

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA PARA ESTABLECER PUNTOS DE MEDICION FISCAL AUTOMATIZADOS EN EL BLOQUE II (LAGUNILLAS) Y BLOQUE X (LAGO MEDIO) PERTENECIENTES A LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Hernández R., Eulynel del V.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA PARA ESTABLECER PUNTOS DE MEDICION FISCAL AUTOMATIZADOS EN EL BLOQUE II (LAGUNILLAS) Y BLOQUE X (LAGO MEDIO) PERTENECIENTES A LA EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Rafael Ferrer.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Hernández R., Eulynel del V.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

Caracas, Junio 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Eulynel del Valle Hernández Rivas, titulado:

**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA PARA
ESTABLECER PUNTOS DE MEDICION FISCAL AUTOMATIZADOS EN
EL BLOQUE II (LAGUNILLAS) Y BLOQUE X (LAGO MEDIO)
PERTENECIENTES A LA EMPRESA MIXTA PETROLERA
BIELOVENEZOLANA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Rene Rojas
Jurado

Prof. Violeta Wils
Jurado

Prof. Carlos Gil
Tutor Académico

Ing. Rafael Ferrer
Tutor Industrial

DEDICATORIA

A mi familia, a mis padres que me apoyan incondicionalmente, están conmigo en cada momento de mi vida mostrándome su amor y dándome fuerzas para seguir adelante y alcanzar mis metas.

A mis hermanos Ernesto y Anthony que siempre están para mí día a día y son tan importantes en mi vida.

A mi Abuelita Estelia que desde el cielo me cuida y estoy segura que este logro le contenta.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios y a la Virgen del Valle, porque están conmigo, cuidándome y guiándome en mi camino.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por haberme formado como profesional y en sus aulas brindar excelente educación, me enorgullece ser ucevista y haber estado en la casa que vence las sombras.

A mi tutor académico, Prof. Carlos Gil, por su gran colaboración y brindarme su ayuda en la elaboración de este trabajo, gracias por su amable disposición de guiarme para culminar con éxito esta etapa. A mi tutor Industrial, el Ing. Rafael Ferrer por dedicarme parte de su tiempo y apoyo para la realización de la investigación.

A mi familia por ser tan especiales conmigo, soy muy afortunada de tenerlos. A mis padres y hermanos les digo gracias por estar conmigo siempre, sin duda gran parte de este logro es porque los tengo a ustedes, gracias porque me acompañaron en los momentos llenos de satisfacciones y los difíciles que se presentaron en mi carrera.

A mis abuelos y abuelas, tíos y primos que siempre estuvieron al pendiente de mí y en cualquier lugar que se encuentren me brindan palabras de apoyo. En especial a mi tía Mirka Rivas que como mi segunda madre le agradezco por cuidarme, quererme, consentirme y por haber contribuido en parte de mi formación.

A mis amigos porque la universidad con ustedes se convirtió en un lugar ameno, donde no solo compartíamos estudios sino también experiencias que nos ayudaron a madurar y crecer como personas, siempre formaran parte de un grato de recuerdo en mi vida.

A la Familia Lage Valera por haberme acogido y hacerme sentir tan bien en su hogar.

A mis tíos Albert Meneses y Omar Marín, por haber sido el enlace para culminar con éxito este último escalón en mi carrera.

Al personal que labora en la Dirección General de Fiscalización e Inspección, gracias a cada uno de ustedes por apoyarme, brindarme sus conocimientos y enseñarme durante los seis meses de pasantías, y culminar con feliz término mi trabajo especial de grado, Gerardo Méndez, Pedro Yáñez, Numil Barreto, Eudy Alcalá, Ernesto Campos, William Cautela y Sofia Hiller.

Hernández R., Eulynel del V.

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA PARA
ESTABLECER PUNTOS DE MEDICIÓN FISCAL
AUTOMATIZADOS EN EL BLOQUE II (LAGUNILLAS) Y
BLOQUE X (LAGO MEDIO) PERTENECIENTES A LA
EMPRESA MIXTA PETROLERA BIELOVENEZOLANA**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing. Rafael Ferrer. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2012, 149p.**

Palabras claves: Medición fiscal automatizada, regalías petroleras, unidad LACT, medidores de flujo.

Resumen: El Sistema de Medición Fiscal Automatizado es un conjunto de instrumentos y equipos usados para el control de la cantidad y calidad del crudo producido en los campos petroleros, sin intervención ordinaria del personal. Los puntos de fiscalización deben estar establecidos cumpliendo con las Normas Técnicas de Fiscalización e Inspección, en ellos se debe implementar equipos con alto grado de confiabilidad ya que los registros obtenidos serán los utilizados para el cálculo de las regalías que recibirá el estado. Actualmente los Bloques X de Lagomedio y II de Lagunillas operados por la Empresa Petrolera Bielovenesolana carece de puntos de medición oficializados por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, razón por la cual, en la investigación se propuso la ubicación de estos en las principales estaciones que envían crudo a instalaciones operadas por la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A., es decir, donde existía la transferencia de custodia. Conjuntamente se sugiere el establecimiento de una unidad LACT para mayor precisión en las mediciones. Adicionalmente, se realizó la selección de un medidor de flujo a través del estudio de cinco tipos de medidores (coriolis, placa orificio, turbina, ultrasónico y desplazamiento positivo) bajo la premisa que cumpliera con los requerimientos y exigencias de las Normas Técnicas de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del Ministerio, el cual permita obtener valores reales de los volúmenes diarios producidos ya que estos representan los ingresos correspondientes al país.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
I.2 OBJETIVOS	4
I.2.1 Objetivo General	4
I.2.2 Objetivos Específicos.....	4
I.3 JUSTIFICACION.....	5
I.4 ALCANCE	6
I.5 LIMITACIONES.....	7
CAPÍTULO II	8
MARCO TEÓRICO.....	8
II.1 Fiscalización	8
II.1.1 Regalías.....	12
II.2 Mediciones Fiscales.....	13
II.2.1 Medición Estática.....	15
II.2.2 Medición Dinámica o en Línea.....	19
CAPÍTULO III	58
DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO.....	58
III.1 Bloque X de Lago Medio	58
III.1.1 Componentes del Bloque X.....	63
Estación de flujo EF 3-10	63
Estación de Flujo 5-9	68
Estación de Flujo 1-9	70
Estación CL-I.....	71

Múltiple de Producción 1-10A	72
Múltiple de Gas Lift 4-10	73
III.2 Bloque II Lagunillas.....	73
III.2.1 Componentes del Bloque II	78
Estación de Flujo 1-2	78
Múltiple de Gas Lift 1-2	81
Estación de Flujo 1-12	82
CAPÍTULO IV	85
MARCO METODOLÓGICO	85
IV.1 Nivel de la Investigación.....	85
IV.2 Diseño de la Investigación	85
IV.3 Unidad de Análisis	86
IV. 4 Población y Muestra.....	89
IV. 5 Técnicas e instrumentos para la recolección de los datos	89
IV.6 Técnicas para el análisis e interpretación de los datos	89
IV.7 Metodología de la investigación	90
CAPÍTULO V	96
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	96
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES	115
APÉNDICES.....	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Cinta de medición	15
Figura II.2 Plomadas de Medición	16
Figura II.3 Pastas de Medición Agua y Crudo	17
Figura II.4 Medición al vacío.....	17
Figura II.5 Plomada de medición al vacío	18
Figura II.6 Medición en el fondo	18
Figura II.7 Plomada de medición en el fondo.	19
Figura II.8 Medición en Línea	20
Figura II.9 Elementos constitutivos de un sistema LACT	22
Figura II.10 Flujo de crudo en la unidad LACT	24
Figura II.11 Eliminador de aire y gas	25
Figura II.12 Transmisor de Temperatura	26
Figura II.13 Medidor Porcentaje de Agua y Sedimentos.....	30
Figura II.14 Equipo de Extracción para la determinación de los sedimentos.....	31
Figura II.15 Ciclo de entrada y salida del fluido en un Pistón Oscilante.....	45
Figura II.16 Funcionamiento del Medidor de Pistón Alternativo.....	45
Figura II.17 Ubicación del Medidor Ultrasónico	47
Figura II.18 Medidores Ultrasónicos de Tiempo de Tránsito	48
Figura II.19 Movimiento vibratorio de un Medidor tipo Coriolis	49
Figura II.20 Medidores Tipo Coriolis	50
Figura II.21 Medidor Tipo Turbina y su corte transversal	53
Figura II.22 Arreglo de sistema de Medición con Placa Orificio	55
Figura II.23 Geometría de la Placa Orificio.....	55
Figura II.24 Medición con Placa Orificio del Complejo Jusepín.....	56
Figura III.1 Ubicación del Bloque X – Lago Medio	60
Figura III.2 Distribución Operacional del Bloque X	61
Figura III.3 Distribución de Gas del Bloque X.....	62

Figura III.4 Distribución operacional de la estación 3-10.....	65
Figura III.5 Esquema de Recolección de Gas Total en el campo Bloque X.....	68
Figura III.6 Estación de Flujo 5-9	70
Figura III.7. Ubicación del Bloque II de Lagunillas	75
Figura III.8. Distribución del Crudo en el Bloque II.....	77
Figura III.9. Distribución del Gas Lift en el Bloque II	78
Figura III.10 Distribución de Equipos en la EF-1-2	80
Figura III.11 Manejo del Gas, Estación de Flujo 1-2.....	81
Figura IV.12. Múltiple de Gas Lift de la Estación de Flujo 1-2	85
Figura IV.1 Organigrama del Ministerio de Petróleo y Minería	89
Figura V.1 Ubicación de Puntos Fiscales Bloque X.....	100
Figura V.2. Ubicación de Puntos Fiscales para la Medición del Gas	101
Figura V.3. Ubicación de Puntos Fiscales para el crudo del Bloque II	103
Figura V.4 Guía para la Implementación de Puntos Fiscales Automatizados	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1 Marcas Reconocidas en campo.	10
Tabla II.2. Requerimientos de precisión y equipos de las Normas Técnicas.....	11
Tabla II.3 Crudos referencias	13
Tabla II.4 Instrumentos requeridos para las mediciones fiscales.....	14
Tabla II.5. Medidores de Flujo.....	42
Tabla II.6. Características de los Medidores de Desplazamiento Positivo	46
Tabla II.7. Características de los Medidores Ultrasónicos.....	48
Tabla II.8 Características de los Medidores Coriolis	51
Tabla II.9. Características de los Medidores Ultrasónicos.....	53
Tabla II.10 Características de las Placas Orificios.....	57
Tabla III.1. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 3-10	66
Tabla III.2. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural de la EF 3-10	69
Tabla III.3. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 5-9	70
Tabla III.4. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural de la EF 5-9.....	71
Tabla III.5. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 1-9	71
Tabla III.6. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural de la EF 1-9.....	72
Tabla III.7. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en CL-I	73
Tabla III.8. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural MG 4-10.....	74
Tabla III.9. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 1-2	82
Tabla III.10. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en EF 1-2	82
Tabla III.11. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en MG 1-2	83
Tabla III.12. Resultado de la Caracterización del Crudo de la EF 1-12	84
Tabla III.13. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en EF 1-12	84
Tabla V.I. Comparación LACT-Coriolis	110

INTRODUCCIÓN

En Venezuela el petróleo ha tenido un papel protagónico en la transformación económica y política del país desde hace más de cien años, es por esta razón que realizar estudios en esta área rentable es tan importante. La evolución de las leyes establecidas para regular las actividades petrolíferas ha permitido que el estado reciba ingresos cada vez más justos provenientes de la explotación del recurso, es por ello que ha surgido la necesidad de incrementar la medición en todos los campos petroleros con la tasa más baja de incertidumbre en la fiscalización de los volúmenes de hidrocarburo que se producen y transfieren.

Las mediciones son realizadas en los llamados Puntos Fiscales, en ellos se obtiene información sobre la calidad y cantidad del crudo para determinar el valor monetario e impuesto que debe recibir el Estado por el hidrocarburo extraído. Para coordinar todo lo relacionado a esto se cuenta con la Dirección General de Fiscalización e Inspección, la cual está adscrita al Despacho del Viceministro de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Principalmente se encarga de coordinar, fiscalizar y controlar la ejecución de las políticas del Ministerio en materia de desarrollo, aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos y sus productos derivados e industrializados.

Actualmente la Dirección está realizando un estudio a nivel nacional que abarque todos los campos venezolanos para el establecimiento de Puntos Fiscales Automatizados, para el cumplimiento de las exigencias de las Normas Técnicas de Fiscalización. Es por ello, que se propondrá la ubicación de un sistema de medición en el Bloque II (Lagunillas) y Bloque X (Lago Medio) pertenecientes a la Empresa Mixta Petrolera Bielovenezolana.

Dentro de la investigación se propone un sistema dinámico automatizado que disminuirá la incertidumbre que involucra realizar mediciones a través de aforos en tanques (medición estática), debido a que este sistema posee un alto grado de precisión evitando errores que pueden causar pérdidas de dinero a la nación, por no

cuantificar los valores reales. Se evaluará la factibilidad técnico-económica de implementar estos sistemas, es decir, se establecerá si la producción respalda a la inversión.

Para la ubicación, diseño e implementación de los puntos de fiscalización automatizados se elaborará una guía metodológica cuyo propósito principal será unificar y establecer los requerimientos que deben considerarse para la creación de los mismos.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo son consideradas las bases para la realización de la investigación, se da a conocer el problema a solucionar, adicionalmente se especificará el objetivo general y los específicos los cuales permitirán elaborar de manera optima y eficiente el trabajo. De igual forma se desarrolla la justificación, los alcances y se conocerán las limitaciones principales en la elaboración de la metodología para la ubicación del punto de medición fiscal automatizado.

I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La base fundamental de la economía venezolana son las actividades relacionadas con la industria petrolera, es por esta razón que ejecutar de manera adecuada y legal todos los trabajos que se llevan a cabo en esta rama económica es básico, para así obtener los ingresos y beneficios justos que merece la nación. Para velar por los intereses petrolíferos del país, se cuenta con el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, éste ente rector supervisa las actividades involucradas en toda la cadena de valor petrolífera, desde la exploración hasta la distribución de los hidrocarburos y sus derivados.

Una de las múltiples funciones del Ministerio es la de fiscalizar e inspeccionar la producción de los campos, mediante la ubicación de sistemas de medición que permitan conocer la calidad y cantidad del crudo que está siendo extraído, con el objeto de establecer las regalías o pago que debe realizar la empresa operadora al Estado. Debido a esto se ha desarrollado el interés de ubicar la mayor cantidad de puntos fiscales, ya que actualmente existe gran ausencia de éstos, lo que trae como consecuencia que no se perciba el ingreso que realmente corresponda a la nación.

En la región zuliana, área petrolífera por excelencia, se encuentran el Bloque II (Lagunillas) y Bloque X (Lago Medio) operados por la Empresa Mixta Petrolera Bielovenozolana, en ellos se maneja la producción de crudo liviano. Cada uno de estos bloques envía el hidrocarburo producido a campos adyacentes pertenecientes a Petróleos de Venezuela S.A, por tal razón se hace necesario ubicar los puntos fiscales para supervisar la transferencia de custodia en cada uno de los bloques.

Surgirán preguntas tales como: ¿Qué parámetros se deben considerar para ubicar un sistema de medición fiscal?, ¿Cuál es el beneficio económico que conlleva el uso de un sistema de medición fiscal automatizado?

Se buscará dar respuestas a estas interrogantes bajo el análisis de cada uno de los esquemas de producción y distribución operacional de los bloques, estudiando si la producción que se maneja justifique la adquisición de estos costosos sistemas, cuya escogencia está condicionada por las características del hidrocarburo producido.

I.2 OBJETIVOS

I.2.1 Objetivo General

Diseñar e implementar una metodología para la ubicación de puntos de medición fiscal automatizados para cuantificar y calificar los volúmenes de hidrocarburos producidos en el Bloque X (Lago Medio) y Bloque II (Lagunillas) en el Lago de Maracaibo, operada por la Empresa Mixta Petrolera Bielovenozolana.

I.2.2 Objetivos Específicos

1. Recopilar y evaluar información sobre las instalaciones y características del hidrocarburo producido, requerida para el establecimiento de la unidad

automatizada idónea en el Bloque X (Lago Medio) y Bloque II (Lagunillas) del Lago de Maracaibo.

2. Comparar las diferentes tecnologías para el registro del flujo, del porcentaje de agua y sedimentos y de gravedad API, en las unidades de medición fiscal automatizadas que serán establecidas en los bloques.
3. Determinar la factibilidad económica de la implementación del sistema de medición fiscal automatizado.
4. Evaluar la aplicación de nuevas tecnologías a futuro en las unidades de medición fiscal que serán establecidas.
5. Elaborar guía metodológica para la implementación de puntos de medición fiscal automatizados.

I.3 JUSTIFICACION

En las actividades de la industria petrolera mundial es realmente necesario que se cumplan las leyes establecidas en cada región donde está siendo explotado el recurso no renovable, para el caso venezolano todos los campos petroleros ya sean operados por la empresa estatal o por empresas mixtas deben cumplir con lo estipulado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en ésta se designa al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería como el encargado de coordinar todo lo relacionado a los hidrocarburos del país. Este órgano establece exigencias que buscan obtener el mayor beneficio posible, una de estas compete a la ubicación de puntos fiscales, la implementación de estos sistemas garantizará que el país reciba los ingresos monetarios adecuados según la calidad y cantidad de crudo extraído, transferido y vendido.

Desarrollar una metodología para establecer un punto fiscal permitirá unificar todos los requerimientos o parámetros necesarios que deban considerarse y que generalmente no son tomados en cuenta en su totalidad, originando un punto fiscal deficiente o en el peor de los casos la ausencia de éste.

La precisión en los puntos de medición fiscal es sumamente importante, es por ello que la aplicación de un sistema automatizado garantiza la disminución en la incertidumbre en las medidas, con el uso de sensores de flujo, termómetros digitales, toma de muestras automáticos, se reducen al máximo o quedan eliminados los errores actuales en mediciones estáticas, tal es el caso de aforo a tanques de almacenamiento. La ubicación e implementación de un sistema automático ahorrará el tiempo que era dedicado a la medición manual, por lo tanto, los esfuerzos humanos se encaminarán a otras actividades. El aumento de los ingresos será evidente debido a que ya no existirán volúmenes de petróleo no fiscalizados.

I.4 ALCANCE

La investigación que se llevará a cabo involucra grandes beneficios, en primer lugar con el desarrollo de la guía metodológica se logrará unificar todas las exigencias del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería en cuanto a la ubicación de puntos de fiscalización, este documento de carácter general podrá ser aplicado en todos los campos venezolanos para garantizar que se perciba el ingreso monetario justo para la nación, las Jefaturas de zonas adscritas a la Dirección General de Fiscalización distribuidas en el territorio nacional estarán en capacidad de monitorear el cumplimiento de estos lineamientos en cuanto a la transferencia, venta y uso de los hidrocarburos producidos.

De igual forma verificar la factibilidad de la implementación de las unidades automáticas propuestas en el Bloque II (Lagunillas) y Bloque X (Lago Medio), contribuirá a que la Empresa Mixta Bielovenezolana esté al día con las leyes, además de optimizar sus actividades.

Un aspecto de gran relevancia en el estudio que se realizará, es que permitirá conocer conceptos propios en el área de fiscalización e inspección de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, los cuales actualmente no son considerados en la formación académica como Ingeniero de Petróleo.

I.5 LIMITACIONES

A lo largo de la investigación el principal obstáculo es el traslado a los bloques en estudio, debido a que el análisis para la ubicación de los puntos de medición fiscal automatizada se realizará desde las instalaciones del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería ubicado en La Campiña, Caracas. Por lo tanto, se hace necesario mantener una comunicación constante con el personal que labora en el Bloque X Lago Medio y II Lagunillas, a pesar de que se planificaron visitas para la zona con la finalidad de inspeccionar las instalaciones y verificar con que equipos se cuenta, estas no serán de larga estadía. En consecuencia, se hace sumamente importante que exista una relación sólida con los empleados de la Empresa Mixta Bielovenesolana para el intercambio de información requerida que permita desarrollar de forma óptima la ubicación y equipamiento del punto fiscal.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En la producción petrolera es de suma importancia que se ejecuten actividades de control, supervisión y medición de los hidrocarburos que están siendo extraídos, es por esta razón, que la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, establece en su artículo 8 que el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, es el órgano competente en todo lo relacionado a las fiscalizaciones que deben hacerse a las operaciones petrolíferas.

Para la comprensión de estas actividades a continuación en el presente capítulo, se explicarán conceptos fundamentales relacionados con las mediciones fiscales, y con el propósito de lograr los objetivos de la investigación se profundizará en los equipos automatizados para la medición dinámica de los volúmenes de hidrocarburo producido.

II.1 Fiscalización

En las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (2001), está definido como el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos a ser utilizados en el cálculo de pago de impuestos o regalías, esto origina la necesidad de ubicar puntos fiscales en aquellos sectores donde existe una interfase o frontera. Las áreas recomendadas para la localización de puntos fiscales son:

- ✓ En el caso de crudo:
 - ✓ En las Estaciones de Descarga, específicamente entre los tanques de almacenamiento y las bombas de transferencia, una vez el crudo haya sido puesto en especificaciones.
 - ✓ Donde exista Transferencia de Custodia (transferencia del dominio legal de volúmenes fluidos, realizado entre dos partes de acuerdo a un contrato entre ellas) hacia PDVSA u otras operadoras (venta) o en la situación contraria transferencia de custodia desde PDVSA u otra empresa operadora (compra).

- ✓ Para los volúmenes de gas:
 - ✓ En las estaciones de flujo a la salida de los separadores de producción.
 - ✓ En la salida de las plantas compresoras para el gas destinado a la inyección del yacimiento.
 - ✓ A la salida del conjunto de compresores en línea utilizados para el levantamiento artificial.
 - ✓ En las líneas que surten a equipos que usan gas como combustible.
 - ✓ Donde exista Transferencia de Custodia (compra o venta).

