{precisión} + \delta\rho_{estabilidad} + \delta\rho_{repetibilidad} \right)$$

$$c_{\rho_{\text{precisión}}} = \frac{\partial}{\partial \rho_{\text{precisión}}} (\rho_{\text{precisión}}) + \frac{\partial}{\partial \rho_{\text{precisión}}} (\delta \rho_{\text{estabilidad}}) \\ + \frac{\partial}{\partial \rho_{\text{precisión}}} (\delta \rho_{\text{repetibilidad}})$$

$$c_{\rho_{\text{precisión}}} = \frac{\partial}{\partial \rho_{\text{precisión}}} (\rho_{\text{precisión}}) + 0 + 0$$

$$c_{\rho_{\text{precisión}}} = 1$$

- Para la estabilidad

$$\frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{estabilidad}}} \Delta \rho = \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{estabilidad}}} (\rho_{\text{precisión}} + \delta \rho_{\text{estabilidad}} + \delta \rho_{\text{repetibilidad}})$$

$$c_{\delta \rho_{\text{estabilidad}}} = \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{estabilidad}}} (\rho_{\text{precisión}}) + \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{estabilidad}}} (\delta \rho_{\text{estabilidad}}) \\ + \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{estabilidad}}} (\delta \rho_{\text{repetibilidad}})$$

$$c_{\delta \rho_{\text{estabilidad}}} = 0 + \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{estabilidad}}} (\delta \rho_{\text{estabilidad}}) + 0$$

$$c_{\delta \rho_{\text{estabilidad}}} = 1$$

- Para la repetibilidad

$$\frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{repetibilidad}}} \Delta \rho = \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{repetibilidad}}} (\rho_{\text{precisión}} + \delta \rho_{\text{estabilidad}} + \delta \rho_{\text{repetibilidad}})$$

$$c_{\delta \rho_{\text{repetibilidad}}} = \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{repetibilidad}}} (\rho_{\text{precisión}}) + \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{repetibilidad}}} (\delta \rho_{\text{estabilidad}}) \\ + \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{repetibilidad}}} (\delta \rho_{\text{repetibilidad}})$$

$$c_{\delta \rho_{\text{repetibilidad}}} = 0 + 0 + \frac{\partial}{\partial \delta \rho_{\text{repetibilidad}}} (\delta \rho_{\text{repetibilidad}})$$

$$c_{\delta \rho_{\text{repetibilidad}}} = 1$$

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-11: Coeficientes de sensibilidad para densidad

Nº	Magnitud	Coeficiente de Sensibilidad
1	Precisión para densidad	1
2	Estabilidad para densidad	1
3	Repetibilidad para densidad	1

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.5.2. Incertidumbre de densidad

En función a lo definido por la ecuación III-29.

3.4.2.5.2.1. Incertidumbre de precisión de densidad

Al igual que en los anteriores casos se define de la siguiente manera:

$$u_{\rho_{\text{precisión}}} = \frac{U_{\rho_{\text{precisión}}}}{2}$$

Ecuación III-30: Incertidumbre estándar de la precisión de densidad

Donde:

$u_{\rho_{\text{precisión}}}$: Incertidumbre estándar de la precisión de densidad

$U_{\rho_{\text{precisión}}}$: Incertidumbre expandida de la precisión de densidad

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : 2
- Incertidumbre estándar : $u_{\rho_{\text{precisión}}} = \frac{U_{\rho_{\text{precisión}}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.5.2.2. Incertidumbre de estabilidad de densidad

La estabilidad del instrumento representa una deriva (compensación creciente / decreciente) en las lecturas con el tiempo. Esta contribución es cero en el momento de la calibración y se especifica como valor máximo en un momento dado.

La estabilidad se da en la hoja de datos del fabricante como un porcentaje del URL durante un determinado tiempo de años. En algunos casos ese porcentaje es dependiente a cambios de temperatura y presión de línea. Sin embargo, esta incertidumbre se vuelve artificialmente baja cuando se consideran los intervalos de calibración normales en las estaciones de medición fiscal (anuales)²⁸.

La dependencia con el tiempo de la incertidumbre de la estabilidad, no es necesariamente lineal; sin embargo, como una aproximación bastante acertada, se asume una dependencia lineal del tiempo. Por otra parte, el nivel de confianza no se especifica, pero la literatura alinea el valor de confianza a una distribución normal del 95% (k = 2). En consecuencia, la determinación de la incertidumbre para la estabilidad estará dada por:

$$u_{\rho_{estabilidad}} = \frac{U_{\rho_{estabilidad}}}{2}$$

Ecuación III-31: Incertidumbre estándar de la estabilidad de densidad

Donde:

$u_{\rho_{estabilidad}}$: Incertidumbre estándar de la estabilidad de densidad

$U_{\rho_{estabilidad}}$: Estabilidad declarada por el fabricante

Por tanto, se tiene:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Normal
- Divisor : 2
- Incertidumbre estándar : $u_{\rho_{estabilidad}} = \frac{U_{\rho_{estabilidad}}}{2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

²⁸ Según bibliografía y normativa europea, los tiempos de calibración en estaciones de medición fiscal se regulan a intervalos de 2 a 3 meses.

3.4.2.5.2.3. Incertidumbre de repetibilidad de densidad

Referida a la influencia de la repetibilidad del equipo bajo análisis a medir un mismo valor en diferentes tiempos y circunstancias, se definirá como:

$$u_{\rho_{\text{repetibilidad}}} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b''}{2}\right)^2}$$

Ecuación III-32: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de densidad

Donde:

$u_{\rho_{\text{repetibilidad}}}$: Incertidumbre estándar de la repetibilidad de WLR

b'' : Repetibilidad declarada de densidad

Contempla las siguientes características:

- Mejor valor estimado : 0
- Distribución de probabilidad : Rectangular
- Divisor : $\sqrt{3}$
- Incertidumbre estándar : $u_{\rho_{\text{repetibilidad}}} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b''}{2}\right)^2}$
- Coeficiente de sensibilidad : 1

3.4.2.5.3. Balance de incertidumbre de densidad

En base a la ecuación III-10 y la tabla III-11 se tiene:

$$u_{WLR} = \sqrt{\left(u_{\rho_{\text{precisión}}} \cdot c_{\rho_{\text{precisión}}}\right)^2 + \left(u_{\rho_{\text{estabilidad}}} \cdot c_{\delta\rho_{\text{estabilidad}}}\right)^2 + \left(u_{\rho_{\text{repetibilidad}}} \cdot c_{\delta\rho_{\text{repetibilidad}}}\right)^2}$$
$$u_{WLR} = \sqrt{\left(u_{\rho_{\text{precisión}}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{\rho_{\text{estabilidad}}} \cdot 1\right)^2 + \left(u_{\rho_{\text{repetibilidad}}} \cdot 1\right)^2}$$

Introduciendo las ecuaciones III-30, III-31 y III-32:

$$u_{\rho} = \sqrt{\left(\frac{U_{\rho_{\text{precisión}}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{U_{\rho_{\text{estabilidad}}}}{2}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b''}{2}\right)^2}\right)^2}$$

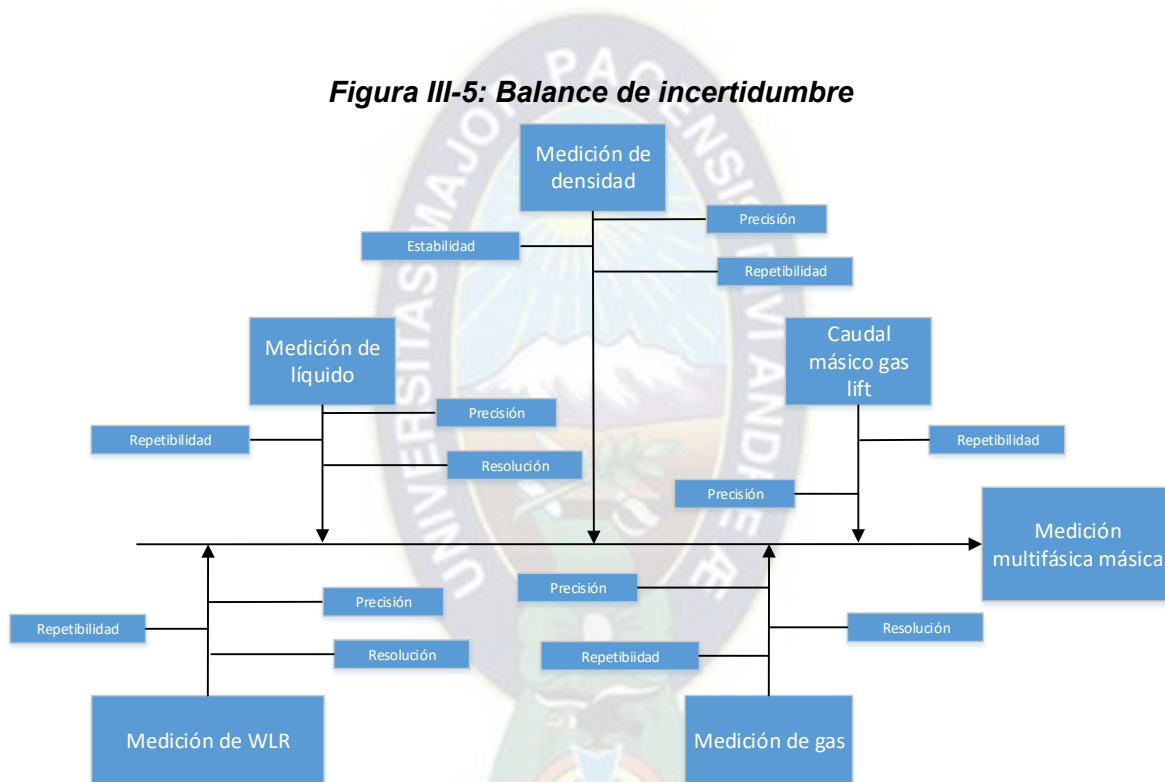
Ecuación III-33: Incertidumbre combinada para densidad

3.5. BALANCE GENERAL DE INCERTIDUMBRE

En la presente subsección, las incertidumbres combinadas de caudal, densidad y WLR son evaluadas.

3.5.1. Diagrama causa – efecto

El diagrama causa efecto general para el modelo matemático se presenta en la siguiente figura:



Fuente: Elaboración propia

3.5.2. Incertidumbre combinada

Al definir el modelo matemático en la ecuación III-7, corresponde definir los coeficientes de sensibilidad para la evaluación del mismo.

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

- Para el caudal de líquido se tiene:

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial q_l} = \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{q_l} = \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{q_l} = \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{q_l} = \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + 0 - 0$$

$$c_{q_l} = \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot q_l \cdot \rho_o\} - \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot q_l \cdot WLR \cdot \rho_o\}$$

$$c_{q_l} = \frac{\partial}{\partial q_l} \cdot \{K_C \cdot q_l \cdot \rho_o\} - 0$$

$$c_{q_l} = K_C \cdot \rho_o$$

- Para el caudal de gas se tiene:

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial q_g} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{q_g} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{q_g} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{q_g} = 0 + \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - 0$$

$$c_{q_g} = K_C \cdot \rho_g$$

- Para WLR se tiene:

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial WLR} = \frac{\partial}{\partial WLR} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{WLR} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial WLR} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{WLR} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial WLR} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{WLR} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + 0 - 0$$

$$c_{WLR} = \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot \rho_o]\} - \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot WLR \cdot \rho_o]\}$$

$$c_{WLR} = 0 - \frac{\partial}{\partial q_g} \cdot \{K_C \cdot q_l \cdot WLR \cdot \rho_o\}$$

$$c_{WLR} = -K_C \cdot q_l \cdot \rho_o$$

- Para densidad de líquido se tiene:

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial \rho_o} = \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\rho_o} = \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\rho_o} = \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\rho_o} = \frac{\partial}{\partial \rho_o} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + 0 - 0$$

$$c_{\rho_o} = K_C \cdot q_l \cdot (1 - WLR)$$

- Para la densidad de gas se tiene:

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial \rho_g} = \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\rho_g} = \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\rho_g} = \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o]\} + \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\rho_g} = 0 + \frac{\partial}{\partial \rho_g} \cdot \{K_C \cdot [q_g \cdot \rho_g]\} - 0$$

$$c_{\rho_g} = K_C \cdot q_g$$

- Para el caudal másico de gas lift se tiene:

$$\frac{\partial \dot{m}_T}{\partial \dot{m}_{GL}} = \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL}} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g] - \dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\dot{m}_{GL}} = \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL}} \cdot \{K_C \cdot [q_l \cdot (1 - WLR) \cdot \rho_o + q_g \cdot \rho_g]\} - \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL}} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\dot{m}_{GL}} = 0 - \frac{\partial}{\partial \dot{m}_{GL}} \cdot \{\dot{m}_{GL}\}$$

$$c_{\dot{m}_{GL}} = -1$$

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-12: Coeficientes de sensibilidad para caudal másico total

N°	Magnitud	Coefficiente de Sensibilidad
1	Caudal de líquido	$K_C \cdot \rho_o$
2	Caudal de gas	$K_C \cdot \rho_g$
3	WLR	$-K_C \cdot q_l \cdot \rho_o$
4	Densidad de líquido	$K_C \cdot q_l \cdot (1 - WLR)$
5	Densidad de gas	$K_C \cdot q_g$
6	Caudal másico de gas lift	-1

Fuente: Elaboración propia

3.5.3. Balance de incertidumbre

El balance de incertidumbre para medición, objeto del presente documento, está igualmente definido como para la incertidumbre combinada de sus componentes. Las variables de influencia y sus respectivos coeficientes de sensibilidad se condensan en la siguiente tabla para su respectiva aplicación al campo escogido para este trabajo y para cualquier otro.

Tabla III-13: Incertidumbre combinada de masa total

Fuente	Incertidumbre estándar	Coefficiente de sensibilidad	Varianza
Caudal de líquido ²⁹	u_{q_l}	$K_C \cdot \rho_o$	$(K_C \cdot \rho_o \cdot u_{q_l})^2$
Caudal de gas ³⁰	u_{q_g}	$K_C \cdot \rho_g$	$(K_C \cdot \rho_g \cdot u_{q_g})^2$
WLR ³¹	u_{WLR}	$-K_C \cdot q_l \cdot \rho_o$	$(-K_C \cdot q_l \cdot \rho_o \cdot u_{WLR})^2$
Densidad de líquido ³²	u_{ρ_o}	$K_C \cdot q_l \cdot (1 - WLR)$	$(K_C \cdot q_l \cdot (1 - WLR) \cdot u_{\rho_o})^2$
Densidad de gas ²³	u_{ρ_g}	$K_C \cdot q_g$	$(K_C \cdot q_g \cdot u_{\rho_g})^2$
Caudal másico gas lift ³³	$u_{\dot{m}_{GL}}$	-1	$(-1 \cdot u_{\dot{m}_{GL}})^2$
Sumatoria de varianzas			$\sum (u_{\dot{m}_T})^2$
Incertidumbre combinada			$u_{\dot{m}_T}$
Incertidumbre expandida (95% de nivel de confianza)			$U_{\dot{m}_T}$
Caudal másico total			\dot{m}_T
Incertidumbre expandida relativa			$U_{\dot{m}_T} / \dot{m}_T$

Fuente: Elaboración propia

3.5.4. Aplicación para el campo

La metodología desarrollada en este documento puede ser aplicada a cualquier campo, en este caso se utiliza de ejemplo el campo Patujusal con las siguientes características:

²⁹ Ecuación III-14 Incertidumbre combinada para caudal de líquido multifásico

³⁰ Ecuación III-19 Incertidumbre combinada para caudal de gas multifásico

³¹ Ecuación III-24 Incertidumbre combinada para WLR

³² Ecuación III-33 Incertidumbre combinada para densidad (la misma expresión aplica para gas y líquido)

³³ Ecuación III-28 Incertidumbre combinada para caudal de gas monofásico

Tabla III-14: Características de flujo campo Patujusal

Item	Valor	Unidad
Caudal de líquido	0,33	m ³ /h
Caudal de gas	35,40	m ³ /h
Densidad de líquido	853,30	kg/ m ³
Densidad de gas	0,75	kg/ m ³
WLR	1,60%	%
Caudal másico gas lift	5,75	kg/h
Factor K_C	1,05	-

Fuente: ypfb-andina.gob.bo

3.5.4.1. Determinación de masa total de hidrocarburo

Según la ecuación III-7 se tiene:

$$\dot{m}_T = 1,05 \cdot \left[0,33 \frac{m^3}{h} \cdot (1 - 0,016) \cdot 853,30 \frac{kg}{m^3} + 35,40 \frac{m^3}{h} \cdot 0,75 \frac{kg}{m^3} \right] - 5,75 \frac{kg}{h}$$

$$\dot{m}_T = 313,06 \frac{kg}{h}$$

Tabla III-15: Masa total producida campo Patujusal

Item	Valor	Unidad
Masa total hidrocarburos	313,06	kg/h

Fuente: Elaboración propia

3.5.4.2. Determinación de coeficientes de sensibilidad

Según los parámetros definidos en el punto anterior se calcula para cada caso los coeficientes de sensibilidad.

- Para el caudal de líquido se tiene:

$$c_{q_l} = K_C \cdot \rho_o$$

Tabla III-16: Coeficiente de sensibilidad para caudal de líquido

Item	Valor	Unidad
Densidad de líquido	853,30	kg/ m ³
Factor K_C	1,05	-
c_{q_l}	895,97	kg/ m ³

Fuente: Elaboración propia

- Para el caudal de gas se tiene:

$$c_{q_g} = K_C \cdot \rho_g$$

Tabla III-17: Coeficiente de sensibilidad para caudal de gas

Item	Valor	Unidad
Densidad de gas	0,75	kg/ m ³
Factor K_C	1,05	-
c_{q_g}	0,79	kg/ m ³

Fuente: Elaboración propia

- Para WLR se tiene:

$$c_{WLR} = -K_C \cdot q_l \cdot \rho_o$$

Tabla III-18: Coeficiente de sensibilidad para WLR

Item	Valor	Unidad
Caudal de líquido	0,33	m ³ /h
Densidad de líquido	853,30	kg/ m ³
Factor K_C	1,05	-
c_{WLR}	-295,67	kg/h

Fuente: Elaboración propia

- Para densidad de líquido se tiene:

$$c_{\rho_o} = K_C \cdot q_l \cdot (1 - WLR)$$

Tabla III-19: Coeficiente de sensibilidad para densidad de líquido

Item	Valor	Unidad
Caudal de líquido	0,33	m ³ /h
WLR	1,60%	%
Factor K_C	1,05	-
c_{ρ_o}	0,34	m ³ /h