Con el establecimiento de los Puntos de Medición Fiscal en lugares que autorice el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, se recaba información de calidad del crudo, tales como: la gravedad API, contenido de agua y sedimentos y cantidad de componentes corrosivos (H_2S , CO_2), adicionalmente se registrará el volumen de hidrocarburos. Al momento de realizar las mediciones se deben considerar parámetros que buscan garantizar un óptimo procedimiento, con el propósito de obtener en las medidas la menor incertidumbre posible, cumpliendo así con los valores de precisión que son aceptables para los puntos de Transferencia de Custodia

establecidos en las Normas Técnicas de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (ver Tabla II.2), igualmente se deben emplear instrumentos que sean de última tecnología y de marcas reconocidas, las cuales son mencionadas en la tabla II.1.

Tabla II.1 Marcas reconocidas en campo.

MARCAS
MICROMOTION
YOKOGAWA
THERMO SCIENTIFIC
SICK-MAIHAK
MAGNETROL
SICK MAIHAK
TELEDYNE ISCO

Todas estas incertidumbres mencionadas en la Tabla II.2 son totales, que se obtienen derivadas de una combinación estadística apropiada de incertidumbres parciales de diversos componentes en el sistema de medición, es decir, es la suma de las incertidumbres parciales. El valor de incertidumbre para el sistema de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos no deberá ser mayor de uno por ciento (1%) en los puntos de Fiscalización de la producción petrolera, condicionado a la obligación que tienen las operadoras, de instalar sistemas referenciales de mediciones en línea en sitios ubicados aguas arriba de dichos sitios de fiscalización.

Tabla II.2. Requerimientos de precisión y equipos de las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos.

EQUIPOS	REQUERIMIENTOS
Medidor de Densidad	Precisión $\pm 0.1\%$ Equipos con principios de medición por vibración
Medidor de Contenido de Agua	Precisión $\pm 0.2\%$ Utilizar medidores de absorción de energía
Sistema de Tomamuestras Automático	Repetibilidad $\pm 0.5\%$ Tomamuestras será tipo línea o lazo
Medidor de Flujo	Precisión $\pm 0.25\%$ Equipos de rendimiento comprobado en las aplicaciones específicas de la industria.
Probadores de Medición en Línea	Repetibilidad $\pm 0.02\%$ Para certificación y calibración serán probadores convencionales (uni-direccional o bi-direccional)
Medidores de Temperatura	Precisión $\pm 0.1\%$ Medidores serán de Resistencia Detectora de Temperatura (RDT)
Medidor de Presión	Precisión $\pm 0.02\%$ Equipos tipo diafragma
Medidor de Porcentaje de Agua	Precisión $\pm 0.1\%$ Utilizar tecnología de punta

II.1.1 Regalías

Representa la remuneración que corresponde al propietario del recurso natural (petróleo, minerales, la tierra o naturaleza), quien posee el derecho de recibir el pago por su propiedad, consistirá en un porcentaje de la producción bruta. En Venezuela la Ley Orgánica de Hidrocarburos señala que el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía de los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento.

El precio de la liquidación de la regalía que corresponde a República por extracción de hidrocarburos líquidos o gaseosos por parte de las empresas que realizan actividades petroleras en el país, se rige según lo estipulado en la Gaceta Oficial 38602, la cual explica en las resoluciones N° 002 y N° 003 cómo se determina el precio para gases y líquidos respectivamente.

✓ Regalías de los Hidrocarburos Líquidos

El cálculo del precio de liquidación de la regalía para los hidrocarburos líquidos está condicionado según la calidad del crudo y las variaciones que se den en el mercado, ya que estas fluctuaciones estarán representadas por ajustes que serán añadidos o restados a la fórmula. En cuanto a la calidad del crudo se tomará de los volúmenes fiscalizados el reporte de la gravedad API y el contenido de azufre, porque de ellos dependerá si es mayor o menor el valor del crudo.

En Venezuela se toman crudos como referencias para el cálculo de las regalías, debido a que poseen características representativas que engloban todos los distintos hidrocarburos segregados en el país, que van desde condensados a extrapesados. El volumen de crudo que vaya a ser sometido al cálculo debe en primera instancia ser clasificado según estos crudos de referenciales, en la siguiente tabla se puede verificar según la gravedad API cuál sería el tomado como referencia.

Tabla II.3 Crudos referencias.

CRUDO REFERENCIA	GRAVEDAD API
Santa Bárbara	>38,3
Mesa 30	30,6-38,3
Merey 16	16,5-30,6
Boscán	10,8-16,5
Petróleo crudo extrapesado	8,5-10,8

II.2 Mediciones Fiscales

Son las realizadas para obtener información con la cual se determinará el valor monetario de los hidrocarburos. Estas actividades deben ejecutarse en sitios cercanos a las áreas operacionales, debido a que es necesario medir:

- ✓ El volumen de hidrocarburo producido.
- ✓ Los volúmenes de petróleo y sus productos derivados dirigidos a las ventas nacionales y a las exportaciones.
- ✓ Los hidrocarburos que son destinados a consumo propio de la empresa.

Un sistema de Medición Fiscal que cumpla con las normas y tenga un buen desempeño debe poseer equipos establecidos por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (ver Tabla II.4).

Para realizar mediciones de la producción se han implementado en la industria dos técnicas bien definidas, citadas a continuación:

- ✓ Medición Estática.
- ✓ Medición Dinámica o en Línea.

Tabla II.4 Instrumentos requeridos para las mediciones fiscales automatizadas de gas y petróleo.

GAS	CRUDO
1. Unidad de medición totalmente automatizada la cual debe estar conectada a la red de comunicaciones de PDVSA (Protocolo Modbus generalmente usado, ver apéndice 5). 2. Computador diseñado y dedicado exclusivamente a la determinación de flujo/volumen. 3. Cromatógrafo. 4. Medidor de flujo. 5. Medidor de presión. 6. Medidor de Temperatura. 7. Facilidades para la conexión de toma muestras manual. 8. Facilidades para retirar el medidor de flujo para mantenimiento y calibración. 9. Facilidades para conexión de calibrador portátil.	1. Unidad de medición totalmente automatizada la cual debe estar conectada a la red de comunicaciones de PDVSA (Protocolo Modbus generalmente usado, ver apéndice 5). 2. Computador diseñado y dedicado exclusivamente a la determinación de flujo/volumen. 3. Aplicación de computación (software) para realizar distribución de volúmenes según densidad del crudo de cada campo. 4. Medidor de flujo. 5. Medidor de presión. 6. Medidor de Temperatura. 7. Medidor de densidad. 8. Medidor de porcentaje de agua y sedimentos. 9. Toma de muestras automáticos. 10. Facilidades para la cohesión de toma muestra manual. 11. Filtros. 12. Sistema de acondicionamiento de flujo en el caso en que aplique. 13. Sistema de regulación de flujo. 14. Probador fijo en línea. 15. Facilidades para conexión de calibrador portátil.

II.2.1 Medición Estática

Es aquella realizada a través de aforo en tanques de almacenamiento implementando cintas de medición, plomadas, pastas y técnicas al vacío para medir el volumen de líquido. En Venezuela es utilizada esta técnica aproximadamente en más de 90% de los campos petrolíferos para la fiscalización de crudo. Pero, a pesar que su aplicación abarca gran cantidad del territorio, es importante mencionar que esta técnica arroja un porcentaje de error considerable en las mediciones de los volúmenes, lo que ha ocasionado que no se contabilice la producción real y por lo tanto, se dejan de percibir ingresos, debido a esto, en la presente investigación se propone un sistema de medición dinámico automatizado, que presenta una muy buena precisión y mayores beneficios al ser comparado con la técnica estática.

✓ Cintas de Medición

Son cintas metálicas (de acero o algún material resistente a la corrosión) montadas en un carrete o manivela resistente con graduaciones (metros, centímetros y milímetros) y números en una de sus caras para realizar la lectura. Al final de la cinta están provistas con un cierre, resorte o algún sistema que permita fijar una plomada (ver figura II.1).



Figura II.1 Cinta de Medición. (Gisiberica, 2012).

✓ Plomadas de Medición

El funcionamiento de estos objetos es muy sencillo pero de gran utilidad, consiste en aprovechar su peso para realizar el aforamiento, uniendo la plomada a una cuerda o

una cinta para mantenerlas tensas, lo que hace posible el registro del nivel de líquido en el tanque. Son de distintas geometrías, pueden ser cónicas (6 a 12”) o tipo barra (18” en adelante) como se observa en la Figura II.2, suelen ser de materiales resistentes a la corrosión y que no produzca generación de chispas (bronce).



Figura II.2 Plomadas de Medición. (Starret, 2012).

✓ Pasta de Medición de Agua

Consiste en colocar una película de pasta sobre una zona limpia de una cinta de medición o varilla antes de introducirla en el tanque, el material es capaz de cambiar el color instantáneamente de amarillo a rojo al estar en contacto con el agua, lo que produce una marca en la línea de medición lográndose realizar la lectura del nivel de agua, es importante resaltar que este material no reacciona con ningún otro fluido.

Por otra parte, actualmente en la industria se cuenta con un producto que al estar en contacto con algún hidrocarburo posee la habilidad de cambiar su color, el procedimiento para la medición es el mismo explicado para la pasta de agua, se coloca encima de la cinta de medición y se procede a leer donde se dio el cambio, se evidencia en la Figura II.3 que va desde un rosa claro a un rojo intenso.

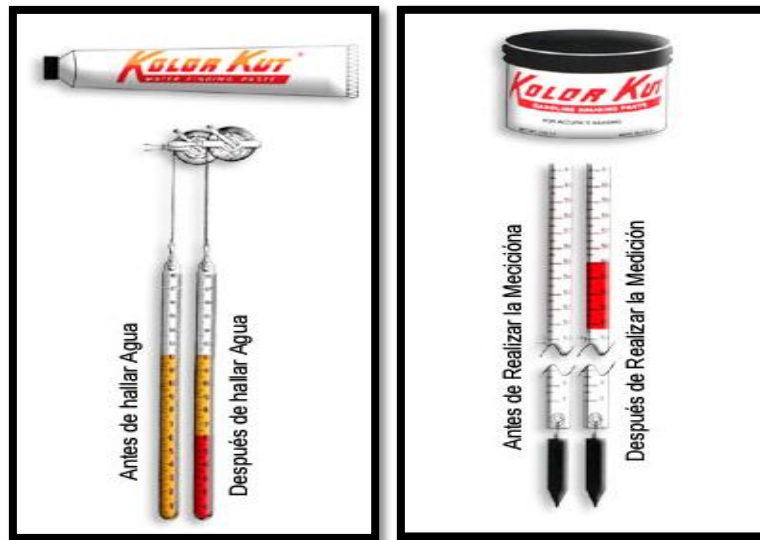


Figura II.3 Pastas de Medición Agua y Crudo. (Kolor kut, 2011)

✓ Medición al Vacío

Este método utiliza una cinta con el cero de referencia ubicado en el gancho de unión con la plomada, la escala está en forma ascendente desde el cero, mientras que en la plomada en descendente desde el mismo punto (ver figura II.5), se medirá la distancia que marca la cinta y el nivel que se mojó la plomada, obteniéndose la altura de vacío. Es usualmente usado para aforar tanques de techo flotante y fijo, ya que se les añade un tubo para el procedimiento, en la Figura II.4 se muestra la medición.

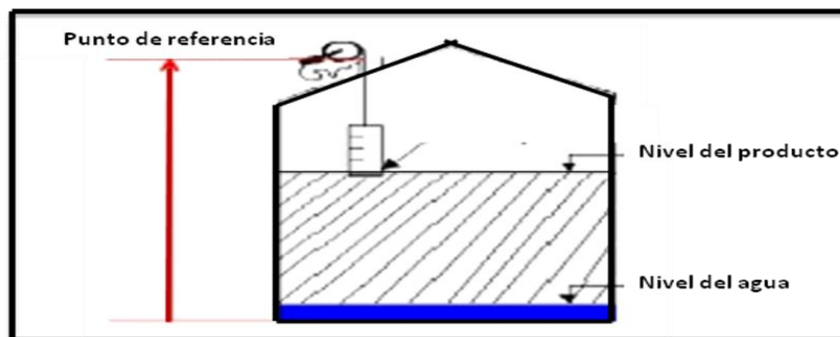


Figura II.4 Medición al vacío. (Perupetro, 2007).

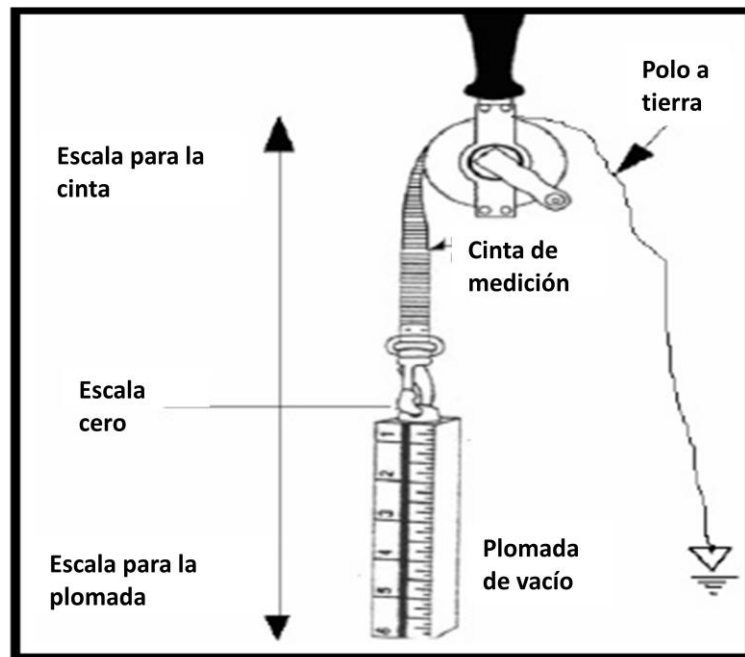


Figura II.5 Plomada de medición al vacío. (Perupetro, 2007).

✓ Medición en el fondo

Consiste en la medición de la distancia que existe entre la platina de medición en el fondo del tanque y la altura libre del líquido, donde se produce el corte en la cinta de medición, obteniéndose así de forma directa la altura del líquido, la figura II.6 ilustra el procedimiento.

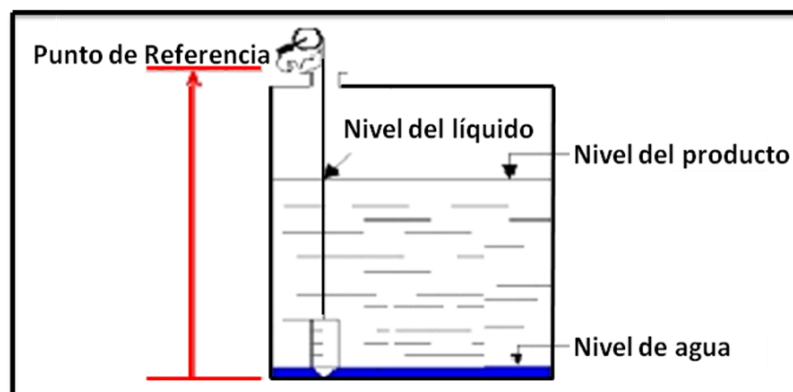


Figura II.6 Medición en el fondo. (Perupetro, 2007).

La cinta de medición utilizada en este método lleva el cero en la punta de la escala de la plomada (ver figura II.7), la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada, la plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono, debe tener su polo a tierra.

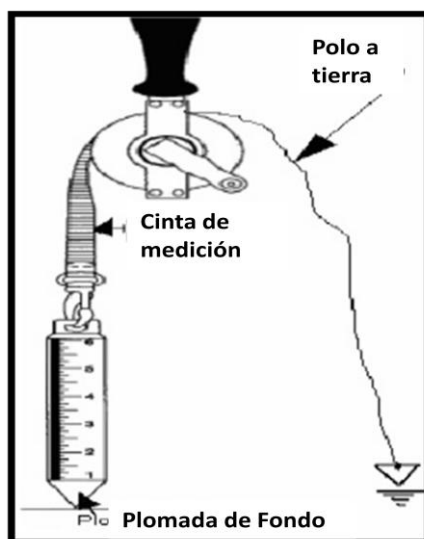


Figura II.7 Plomada de Medición en el fondo. (Perupetro, 2007).

II.2.2 Medición Dinámica o en Línea

Es la realizada con el fluido en movimiento empleando equipos mecánicos que se encuentren localizados directamente dentro de la tubería principal, midiendo continuamente el material desplazado (Figura II.8). Este sistema de medición aporta mayor precisión al momento de registrar los volúmenes, característica que lo hace más beneficioso y que crezca el interés sobre su aplicación, por tal razón, actualmente la Dirección General de Fiscalización e Inspección del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería está exigiendo la automatización de las mediciones fiscales.

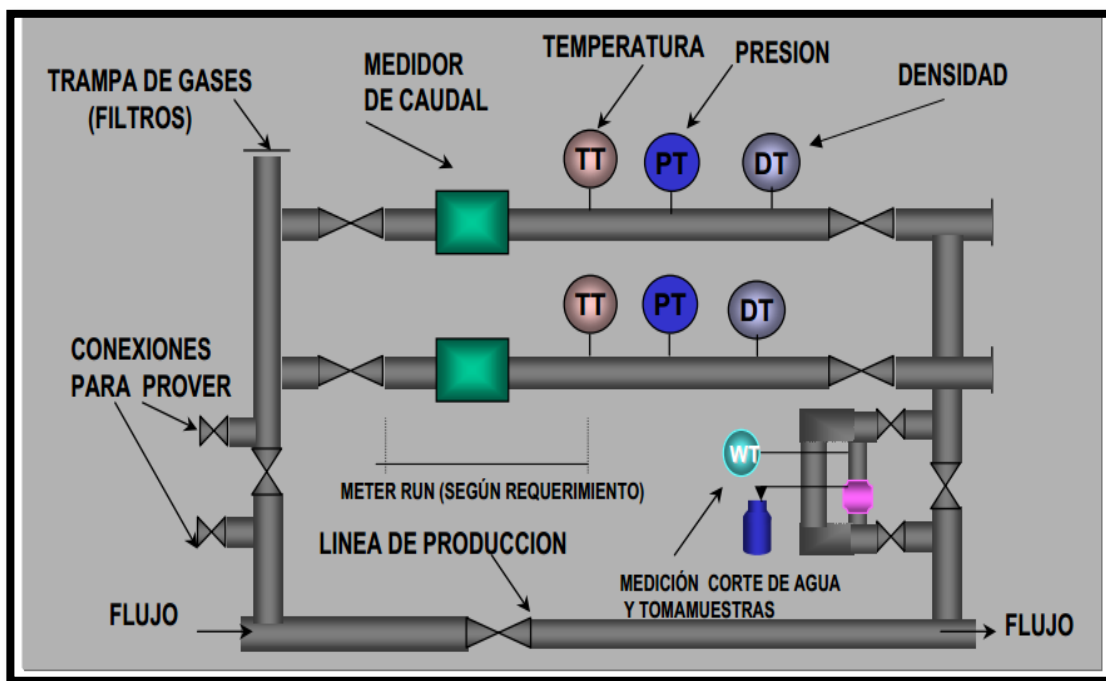


Figura II.8 Medición en Línea. (Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, 2001).

Las mediciones fiscalizadas y de transferencia de custodia automatizadas se entienden como los registros de las cantidades y calidades de los hidrocarburos cuyos resultados son transmitidos a los centros operativos y a las oficinas del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería por medios automáticos, es decir sin intervención ordinaria de personal.

En las Normas Técnicas de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos se describen aspectos relevantes para la medición automatizada, entre los cuales destacan los siguientes:

- ✓ No debe existir desvío del fluido ni posibilidad de contaminación del mismo, en caso de requerir desvío de flujo deberá estar justificado y provisto con una válvula de bloqueo de excelente hermeticidad de tipo doble bloqueo y purga.
- ✓ Es necesario considerar el respaldo de energía eléctrica, poseer protección contra alta tensión eléctrica y descarga atmosférica para mantener los equipos de procesamiento y cálculos funcionando, por tal motivo la empresa debe

tener plantas de generación que usan diesel o gas como combustible como plan de respaldo, además el sistema deberá ser capaz de efectuar un paro ordenado y reiniciar automáticamente.

- ✓ Con el fin de garantizar la integridad de los valores de las mediciones, es necesario mantener calibrados y configurados los elementos de medición, de igual forma usar los valores adecuados de los factores, constantes y ecuaciones de cálculos.
- ✓ El volumen se obtendrá como resultado de una serie de cálculos con datos obtenidos de los sensores, medidores, factores y constantes de cálculos.
- ✓ El acceso a los algoritmos y parámetros de cálculos deberán estar restringido y protegidos mediante códigos de acceso, al igual que el modo de selección de operación automático/manual del sistema.

Constantemente en la industria petrolera se realizan investigaciones para desarrollar equipos automatizados que permitan registrar datos de excelente calidad, tal es el caso de las Unidades Automáticas de Medición para Transferencia de Custodia (Unidad LACT), creadas con la finalidad de bombear y medir la producción, ahorrando tiempo y eliminando errores humanos.

Unidad LACT - Lease Automatic Custody Transfer

La Unidad Automática de Medición para Transferencia de Custodia es un sistema integrado por un conjunto de equipos y tuberías que realizan con alto nivel de precisión mediciones fiscales automatizadas de cantidad y calidad de los hidrocarburos líquidos Figura II.9, adicionalmente permiten controlar los volúmenes en los puntos de transferencia de custodia. Se diferencian de los sistemas de medición normales en que estos últimos se enfocan principalmente en el proceso productivo, por lo tanto, deben ser simples de rápida acción, confiables y libres de mantenimiento, mientras que en la transferencia de custodia se apunta a obtener la medición más exacta, de modo que los registros emitidos sean lo más cercanos posible a la realidad, en estos sistemas, no es crítico cuanto se tarde en dar una

respuesta, pero si esta debe ser exacta y verificable. Se exige que los equipos utilizados en estos puntos estén calibrados en base a patrones internacionales certificados y trazables.