Fuente: Elaboración propia

- Para la densidad de gas se tiene:

$$c_{\rho_g} = K_C \cdot q_g$$

Tabla III-20: Coeficiente de sensibilidad para densidad de gas

Item	Valor	Unidad
Caudal de gas	35,40	m ³ /h
Factor K_C	1,05	-
c_{ρ_g}	37,17	m ³ /h

Fuente: Elaboración propia

- Para el caudal másico de gas lift se tiene:

$$c_{\dot{m}_{GL}} = -1$$

Tabla III-21: Coeficiente de sensibilidad para caudal másico de gas lift

Item	Valor	Unidad
$c_{\dot{m}_{GL}}$	-1	-

Fuente: Elaboración propia

Los coeficientes se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-22: Coeficientes de sensibilidad aplicados

N°	Magnitud	Coeficiente de Sensibilidad
1	Caudal de líquido	895,97 kg/m ³
2	Caudal de gas	0,79 kg/m ³
3	WLR	-295,67 kg/h
4	Densidad de líquido	0,34 m ³ /h
5	Densidad de gas	37,17 m ³ /h
6	Caudal másico de gas lift	-1

Fuente: Elaboración propia

3.5.4.3. Determinación de magnitudes de influencia aplicados

Según los parámetros definidos en el punto anterior se calcula para cada caso los coeficientes de sensibilidad.

- Para el caudal de líquido se tiene la ecuación III-14:

$$u_{q_l} = \sqrt{\left(\frac{U_{q_l\text{-precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}\right)^2}$$

Tabla III-23: Incertidumbre combinada para caudal de líquido

Item	Valor	Unidad
Incertidumbre expandida caudal de líquido ³⁴	0,00165 ³⁵	m ³ /h
Resolución ²⁵	0,00033 ³⁶	m ³ /h
Repetibilidad ²⁵	0,00330 ³⁷	m ³ /h
u_{q_l}	0,00127	m ³ /h

Fuente: Elaboración propia

³⁴ Dato tabla III-2: Características metrológicas Vs Spectra

³⁵ $U_{q_l\text{-precisión}} = 0,5\% \cdot 0,33 \frac{m^3}{h} = 0,00165 \frac{m^3}{h}$

³⁶ $r = 0,1\% \cdot 0,33 \frac{m^3}{h} = 0,00033 \frac{m^3}{h}$

³⁷ $b = 1,0\% \cdot 0,33 \frac{m^3}{h} = 0,00330 \frac{m^3}{h}$

- Para el caudal de gas se tiene la ecuación III-19:

$$u_{q_g} = \sqrt{\left(\frac{U_{q_g\text{-precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}\right)^2}$$

Tabla III-24: Incertidumbre combinada para caudal de gas

Item	Valor	Unidad
Incertidumbre expandida caudal de líquido ²⁵	0,28320 ³⁸	m ³ /h
Resolución ²⁵	0,03540 ³⁹	m ³ /h
Repetibilidad ²⁵	0,35400 ⁴⁰	m ³ /h
u_{q_g}	0,17582	m ³ /h

Fuente: Elaboración propia

- Para WLR se tiene la ecuación III-24:

$$u_{WLR} = \sqrt{\left(\frac{U_{WLR\text{precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{r}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b}{2}\right)^2}\right)^2}$$

Tabla III-25: Incertidumbre combinada para WLR

Item	Valor	Unidad
Incertidumbre expandida WLR ⁴¹	0,3	%
Resolución ²⁵	0,0016 ⁴²	%
Repetibilidad ²⁵	0,0160 ⁴³	%
u_{WLR}	0,15007	%

Fuente: Elaboración propia

³⁸ $U_{q_g\text{-precisión}} = 0,8\% \cdot 35,40 \frac{m^3}{h} = 0,28320 \frac{m^3}{h}$

³⁹ $r = 0,1\% \cdot 35,40 \frac{m^3}{h} = 0,03540 \frac{m^3}{h}$

⁴⁰ $b = 1,0\% \cdot 35,40 \frac{m^3}{h} = 0,35400 \frac{m^3}{h}$

⁴¹ Dato tabla III-2: Características metrológicas Vs Spectra

⁴² $r = 0,1\% \cdot 1,60\% = 0,0016\%$

⁴³ $b = 1,0\% \cdot 1,60\% = 0,0160\%$

- Para densidad de líquido se tiene la ecuación III-3:

$$u_{\rho_o} = \sqrt{\left(\frac{U_{\rho_{precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{U_{\rho_{estabilidad}}}{2}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b''}{2}\right)^2}\right)^2}$$

Tabla III-26: Incertidumbre combinada para densidad de líquido

Item	Valor	Unidad
Incertidumbre de precisión ⁴⁴	0,5	kg/m ³
Incertidumbre de estabilidad ³⁵	0,81	kg/m ³
Incertidumbre de repetibilidad ³⁵	0,2	kg/m ³
u_{ρ_o}	0,47943	kg/m ³

Fuente: Elaboración propia

- Para la densidad de gas se tiene la ecuación III-33:

$$u_{\rho_g} = \sqrt{\left(\frac{U_{\rho_{precisión}}}{2}\right)^2 + \left(\frac{U_{\rho_{estabilidad}}}{2}\right)^2 + \left(\sqrt{\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{b''}{2}\right)^2}\right)^2}$$

Tabla III-27: Incertidumbre combinada para densidad de gas

Item	Valor	Unidad
Incertidumbre de precisión ⁴⁵	0,5	kg/m ³
Incertidumbre de estabilidad ³⁶	0,81	kg/m ³
Incertidumbre de repetibilidad ³⁶	0,2	kg/m ³
u_{ρ_g}	0,47943	kg/m ³

Fuente: Elaboración propia

- Para el caudal másico de gas lift se tiene la ecuación III-28:

⁴⁴ Dato tabla III-6: Características metrológicas medidor coriolis

⁴⁵ Dato tabla III-6: Características metrológicas medidor coriolis

$$u_{\dot{m}_{GL}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\dot{m}_{GL}precisión}}{2}\right)^2 + \left(\frac{U_{\dot{m}_{GL}repetibilidad}}{2}\right)^2}$$

Tabla III-28: Incertidumbre combinada para caudal másico de gas lift

Item	Valor	Unidad
Incertidumbre de precisión ³⁶	0,01438 ⁴⁶	kg/h
Incertidumbre de repetibilidad ³⁶	0,01150 ⁴⁷	kg/h
$u_{\dot{m}_{GL}}$	0,00921	kg/h

Fuente: Elaboración propia

Las incertidumbres se condensan en la siguiente tabla:

Tabla III-29: Incertidumbre combinada para variables de influencia

Nº	Magnitud	Incertidumbre combinada
1	Caudal de líquido	0,00127 m ³ /h
2	Caudal de gas	0,17582 m ³ /h
3	WLR	0,15007 %
4	Densidad de líquido	0,47943 kg/m ³
5	Densidad de gas	0,47943 kg/m ³
6	Caudal másico de gas lift	0,00921 kg/h

Fuente: Elaboración propia

3.5.4.4. Incertidumbre expandida para masa total de hidrocarburos

Se aplica la tabla III-13 en conjunto a las tablas III-15, III-22 y III-29:

$$^{46} U_{\dot{m}_{GL}precisión} = 0,25\% \cdot 5,75 \frac{kg}{h} = 0,01438 \frac{m^3}{h}$$

$$^{47} U_{\dot{m}_{GL}repetibilidad} = 0,20\% \cdot 5,75 \frac{kg}{h} = 0,01150 \frac{m^3}{h}$$