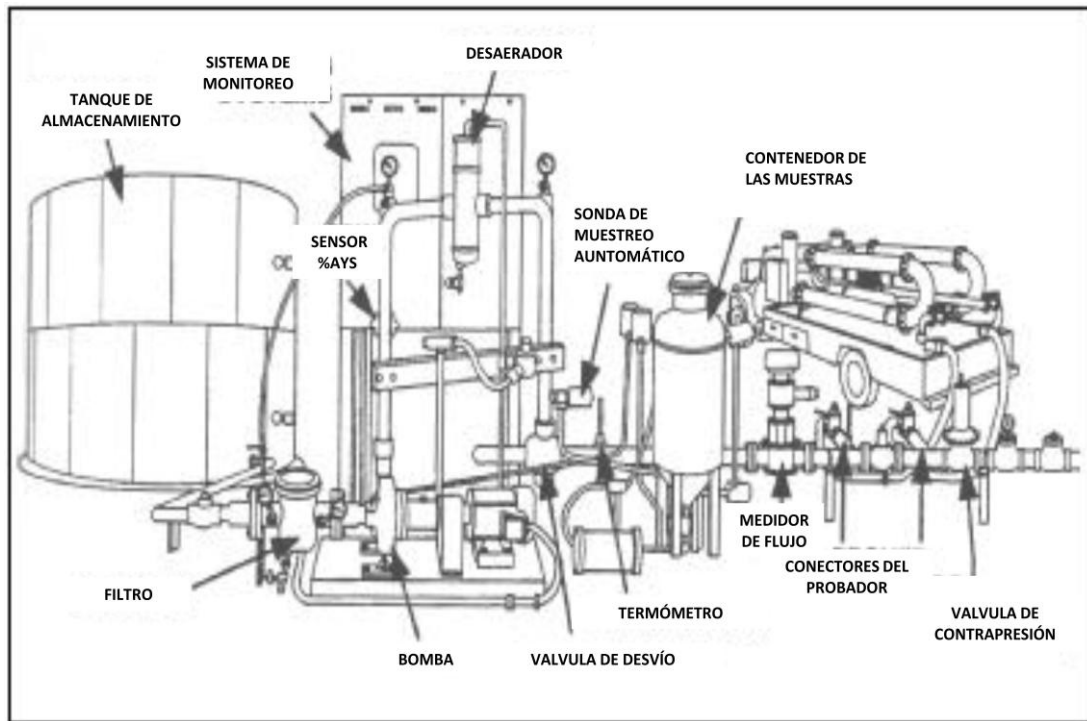


Figura II.9 Elementos constitutivos de un sistema LACT. (Arias, 2008).

A nivel mundial existen organismos que establecen estándares y normativas según el país, producto y principio de medición a utilizar. La más conocida, es la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML) que dicta normas de metrología para países de la comunidad Europea y que han sido adaptadas por muchos otros países. Estas normas están formuladas de tal manera que puedan ser incorporadas fácilmente a la legislación de cada país llegando a definir la precisión necesaria para un sistema de medición, en una determinada aplicación. Por otra parte, está el Instituto Americano del Petróleo (API), originario de EEUU, en él se establecen reglas orientadas a los procedimientos e instalaciones requeridos para obtener una medición exacta. API a diferencia de OIML no define procedimientos de certificación de equipos, quedando esto a criterio de los usuarios.

En este orden de ideas, cabe mencionar que en Venezuela el ente encargado de sugerir equipos y certificarlos es el Servicio Autónomo de Metrología de Hidrocarburos (SAMH), el cual funciona bajo la supervisión del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, desde el año 2007 fue publicado en la gaceta oficial 353.176 su creación, en el documento se especifican funciones tales como instalar o hacer que instalen los equipos e instrumentos de medición necesarios, mantenimiento y calibración de medidores de volúmenes y calidad de hidrocarburos y cualquier otra actividad o variable sujeta a fiscalización por parte del Ministerio.

Las unidades LACT cumpliendo su función de medir, analizar y registrar requieren elementos de monitoreo, registro, transmisión y medición (manómetros y termómetros), de igual forma deben tener incorporado en el sistema una bomba para el desplazamiento del crudo, un dispositivo para muestreo o coleccionar continuamente el crudo que fluye y un elemento que sea capaz de detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta (se cuenta con una válvula de desvío hacia un depósito, tanque de crudo contaminado o unidad de tratamiento).

Dentro del sistema LACT el flujo de crudo ingresa por el punto A, atravesando el lazo de la unidad hacia el punto C, si se detecta crudo fuera de la especificación de calidad es regresado al sistema de tratado de crudo por el punto B, la figura II.10, muestra el recorrido del flujo de crudo dentro del lazo del sistema LACT.

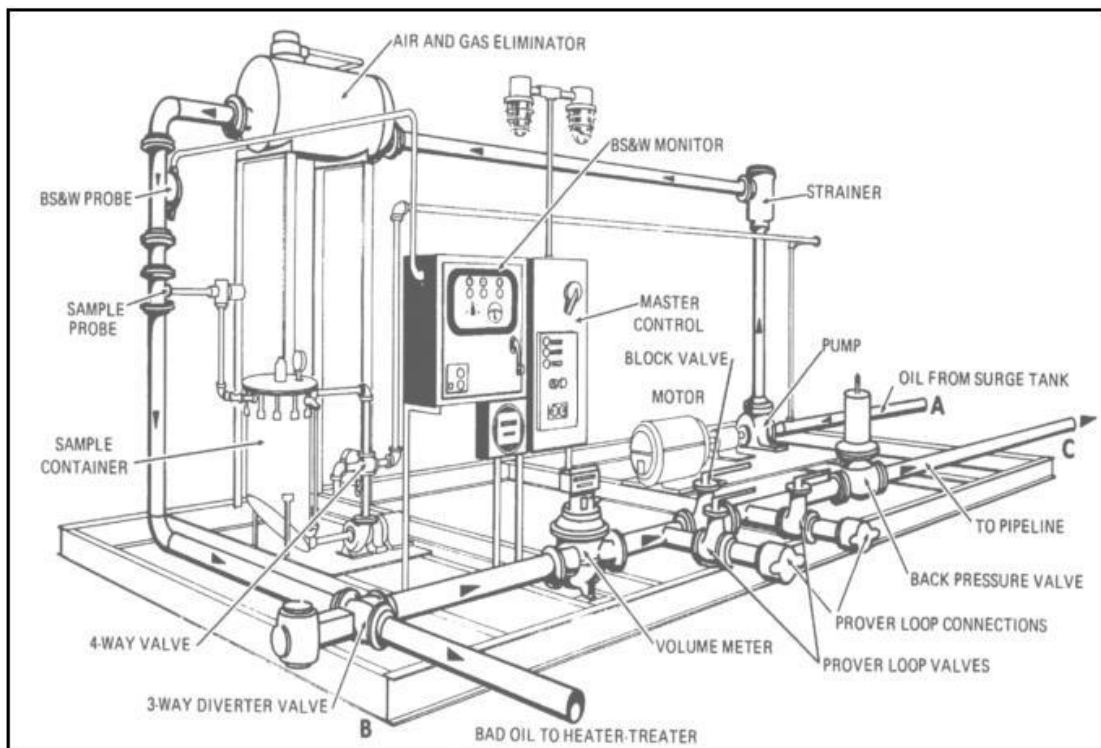


Figura II.10 Flujo de crudo en la unidad LACT. (Arias, 2008).

En este orden de idea, a continuación se desarrollarán los componentes básicos de las unidades LACT:

✓ **Válvula de Entrada**

Es la encargada de permitir el paso del fluido a la corriente donde se realizará la medición, es decir, válvula reguladora del todo el sistema.

✓ **Filtro y Eliminador de aire**

Para garantizar una buena medición es necesario que se ubique un filtro que descarte las partículas sólidas para así evitar daños a partes móviles del sistema, de igual forma se requiere la eliminación de aire o vapores asociados al fluido que está siendo bombeado, debido a que hay medidores que con la existencia de pequeños volúmenes pueden sufrir cavitación, además arrojar datos erróneos o simplemente dañarse. Los desaeradores acumulan el petróleo permitiendo que se dé la separación de las fases

(ver figura II.11), al transcurrir un tiempo y generándose la acumulación de cierto volumen de gas, una válvula que opera con un flotador posicionada en la parte superior del equipo se abre para liberar el fluido gaseoso, en la siguiente figura se observa este equipo.

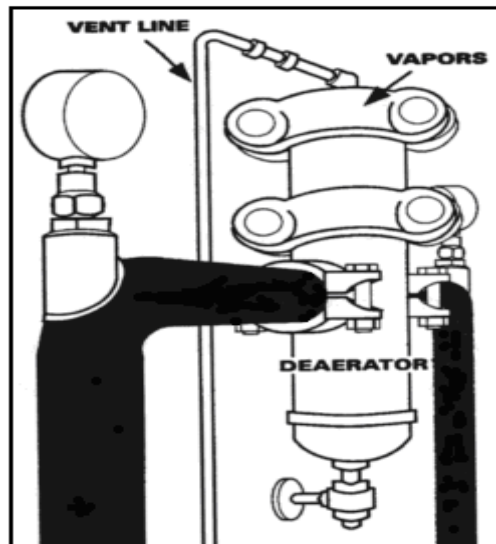


Figura II.11 Eliminador de aire y gas. (Arias, 2008).

✓ **Conexiones en circuito para el probador**

Conjunto de válvulas y accesorios que permiten la verificación de la precisión del medidor, a través de un probador portátil. Un probador es un recipiente cerrado o abierto de volumen conocido, utilizado como referencia para la calibración de medidores de servicio, deber ser diseñado y fabricado de acuerdo a lo establecido en la Norma API, Capítulo 4 de MPMS.

✓ **Transmisores de Presión y Temperatura**

La instalación de estos dispositivos permite el envío de señales con los valores de estas variables al sistema de control, lo que ayuda a mantener un adecuado funcionamiento de los equipos de medición (ver figura II.12).

Los transmisores de temperatura deben de estar basados en dispositivos térmicos resistivos (RTD'S), caracterizados por ser elementos que cambian su resistencia eléctrica con la temperatura de forma precisa. Su funcionamiento está basado en un microprocesador, el cual recibe la señal del sensor y lo transmite a la RTU (Remote Terminal Units), dispositivos de adquisición de datos y control en campo, su principal función es hacer interfaz entre los equipos de instrumentación y control local y el sistema de adquisición de datos y control supervisorio) ó a los PLC (Controladores Lógicos Programables), diseñados para programar y controlar procesos secuenciales en tiempo real, son dispositivos electrónicos que reproducen programas informáticos, que permiten controlar procesos automáticamente.



Figura II.12 Transmisor de Temperatura. (Hernández, 2012)

✓ **Válvulas de Control de Flujo**

Su función principal es ayudar a mantener la presión del medidor y el probador regulando el flujo. Puede actuar como válvula de contrapresión instalada luego de la bomba de desplazamiento ayudando a estar constantemente por encima presión de vapor.

✓ **Válvulas de Doble Bloqueo y Purga**

Este tipo de válvulas tienen como función aislar, es decir, asegurar la hermeticidad del sistema, adicionalmente son óptimas para realizar una intervención (desvío / muestreo / inyección). Son indispensables en equipos que cuenten con indicadores de presión o transmisores.

✓ **Densitómetro**

Es un equipo cuya base de funcionamiento es la resonancia, es por esta razón que al pasar el fluido de interés a través de él, el instrumento detecta un cambio de frecuencia, la cual es proporcional a la masa del crudo, teniendo esto y conociendo el volumen que está siendo bombeado se puede conocer la densidad del hidrocarburo.

✓ **Tomamuestra Automático**

La unidad tiene un sistema de muestreo del fluido para posteriormente en el laboratorio determinar la gravedad específica, el porcentaje de agua por destilación, y el sedimento por extracción, consistente en un controlador y una sonda. El controlador está equipado con un motor interno el cual es activado por una tarjeta de control. Esta orden puede ser interna, dependiendo de un temporizador de 1 a 9.999 segundos entre muestras, o externa dependiendo de un computador de caudal. Esta tarjeta transmite la señal al motor el cual gira 180°; este movimiento es transmitido a la sonda. Esta última está compuesta por un tubo, en cuyo extremo hay dos ventanas y en su interior existen una serie de piezas que transmiten el movimiento de rotación (180°) a una cámara, que se encuentra en el mismo lugar que la ventana, permaneciendo esta siempre abierta.

Las ventanas quedan en el centro del tubo y en el sentido de la vena del fluido, en el momento que la cámara comienza a girar, extrae una muestra de 1,5 ml, hasta llegar a los 90°, al llegar a este punto la cámara se cierra y transfiere la muestra al interior de la sonda, luego sigue girando hasta los próximos 90° y quedar nuevamente abierta.

Las sucesivas muestras se van desplazando dentro de la sonda hasta caer dentro del recipiente recolector.

En cuanto a los tomamuestras que son instalados para mediciones automáticas en línea pero que no son parte de la Unidad LACT, deberán recolectar y almacenar una muestra representativa de líquido a la condición operacional del oleoducto, para posteriormente transportarlo al laboratorio para ser sometido a distintos análisis. Para la instalación de estos dispositivos uno de los requerimientos es que se ubicarán a una distancia mínima de 20 diámetros de tubería de cualquier punto ubicado aguas arriba del lugar de muestreo, que pudiera causar perturbación en el flujo. Además del tomamuestras automático se instalará un punto para toma manual de muestras en el mismo punto de la recolección automática.

El tomamuestras manual estará provisto con válvulas y facilidades para permitir el lavado de los recipientes recolectores, estos dispositivos serán de tipo transportable con capacidad de cinco litros (5 l). En la Normas API MPMS 8.2 se especifica que en aquellas aplicaciones donde el volumen de muestra es muy grande, se podrán usar recipientes estacionarios, los cuales deberán ser contruidos según las recomendaciones indicadas en la misma. Por lo menos se requiere de dos (2) recipientes receptores de muestras, uno de los cuales estará recibiendo la muestra proveniente del extractor y el otro se mantendrá en condición de respaldo para comenzar a recibir la muestra cuando se reciba la orden respectiva del controlador o cuando el operador haga el intercambio en forma manual.

Los recipientes se ubican dentro de un módulo, apto para operar bajo las condiciones ambientales, ubicado lo más cerca posible del punto de extracción. Una vez tomada la muestra, su representatividad deberá ser garantizada hasta que los respectivos análisis sean realizados en el laboratorio, es por ello que es necesario disponer de los equipos adecuados para mezclar la muestra recolectada y homogeneizar la dispersión de agua que ha podido ser alterada durante el almacenamiento y transporte hasta el laboratorio. El recipiente recolector de muestras deberá incluir la toma adecuada para ser conectado al mezclador de laboratorio. La mezcla y el manejo de la muestra en el

laboratorio deberán estar en estricta concordancia con lo indicado en el API MPMS 8.3.

✓ **Sistema de Calidad**

Esta sección de la unidad involucra una serie de equipos que realizarán la determinación de la calidad del hidrocarburo que se está transfiriendo, tales como la gravedad API, porcentaje de agua y sedimentos.

- Medidor de porcentaje de agua y sedimentos

Generalmente en la unidad es aplicada la tecnología de los Parámetros Dieléctricos, la base de su funcionamiento es similar a un gran capacitor que considera la diferencia existente entre las constantes dieléctricas del agua (80) y el crudo (2,2), el hidrocarburo al pasar por el instrumento genera una variación en la capacitancia del equipo. A los medidores de este tipo cuando el corte de agua es mayor a 65% es indispensable que se le ingrese un factor de compensación por cambios en la densidad y salinidad.

En las actividades petroleras existen diferentes tecnologías para medir el corte de agua, como lo son: Medidor Óptico, Microondas y Medición de Densidad.

a. Medidor Microondas

Emite ondas a 2 GHz y gracias a las propiedades eléctricas del fluido la frecuencia de las microondas cambian (se percibe en el receptor diferencia de fase y amplitud de la señal), esta variación será proporcional a la cantidad de agua. Los medidores de este tipo no se ven afectados por modificaciones de velocidad, salinidad, pH, temperatura, viscosidad ni densidad. Cuentan con un microprocesador que registra y actualiza cada segundo el contenido de agua.

b. Medidor de Densidad

Con el uso de un caudalímetro másico se puede determinar la densidad de la mezcla, para que el sistema pueda detectar el porcentaje de agua al momento de configurar el

instrumento es necesario introducir la densidad del agua manualmente y la del petróleo, para que con las diferencias que se vayan registrando en el flujo se pueda establecer el corte de agua. En la figura II.13 se observa un transmisor cuyo funcionamiento está basado en la medición de las densidades para el reporte del porcentaje de agua.



Figura II.13 Medidor Porcentaje de Agua y Sedimentos. (Hernández, 2012).

c. Medidor Óptico

Su principio de funcionamiento es la absorción de la radiación infrarroja cercana, al trabajar con un sensor óptico se considera la gran capacidad que tiene el agua para transmitir la radiación (aproximadamente el 100%) a diferencia del petróleo que es un medio atenuante de la luz. Los medidores de esta clase no se ven afectados por vibración ni por cambios en la acidez, salinidad, contenido de sólidos y densidad. Si existen volúmenes de gas en el fluido que se está midiendo, es percibido como agua por la misma capacidad que tiene de transmitir la radiación. Su aplicación es recomendada cuando se tienen altos cortes de agua.

Adicional a las tecnologías mencionadas previamente se cuenta con otra técnica implementada en laboratorios para la determinación del Porcentaje de Agua y Sedimentos. Para conocer la cantidad de agua se realizará una Destilación, bajo la Norma COVENIN 2582-89 (ASTM D-95), el método se lleva a cabo calentando la muestra con un solvente inmiscible en agua que co-destile con ella. El solvente y el agua condensados continuamente separados con una trampa, el agua se deposita en la sección graduada de la misma y el solvente se devuelve al balón de destilación.

La cantidad de sedimentos se obtendrá por el Método de Extracción COVENIN-588, donde se toma una muestra representativa la cual se coloca en un dedal refractario y se extrae con tolueno caliente hasta que se obtiene una masa de residuo Figura II.14. La masa de residuo calculada como porcentaje se expresa como “sedimento por extracción”.

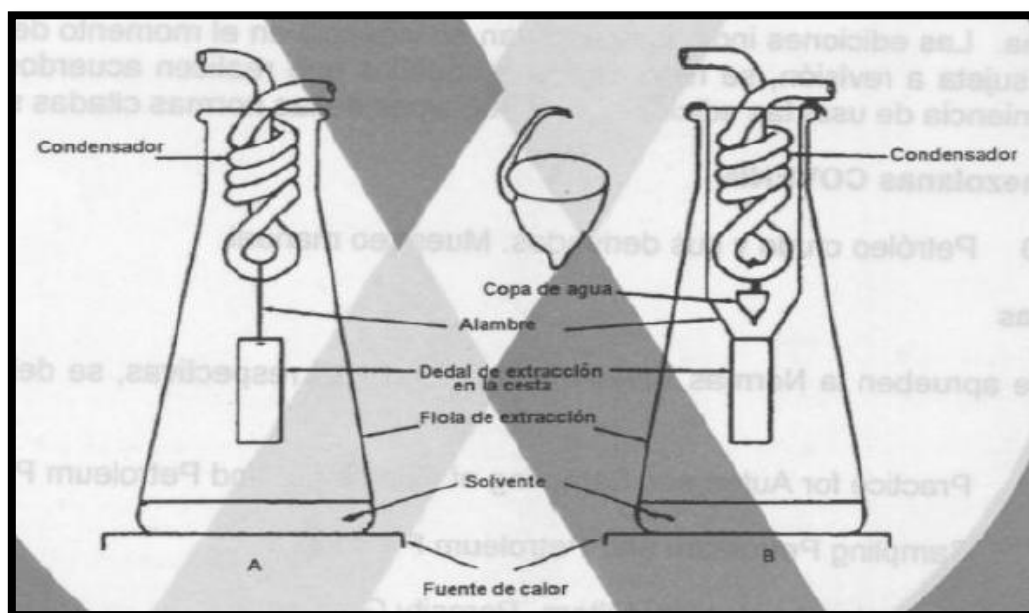


Figura II.14 Equipo de Extracción para la determinación de los sedimentos. (COVENIN-588, 2001).

- Gravedad API

El cálculo de la Gravedad API es realizado por el Método del Hidrómetro, los estándares de esta prueba son establecidos en la Norma Venezolana COVENIN 883-

02 (ASTM D-287). El Hidrómetro es un tubo de vidrio con una plomada interna, calibrados en grados API, el cual es sumergido en el líquido de densidad desconocida, en la prueba es importante considerar el registro de la temperatura.

El procedimiento de medición está basado en el principio que la gravedad API de un líquido está relacionada directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo que en él flote. Dependiendo de la densidad del líquido, el hidrómetro requerirá sumergirse más o menos en el fluido para equilibrarse (Principio de Arquímedes), pudiéndose leer al nivel del líquido el valor de la densidad relativa, posteriormente debe corregirse la lectura llevándola a 15,6°C (60°F) utilizando las tablas internacionales normalizadas apropiadas, las cuales son las 5A ó 5B de la Guía ASTM D 1250.

✓ **Computadores de Flujo**

Sistema encargado de proveer todos los datos de la unidad de medición, de igual forma recibe y transmite todas las funciones de operación en conjunto con los medidores de flujo. A continuación se describen las características de estos equipos para el cálculo del flujo:

- a. Matemática de Punto Flotante.
- b. Frecuencia de muestreo seleccionable entre uno (1) y diez (10) segundos.
- c. Algoritmo de integración con error menor a $T \cdot Q/2$, donde T es el período de muestreo y Q el caudal instantáneo medido.
- d. Capacidad de reiniciarse sólo mediante uso de claves conocidas por los operadores.
- e. Despliegue gráfico de la cantidad acumulada y de la hora de inicio de la integración, o de la duración de la acumulación.
- f. Comunicación directa y digital con la electrónica del editor, a fin de aprovechar la máxima resolución y precisión del medidor.

h. Inmunidad contra interferencias electromagnéticas.

i. Capacidad instalada para comunicación con sistemas SCADA, DCS, PLC, entre otros.