Tabla III-30: Incertidumbre combinada de masa total aplicada

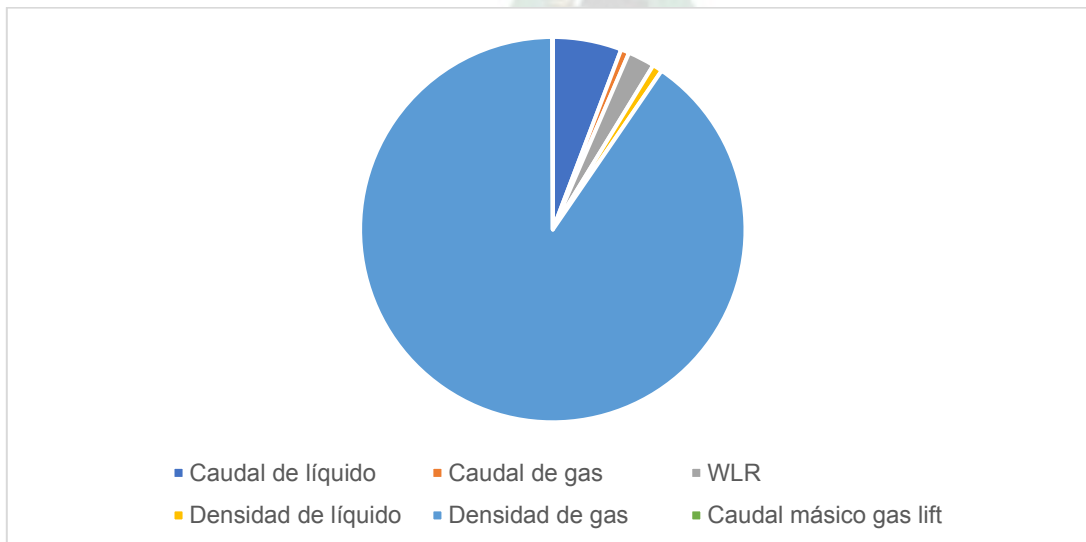
Fuente	Incertidumbre estándar	Coefficiente de sensibilidad	Varianza
Caudal de líquido	0,00127 m ³ /h	895,97 kg/m ³	$\left(0,00127 \frac{m^3}{h} \cdot 895,97 \frac{kg}{m^3}\right)^2 = 1,29478 \frac{kg^2}{h^2}$
Caudal de gas	0,17582 m ³ /h	0,79 kg/m ³	$\left(0,17582 \frac{m^3}{h} \cdot 0,79 \frac{kg}{m^3}\right)^2 = 0,01929 \frac{kg^2}{h^2}$
WLR	0,15007 %	-295,67 kg/h	$\left(0,15007\% \cdot \left(-295,67 \frac{kg}{h}\right)\right)^2 = 0,19688 \frac{kg^2}{h^2}$
Densidad de líquido	0,47943 kg/m ³	0,34 m ³ /h	$\left(0,47943 \frac{kg}{m^3} \cdot 0,34 \frac{m^3}{h}\right)^2 = 0,02657 \frac{kg^2}{h^2}$
Densidad de gas	0,47943 kg/m ³	37,17 m ³ /h	$\left(0,47943 \frac{kg}{m^3} \cdot 37,17 \frac{m^3}{h}\right)^2 = 317,05471 \frac{kg^2}{h^2}$
Caudal másico gas lift	0,00921 kg/h	-1	$\left(0,00921 \frac{kg}{h} \cdot (-1)\right)^2 = 0,00008 \frac{kg^2}{h^2}$
Sumatoria de varianzas			318,59232 kg ² /h ²
Incertidumbre combinada			17,85 kg/h
Incertidumbre expandida (95% de nivel de confianza)			35,70 kg/h
Caudal másico total			313,06 kg/h
Incertidumbre expandida relativa			11,40 %

Fuente: Elaboración propia

La incertidumbre expandida relativa se expresa con un nivel de confianza del 95% con un factor de cobertura de 2.

La contribución de cada variable se evalúa a través de la siguiente gráfica:

Figura III-6: Efecto variables de influencia en la incertidumbre expandida



Fuente: Elaboración propia

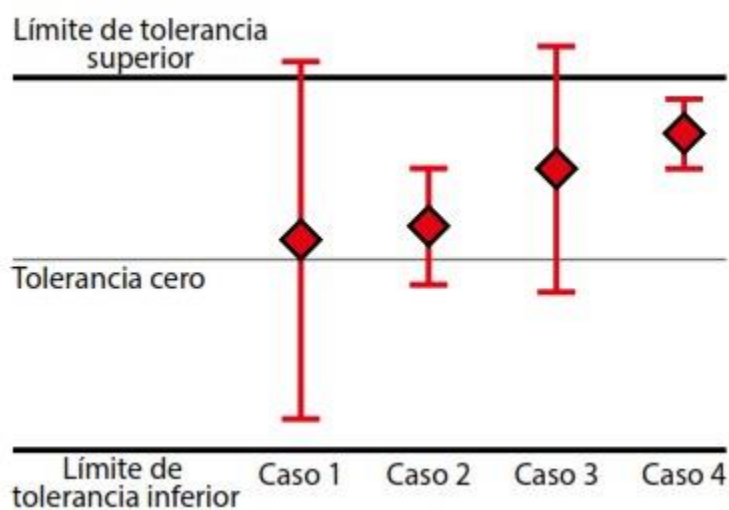
CAPITULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1. INTRODUCCIÓN

En los capítulos anteriores se desarrollaron las líneas metodológicas para el cálculo de la incertidumbre y además se realizó el cálculo para el pozo en estudio. La inclusión de un valor de incertidumbre además de mejorar la calidad de la medición, su fidelidad y la imagen que otorga para organismos fiscales y reguladores; incrementa la exactitud de un sistema al eliminar un error de carácter sistemático (ausencia de una gestión de medición, trazabilidad de las mediciones, inclusión de parámetros establecidos, etc.).

Lo descrito en el anterior párrafo puede ser ilustrado mediante la siguiente figura:

Figura IV-1: Relación de la incertidumbre con la exactitud



Fuente: Incertidumbre de la calibración para no matemáticos. Beamex

De la figura IV-1 se puede deducir que el conocer la incertidumbre elimina una gran fuente de error. Asimismo, esa reducción puede convertirse en una ganancia económica desde el punto de vista del mantenimiento metrológico. Ese análisis se presentará en los siguientes acápitales.

4.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO METROLÓGICO

Al conocer que la mayoría de los pozos, y en particular el pozo en estudio dentro de este documento, cuentan con un equipo de medición multifásica inherentemente se sabe que el mismo requiere mantenimiento. Más allá del mantenimiento preventivo/predictivo de todo equipo dentro de la industria, mucho más dentro la industria petrolera, la metrología exige un mantenimiento de los sistemas de calibración. Este mantenimiento esta netamente enfocado en el aseguramiento metrológico de las características que garantizan una determinada exactitud dentro el equipo; repetibilidad, linealidad, histéresis, etc.

Los costos relacionados al mantenimiento son:

Tabla IV-1: Costos de mantenimiento anual

Item	Unidad	Cantidad	Precio [USD]	Costo [USD]
Servicio de mantenimiento metrológico ⁴⁸	Glb	1	20.302,6	10.302,6
Costos debido al paro de un día de producción de petróleo	Bbl	50,00 ⁴⁹	27,11	1.355,5
Costos debido al paro de un día de producción de gas natural	MPC ⁵⁰	30,00	1,70	51,00
Total				20.331,41

Fuente: Elaboración propia

4.3. INGRESO POR MANTENIMIENTO METROLOGICO

La reducción, ahorro o ingreso debido al mantenimiento metrológico incide en el monto relacionado a la producción de hidrocarburos. La determinación de la incertidumbre reduce la inexactitud del sistema y por tanto entrega un valor más próximo al real. El valor que se utiliza es equivalente al de la incertidumbre relativa expandida calculada en el capítulo anterior.

⁴⁸ Aponte M., Vargas J. Evaluación técnico financiera del uso de un sistema de medición multifásico en la adquisición de datos de caudales en tiempo real para la prueba de pozos en el campo Platanillo. 2019.

⁴⁹ Correspondiente al dato presentado en la tabla I-1.

⁵⁰ Millar de pies cúbicos día

Para el cálculo correspondiente se necesita determinar el ingreso anual correspondiente a la producción de hidrocarburos en el campo en estudio. Dicho cálculo se presenta en la siguiente tabla.

Tabla IV-2: Ingreso anual producción en boca de pozo

Item	Unidad	Cantidad	Precio [USD]	Costo [USD]
Producción de 50 BPD de petróleo	días	365	27,11	494.757,5
Producción de 30 MPCD de gas natural	días	365	1,70	18.615,00
Ingreso Total				513.372,50

Fuente: Elaboración propia

El valor ahorrado será calculado mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Ingresos de incertidumbre} = U_{\text{relativa}} \cdot \text{Ingreso total}$$

Ecuación IV-1: Monto ahorrado gracias a la determinación de incertidumbre de medición

Realizando el cálculo correspondiente se tiene:

Tabla IV-3: Ingreso anual producción en boca de pozo

Item	Valor	Unidad
Ingreso total por producción de hidrocarburos	513.372,50	USD
Incertidumbre relativa expandida del sistema de medición	11.40	%
Monto ahorrado gracias a la determinación de incertidumbre	58.524,47	USD

Fuente: Elaboración propia

4.4. ANALISIS ECONOMICO

Si se calcula la relación entre los costos relacionados al mantenimiento anual del sistema de medición se tiene:

$$\text{Relación Costo – Incertidumbre} = \frac{\text{Costos mantenimiento metrologico}}{\text{Ahorro por incertidumbre}}$$

Ecuación IV-2: Relación costo – incertidumbre de medición

Realizando el cálculo correspondiente se tiene:

Tabla IV-4: Relación costo - incertidumbre

Ítem	Valor	Unidad
Costos mantenimiento metrológico	20.331,50	USD
Ahorro por incertidumbre	58.524,47	USD
Relación costo - incertidumbre	34,74	%

Fuente: Elaboración propia

Se evidencia que los costos de mantenimiento metrológico representan un 34,74% del monto ahorrado por la estimación de incertidumbre del sistema de medición. Esta virtud es un valor optimo en el entendido que en la mayor parte de los sistemas de medición la incertidumbre inherente justifica el total de costos de inversión y mantenimiento de un sistema metrológico.



CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

El estudio y la cuantificación de la incertidumbre en la transferencia de custodia de petróleo y gas natural representan el eje principal de este trabajo. Para llevar a cabo estos estudios se seleccionaron metodologías aplicadas usualmente en la determinación de características metrológicas y la base instrumental de las estaciones de medición multifásica delineadas por la normativa internacional. En este marco se evidencio una falta de lineamientos tanto técnicos como normativos a nivel nacional que impulsan el estudio al nivel definido en el alcance del trabajo. A continuación, se detallan las conclusiones que se obtienen a partir de los objetivos enunciados en el Capítulo I:

- En este trabajo se realizó un estudio a fondo sobre la metodología expuesta por la Guía GUM sobre los tipos de procedimientos para la estimación de incertidumbre en otras en diferentes circunstancias. A partir de dicho estudio se encontró que las mediciones pueden ser evaluadas a partir de un análisis estadístico tipo A y un análisis documental tipo B. En el desarrollo del proyecto se aplicó fundamentalmente el análisis tipo B, pero se pudo constatar que la obtención del factor de calibración K_C del separador de prueba necesariamente requerirá un trabajo estadístico para el cálculo de variables como histéresis y repetibilidad que desbordan en un análisis tipo A de incertidumbre fuera de los alcances de este documento.
- Por otra parte, se realizó un análisis de la instrumentación y composición de los sistemas de medición multifase. A través de un estudio mediante un diagrama de instrumentación y proceso se condenso los tres instrumentos principales para el estudio metrológico y se expusieron sus características principales.
- El análisis de la incertidumbre de medición del volumen se realizó a través de la definición del modelo matemático el cual proporciona los datos que pueden utilizarse como contribución para tomar decisiones de análisis, el estudio de la

relación funcional del proceso permite conocer la contribución de cada variable inherente a la incertidumbre del sistema. Se realizó un análisis de las principales características metrológicas de los instrumentos de medición multifase comúnmente instalados. En función a esas características metrológicas se propuso y definió el cálculo de las incertidumbres de cada variable de influencia

- Una vez definida la metodología de cálculo de incertidumbre y tras definir un contexto de operación, se aplicó la metodología a los datos de producción del campo Patujusal de flujo en los cuales se pudo evidenciar lo siguiente:
 - La incertidumbre relativa tiene valores muy cercanos a lo internacionalmente normado. Si bien se tienen diferencias metrológicas en cuanto a bondades de cada uno de ellos entre los tres equipos, también algunas características metrológicas no son definidas en algunos equipos mientras que en otros sí; esto repercute en la evaluación de la incertidumbre.
 - Al revisar normativa internacional se tiene un parámetro de incertidumbre relativa máxima de entre 10% y 20% para estaciones de medición multifase. Los valores calculados se encuentran entre ese parámetro; lo cual evidencia que existe una buena definición instrumental de la medición multifásica, pero puede ser mejorada.
- El documento pudo confirmar la hipótesis de que se requiere del rol que cumple el separador trifásico de prueba debido que hasta la fecha la incertidumbre de un modelo de medición multifásica no alcance los límites establecidos para la transferencia de custodia sin depender del separador de prueba (0.25 % para líquidos y 1% para gas).

En las decisiones técnicas y financieras la incertidumbre de la medición genera valores intangibles relacionados con la imagen de las empresas involucradas (Operadora y Estado). El cálculo de la incertidumbre se traduce en el aumento de la confiabilidad de la medición para los involucrados, lo que permite, en caso de ser

necesario, la trazabilidad de auditorías y arbitrajes. La medición se vuelve más transparente y clara, mostrando el cumplimiento de los requisitos contractuales y legales. Adicionalmente, el análisis guiado de la incertidumbre sobre el ajuste y la facturación del flujo de petróleo y gas puede proporcionar datos para las decisiones de gestión, operación y mantenimiento, mejorando la eficiencia del proceso.

5.2. RECOMENDACIONES

Para fines de análisis, se presentan las recomendaciones relacionadas a los resultados del trabajo, mismas que pueden utilizarse en decisiones de gestión de medición.

- El documento sienta las bases para el desarrollo de la incertidumbre del factor de calibración el cual tiene como base la incertidumbre de equipos de medición multifase, desarrollada en este documento, y la incertidumbre de medición en separadores trifásicos de prueba.
- Los instrumentos de precisión generalmente tienen un costo más alto porque utilizan tecnologías y sistemas diferenciadores. La adquisición de instrumentos más precisos y más caros debe preceder a un análisis más detallado sobre el impacto que las variables pueden tener sobre la incertidumbre, por ejemplo, una simulación de la incertidumbre utilizando un instrumento de presión con mayor precisión y una disminución de la incertidumbre utilizando un instrumento con menor precisión. La diferencia en la transferencia de custodia entre la aplicación de ambos instrumentos debe compararse con la diferencia de costo de la inversión en equipos, con el objetivo de obtener la mejor recuperación.

BIBLOGRAFIA

- 1 ABB ATPA Oil and Gas. Oil and Gas Production Handbook. 13° Edición, USA. 2006.
- 2 Abro E. Recent field experiences using multiphase meters for fiscal allocation. North Sea Flow Measurement Workshop. 2015
- 3 API MPMS. Flow Measurement Using Electronic Metering Systems. Instituto Americano del Petróleo. 2013
- 4 API MPMS 20.3. Measurement of Multiphase Flow Manual of Petroleum Measurement Standards. Instituto Americano del Petróleo. 2013
- 5 Atkinson. R. Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos. 2002
- 6 British Petroleum. Statistical Review of World Energy. 68° Edición. 2019
- 7 Delvaux, E.; Germond; N. "Combination of Dual-energy Gamma Ray/Venturi Multiphase Flowmeter and Phase Splitter for Application in Very High Gas Volume Fraction Environment". SPE 88745 presented at the 2004 11th Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, 2004
- 8 Domínguez G. La medición de Hidrocarburos en México. Foro lineamientos VHSA Enero. 2012
- 9 Falcone, G.; Hewitt; C. "Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments". SPE 71474, New Orleans, 2001.
- 10 Fuentes O, Emerson F. Incertidumbre en la medición aplicada a fluidos. Corporación CDT de gas. 2008
- 11 Gas Processors Suppliers Association. Engineering Data Book; Tulsa; 2004.

- 12 Guillen E. Importancia de la Metrologia como Ciencia de la Medición en la Ingeniería y Ramas Afines. INACAL. 2016
- 13 Gonzales R. Compendio de Nociones Elementales de Medición Multifásica. México. 2012.
- 14 ISO GUM. Guía para la expresión de la incertidumbre de medida. Organización Internacional de Normalización. 2008.
- 15 Matuzenets F. Uncertainty in Flow Gas Measurement Systems with Ultrasonic Meters. North Sea Flow. 2015.
- 16 Mohammed N. Evaluation of Phase Watcher Multiphase Flow Meter. 2018
- 17 Mokhatab, S. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing; Elsevier; Burlington; 2006.
- 18 Mukandrai S. Fundamental Principles of Rotary Displacement Meters. Dresser Roots Meters & Instruments. 2003.
- 19 Norwegian Society for Oil and Gas Measurement. Handbook of Multiphase Flow Metering. Tekna. 2005.
- 20 Norwegian Petroleum Directorate, Regulations relating to Measurement of petroleum for fiscal purposes. 2019
- 21 Pietro Fiorentini. Medidores Multifásicos y Medidores de Gas Húmedo. 2015
- 22 Romero M. Evaluación de la tecnología de medición multifásica VX SPECTRA. YPF S.A. 2013.
- 23 Stock P. Allocation uncertainty: Tips, tricks and pitfalls. North Sea Flow Measurement Workshop. 2014
- 24 Theuveny, B. "Multiphase flowmeters in well testing applications". SPE 71475. New Orleans. 2001.