✓ *SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition*

Es un sistema que supervisa y controla variables de procesos a distancia a través del uso de computadores. Por medio de un software especializado se mantiene comunicación y control de los dispositivos de campo, obteniéndose toda la información generada en el proceso productivo. Los datos recibidos pueden ser manejados por diversos usuarios, tanto de la misma jerarquía como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos). En el apéndice 4 se desarrolla el sistema.

✓ *DCS - Distributed Control System*

Es un sistema de control aplicado generalmente a un sistema de fabricación, proceso o cualquier tipo de sistema dinámico, en el que los elementos del tratamiento no son centrales en la localización (como el cerebro), sino que se distribuyen a lo largo de todo el sistema con cada componente o sub-sistema controlado por uno o más controladores.

✓ *PLC - Programmable Logic Controller*

Es un equipo electrónico, programable en lenguaje no informático, diseñado para controlar en tiempo real y en ambiente de tipo industrial, procesos secuenciales. Un PLC trabaja en base a la información recibida por los captadores y el programa lógico interno, actuando sobre los accionadores de la instalación.

Cálculo del Volumen Fiscal Automatizado

En operaciones de transferencia de custodia de líquidos, mediante medición en tuberías sin compensación automática por temperatura y presión, la secuencia de cálculos para obtener el volumen neto referido a condiciones base o estándares de referencia, se deberá realizar a través los siguientes pasos:

- a. El software deberá registrar el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente antes de iniciar el movimiento. Esta lectura será denominada MRo.
- b. Con el valor de densidad obtenido del medidor de densidad en línea (densidad observada) y la temperatura señalada por el medidor de temperatura en línea (temperatura observada), el software de cálculo deberá obtener la densidad a la temperatura de referencia de la tabla API 5A (60°F).
- c. Durante toda la operación (recibo o entrega de líquidos), el software de cálculo deberá obtener el promedio ponderado de la temperatura (TWA, fórmula 1), el cual será calculado sumando los valores de temperatura obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volumen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$TWA = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times V_i}{V_t} \quad (1)$$

Ti es el valor de temperatura medido en cada intervalo i.

Vi es el volumen medido desde la última lectura de temperatura.

Vt es el volumen total medido durante la operación.

- d. Durante toda la operación (recibo o entrega de crudo), el software de cálculo debe obtener el promedio ponderado de la presión (PWA, fórmula 2), el cual será

calculado sumando los valores de presión multiplicados por el volumen determinado durante el mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente ecuación:

$$PWA = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \times V_i}{V_t} \quad (2)$$

Pi es el valor de presión medido en cada intervalo i.

Vi es el volumen medido desde la última lectura de presión.

Vt es el volumen total medido durante la operación.

e. Con el TWA y la Densidad de referencia, el software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL), de la tabla API 6A. Con estos mismos datos base, debe obtener el factor de compresibilidad del líquido (F).

f. El software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la presión en líquido (CPL, ecuación 3), mediante la siguiente ecuación:

$$CPL = \frac{1}{1 - PWA - \frac{P_e - P_b}{P_e} \times F} \quad (3)$$

Donde:

PWA es el promedio ponderado de la presión.

Pe es la presión de vapor del crudo.

Pb es la presión base o de referencia.

F es el factor de compresibilidad del líquido

g. Para efectuar el ajuste del volumen medido, a condiciones base o estándares de referencia, el software debe calcular el factor de corrección compuesto (CCF, ecuación 4), el cual viene dado por:

$$CCF = CTL \times CPL \times MF \quad (4)$$

Donde:

MF es el Factor del Medidor válido para la operación.

CTL es el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido.

CPL es el factor de corrección por efecto de la presión en líquido.

h. Para calcular el Factor del Medidor (MF, fórmula 5), se efectúa el siguiente cálculo:

$$MF = \frac{NPV}{NMV} \quad (5)$$

Donde:

NPV es el Volumen Neto en el Probador.

NMV es el Volumen Neto en el Medidor.

i. Para el cálculo del Volumen Neto del Probador (NPV, ecuación 6), se utiliza el Volumen Base del Probador (BPV) el cual es determinado a condiciones estándar de referencia utilizando métodos de laboratorio tales como “water draw” (desplazamiento de agua) o medidores maestros que deben estar certificados por el NIST (National Institute of Standards and Technology) o por un organismo similar.

j. El volumen del probador en condiciones de operación puede ser mayor o menor que el BPV debido al efecto de la temperatura y la presión en el metal del probador y en líquido, por lo tanto se deben usar factores de corrección para ajustar el Volumen Base del Probador (BPV) por esos efectos:

$$NPV = BPV \times (CTSp \times CPSp \times CTLp \times CPLp) \quad (6)$$

Donde, los factores de corrección que afectan el metal del probador son:

CTSp: corrección por la expansión y/o contracción térmica del metal del probador por efecto del promedio de la temperatura del líquido en el probador. El cual se representa por la siguiente ecuación:

$$CTSp = 1 + \{(T - Tb) \times Gc\} \quad (7)$$

Donde:

Gc es el coeficiente de expansión por grado de temperatura del material del cual está fabricado el Probador, entre Tb y T, el cual podrá ser determinado de las tablas publicadas por las industrias estándares.

Tb es la Temperatura Base.

T es la Temperatura del líquido en el Probador.

CPSp: corrección por la presión de expansión y/o contracción del metal del probador por efecto del promedio de la presión del líquido en el probador.

$$CPSp = 1 + \{(P - Pb) \times (ID)\} / (E \times WT) \quad (8)$$

Donde:

P es la presión interna de operación del probador.

Pb es la presión base.

ID es el diámetro interno del probador.

E es el módulo de elasticidad del material del probador, el cual puede ser determinado de valores utilizados en los estándares de la industria.

WT es el espesor de la pared del recubrimiento del probador.

Los factores de corrección que afectan el líquido en el probador los podemos dividir en:

CTLp: corrección por el efecto del promedio de temperatura del probador sobre la densidad del líquido.

CPLp: corrección por efecto de compresibilidad o promedio de la presión en el probador.

Estos factores de corrección son determinados de la misma manera que se describió anteriormente.

k. Para el cálculo del Volumen Neto del Medidor (NMV, ecuación 9), se utiliza el mismo procedimiento para determinar el Volumen del Probador, es decir primero se determina el Volumen indicado por el Medidor y se ajusta o corrige por el efecto de la temperatura del medidor y la presión sobre el líquido.

El volumen indicado por el Medidor (IVm, ecuación 10), se calcula:

$$NMV = IV \times \{CTLm \times CPLm\} \quad (9)$$

Dividiendo el número de pulsos (N) generados durante la corrida de la prueba, entre el valor nominal de pulsos por unidad de volumen (Factor KF).

$$IVm = N / KF \quad (10)$$

Donde:

IVm es el volumen indicado por el medidor.

N es el número de pulsos generados durante la corrida de la prueba.

KF es el número de pulsos nominales por unidad de volumen.

Para la determinación CTLm y CPLm se utiliza el mismo método descrito anteriormente.

Una vez calculados los volúmenes corregidos del medidor y del probador, podemos calcular el factor del medidor, sustituyendo todo en la fórmula (5), quedando:

$$MF = BPV \times \frac{CTSp \times CPSp \times CTLp \times CPLp}{IVm \times (CTLm \times CPLm)} \quad (11)$$

l. El software de cálculo debe registrar el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente después de finalizar el movimiento. Esta lectura será denominada MRc. Con este valor y con el MRo, se procede a calcular el volumen indicado (IV, ecuación 12), mediante:

$$IV = MRc - Mro \quad (12)$$

m. Para obtener el Volumen Referido a condiciones base o estándares de referencia (GSV, ecuación 13), se le aplica el CCF al IV. Esto es:

$$GSV = IV \times CCF \quad (13)$$

n. La cantidad neta de crudo correspondiente a la operación de transferencia de custodia, venta o fiscalización se obtiene al deducir del GSV, el contenido de agua y sedimentos, medido por el instrumento de corte de agua en línea. El volumen neto total, con agua y sedimentos extraídos (NVS), se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$NVS = IV \times CTL \times CPL \times MF \times \left(1 - \left(\frac{\%A\&S}{100} \right) \right) \quad (14)$$

Donde:

%**A&S** representa el contenido de agua y sedimentos presentes en el líquido, el cual se obtiene del promedio ponderado de la lectura del medidor en línea. El porcentaje de agua y sedimentos es tomado durante el intervalo de tiempo que dure la operación de fiscalización o transferencia de custodia y el software de cálculo realiza y genera los cálculos finales con la respectiva documentación.

✓ Medidores de flujo

Uno de los registros más importantes que aporta la unidad LACT es el volumen de hidrocarburo líquido que está fluyendo a través de ella, en la industria petrolera existe gran variedad de dispositivos que son capaces de contabilizar la producción. Se clasifican en dos grandes grupos, en el primero de ellos se encuentran los Medidores de Caudal de Masa, el registro en estos equipos se realiza de dos formas, una se efectúa partiendo de una medida volumétrica adicionándole un transmisor de densidad del fluido, conjuntamente con un transductor multiplicador que proporcione el resultado del volumen leído por la densidad. La otra forma de conocer el caudal es a través de la implementación de una serie de elementos tales como: Medidores Térmicos, Medidores de Momento Angular, Medidores por Frecuencia Natural de Oscilación.

Los Medidores Volumétricos representan el segundo grupo que permiten la cuantificación del fluido, por medio de mediciones directas (desplazamiento) o indirectas (presión diferencial, área variable, velocidad, fuerza, tensión inducida, vórtice). La Tabla II.5 muestra la clasificación los medidores de flujo.

Para las actividades de fiscalización el Ministerio especifica en las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del año 2001 en su Sección 14.1.5 “Tecnología para la Medición de la Fiscalización y Transferencia de Custodia” que se deben implementar equipos que sean comúnmente usados y de marcas reconocidas, por tal razón en la siguiente sección se desarrollarán los de mayor

empleo en las mediciones, debido a que han demostrado un comportamiento óptimo y la calidad del valor reportado es bastante confiable por la precisión del instrumento.

Tabla II.5. Medidores de Flujo.

MEDIDORES DE CAUDAL DE MASA		MEDIDORES VOLUMÉTRICOS	
Térmico	Diferencia temperaturas en dos sondas de resistencias	Presión Diferencial	✓ Placa orificio ✓ Tobera ✓ Tubo Venturi ✓ Tubo Pitot ✓ Tubo Annubar
Movimiento	✓ Medidor Axial ✓ Medidor Axial de doble turbina	Fuerza	Placa de impacto
		Área variable	Rotámetro
		Tensión Inducida	Medidor magnético
		Velocidad	✓ Vertederos con flotador en cana- les abiertos ✓ Turbina ✓ Sondas Ultrasó- nicas
Fuerza de Coriolis	Tubo de vibración	Desplazamiento positivo	✓ Disco giratorio ✓ Disco Oscilante ✓ Pistón oscilante ✓ Pistón alternativo ✓ Medidor rotativo ✓ Medidor paredes deformables
		Torbellino (Vortex)	Medidor de fre- cuencia de trans- mitancia, o con- densador o ultra- sonidos
		Oscilante	Válvula oscilante

✓ **Medidores de Desplazamiento Positivo (MDP)**

Miden directamente el flujo por separación en segmentos volumétricos continuos, es decir, separa un líquido en volúmenes discretos y los contabiliza. En la industria es ampliamente usado por el fácil mantenimiento y bajos costos, los errores de medición que existan dependerán únicamente de la holgura entre las partes fijas y móviles, por lo cual generalmente queda limitado a los líquidos, sin embargo cabe señalar que hay algunas versiones disponibles para gases, estos equipos se diferencian principalmente del medidor de líquidos por poseer baja resistencia a la fricción ya que el gas no tiene la suficiente energía para activar el medidor de mecánica compleja.

Este tipo de instrumentos se caracterizan por ser sensibles a las variaciones de viscosidad (deben ser calibrados para un fluido específico si se está por debajo de 100 centistokes), son ideales para fluidos altamente viscosos, tales como los aceites, resinas, sellantes, adhesivos y pinturas. Están compuestos básicamente por una carcasa exterior (esta puede ser doble o simple, en la primera de ellas la capa externa solo actúa como un recipiente de presión y en la simple funciona tanto para proteger el elemento de medición así como un contenedor de presión) que envuelve a un elemento interno de medición y un sistema motriz de los accesorios. En la Tabla II.6 se detallan las principales características de estos medidores.

Los medidores de desplazamiento positivo para Unidades LACT trabajan en un rango entre -25 a 125 °F (-31,7 a 51,7 °C), posee una linealidad de +/- 25 %, una repetibilidad del 2 % y su tamaño va desde 2" a 16" (50,8 a 406,4 mm). Las bridas implementadas para su conexión varían entre ANSI 150# a 600#.

En la actualidad se han desarrollados distintos mecanismo de operación para los medidores de desplazamiento, entre los cuales se pueden destacar:

1. Medidores Rotativos

Son los más utilizados actualmente, se basan en un movimiento giratorio de ruedas, entre ellos se ubican los siguientes:

✓ DP-Tipo Oval

El fluido al entrar a la cámara crea una diferencia de presión en dos ruedas ovals engranadas con gran precisión lo que produce un movimiento de giro con el mínimo rozamiento, sin que se dé la creación de bolsas o espacios muertos. Con cada rotación se desplaza la misma cantidad de fluido. Ofrecen la ventaja de que las mediciones son independientes de las variaciones de densidad y de viscosidad.

✓ DP-Birotor

Su principio de operación es muy parecido al Tipo Oval, son dos helicoidales que separan el fluido entrante y es contabilizado enviando el registro a un sistema totalizador. Pueden ser de carcasa doble o simple y cuentan con la unidad de medición separada del cuerpo.

2. Medidores de Disco Oscilante.

Estos dispositivos cuentan con una cámara circular que contiene un disco plano móvil, en él está intercalada una placa fija que impide el giro completo del disco al pasar el fluido, conociendo así en cada movimiento el volumen desplazado. Un eje contador en el centro del disco registrará el número de movimientos del fluido.

3. Medidores de Pistón Oscilante

Es un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro, ambos con la misma longitud, sin embargo, el pistón tiene menor diámetro. Al entrar el fluido el pistón oscila en cuatro posiciones alrededor de una placa que divide la entrada de la salida, en la primera posición se recibe el líquido, la segunda y la tercera son para posicionarlo dentro del cilindro, se va llevando el fluido a la última etapa del

ciclo, es decir, es forzado a salir del sistema de medición. El ciclo de entrada y salida del fluido está representado en la Figura II.15

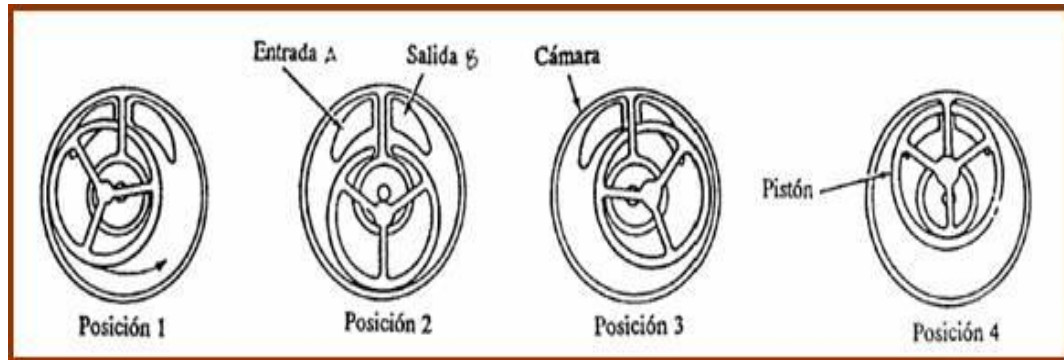


Figura II.15 Ciclo de entrada y salida del fluido en un Pistón Oscilante. (Arias, 2008).

4. Medidor de Pistón Alternativo

El movimiento de fluidos es discontinuo por los procesos de carga y descarga de válvulas que abren y cierran alternativamente. En Figura II.16 se explica su funcionamiento.

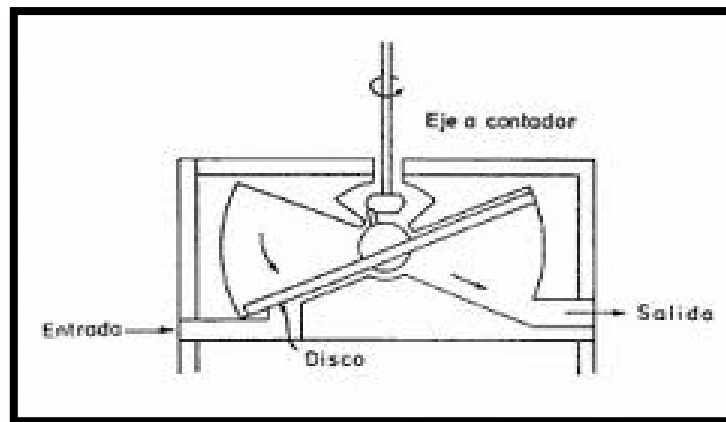


Figura II.16 Funcionamiento del Medidor de Pistón Alternativo. (Tecnoficio ,2011).

Tabla II.6. Características de los Medidores de Desplazamiento Positivo.

CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Aplicado a líquidos limpios y son ideales para fluidos altamente visco-sos. - Versiones disponibles para gases. - Precisión: $\pm 0,05\%$ - Rangoabilidad: 10:1 - Se aplican donde haya un flujo grande.	- Fácil mantenimiento, no requieren acondicionamiento del perfil de flujo. - Método incluido en API Manual de estándares de Medición de Petróleo (MPMS por sus siglas en ingles). - Posee alta precisión. - Se realiza la lectura directa del volumen total de caudal. - Baja caída de presión - Puede manejar flujos muy bajos.	- Está sujeto a desgaste mecánico. - Sensibles a los cambios de viscosidad, deben ser calibrados por debajo de 100 centistoke). - Baja tolerancia a burbujas de aire. - Fallas por taponamiento. - Para que el proceso sea de alta eficiencia y preciso, los fluidos a medir tienen que ser limpios.

✓ Medidores Ultrasónicos

Instrumento cuyo funcionamiento consiste en la emisión de ondas a través de la corriente del fluido, detectando cualquier tipo de cambio en: la velocidad del flujo, la velocidad transversa o cambios instantáneos en la velocidad local, motivo por el cual los medidores ultrasónicos son mucho más sensitivos a los errores sistémicos que los medidores convencionales.

Se recomienda aplicarlos en fluidos limpios principalmente, ya que la existencia de partículas puede producir dispersión de las ondas de sonido. La exactitud de estos está entre +1% y +5% del flujo. Tienen la capacidad de ser instalados dentro o fuera de la tubería, lo que es beneficioso en el caso de fluidos muy corrosivos ya que el

dispositivo operará sin ningún tipo de problemas al estar ubicado en la parte externa de la línea de flujo Figura II.17. Una de sus características principales es que su instalación es simple, no ocasiona pérdidas de cargas, adicionalmente suelen tener rangos de medición amplios.

Existen dos tipos de medidores ultrasónicos, el primero de ellos es el de Tiempo de Tránsito cuya aplicación para la medición de caudales es muy común, su principio de funcionamiento es sencillo, está basado en el diferencial de tiempo que demora en viajar una onda en el fluido, a favor del flujo y en contra del mismo.



Figura II.17 Ubicación del Medidor Ultrasónico. (Dynamicflow, 2011).

Una onda sónica viajando en la dirección del flujo se propaga más rápidamente que a contraflujo ($V_{AB} > V_{BA}$) son los más precisos en cuanto a medidores ultrasónicos y son capaces de admitir bajo contenido de partículas sólidas y gas.

En la Figura II.18 se visualiza cómo se obtiene el registro de la velocidad, se miden en forma continua los tiempos de tránsito t_{AB} y t_{BA} , la diferencia de viaje de las dos ondas ultrasónicas ($t_{BA} - t_{AB}$) es proporcional a la velocidad media del flujo V_m , posteriormente realizando el producto entre el área de la sección transversal de la tubería por V_m , se obtiene el caudal.

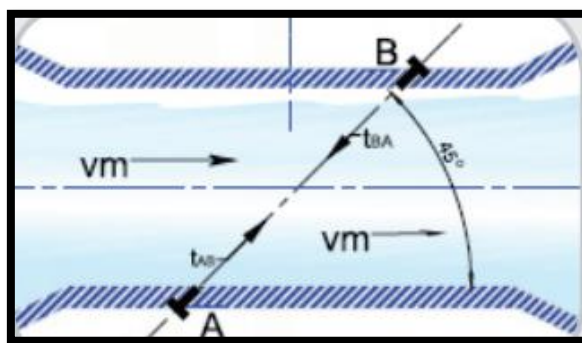


Figura II.18 Medidores Ultrasónicos de Tiempo de Tránsito. (Regaber, 2012).

Otro método de medición ultrasónico es utilizando el Efecto Doppler, se parte del principio de que con el uso de un generador se emitirán ondas hacia el fluido en movimiento con partículas, éstas al percibir las reflejarán y serán captadas de nuevo por el instrumento, la variación que se dio en la frecuencia del sonido será proporcional a la velocidad de las partículas. La tabla II.7 resume las características principales de los Medidores Ultrasónicos.

Tabla II.7. Características de los Medidores Ultrasónicos.

CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Precisión: $\pm 1\%$ a 5%. - Rangoabilidad: 20:1	- Pueden ser instalados dentro o fuera de la tubería. - No tiene obstrucciones ni partes móviles. - No ocasiona pérdidas de carga. - Instalación simple. - Rangos de medición amplios. - Caída de presión insignificante. - Bidireccional.	- Sensibles a los errores sistemáticos, a cambios de densidad y viscosidad. - Es necesario instalarle un filtro eliminador de aire. - Altos costos. - Requiere tramos rectos de tubería. - Afectado por sedimentos.