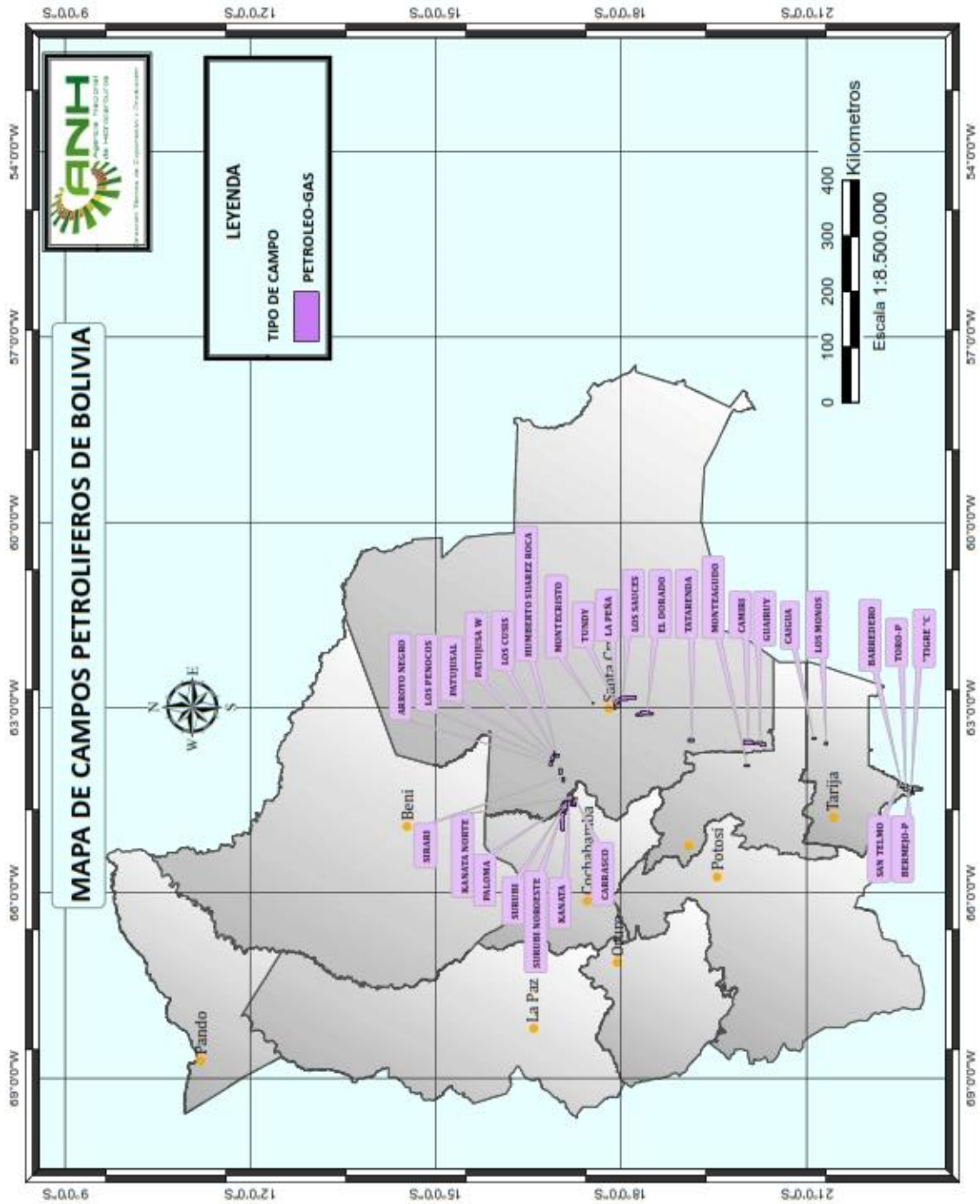
25 www.anh.gob.bo

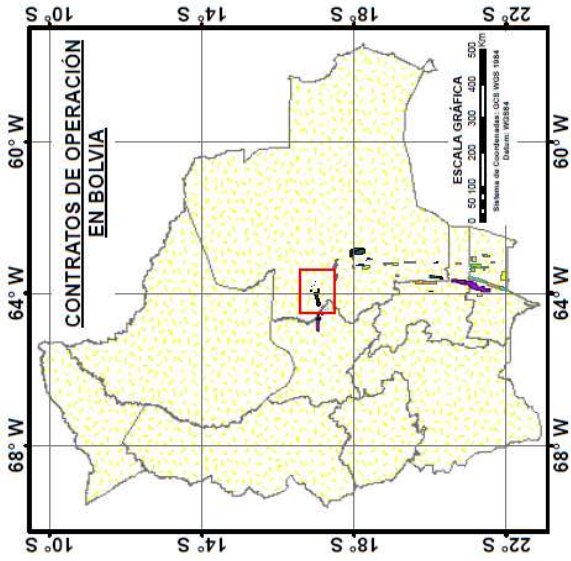
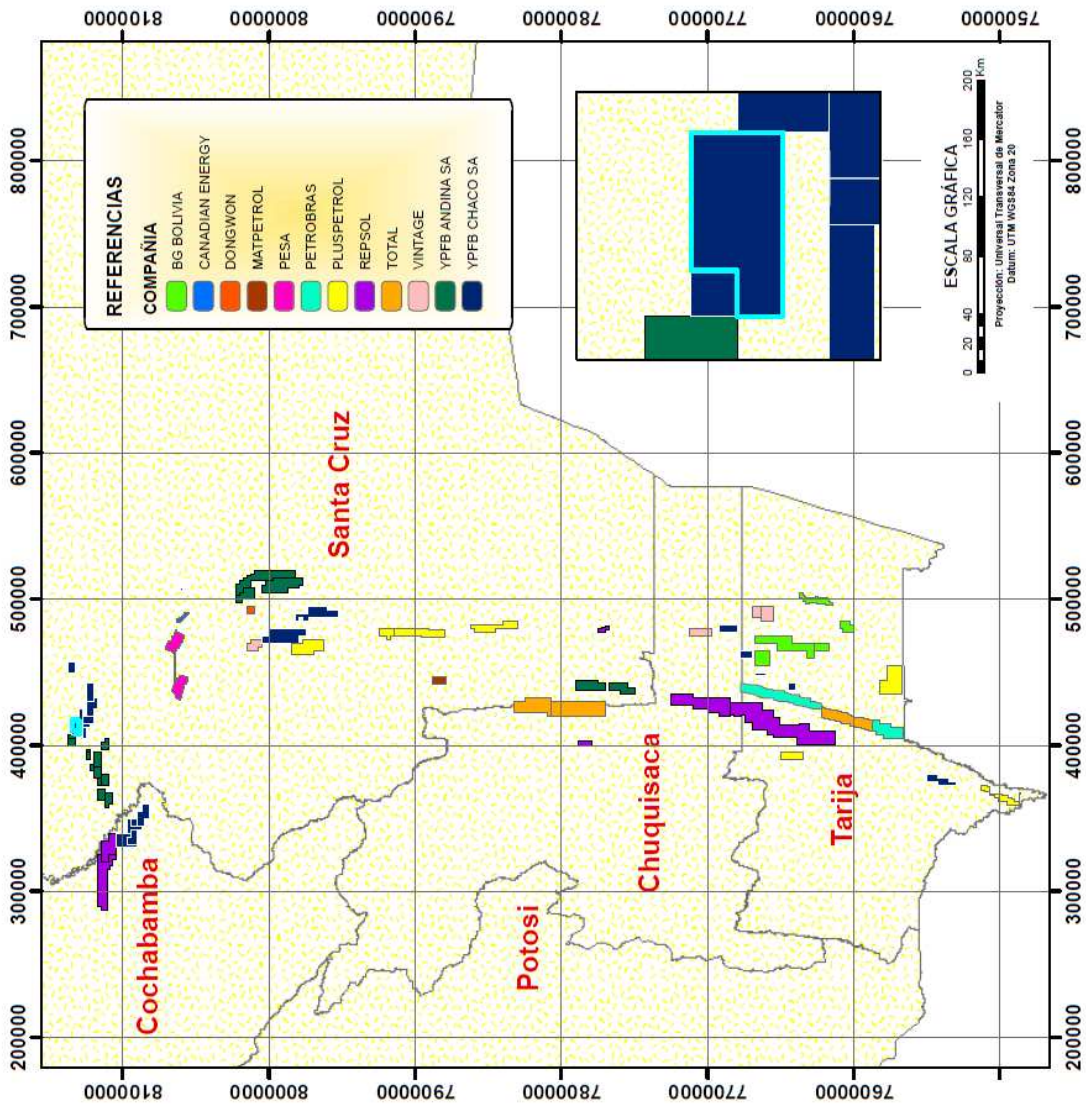
26 www.derechos.org/nizkor/bolivia/doc/ypfb128.html

27 www.ypfb-andina.gob.bo

ANEXOS

Ubicación campo Patujusal





AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

CAMPO DE EXPLOTACIÓN PATUJUSAL

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ELABORACIÓN 2017

Datasheet Flowatch HS



Pietro Fiorentini Multiphase Flowmeter Flowatch HS

TECHNOLOGY

MPFM Flowatch HS (High Speed) is a non intrusive, inline system providing real time measurement of oil, water and gas flow rates in the dispersed phase of the flow avoiding the use of large systems based on phase separation.

It is the third generation of Pietro Fiorentini Multiphase Flowmeter, obtained as an evolution of the top selling non radioactive Flowatch model, implementing the latest state of the art technologies in order to provide an even more reliable and robust measurement to our customers.



The flow rates of oil, water and gas are calculated based on the measurements of the fluid dielectric properties, of the differential pressure across the venturi inlet and of the density through the gamma ray detection. No separating devices, mixers or by-pass lines are needed.

The fluid velocity is measured with a new array cross-correlation of the high resolution time signals from three pairs of electrodes within the venturi insert resulting in a higher performance.

KEY FEATURES

- Highest speed available on the market for density measurement
- High accuracy due to the fast gamma detector
- Array cross correlation for a more reliable velocity measurement
- Dose rate value at surface close to background level
- Widest size range on the market
- High repeatability and long term stability due to high quality components
- High flexibility: both onshore and offshore application
- Improved mathematical model (slip model) for all flow patterns
- Suitable for mobile applications (e.g. on trailer or truck)
- Easy Calibration.

WHAT'S NEW

- New patented metering section
- Retrievable venturi inlet
- Patented quick detector specifically developed for multiphase metering

SPECIFICATIONS

Operating Range	<ul style="list-style-type: none"> • 0-100% water cut • 0-97% gas volume fraction (GVF)
Typical uncertainty (95% confidence int.)	<ul style="list-style-type: none"> • Liquid flow rate: +/-3% relative • Water cut: +/-2% absolute • Gas flow rate: +/-5% relative
Size	From 0,5" up to 8"
Design Pressure & Temperature	Up to 5.000 psi, up to 302°F (150°C)
Body Material	AISI316, Duplex, Inconel 625, others on request
Venturi	Insert field replaceable, std Beta 0.6, max pressure drop <1 Bar
Density measurement	<ul style="list-style-type: none"> • Gamma Source: Cs-137, 50 mCi, Half-life 30.1 yrs • Dose level 0,1μSv/h @0cm (natural background) • Detector: Pietro Fiorentini Fast Gamma • Counts per second: 2 millions • ATEX certification Ex d IIB T4
Communication Interface	Communication ports: <ul style="list-style-type: none"> • RS-485/422 single or redundant, Ethernet Communication protocols: <ul style="list-style-type: none"> • Modbus ASCII/RTU, TCP/IP
Electrical Specifications	<ul style="list-style-type: none"> • ATEX certification Ex ia IIB T4 Ga • Ambient temperature -40° C/ + 70° C
Flow Computer	<ul style="list-style-type: none"> • Real Time controller, Operating system VxWorks • Ambient temperature -40° C/ + 70° C • Power supply: 24VDC, or 110÷240 V 50÷60Hz • Power consumption: 15W • Enclosure for safety area or for hazardous area • Weather protection: IP 65 • Stainless steel or aluminium enclosure • With local display (as optional)
HMI	HMI for Windows XP, Vista, and 7 TCP/IP Wireless

For further information, please visit our website:
<http://www.fiorentini.com>

Vx Spectra Surface Multiphase Flowmeter

High-accuracy multiphase flow rate measurement during surface production testing and monitoring operations

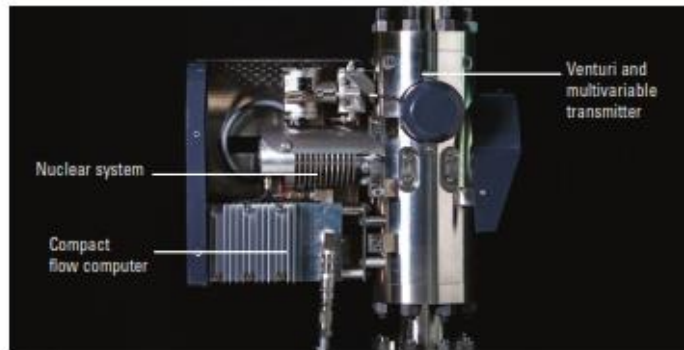
APPLICATIONS

- Offshore topside and land production well testing
- Continuous production monitoring
- Fiscal allocation and custody transfer
- Well performance evaluation
- Artificial lift system surveillance and optimization
- Flow rate measurement in unstable, foaming, or emulsion-prone wells and low-rate producers
- Production measurement for resources ranging from heavy oils to gas condensates

BENEFITS

- Repeatable flow rate measurements at unstable flow conditions
- Highly accurate phase measurements unaffected by foams or emulsions
- Understanding of well dynamics
- Elimination of major pressure loss in the production stream
- Precise allocation factor
- Delivery of real-time production flow rate data
- Updated flow rates for reservoir production forecast
- Reduced field development costs
- Unmanned metering operations
- Simplified surface systems
- Significant space savings with smaller footprint compared with bulk tanks or separator
- Ease of maintenance
- Accelerated lead time

The Vx Spectra* surface multiphase flowmeter uses full-spectrum analysis to accurately measure oil, gas, and water flow rates without phase separation. The flowmeter offers multiple advantages over existing multiphase flowmeters, including higher measurement accuracy, smaller footprint, expanded operating envelope, and the ability to monitor and analyze high-frequency production data.



The Vx Spectra flowmeter comprises three sections: a venturi section and multivariable transmitter for measuring total flow rate; a nuclear source and detector that obtain oil, gas, and water holdups; and a compact flow computer that performs all calculations and converts flow measurements from line to standard conditions.

Accurate, robust metrology

The Vx Spectra flowmeter is based on rugged Vx* multiphase well testing technology, which determines flow rates without requiring separation. The flowmeter is the industry's only multiphase metering technology that measures flow rate and phase fractions at high frequency and at a single point in the venturi throat. This method ensures repeatable flow rate measurement in any multiphase flow regime and in production fluids ranging from heavy oil to wet gas.

Whereas current nuclear systems rely on empirical correlation to allocate photons to their proper energy levels, the new nuclear acquisition system in the Vx Spectra flowmeter deploys full-gamma spectroscopy. Full-spectrum analysis precisely measures photon counts in all energy levels, delivering the most accurate individual oil, gas, and water fraction measurements to date.

The Vx Spectra flowmeter underwent extensive flow loop testing at different metering reference facilities—SINTEF, TÜV National Engineering Laboratory (NEL), DNV GL, National University of Singapore (NUS), Alfa Laval Flatøy, and OneSubsea Horsøy. The flowmeter acquired more than 800 flow loop points incorporating varying pressures, flow regimes, and fluids, confirming excellent metrological accuracy and repeatability.

Broader operating envelope

The Vx Spectra flowmeter has five venturi throat sizes that expand the operating envelope to better match flow rates of most oil and gas fields in the production phase. The 19-mm version obtains precise measurements at lower flow rates. The 29-mm and 40-mm venturi versions are for midrange multiphase metering at the majority of oil production fields. The 65-mm venturi version addresses high-rate oil producers and the majority of wet gas production flow rates. The 88-mm venturi version is primarily for high-rate wet gas wells and commingled production metering.

Vx Spectra Surface Multiphase Flowmeter

FEATURES

- Full-gamma spectroscopy
- Single-point measurement
- New sizes that expand operating envelope
- High-frequency measurement for detailed flow dynamics
- Compact, robust design
- Modular system with versatile configuration
- Remote operation and data acquisition
- No need for separation and flow calibration
- No moving parts

Innovative, efficient design

Specially developed for surface production facilities, the compact Vx Spectra flowmeter saves significant rig space on offshore platforms compared with conventional metering equipment. Its modular design and advanced electronics minimize downtime and reduce running costs while ensuring measurement robustness. Additionally, the flowmeter allows customization with an extensive set of configurable options to fit specific surface equipment requirements.

Real-time data monitoring and analysis

Production testing data can be remotely monitored, managed, and analyzed using PRODCast Vx[®] production testing monitoring software, which is built on the Avocet[®] production operations software platform. The software enables continuous remote monitoring of accurate production measurements, with automated verification of permanently installed Vx technology enabling well testing program optimization and the acceleration of field production allocation.

Specifications

Venturi size	19 mm	29 mm	40 mm	65 mm	88 mm
Service	Sour per NACE MR0175/ISO 15156	Sour per NACE MR0175/ISO 15156	Sour per NACE MR0175/ISO 15156	Sour per NACE MR0175/ISO 15156	Sour per NACE MR0175/ISO 15156
Max. working pressure, psi (MPa)	5,000 (34.5)	5,000 (34.5)	5,000 (34.5)	5,000 (34.5)	5,000 (34.5)
Design temperature, degF (degC)	-50 to 250 [-46 to 121]	-50 to 250 [-46 to 121]	-50 to 250 [-46 to 121]	-50 to 250 [-46 to 121]	-50 to 250 [-46 to 121]
Electronics temperature, degF (degC)	-40 to 185 [-40 to 85]	-40 to 185 [-40 to 85]	-40 to 185 [-40 to 85]	-40 to 185 [-40 to 85]	-40 to 185 [-40 to 85]
Water/liquid rate, %	0 to 100	0 to 100	0 to 100	0 to 100	0 to 100
Gas volume fraction, %	0 to 100	0 to 100	0 to 100	0 to 100	0 to 100
Liquid viscosity at line conditions, cP (Pa.s)	0.1 to 2,000 (0.0001 to 2)	0.1 to 2,000 (0.0001 to 2)	0.1 to 2,000 (0.0001 to 2)	0.1 to 2,000 (0.0001 to 2)	0.1 to 2,000 (0.0001 to 2)
Max. flow capacity					
Liquid flow rate, bbl/d (m ³ /d)	4,000 (635)	11,000 (1,749)	21,000 (3,340)	55,000 (8,745)	100,000 (15,898)
Gas flow rate at 10 MPa, MMscf/d (MMm ³ /d)	11 (0.31)	26 (0.74)	50 (1.42)	130 (3.68)	250 (7.08)
Repeatability (total mass rate at line conditions)	Better than 1%	Better than 1%	Better than 1%	Better than 1%	Better than 1%
Resolution (total mass rate at line conditions)	Better than 0.1%	Better than 0.1%	Better than 0.1%	Better than 0.1%	Better than 0.1%
Dimensions (L x H x W), in (mm)	28.4 x 20.1 x 19.7 (720 x 510 x 500)	28.4 x 20.1 x 19.7 (720 x 510 x 500)	28.4 x 20.1 x 19.7 (720 x 510 x 500)	31.3 x 27.6 x 22.3 (795 x 700 x 565)	34 x 30.86 x 21.1 (885 x 783 x 537)
Weight, ¹ lbm (kg)	550 (250)	550 (250)	550 (250)	990 (450)	1,170 (530)
Power consumption, W	20	20	20	20	20

¹Typical configuration, may vary depending on selected options.

Configurable Options

Venturi body	UNS S31803 (duplex stainless steel) or UNS N06625 (INCONEL [®] 625)
Hazardous area classification	ATEX, IECEx, CSA, UL
Ingress protection	IP ² 67 or NEMA 4X
Pressure sensor connections	Remote seals combined with isolation blocks
Electrical power	100–240 V AC or 24 V DC
Data connectivity	RS-485 or Ethernet TCP/IP (Modbus [®])
Typical process connections ²	ANSI flange, API flange, Grayloc [®] , weld neck, compact NORSOK ³

¹Ingress Protection

²Example of typical process connections available; additional options may be applicable depending on requirements to Standards Relating to Equipment for Use in Explosive Atmospheres.

³Norsk Selskaps Kvalitetsstandard

[®]Mark of Schlumberger
Other company, product, and service names are the property of their respective owners.
Copyright © 2011 Schlumberger. All rights reserved. 11-17-0928

slib.com/VxSpectra

Schlumberger

Roxar MPMF 2600 M Wellhead Monitoring Solution

Direct wellhead monitoring has never been easier than with the Roxar MPMF 2600 M. The Roxar MPMF 2600 M is designed to continuously monitor a well stream, allowing operators to optimize production with a minimum of cost and interruptions.