✓ **Medidor Tipo Coriolis**

Es un medidor de flujo másico que realiza los registros de tasa de flujo de manera directa, es un sensor conectado directamente a un computador de flujo, eliminando la necesidad de compensaciones por presión y temperatura. Su funcionamiento parte de las fuerzas inerciales, estas pueden ser creadas de dos formas, la primera por inversión de las velocidades lineales del flujo, esto se logra al someter a una desviación y a una vibración controlada (frecuencia de resonancia) un bucle en forma de omega (ω) (ver Figura II.19) el movimiento será perpendicular a la dirección de desplazamiento del fluido creándose una fuerza de aceleración en la entrada del tubo y otra a la salida pero de deceleración, la magnitud de este desfase será proporcional a la masa del fluido.

La otra forma es por inversión de las velocidades angulares en un tubo recto que al igual que el método anterior se somete a vibración y se origina una diferencia de fase entre las velocidades angulares de distintos puntos, la cual será percibida por sensores y será proporcional al caudal másico.

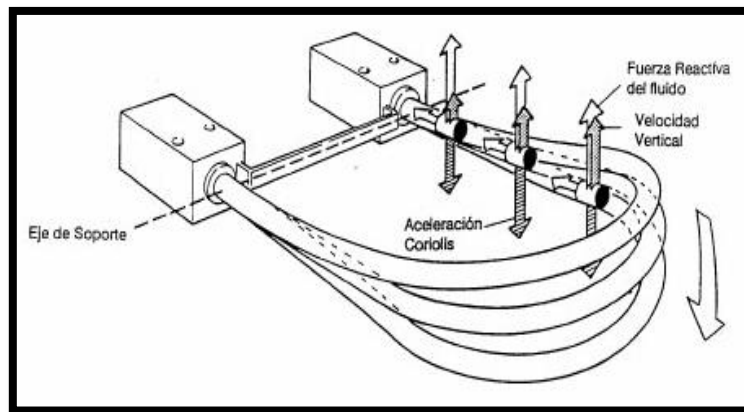


Figura II.19 Movimiento vibratorio de un Medidor tipo Coriolis. (Mecatronics, 2010)

El medidor Coriolis ofrece la ventaja que sin importar su geometría no se verá afectado por las densidades del fluido, la presión ni la temperatura, en la Figura II.20 se observa las diferentes formas de presentar este tipo de medidores. Los equipos que están siendo comercializados usan ecuaciones y algoritmos especificados por API

para calcular el volumen a una temperatura estándar, así como la gravedad estipulada por el API para el crudo, los derivados del petróleo y los aceites de lubricación, lo cual es beneficioso ya que permite con el uso de un solo instrumento determinar el volumen estándar y la densidad compensada por temperatura para la transferencia de custodia en oleoductos en terminales de carga y unidades LACT.

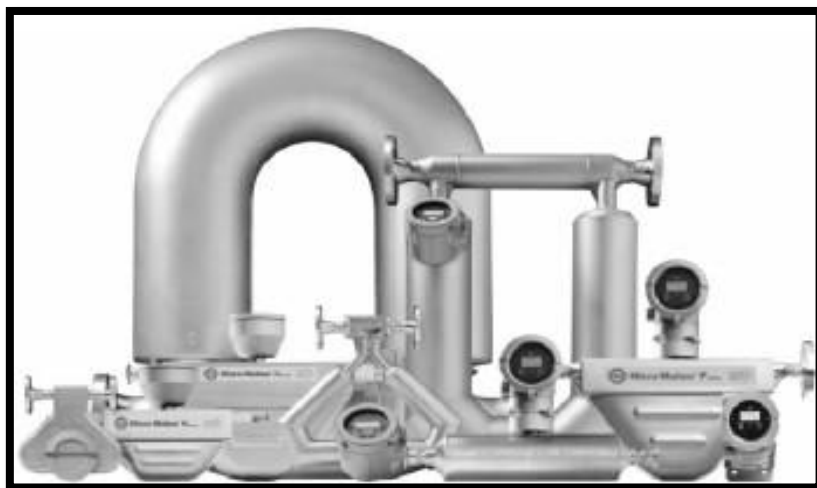


Figura II.20 Medidores Tipo Coriolis. (Emerson Process Management, 2009).

Los criterios de selección para tomar una serie o formas de los medidores coriolis será el volumen del caudal que fluirá a través de él y la precisión que se requiera.

Tabla II.8 Características de los Medidores Coriolis.

CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Precisión de Medición de Densidad (Líquidos): $\pm 0,0002$ g/cc. - Precisión de Medición de Flujo $\pm 0.15\%$ - Límite de Presión 1450 psi.	- Sin importar su geometría no se verá afectado por las densidades de flujo. - Para medir volumen: No tiene partes móviles, asegurando una mejor exactitud a lo largo del tiempo. - La medición de Densidad en línea está disponible. - Salidas electrónicas múltiples y variadas proveen información en tiempo real para diagnóstico y operación de la línea. - Bajo mantenimiento. - Mínimo efecto por fluidos corrosivos.	- Inversión inicial alta. - Debe tener una densidad muy precisa para lograr registro de un buen volumen. - Los depósito de fluido en el funcionamiento interno del equipo puede provocar errores en la medición.

✓ **Medidor Tipo Turbina**

Este tipo de medidores consta de un rotor paralelo a la dirección de flujo con aspas que giran a una velocidad aproximadamente proporcional al caudal, el fluido ejerce una fuerza de arrastre en el rotor, esta será equilibrada a través de una diferencia de presiones creada por la restricción de área originada por un cono posterior al instrumento giratorio (ver Figura II.21). Un medidor tipo turbina está equipado con sensores capaces de registrar las diferencias y enviar la señal a computadores de flujo donde se procesan los valores.

Su aplicación se referirá a fluidos muy limpios, ya que agentes corrosivos, sólidos en suspensión y la acción erosiva puede dañar el mecanismo medidor. Es aplicable bajo el mismo principio pero con diferente diseño del rotor para líquidos, gases y vapores, es especialmente útil en sistemas de mezclas en la industria del petróleo. El error de estos elementos es bastante bajo, alrededor del 0.25% del alcance del instrumento, es uno de los medidores más exactos para servicios de líquidos.

Medidores de turbina son normalmente usados, para medir productos de baja viscosidad, productos refinados, tales como propano, kerosene o diesel, en tales circunstancias, y con una operación continua la vida útil será mayor que la de los medidores de desplazamiento positivo. Los medidores de turbina no deben ser usados en líquidos que contienen mucha parafina u otras sustancias incrustantes que alteren la sección transversal, afectando el factor de volumen. La tabla II.9 resume las características principales de los Medidores tipo Turbina.



Figura II.21 Medidor Tipo Turbina y su corte transversal. (AutiTech, 2011).

Tabla II.9. Características de los Medidores Ultrasónicos.

CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Rangoabilidad: 10:1 - Precisión para líquidos: $\pm 0,25\%$ - Repetibilidad: $\pm 0,02\%$	- Bajo costo. - Buena repetibilidad. - Recomendado por API.	- Medición afectada por cambios de viscosidad y densidad. - Utilizado a fluidos muy limpios, agentes erosivos pueden dañar el mecanismo medidor. - Recomendada para productos de baja viscosidad. - Rangoabilidad limitada. - Requiere accesorios y tramos rectos de tubería. - Reparaciones costosas, constata calibración y mantenimiento rutinario.

✓ **Placa Orificio**

Lámina metálica de acero inoxidable fijada dentro de la tubería entre un par de bridas, cuenta con una abertura bien sea de forma cilíndrica o prismática capaz de crear un diferencial de presión que permita la determinación de caudal. La medición se lleva a cabo por dos elementos, el primario que está representado por la placa y el secundario, que es un dispositivo que se coloca fuera de la tubería que mide y registra la variación. Su funcionamiento es sencillo, al chocar el fluido con la placa disminuye la velocidad del fluido haciendo que la presión justo en ese punto sea un poco mayor a la de operación en la línea de conducción aguas arriba, al pasar el fluido por el orificio para compensar la disminución del área la velocidad aumenta y la presión disminuye, aguas abajo de este punto el fluido comienza a dispersarse y la presión a restablecerse al mismo tiempo que la velocidad.

Una de las características más resaltante de este borde es que el chorro generado cuando fluye el fluido a través de él es que no toca en su salida de nuevo la pared de la placa, el espesor de dicha pared dependerá del tamaño de la tubería y la temperatura de trabajo (rango de espesor generalmente $1/8'' - 3/8''$). Dos tomas conectadas en la parte anterior y posterior de la placa captan esta presión diferencial (Figura II.22).

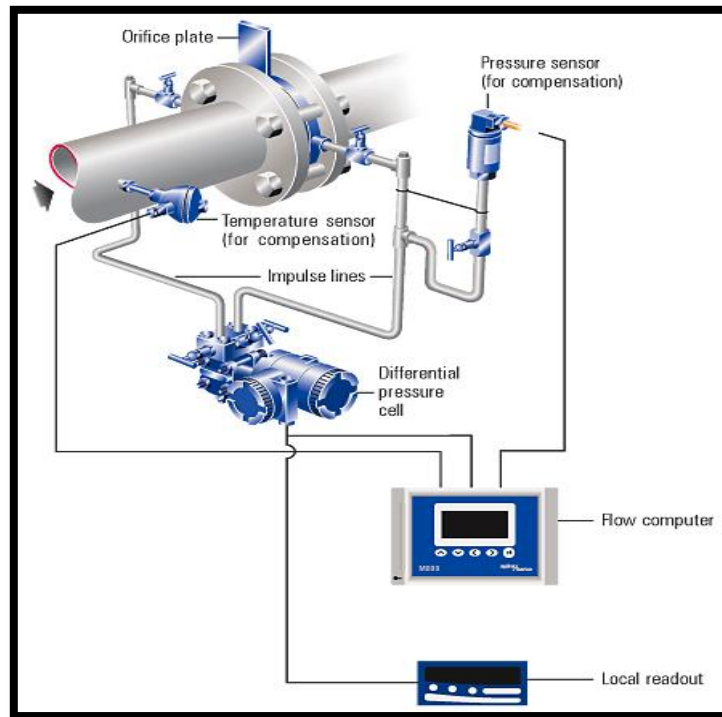


Figura II.22 Arreglo de sistema de Medición con Placa Orificio. (Villajulca, 2011)

El orificio puede estar en distintas posiciones en la lámina, si está concéntrico es recomendada su aplicación a líquidos, el caso de excéntrico es ideal para los gases donde los cambios de presión implican condensación o cuando los fluidos contienen un alto porcentaje de gases disueltos y por último la abertura segmentada, para fluidos con partículas en suspensión, ya que se evitará que se aglomeren en el lado de alta presión evitando errores en la medición (ver Figura II.23). La tabla II.10 resume las características principales de las Placas Orificios.

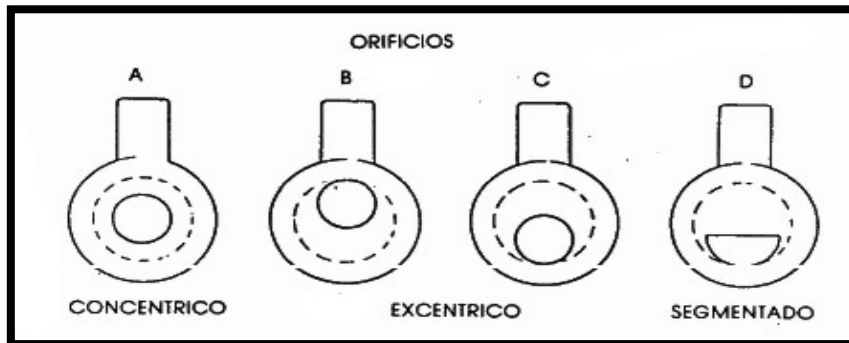


Figura II.23 Geometría de la Placa Orificio. (Tecnoficio, 2011).

Las Placas Orificios como elementos primarios de medición han sido los más utilizados en Venezuela para la contabilización del caudal debido a su funcionamiento sencillo y por ser de un costo relativamente económico, son aplicadas desde aproximadamente 50 años. Un ejemplo de su empleo es en el Distrito San Tomé donde se cuenta con aproximadamente 600 unidades de producción de gas, de las cuales en un 99% la medición del gas natural se realiza mediante Medidores tipo Placa Orificio, pero posee desventajas tales como resultados imprecisos en fluidos con sólidos en suspensión, imposible aplicarla en la medición de vapores, en cuanto a la medición con fluidos viscosos es errático, adicionalmente puede ocasionar grandes pérdidas de presión.

Otro ejemplo de aplicación de este medidor es en el Complejo Jusepín del estado Monagas, la siguiente figura II.24 se observa la instrumentación empleada.



Figura II.24 Medición con Placa Orificio del Complejo Jusepín. (Hernández, 2012)

Tabla II.10 Características de las Placas Orificios

CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Rangoabilidad: 3:1 - Precisión para líquidos: $\pm 0,25\%$ - Repetibilidad: $\pm 0,02\%$	- Aplicación de la tecnología bastante conocida. - Tecnología económica. - No posee partes móviles. - Tecnología relativamente versátil. - Bidireccional.	- Instrumento con mayores pérdidas de presión. - Frecuente mantenimiento. - Inconveniente para fluidos con partículas.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO

En el siguiente capítulo se desarrollan las características y estado actual de los bloques en estudio, adicionalmente se darán a conocer aspectos generales de la Empresa Mixta Petrolera Bielovenezolana. Esta sección del trabajo de investigación tiene por objeto ayudar a establecer la situación operacional del Bloque II de Lagunillas y el Bloque X de Lago Medio, detallando aspectos tales como: medidores utilizados actualmente, características de la producción (volumen y calidad del hidrocarburo), distribución de los volúmenes de fluido (transferencia).

III.1 Bloque X de Lago Medio

Ubicado en el estado Zulia, específicamente en la cuenca de Maracaibo, forma parte del área operacional de Lago Medio, está limitado al norte por el mar Caribe, al sur por los estados andinos Mérida, Trujillo y Táchira, por la Sierra de Perijá al oeste y al este por la Serranía de Trujillo y el flanco occidental de Los Andes, en la Figura III.1 se observa la ubicación del bloque.



Figura III.1 Ubicación del Bloque X – Lago Medio. (Hernández, 2012).

Abarca aproximadamente una superficie de 187,16 Km², y actualmente cuenta con varias instalaciones para el manejo de la producción, en las Figuras III.2 y III.3 se puede observar la distribución operacional de crudo y de gas en el Bloque respectivamente.

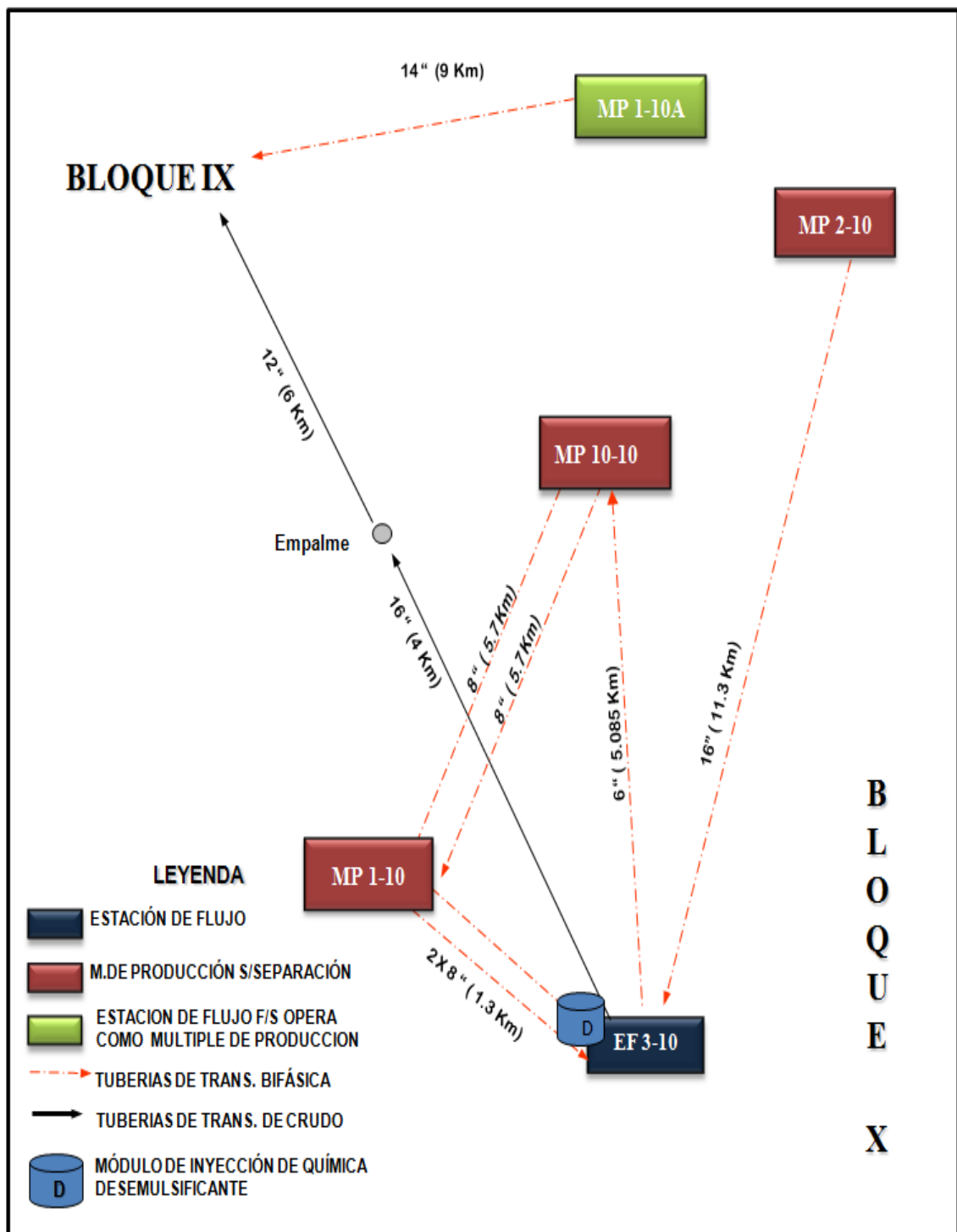


Figura III.2 Distribución Operacional del Bloque X. (Hernández, 2012).

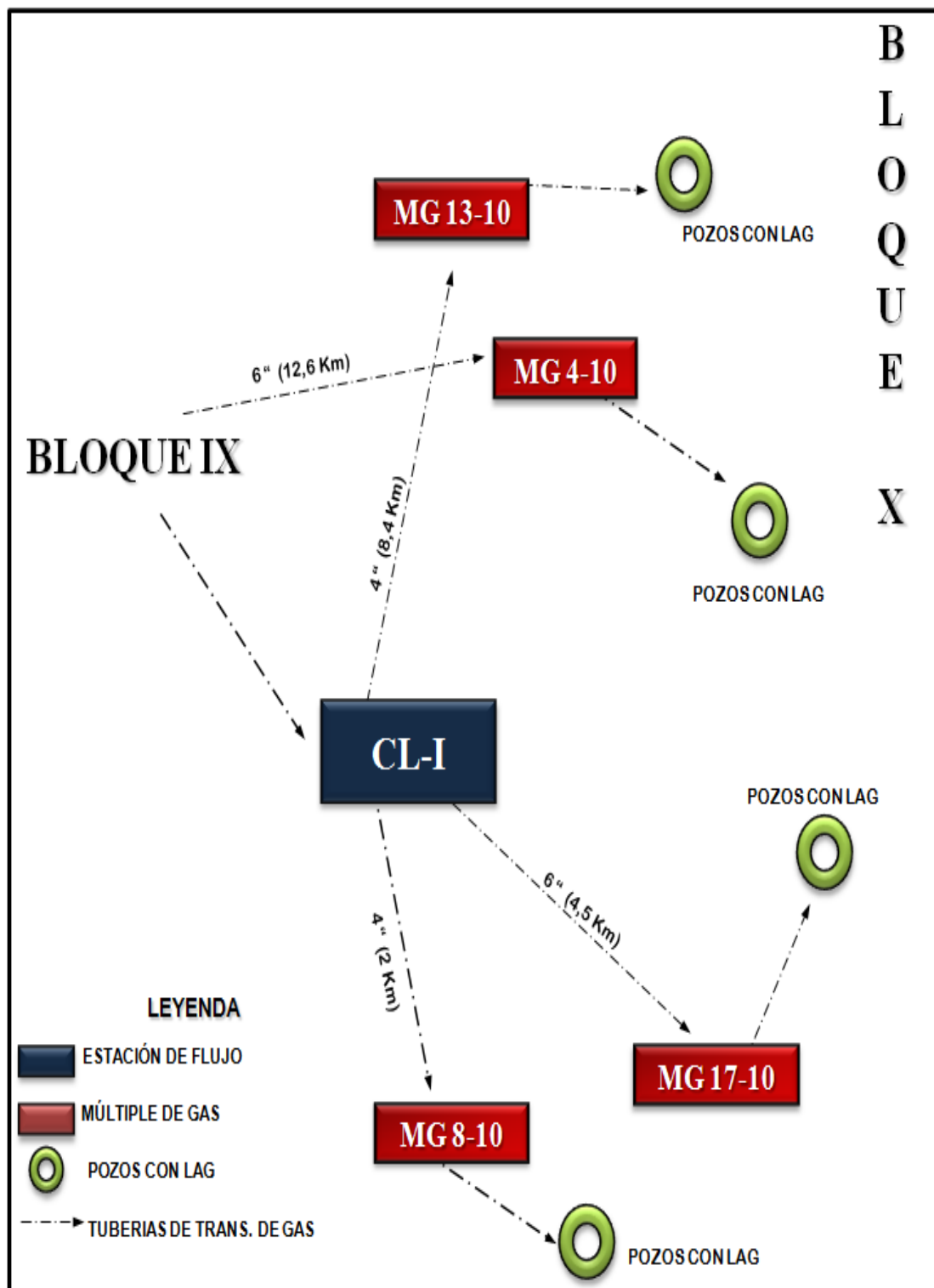


Figura III.3 Distribución de Gas del Bloque X. (Hernández, 2012).

Las instalaciones observadas en las figuras anteriores son operadas por la Empresa Mixta Petrolera Bielovenazonala, su constitución fue aprobada el 6 de Diciembre del año 2007 en la gaceta oficial N° 38.826, está formada por la asociación entre la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) y la Empresa Estatal Única “Unión de Empresas Productoras Belorusneft” con un porcentaje de 60 y 40 respectivamente.

La Empresa Mixta Bielovenezolana es supervisada por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, fue creada con la finalidad principal de desarrollar Actividades Primarias en el área de hidrocarburos, estas son Exploración, Extracción, Recolección, Transporte y Almacenamiento inicial del fluido (Artículo 9, LOH), siéndole asignados para el desarrollo de sus operaciones distintos campos en el territorio nacional, comenzando con Guara Este en el estado Anzoátegui y el Bloque X de Lago Medio, en el estado Zulia.

Posteriormente, mediante un acuerdo el 4 de Mayo de 2009 publicado en la Gaceta Oficial 39.178 se aprobó que Bielovenezolana ejecutara trabajos en las áreas Oritupano Norte, Ostra (campos maduros pertenecientes al Distrito San Tomé de la División Faja) y Bloque II de Lagunillas, el proceso incluye operar las instalaciones, mantenimiento y producción de los pozos, así como el compromiso para el inicio de una campaña de rehabilitación de algunos pozos.

Adicional a los sectores asignados, en el año 2010 se emite por conveniencia desde el punto de vista operacional y estratégico la Gaceta Oficial 39.566 de fecha 3 de Diciembre, el otorgamiento a la empresa de las áreas de Zamaca Oeste en el oriente del país (comprende Mapiri, Mapiri Este, Mapiri Central, Soto Este, Soto Norte y La Ceibita), el Bloque VIII (Centro) y Bloque XII en Lagunillas. En el documento también se especifica que podrá ejecutar trabajos de recuperación secundaria y prestar servicios a otras empresas mixtas, a empresas exclusivas propiedad del Estado o a otras empresas sin que se perjudique su objetivo principal.

III.1.1 Componentes del Bloque X

✓ Estación de flujo EF 3-10

Maneja una producción de 15000 a 16000 BBD, el crudo que posee es liviano aproximadamente de 31,2°API, recibe la producción del MP 2-10 y MP 1-10. La Figura IV.4 muestra la distribución de la estación, la cual está compuesta por:

- Sistema de separación:
 - 4 Separadores de Producción (1B / 1A / 2B / 2A).
 - 1 separador de prueba (SP-A).
- 2 Tanques de Almacenamiento (Capacidad 1000 BPD cada uno).
- Modulo de bombas (3 Bombas).
- Módulo de inyección de química desemulsificante (L-1038, Fabricante Lipel)

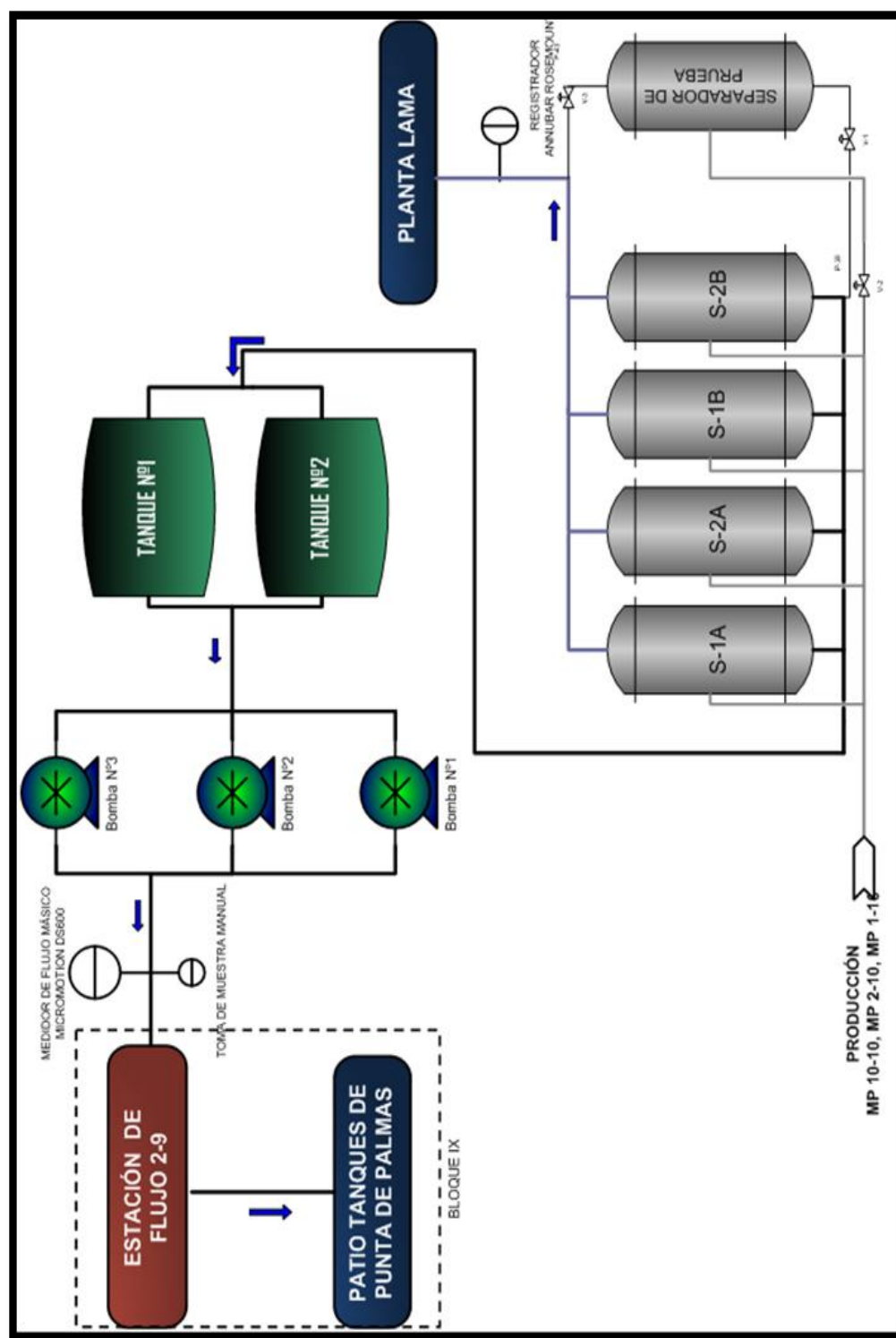


Figura III.4 Distribución operacional de la estación 3-10.

La producción mensual del crudo en el Bloque X se calcula por la sumatoria de las pruebas de los pozos en las estaciones 5-9 y 1-9 más la lectura del medidor de flujo Micromotion DS600 (ver apéndice 1) en la estación EF 3-10. El corte de agua de la producción que pasa a través del medidor de flujo es calculado basándose en resultados de análisis de muestras tomadas a nivel de los pozos, este cálculo se debe realizar al menos una vez cada diez días utilizando las últimas muestras y pruebas aceptadas hechas a nivel de pozo, la fórmula (15) es aplicada para hallar el valor de este parámetro:

$$\% \text{ AyS} = (1 - (\text{BNPD} / \text{BBPD})) * 100 \quad (15)$$

BNPD: Sumatoria de pruebas “aceptadas” de los pozos asociados a EF 3-10, Barriles Netos.

BBPD: Sumatoria de pruebas “aceptadas” de los pozos asociados a la EF 3-10, Barriles Brutos.

El hidrocarburo recibido en la estación es sometido a caracterización en laboratorios certificados, arrojando los siguientes resultados.

Tabla III.1. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 3-10.

GRAVEDAD API (60/60°F)	%EN PESO DE AZUFRE	CONDICIONES DE LA MEDICIÓN
31.2° μ=±0.6	0,85% μ=±0.2010	T:25.2°C Hum.rel= 60.9%

- Volumetría manejada: 18500 BBPD/ 6900 BNPD

El gas obtenido luego de la separación general en la estación es depurado y parte del volumen es dirigido a consumo interno (gas de instrumento), el restante es enviado a la Planta Lama en el Bloque IX, desde allí se envía a CL – I y MG 4 -10 que distribuyen el gas para usarlo en pozos con levantamiento artificial.

- Gas Total: Medidor ANNUBAR (ver apéndice 3) de la estación 3-10 mas el Gas Total de las medidas aceptadas de los pozos que fluyen en las estaciones 1-9 y 5-9.

Gas Total: 43 MMPCGD

En la Figura III.5 se puede observar cómo se realiza la distribución para la medición del gas total.

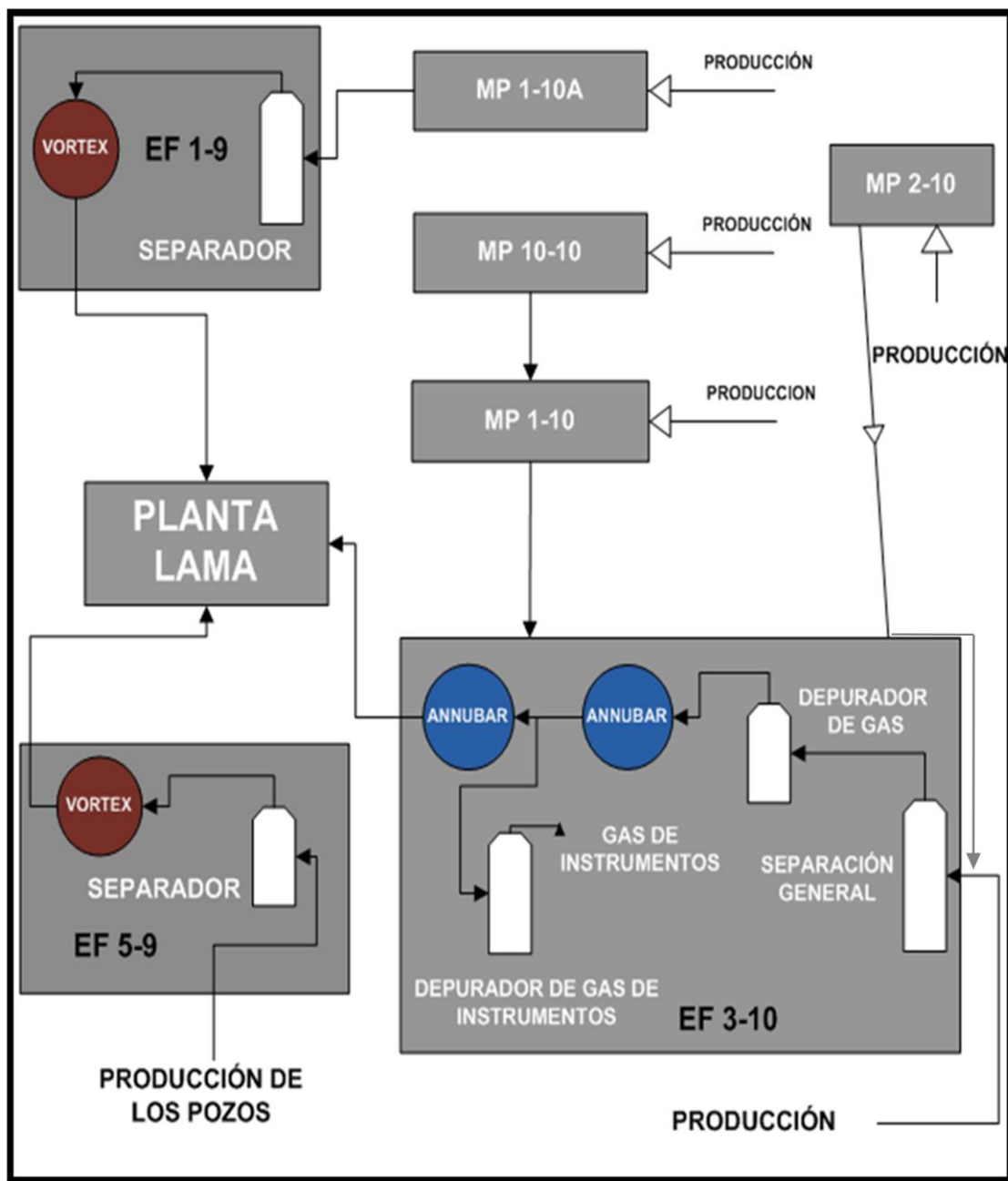


Figura III.5 Esquema de Recolección de Gas Total en el campo Bloque X. (Hernández, 2012).

- Gas Lift: se contabiliza por el consumo de gas de los registradores fiscales instalados en los múltiples CL-I, MG 4-10.

Gas Lift: 25MMPCGD

- Gas de formación: Gas Total – Gas Lift, los cierres mensuales se realizaron antes de los primeros cinco días de cada mes con el personal de la Gerencia de Manejo de Gas.

Gas de Formación: 18MMPCGD

La producción de este bloque luego de ser medida en el Micromotion DS600 es transferida hacia la Estación de Flujo 2-9, para posteriormente ser enviada al Patio Tanques de Punta de Palmas.

Las características del gas manejado en la EF-3-10, se pueden observar en la tabla III.2, las cuales fueron obtenidas a través de un ensayo cromatográfico.

Tabla III.2. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural de la EF 3-10

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm ³)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0020			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	3,8886			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,3646			28,013	0,8086
C ₁	Metano	62,8668			16,043	0,2997
C ₂	Etano	14,4883		3,865	30,070	0,3558
C ₃	Propano	8,2555		2,269	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,9966		0,652	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	3,8620		1,215	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	1,2045		0,440	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	1,1702		0,423	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	0,8980		0,348	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,5971		0,251	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,3418		0,155	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0595		0,030	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0044		0,002	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		9,650		

✓ Estación de Flujo 5-9

Está ubicada en el Bloque IX (Figura III.6), y es manejada por la Unidad de Explotación LAGOMEDIO pero en sus instalaciones recibe un volumen de 133

BNPD de dos pozos del Bloque X (LAG -3740 y LAG-3840), la producción es calculada por la suma de las últimas prueba de pozos aceptadas.



Figura III.6 Estación de Flujo 5-9. (Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, 2011)

La caracterización del crudo y el gas separados en la estación se obtienen a través de ensayos realizados en laboratorios certificados, en las tablas III.3 y III.4 se observan los reportes.

Tabla IV.3. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 5-9.

GRAVEDAD API (60/60°F)	%EN PESO DE AZUFRE	CONDICIONES DE LA MEDICIÓN
34.5° $\mu=\pm 0.6$	0,89% $\mu=\pm 0.2030$	T:25.7°C Hum.rel= 60.8%

Tabla III.4. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural de la EF 5-9.

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm3)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0015			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	3,3067			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,3624			28,013	0,8086
C ₁	Metano	59,0143			16,043	0,2997
C ₂	Etano	18,0294		4,810	30,070	0,3558
C ₃	Propano	10,8658		2,987	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,8670		0,609	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	3,3412		1,051	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	0,9548		0,349	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	0,8907		0,322	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	0,6559		0,254	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,3998		0,168	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,2732		0,124	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0356		0,018	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0018		0,001	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		10,693		

✓ Estación de Flujo 1-9

Localizada en el Bloque IX y manejada por la U.E LAGOMEDIO recibe la producción del MP 1-10A del Bloque X la cual es de 577 BNPD. La caracterización del crudo y el gas separados en la estación se obtienen a través de ensayos realizados en laboratorios certificados, en las siguientes tablas se observa los reportes.

Tabla III.5. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 1-9.

GRAVEDAD API (60/60°F)	%EN PESO DE AZUFRE	CONDICIONES DE LA MEDICIÓN
34.4°	1,23%	T:25.7°C
$\mu=\pm 0.6$	$\mu=\pm 0.2120$	Hum.rel= 60.8%

Tabla III.6. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural de la EF 1-9.

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm3)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0022			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	3,1397			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,4246			28,013	0,8086
C ₁	Metano	58,6589			16,043	0,2997
C ₂	Etano	17,3205		4,621	30,070	0,3558
C ₃	Propano	9,9434		2,733	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,6579		0,541	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	3,3184		1,044	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	1,0663		0,389	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	1,1574		0,418	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	2,3737		0,919	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,8201		0,344	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,1026		0,047	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0117		0,006	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0028		0,002	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		11,064		

✓ Estación CL-I

Recibe Gas Lift procedente de Planta Lama, para ser distribuido en los múltiples de gas MG-13-10, MG-17-10, MG-8-10. En la actualidad la Planta se encuentra en desmantelamiento y no es medido el gas venteado. En esta estación se puede encontrar:

- MG-17-10: Registrador de Consumo General de Gas Tipo Barton, Presión Estática 0-2000psi, Presión Diferencial: 0-100" H₂O, Orificio: Ø 2.25", línea Ø 6".
- MG-13-10, Registrador de Consumo General de Gas Tipo Barton, Presión estática 0-2500psi, Presión Diferencial: 0-400" H₂O, Orificio: Ø 0.625, línea Ø 2".

- MG-8-10: Registrador de Consumo General de Gas Tipo Barton, Presión Estática 0-2000psi, Presión Diferencial: 0-400" H₂O, Orificio: Ø 1.5", línea Ø 4".

En la tabla III.7. se describen las características del gas manejado en CL-I las cuales fueron obtenidas a través de un ensayo cromatográfico.

Tabla III.7. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en CL-I

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm ³)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0020			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	3,9337			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,4474			28,013	0,8086
C ₁	Metano	55,6714			16,043	0,2997
C ₂	Etano	18,5728		4,955	30,070	0,3558
C ₃	Propano	11,9220		3,277	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	2,2369		0,730	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	4,3349		1,364	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	1,1661		0,426	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	1,0716		0,387	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	0,4474		0,173	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,1243		0,052	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,0596		0,027	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0090		0,004	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0010		0,001	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		11,397		

✓ Múltiple de Producción 1-10A

Es denominado Estación de Flujo 1-10, sin embargo es oportuno aclarar que es un múltiple, debido a que no posee facilidades de superficie para las pruebas de pozos, cuenta con separadores los cuales están fuera de servicio, y tampoco se realiza la medición de gas o crudo, por tal razón la producción asociada a él es transferida a la estación 1-9 (perteneciente al Bloque IX, operado por PDVSA), maneja los siguientes pozos: LAG-3032, LAG-3049, LAG-3050, LAG-3051, LAG-3055, LAG-3057, LAG-3058, LAG-3059.

✓ Múltiple de Gas Lift 4-10

Posee una disponibilidad de puestos para 20 pozos, pero solo tiene asociado seis activos, con la utilización de un registrador Tipo Barton se realiza la medición del Gas Lift. El gas manejado en el múltiple es sometido a una cromatografía arrojando los siguientes resultados.

Tabla III.8. Ensayo Cromatográfico del Gas Natural MG 4-10.

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm ³)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0021			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	3,1091			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,3951			28,013	0,8086
C ₁	Metano	53,3720			16,043	0,2997
C ₂	Etano	18,5095		4,938	30,070	0,3558
C ₃	Propano	12,0387		3,309	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,8482		0,603	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	3,9567		1,245	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	1,8558		0,677	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	1,8948		0,685	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	1,7451		0,676	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,8957		0,376	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,3081		0,140	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0548		0,027	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0143		0,008	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		12,684		

III.2 Bloque II Lagunillas

Ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo, específicamente entre Ciudad Ojeda al norte y Bachaquero al sur. Abarca aproximadamente una superficie de 63,56 Km² (Figura III.7).

El cierre de la producción mensual del crudo en este bloque, se realiza a través de un medidor de flujo Micromotion CMF 400 ubicado en la estación de flujo 1-2. En la figura IV.8 se observa que una vez que es medido el hidrocarburo líquido es transferido a la Estación de Flujo 19-1, perteneciente a la Empresa PDVSA.

- Gas total: es medido a través de registradores ITT Barton S0697 (ver apéndice 2) EF 1-2 mas Gas total de la prueba aceptada del pozo VLB 1386 el cual se encuentra asociado a la estación de flujo 1-2.



Figura III.7. Ubicación del Bloque II de Lagunillas. (Hernández, 2012)

- Gas Lift: se contabiliza a través de los registradores ITT Barton del punto de medición de gas S0914 de la estación de flujo 1-2 más el consumo de Gas Lift del pozo VLB1386 en el múltiple de gas 1-2 por el transmisor menos el consumo de los pozos con nomenclatura LLB ubicado en el múltiple de gas 1-2. Estos pozos tienen medición automática individual. El manejo del Gas Lift se puede observar en la figura III.9.
- Gas de Formación: Gas total - Gas Lift.

Los cierres mensuales se realizan antes de los primeros cinco días de cada mes con el personal de la Gerencia de Manejo de Gas.