"I need to increase production efficiencies while continuing to focus on the bottom line. If my wells are changing behavior, days or even weeks can pass by before I notice a potentially costly issue. Well testing contracts are way too expensive for my wells and I just need a simple tool to monitor my well streams on a continuous basis."

Ease of use and installation

The Roxar MPMF 2600 M is designed to be installed as close as possible to the wellhead and it offers direct, continuous measurements of the multiphase flow. The Roxar MPMF 2600 M is an excellent tool for operators who want to monitor their wells for gas breakthrough and increase or decrease of their liquid and gas flow rates. All this is offered with a simple inline, full bore, non-intrusive metering device. The meter is built on the field proven Roxar ZECTOR® technology platform. Installation and maintenance of the meter has been made straightforward such that operators are always in charge of their well flow monitoring devices. Another important advantage is that the meter does not make use of a radioactive source. There is no approval and maintenance of a radioactive source certificate.



ROXAR™


EMERSON

Specifications - Roxar MPFM 2600

System performance and characteristics

Item	Characteristics
Operating range	MPFM 2600 M 0-100% water in liquid ratio (WLR) 0-85% gas volume fraction (GVF)
Meter sizes	2", 3" and 4"
Installation	Vertical upwards flow
Design pressure	Standard: ANSI 300#, 600#, 900# and 1500# (up to 3,750 psi).
Design temperature	- 4°F to + 266°F (- 20°C to + 130°C)
Input requirements	Oil permittivity for low water cut wells, water salinity and temperature for high water cut wells, pressure and temperature to convert to standard conditions, set up value of WLR or GOR for inline calibration.
Typical uncertainty	10% relative uncertainty on liquid and gas flow rates* 5% absolute uncertainty on water cut
Repeatability	<2%

* Between 15%-85% GVF, Total flow velocity between 5-25 m/s

Mechanical and electrical components

Item	Characteristics
Meter body wetted parts materials	Duplex UNS 31803 Super Duplex UNS 32760 Stainless Steel UNS 31600 Alloy 625 UNS N06625
Flange connection	ANSI flanges
Sensor technology	Electrical impedance, and Roxar ZECTOR technology
Flow computer	Roxar MPFM Flow Computer MKIII Roxar 2600 Power Barrier
Power supply	10-36 VDC, 85-264 VAC Power consumption: 20 W
Communication interface	RS-232/RS-485/Ethernet Communication protocol: Modbus RTU or TCP
Flow computer mounting	<ul style="list-style-type: none"> ■ SS 316 or Aluminum Ex d housing for hazardous area installations ■ Rack mountable or wall mountable stainless steel enclosure for outdoor use and safe area installations
Electrical certification	ATEX, IECEx, CSA C/US and EAC
Temperature measurements	Optional: PT-100 Thermo pocket and Rosemount 644 T-transmitter

Medidores Coriolis de caudal y densidad ELITE™ de Micro Motion™



El mejor rendimiento real

- Prestaciones únicas del medidor ELITE en mediciones de caudal másico, caudal volumétrico y densidad
- La mejor medición de caudal másico de gas
- Medición fiable de caudal bifásico para las aplicaciones más exigentes
- Diseñado para minimizar los efectos del proceso, de montaje y ambientales

La mejor capacidad de adaptación para las aplicaciones

- Plataforma escalable para la mayor gama de tamaños de tubería y cobertura de aplicaciones, incluidas aplicaciones higiénicas, criogénicas, de alta presión y alta temperatura
- Disponible con el rango más amplio de opciones de comunicación y conectividad

La máxima confianza en las mediciones

- Smart Meter Verification™ proporciona una verificación completa y rastreable de la calibración, de forma continua o a demanda, con tan solo pulsar un botón
- Las plantas de calibración ISO/IEC 17025, que son líderes en el mundo, ofrecen la mejor incertidumbre de su clase: $\pm 0,014\%$
- El diseño inteligente del sensor reduce la necesidad de realizar calibración del cero in situ

MICRO MOTION™


EMERSON

Características del medidor

- La precisión de medición es una función del caudal másico de fluido, independientemente de la temperatura de operación, presión o composición. Sin embargo, la caída de presión en el sensor depende de la temperatura de operación, presión y composición del fluido.
- Las especificaciones y funcionalidades varían según el modelo, por lo que algunos modelos pueden tener menos opciones disponibles. Para obtener información detallada acerca del rendimiento y las funcionalidades, póngase en contacto con el servicio al cliente o consulte www.emerson.com/flowmeasurement.
- Todos los medidores con la designación CMF (CMF, CMFHC, CMFS) pertenecen a la familia de medidores ELITE y debe considerarse que tienen las mismas cualidades y especificaciones que otros medidores de la familia ELITE, a menos que se especifique lo contrario.
- La letra que se encuentra al final del código del modelo base (por ejemplo, CMF100M) representa el material de las piezas en contacto con el proceso o la designación de la aplicación: M = acero inoxidable 316L, L = acero inoxidable 304L, H = aleación de níquel C22, P = alta presión, A = acero inoxidable 316L para alta temperatura, B = aleación de níquel C22 para alta temperatura, Y = Super Duplex (UNS S32750). La información detallada sobre los códigos completos de los modelos de productos se describe más adelante en el presente documento.

Especificaciones de rendimiento

Condiciones de operación de referencia

Para determinar las capacidades de funcionamiento de nuestros medidores, se observaron/utilizaron las siguientes condiciones:

- Agua de 20 °C a 25 °C y de 1,000 barg a 2,00 barg
- Aire y gas natural de 20 °C a 25 °C y de 34 barg a 100 barg
- Precisión basada en las normas de calibración líderes de la industria de acuerdo con ISO 17025/IEC 17025
- Un rango de densidad de hasta 5.000 kg/m³ en todos los modelos

Precisión y repetibilidad

Precisión y repetibilidad en líquidos y lodos

Especificación de rendimiento	Opción prémium ⁽¹⁾	Opción estándar
Precisión de caudal másico/volumétrico ⁽²⁾⁽³⁾	±0,05% del caudal	±0,10% del caudal
Repetibilidad de caudal másico/volumétrico	0,025% del caudal	0,05% del caudal
Precisión de la densidad ⁽²⁾⁽⁴⁾	±0,2 kg/m ³	±0,5 kg/m ³
Repetibilidad de densidad	0,1 kg/m ³	0,2 kg/m ³

(1) No está disponible en todos los modelos

(2) En aplicaciones criogénicas con temperaturas de proceso inferiores a -100,0 °C, la precisión del caudal másico del líquido es de ±0,35% del caudal, la linealidad del caudal másico es de ±0,05% del caudal y no se aplica la especificación de la precisión de densidad.

(3) La precisión de caudal establecida incluye los efectos combinados de repetibilidad, linealidad, histéresis, orientación y otras no linealidades.

(4) La opción de precisión estándar de densidad para CMFS007, CMFS010 y CMFS015 es ±2 kg/m³. La opción de precisión prémium de densidad para CMFS010 y CMFS015 es ±0,5 kg/m³.

Precisión y repetibilidad en gases

Especificación de rendimiento	Modelos estándar
Precisión del caudal másico ⁽¹⁾	±0,25% del caudal
Repetibilidad del caudal másico	0,20% del caudal
Linealidad del caudal másico	±0,05% del caudal hasta el número de Mach 0,2
Precisión con linealización de la calibración de gas ⁽²⁾	±0,1% del caudal tras el ajuste de linealización definida a trozos (PWL)

(1) La precisión de caudal establecida incluye los efectos combinados de repetibilidad, linealidad, histéresis, orientación y otras no linealidades.

(2) La calibración de gas en un laboratorio de terceros puede ser gestionada por el cliente tras la entrega del medidor o solicitarse como parte del proceso de elaboración del presupuesto. La especificación de la calibración de gas y de la linealización definida a trozos (PWL) refleja resultados linealizados AS-LEFT relativos a los estándares de referencia del laboratorio de gas. Los resultados reales pueden variar en función de la incertidumbre y de la estabilidad de los estándares de referencia de laboratorio.

Precisión y repetibilidad en temperatura

Especificación de rendimiento	Modelos estándar
Precisión de la temperatura	±1 °C ±0,5% de la lectura; Clase BS1904, DIN 43760 clase A ($\pm 0,15 + 0,002 \times T \text{ °C}$)
Repetibilidad de temperatura	0,2 °C
Compensación de temperatura ambiente ⁽¹⁾	Clase BS1904, DIN 43760 clase B ($\pm 0,30 + 0,005 \times T \text{ °C}$), 3 sensores de caja

(1) No está disponible en todos los modelos.

Garantía**Opciones de garantía en todos los modelos ELITE**

El periodo de garantía generalmente comienza el día del envío. Para obtener más información sobre la garantía, consulte los *Términos y condiciones* incluidos en el presupuesto del producto estándar.

Modelo base	Incluido como estándar	Incluido con el servicio de arranque	Disponible para comprar
CMF, CMFS y CMFHC	18 meses	36 meses	>36 meses (duración personalizable)

Caudales de líquido**Caudal nominal**

Micro Motion usa el término *caudal nominal*. El caudal nominal es el caudal al cual el agua en condiciones de referencia ocasiona una caída de presión de aproximadamente 1,000 barg en el medidor.