Volumetría manejada: 6500 BBPD/3000BNPD

Gas Total 22.0 MMPCGD

Gas Lift: 14 MMPCGD

Gas de Formación: 8 MMPCGD

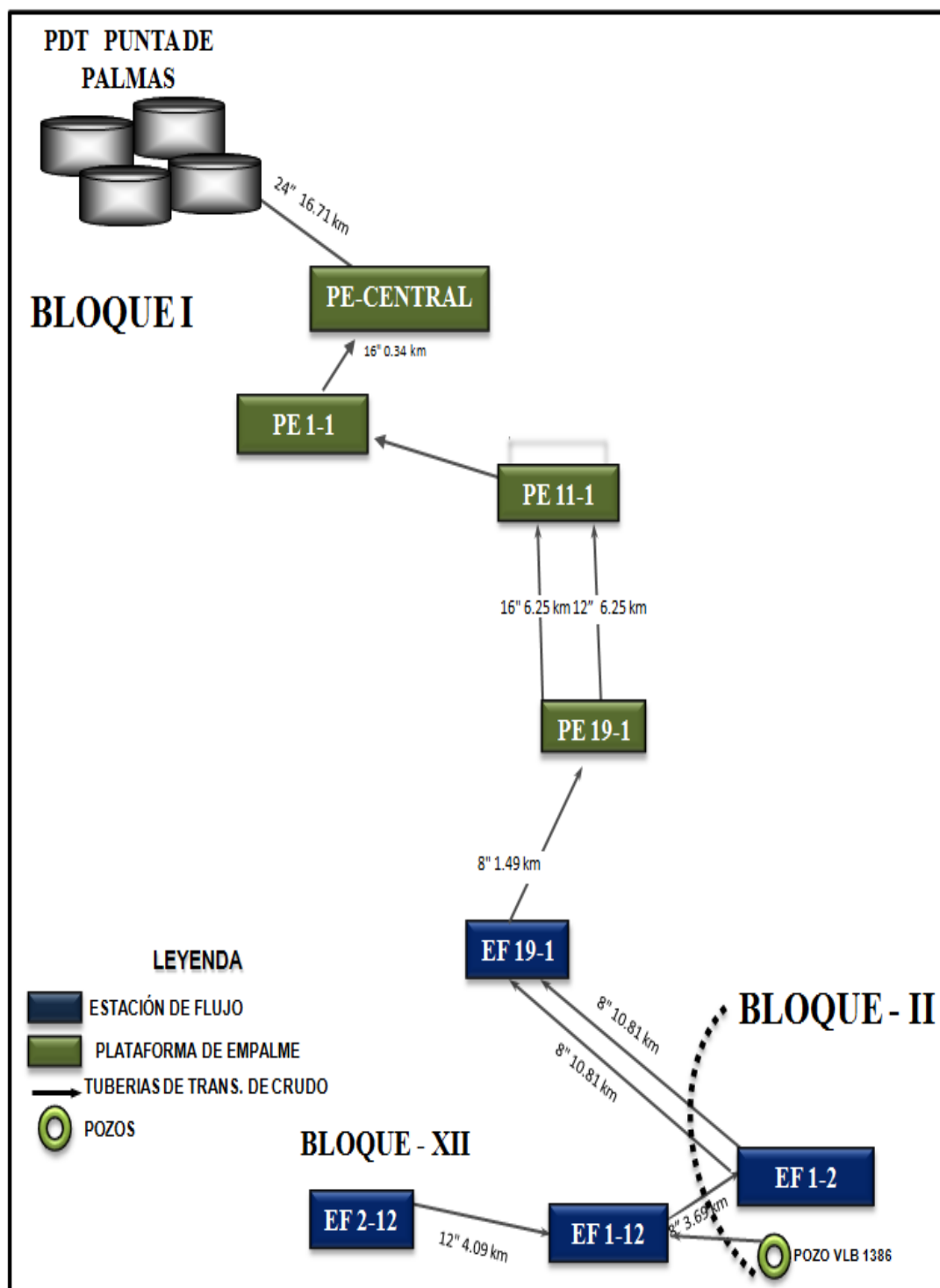


Figura III.8. Distribución del Crudo en el Bloque II. (Hernández, 2012)

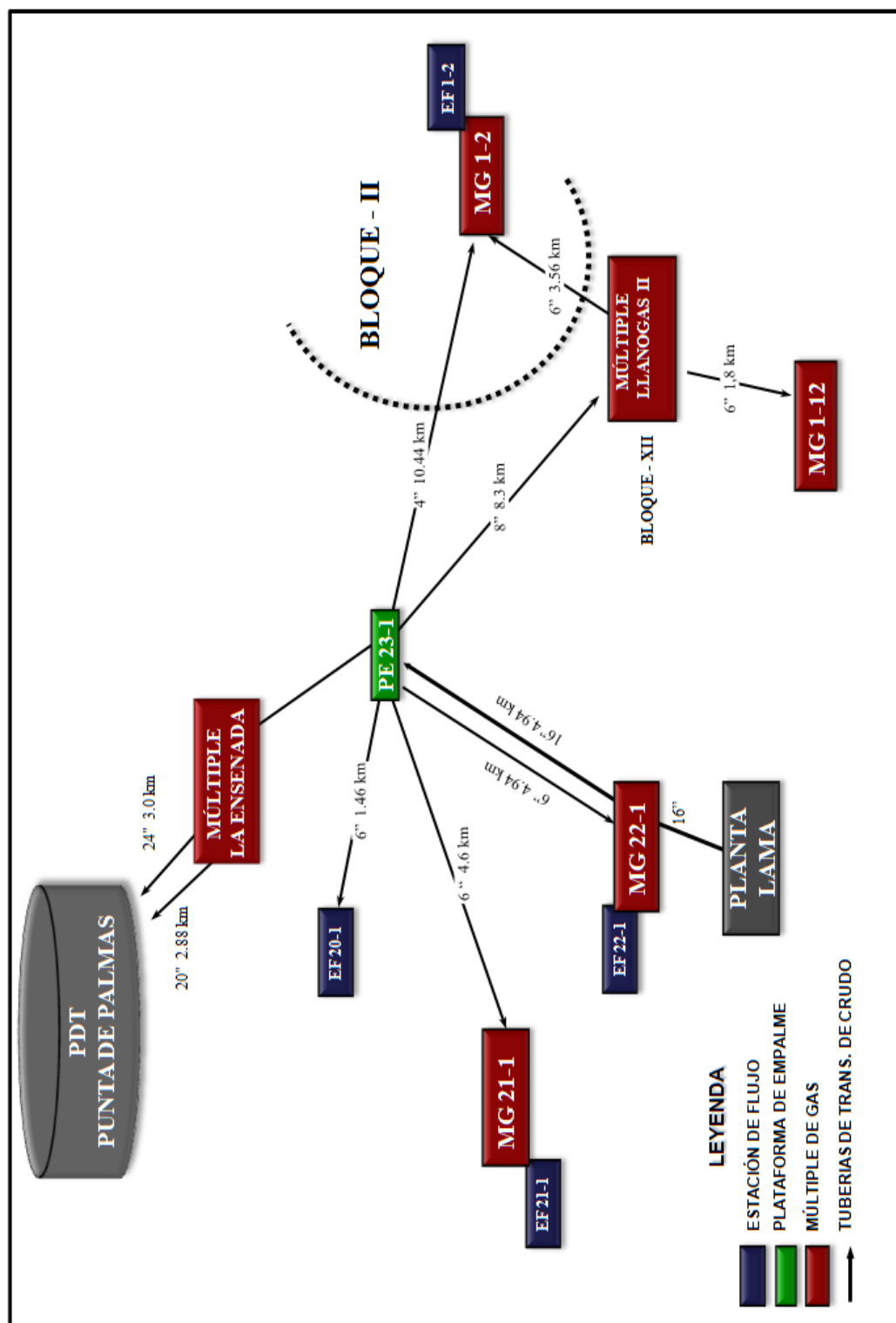


Figura III.9. Distribución del Gas Lift en el Bloque II. (Hernández, 2012)

III.2.1 Componentes del Bloque II

✓ Estación de Flujo 1-2

La producción manejada en la estación está en 6000 a 6100 BBD y el volumen de gas de formación 8.776 MMPCD, con el empleo de un registrador Tipo Barton se mide el gas total, es importante mencionar que no es medido el gas utilizado para combustible y venteo, los equipos existentes en la estación se observan en la Figura III.10 y el manejo del gas en la misma está representado en la Figura III.11.

La estructura tiene asociada 27 pozos activos, para el manejo del crudo posee dos tanques de almacenamiento cada uno con 1000 BPD de capacidad, además también cuenta con:

- Separador General SG –B – 1
- Separador General SG – A
- Separador General SG – B – 2
- Registrador Consumo Gas Total, Presión Estática 0-200psi, Presión Diferencial 0-200" H₂O, Orificio: Ø 6.2", línea Ø 10", Factor de Campo 0.5389.
- Registrador Gas de Baja a Lagunillas 75 (Estación de Flujo LL75), Presión Estática 0-100psi, Presión Diferencial: 0-400" H₂O, Orificio Ø 9.145", línea Ø 14", Factor de campo 0.995.

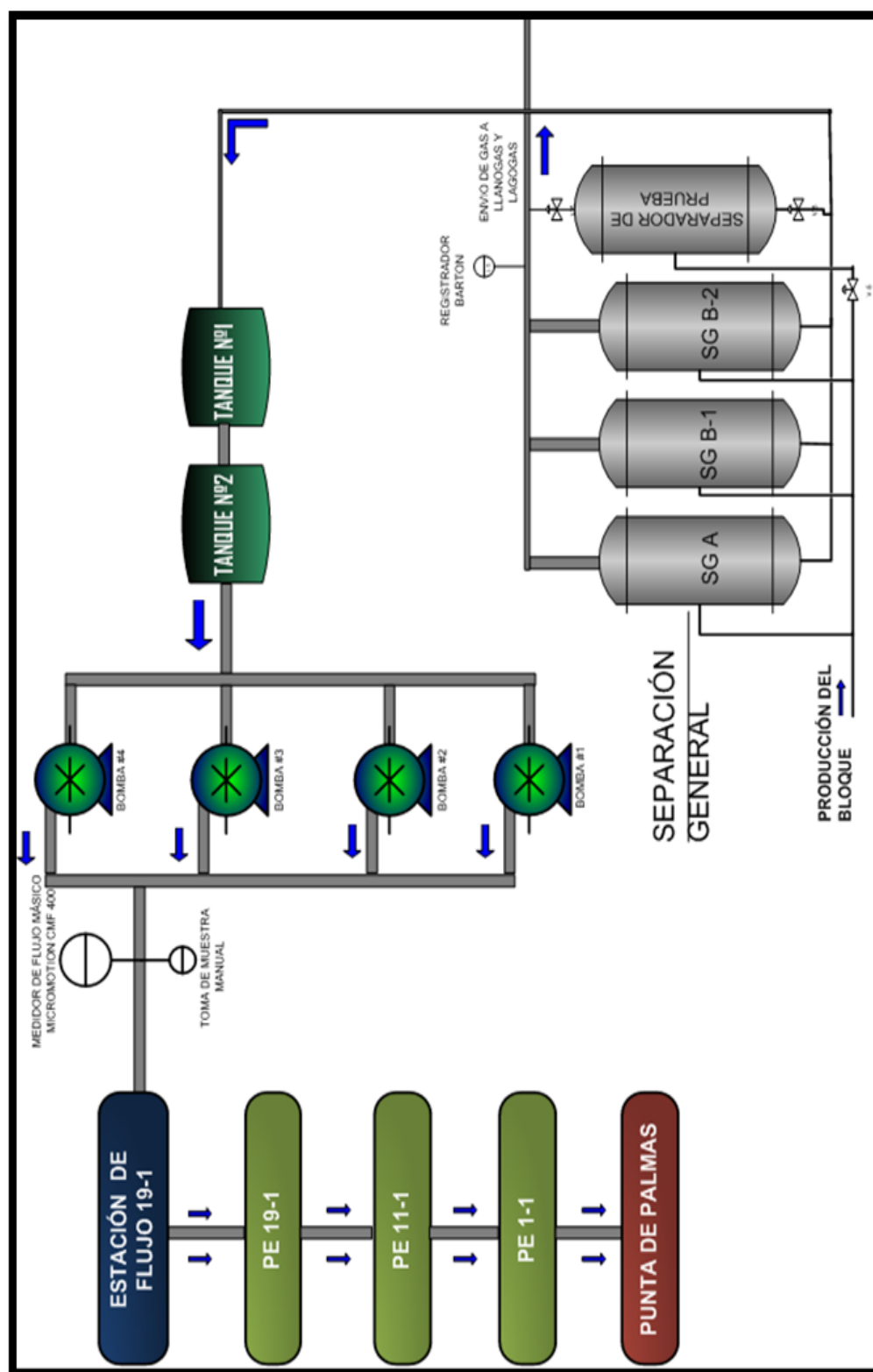


Figura III.10 Distribución de Equipos en la EF-1-2. (Hernández, 2012)

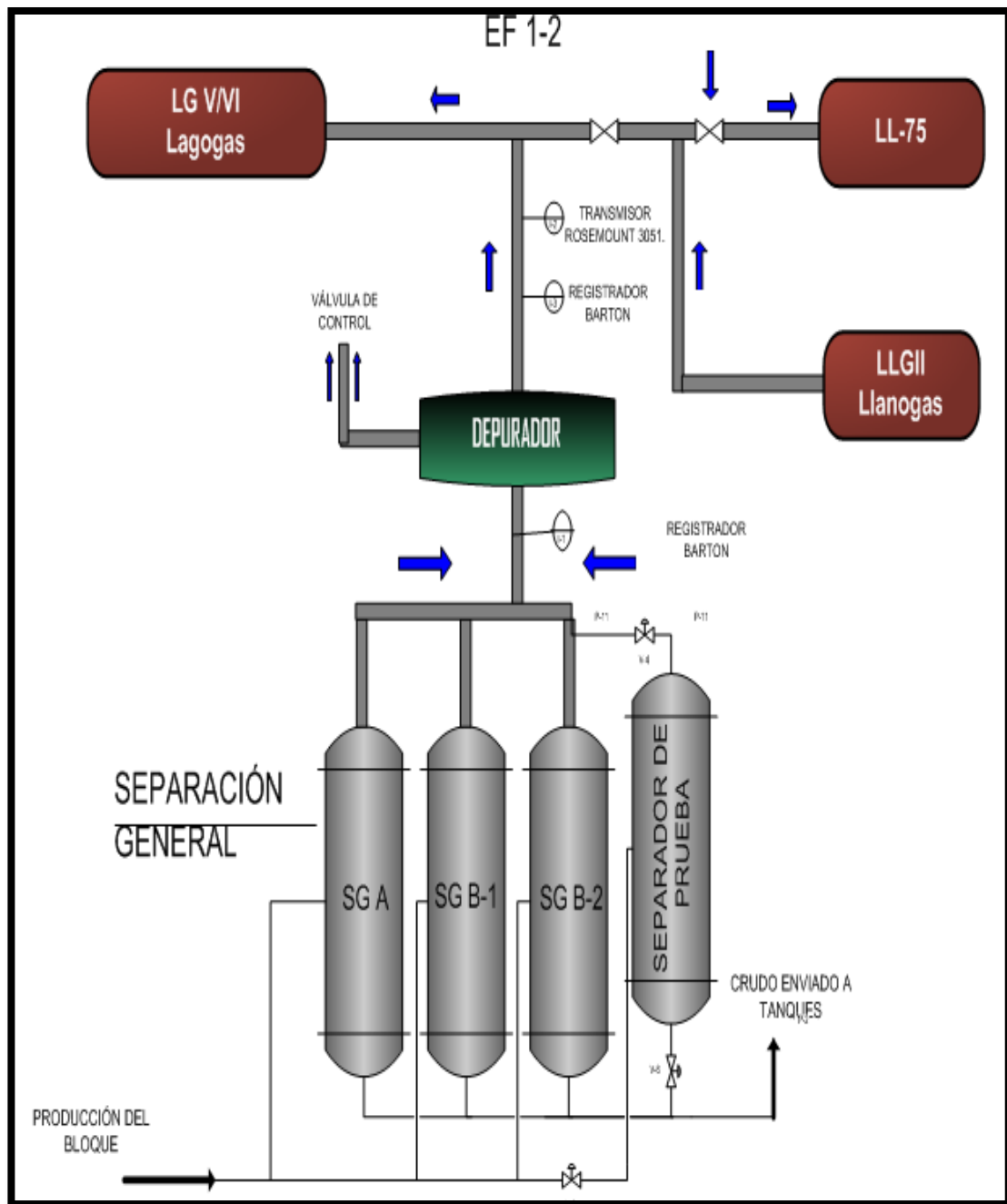


Figura III.11 Manejo del Gas, Estación de Flujo 1-2. (Hernández, 2012).

La caracterización del crudo y el gas recibidos en la estación se obtienen a través de ensayos realizados en laboratorios certificados, en las siguientes tablas se observa los

reportes. La tabla III.9 indica que se maneja un crudo liviano, por otra parte la tabla III.10 presenta el resultado del ensayo cromatográfico del gas recolectado en la instalación.

Tabla III.9. Resultado de la Caracterización del Crudo EF 1-2.

GRAVEDAD API (60/60°F)	%EN PESO DE AZUFRE	CONDICIONES DE LA MEDICIÓN
26.5° $\mu=\pm 0.6$	0,96% $\mu=\pm 0.2059$	T:25.2°C Hum.rel= 60.9%

Tabla III.10. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en EF 1-2

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm3)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0010			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	0,8820			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,5023			28,013	0,8086
C ₁	Metano	68,2045			16,043	0,2997
C ₂	Etano	15,8929		4,240	30,070	0,3558
C ₃	Propano	8,6876		2,388	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,4162		0,462	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	2,5125		0,790	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	0,6644		0,243	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	0,6034		0,218	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	0,3799		0,147	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,1760		0,074	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,0530		0,024	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0227		0,011	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0017		0,001	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		8,599		

✓ Múltiple de Gas Lift 1-2

Esta instalación tiene asociados tanto pozos de PDVSA como de Bieloenezolana (nomenclatura de pozos de la empresa estatal LLB y de la empresa mixta VLB), en la

Figura IV. 10. se contabilizan 31 pozos pertenecientes a la empresa mixta. El volumen de gas es sometido a un ensayo cromatográfico, cuyos resultados están presentados en la tabla III.11. Para realizar el registro del gas utilizado para levantamiento artificial se utiliza un registrador tipo BARTON.

Tabla III.11. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en MG 1-2.

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm ³)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0012			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	2,3496			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,4496			28,013	0,8086
C ₁	Metano	68,3054			16,043	0,2997
C ₂	Etano	12,0203		3,207	30,070	0,3558
C ₃	Propano	6,9946		1,923	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,1818		0,386	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	2,5580		0,805	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	1,3493		0,493	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	1,7707		0,640	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	2,0759		0,804	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,7268		0,305	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,1640		0,074	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0478		0,024	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0050		0,003	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		8,662		

✓ Estación de Flujo 1-12

La Estación pertenece al Bloque XII, sin embargo es considerada en la investigación debido a que recibe producción del Bloque II proveniente del pozo VLB 1386 dada la cercanía entre estos, lo que hace viable que se realice la recepción del volumen de hidrocarburo producido (399BBD), el crudo manejado es mediano (ver tabla III.12.), para el conocimiento de las características del gas observar la tabla III.13 donde se observan los resultados de un ensayo cromatográfico. La producción se mide a través de un separador de prueba con un registrador de cartilla de medición y placa orificio para líquidos y gas. En el área se cuenta con el Múltiple de Gas 1-12 (Figura III.12) que recibe y transmite el gas para el VLB 1386.

Tabla III.12. Resultado de la Caracterización del Crudo de la EF 1-12.

GRAVEDAD API (60/60°F)	%EN PESO DE AZUFRE	CONDICIONES DE LA MEDICIÓN
30.7°	1.1383%	T:25.2°C
$\mu=\pm 0.6$	$\mu=\pm 0.2101$	Hum.rel= 60.9%

Tabla III.13. Resultados del Ensayo Cromatográfico del Gas en EF 1-12.

Componente		% Molar	μ k=2	GPM	PM	Densidad Liq. (g/cm3)
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,0008			34,080	0,7900
CO ₂	Dioxido de Carbono	2,7799			44,010	0,8172
N ₂	Nitrogeno	0,4681			28,013	0,8086
C ₁	Metano	73,0810			16,043	0,2997
C ₂	Etano	12,3109		3,285	30,070	0,3558
C ₃	Propano	6,6326		1,823	44,097	0,5065
i-C ₄	iso-Butano	1,1153		0,364	58,123	0,5623
n-C ₄	n-Butano	1,9595		0,616	58,123	0,5834
i-C ₅	iso-Pentano	0,5398		0,197	72,150	0,6241
n-C ₅	n-Pentano	0,5044		0,182	72,150	0,6305
C ₆	Hexanos	0,3511		0,136	86,170	0,6850
C ₇	Heptanos	0,1788		0,075	100,204	0,7068
C ₈	Octanos	0,0554		0,025	114,231	0,7217
C ₉	Nonanos	0,0173		0,009	128,258	0,7342
C ₁₀	Decanos	0,0050		0,003	142,285	0,7400
C ₁₁₊	Undecanos Mas	0,0000		0,000	156,000	0,7490
Totales		100,000		6,715		

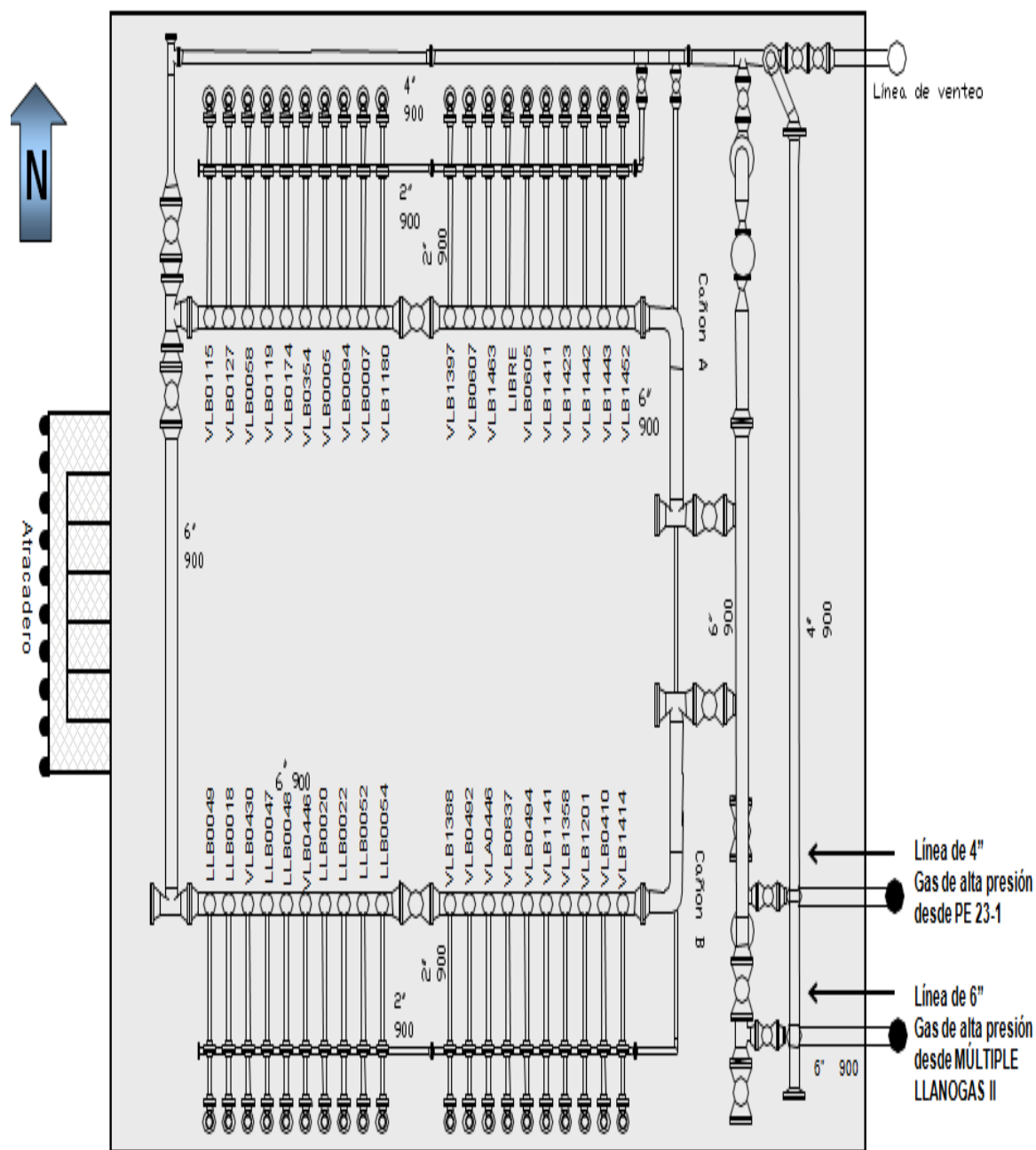


Figura IV.12. Múltiple de Gas Lift de la Estación de Flujo 1-2. (Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, 2011)

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Se especifica la metodología utilizada en el desarrollo del trabajo, tanto para la recopilación, organización y procesamiento de la información, como para el análisis y presentación de los resultados. En este capítulo se explica detalladamente los procedimientos y técnicas a utilizar en el muestreo y tratamiento de los datos necesarios para la ejecución de la investigación, así como también se describirá lo realizado para alcanzar cada uno de los objetivos del estudio.

IV.1 Nivel de la Investigación

Se refiere al nivel de profundidad que tendrá la investigación, según Arias (1999) la investigación desarrollada es Descriptiva debido a que consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. En este caso, se las características actuales de los bloques en estudio, aspectos tales como: la medición actual de los volúmenes producidos, integridad de los equipos, la confiabilidad que existe al utilizarlos y cuanto se está dejando de percibir por la precisión de los medidores actualmente empleados.

IV.2 Diseño de la Investigación

Se entiende como el enfoque o la estrategia que adopta el investigador para resolver el problema planteado, por lo tanto, según Arias (1999) la investigación desarrollada es de tipo documental, ya que tiene como particularidad el uso de documentos escritos presentados en diversas formas, tales como impresos (libros, enciclopedias, revistas, diccionarios, monografías, tesis, etc.), electrónicos (correos electrónicos, CD Roms, base de datos, revistas y periódicos en línea y páginas Web) y audiovisuales

(mapas, fotografías, ilustraciones, videos). Es importante que se mencione que se trabajó bajo un proceso sistemático de indagación, recolección, organización, análisis e interpretación de información para presentar resultados coherentes, cumpliendo así con el objetivo de realizar un trabajo eficiente y obtener resultados exitosos, en este sentido, la investigación fue dividida en ocho etapas las cuales fueron realizadas de forma progresiva, ya que era necesaria la culminación exitosa de una para poder continuar con buena base a la siguiente. En la siguiente sección se desarrollarán los pasos que condicionaron el diseño e implementación de una metodología para establecer puntos de medición fiscal automatizados.

IV.3 Unidad de Análisis

La investigación fue realizada en la Dirección General de Fiscalización e Inspección, la cual está adscrita al Despacho del Viceministro de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (Figura IV.1), está integrada por ocho direcciones regionales distribuidas en todo el territorio nacional. La pasantía fue desarrollada en el Área Técnica de la Dirección de Fiscalización. Entre los objetivos más destacados del área de Fiscalización e Inspección se tienen los siguientes:

1. Coordinar, fiscalizar y controlar la ejecución de las políticas del Ministerio en materia de desarrollo, aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos y sus productos derivados e industrializados.
2. Dirigir, coordinar, supervisar y controlar las actividades de las Direcciones Regionales.
3. Dirigir, coordinar y fiscalizar las actividades de importación, exportación, transporte, suministro, almacenamiento y expendio de los productos derivados de hidrocarburos, así como del gas metano, con la finalidad de que se realicen conforme a las normativas legales que las rigen.
4. Fiscalizar y controlar la producción, distribución y consumo de hidrocarburos y sus productos derivados e industrializados.

5. Coordinar a través de las Direcciones Regionales, la evaluación y seguimiento de los proyectos sociales, endógenos, petroleros y gasíferos.
6. Consolidar la liquidación de los impuestos, tasas, contribuciones y regalías establecidas a los hidrocarburos y sus derivados, así como revisar las contabilidades de las respectivas empresas operadoras.

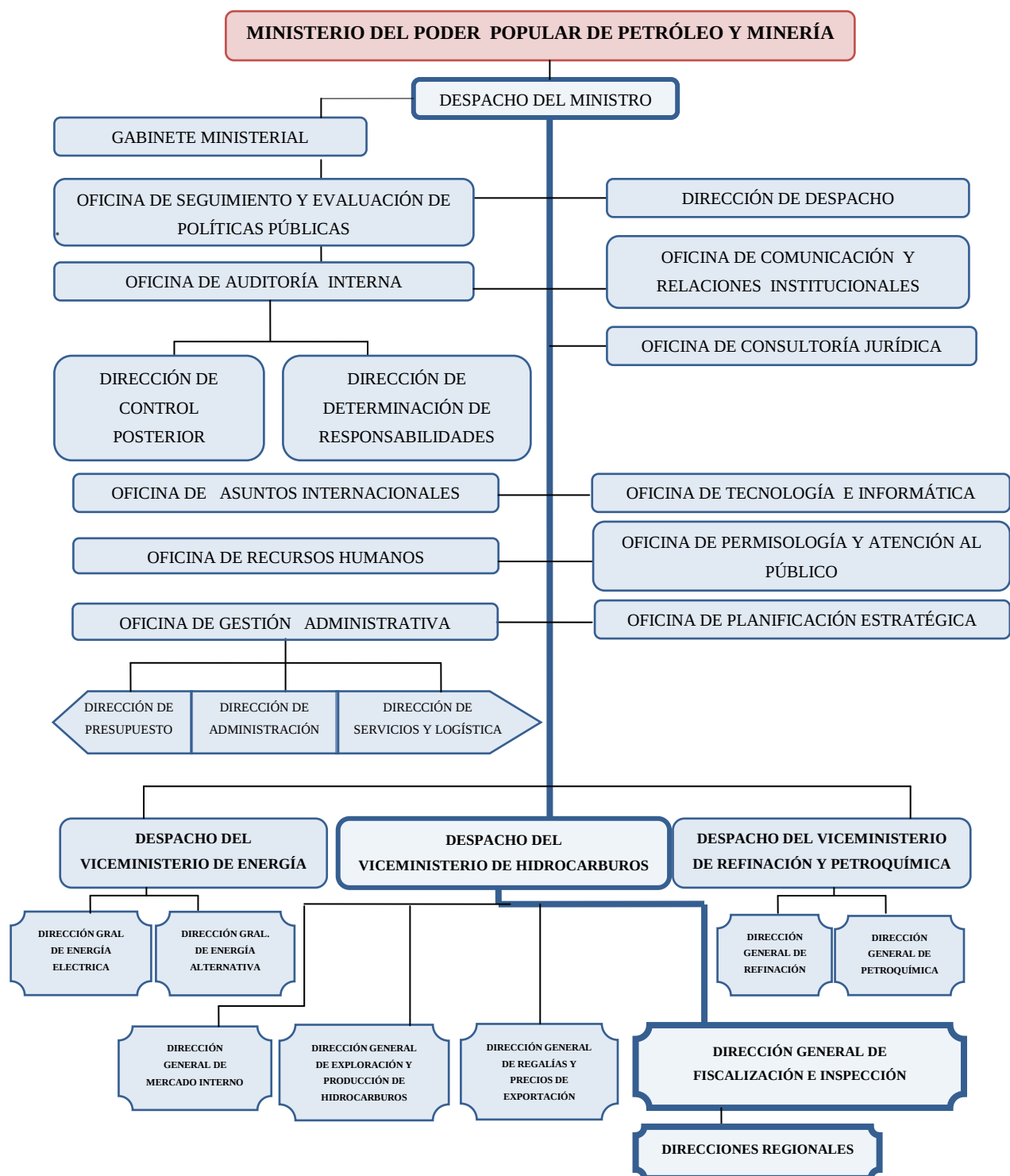


Figura IV.1 Organigrama del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (2011).

IV. 4 Población y Muestra

La población representará el universo de estudio para la presente investigación corresponderá a los Bloques en analizados, el X de Lago Medio y el Bloque II de Lagunillas, de la Empresa Mixta Petrolera Bielovenazonala. La muestra según Arias (1999) será un subconjunto de la población, por lo tanto, las estaciones de flujo y el resto de las instalaciones que pertenecen a los componentes de los bloques son las que cumplen con esta condición.

IV. 5 Técnicas e instrumentos para la recolección de los datos

Según Arias (1999) son las distintas formas o maneras de obtener la información. Para el desarrollo del trabajo fueron utilizadas las técnicas de encuestas en su modalidad de entrevistas, las cuales se realizaron al personal que labora tanto en los bloques de estudio como en el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Adicionalmente se aplicó el análisis documental y de contenido de toda la información recolectada.

IV.6 Técnicas para el análisis e interpretación de los datos

Aspecto referido a la descripción de las distintas operaciones a las que son sometidos los datos que se obtengan, tales como la clasificación, el registro, la tabulación y codificación. Para el estudio realizado en cuanto a los puntos de fiscalización se hizo una clasificación de información, separándolas en aquellas que aportaban información acerca de los medidores, las que reflejaban información de los bloques y las que referenciaban a los aspectos que se toman en cuenta para la fiscalización de la producción de hidrocarburos.

IV.7 Metodología de la investigación

1. Revisión Bibliográfica

En este paso se realizó el estudio de documentos relacionados con los puntos de fiscalización y equipos de medición de flujo, se llevó a cabo la búsqueda de folletos impresos y electrónicos que especificaran las características de los flujómetros y bajo la condición expuesta en las Normas Técnicas de Fiscalización de Hidrocarburos, se tomaron cinco tipos de medidores comúnmente usados y de marcas reconocidas en la industria, esto se pudo llevar a cabo por la revisión de información suministrada por parte de la Dirección General de Fiscalización e Inspección del Ministerio, ya que cuentan con los datos de los instrumentos implementados en la fiscalización de los campos venezolanos. Los elegidos se adecuan a la tasa de flujo máxima registrada en los bloques y a las características del fluido.

En esta primera etapa se recolectó la mayor cantidad de datos sobre el Bloque X de Lago Medio y el Bloque II de Lagunillas, tales como la ubicación y delimitación, estaciones de flujo, múltiples, producción y características del fluido producido, de igual forma se buscó recaudar información de la Empresa Petrolera Bielovenzolana encargada de las operaciones en los bloques de estudio, todo esto con la finalidad de analizar la integridad de los activos y la confiabilidad operacional, para así estar conciente de la situación actual de cada uno de ellos, además poder tener mayor seguridad al momento de proponer un enfoque para ejecutar los objetivos de la investigación.

Posterior a la recaudación de documentos referentes al tema de investigación, se procedió a seleccionar el material útil, analizando y tomando notas de los aspectos relevantes, descartando aquellos que no poseían una información significativa.

2. Visita a las instalaciones de la Empresa Bielovenezolana en el Bloque X y Bloque II

Se programaron visitas para conocer y estudiar la situación actual en las áreas sometidas a investigación, uno de los objetivos fue la verificación de los puntos de fiscalización de crudo y gas existentes. Fueron establecidas la distribución y cantidad de equipos empleados (confiabilidad operacional e integridad de los activos), el volumen de la producción manejada, y las actividades realizadas en ellos. En reuniones efectuadas con el personal que labora allí se obtuvo una visión más clara de lo previamente estudiado en la etapa de revisión bibliográfica, logrando continuar con una base fuerte al paso que consiste en la elaboración de un documento que especifique las condiciones necesarias para el establecimiento de puntos de medición fiscal automatizados y los instrumentos que los componen.

3. Identificación de los parámetros para la ubicación de Puntos de Medición Fiscal

En esta etapa se procedió a realizar un estudio de las Normas Técnicas de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos actualmente utilizadas para el establecimiento de los puntos de medición, para así verificar cada parámetro que influye en la ubicación de la zona fiscal más idónea del Bloque X y el Bloque II. A continuación se puntualizan algunos de los pasos que conforman una guía para la implementación de un sistema de medición.

1. Analizar la situación actual del área de estudio, a través de mapas, guías y normas empleadas en la empresa, cómo se maneja el crudo y la distribución de los volúmenes de hidrocarburos producidos a las distintas estaciones. Posteriormente, se debe ubicar los puntos de medición según las Normas Técnicas de Fiscalización.

2. La ubicación de los puntos de medición estarán en las áreas más cercanas a las zonas operacionales, y serán aprobadas previamente por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, en estas se medirán los volúmenes de petróleo que han sido mencionados en el capítulo II en la sección de Mediciones Fiscales. Una vez realizada la ubicación se procede a verificar las características del crudo en cada una de las estaciones.
3. La escogencia del medidor es un aspecto sumamente relevante, por tal razón es necesario considerarlo. A continuación se puntualizan las condiciones de operación que deben tomarse en cuenta para la selección correcta de un medidor:
 - ✓ Características del fluido, es necesario conocerlas ya que los equipos implementados poseerán información detallada de las propiedades de los líquidos que pueden ser medidos con ellos, estas son:
 - Viscosidad.
 - Densidad del líquido.
 - Corrosividad.
 - Gravedad API @ 60°F
 - Contaminantes (H₂S, CO₂, Sólidos).
 - % Agua y Sedimentos.
 - ✓ Propósito del medidor, debe aclararse el ambiente donde será utilizado y para qué, generalmente en las actividades de la industria las aplicaciones comunes de un flujómetro son:
 - Control de la tasa de flujo, identificar el tipo de flujo.
 - Control de inventario.
 - Transferencia de custodia.
 - Ingeniería o proceso de información.
 - ✓ Condiciones de Operación, rangos de caudales a cubrir, la gama de presión existente, caídas de presión admisibles en el medidor y si la presión sobre el líquido es aceptable para evitar evaporación. Los rangos de temperaturas de operación y la aplicación de compensadores automáticos para esta.

- ✓ Precisión requerida, en los procesos de medición de flujo es imprescindible que se cuente con un valor confiable, debido a esto en las Normas Técnicas de Fiscalización se especifican las requeridas para tener así una medida entre rangos aceptables.
 - Propósito de contabilidad.
 - Propósito de control.
 - Repetibilidad requerida.
 - Linealidad.
- ✓ Transmisión remota de los datos en tiempo real.
- ✓ Costo Relativo, parámetro que permite conocer la factibilidad del proyecto en el ámbito económico, este aspecto abarca distintos gastos que están involucrados en el diseño e implementación de un sistema de medición automatizado, el estudio económico juega un papel fundamental, ya que la aplicación de este tipo de sistema está asociado a una elevada inversión, por tal motivo debe analizarse los siguientes puntos:
 - Costo del instrumento.
 - Instalación inicial (adaptarlo a sistemas de control, paneles).
 - Costo de la energía necesaria para operarlo.
 - Costo de mantenimiento.
 - Costo de la instrumentación asociada (válvulas).
 - Costo de mano de obra calificada.
- ✓ Mantenimiento y calibración.
 - Entrenamiento de personal, el conocimiento del buen funcionamiento de los equipos, y realizar estas actividades con base en un buen criterio es lo apropiado, las decisiones deben ser tomadas con seguridad a la hora de adquirir algún instrumento o disponer de ellos. En el caso de existir alguna deficiencia en los instrumentos o surge la necesidad de accesorios (tales como generadores de pulsos, aparatos para inyección de aditivos y mecanismos para

predeterminar la cantidad), el personal que labora debe estar capacitado para afrontar cualquier eventualidad.

- ✓ Limitaciones Físicas de la Instalación, la clase y tipo de conexiones de tubería, materiales y las dimensiones del equipo a utilizar. El espacio requerido para las instalaciones del medidor y las de prueba.
 - Tamaño del equipo a ser instalado.
 - Acoplamientos especiales requeridos.
 - Velocidad de respuesta.

Luego de estudiar cada uno de los parámetros anteriormente mencionados, se procede a proponer el medidor que se adapte mejor a cada punto de medición fiscal ubicado. El seleccionado estará en los cinco tipos de flujómetro estudiados.

4. Reuniones con el personal de la empresa

Luego de diseñar la metodología para la ubicación de los puntos de medición fiscal y escoger el medidor de flujo óptimo, se programaron reuniones en las instalaciones de la empresa para darle a conocer lo realizado, con el objetivo de mantener intercambio de información que nutra el trabajo gracias a los conocimientos y experiencia que posee personal que labora en los campos de estudio sobre el área de fiscalización.

5. Discusión de resultados y elaboración del Informe Final

En esta etapa se procedió a evaluar los resultados de la propuesta realizada, con el objetivo de establecer los aportes de la investigación llevada a cabo, se presentan cada uno de los bloques con sus respectivos puntos fiscales y el medidor de flujo ideal, se explica la factibilidad del proyecto y los alcances del mismo. Se establecerán las conclusiones y recomendaciones en cuanto a los puntos de fiscalización.

En la Figura III.2 se observa un esquema que engloba todos los pasos llevados a cabo para el desarrollo exitoso de la investigación.

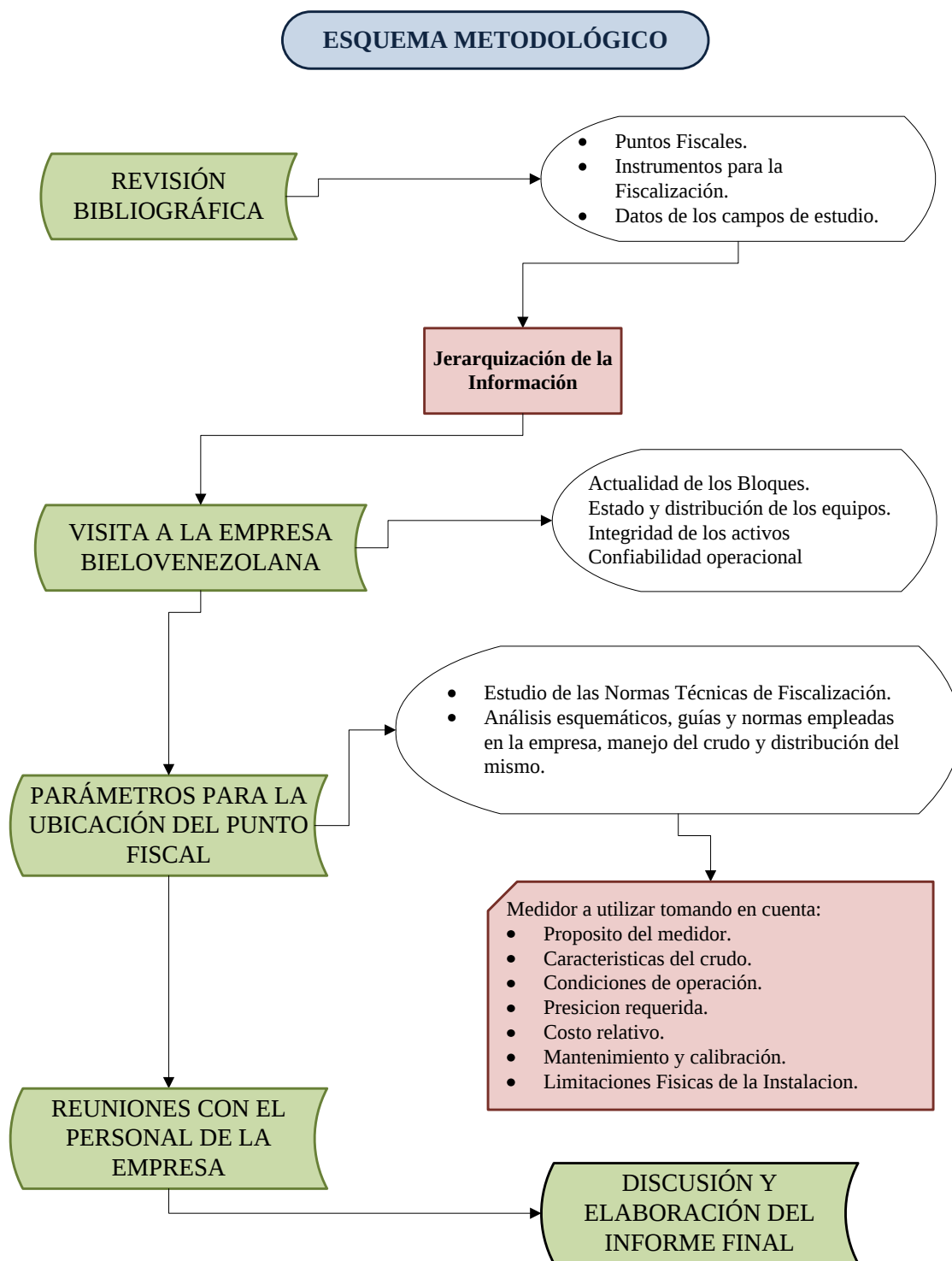


Figura IV.2 Esquema Metodológico de la Investigación. (Hernández, 2012).

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con el cumplimiento de la metodología descrita se logró alcanzar los objetivos planteados en la investigación, obteniendo una serie de resultados los cuales serán detallados en el desarrollo del presente capítulo.

Instalaciones en los bloques y características del hidrocarburo producido, estudiadas para el establecimiento de la unidad automatizada idónea en el Bloque X (Lago Medio) y Bloque II (Lagunillas) del Lago de Maracaibo.

Bloque X – Lago Medio

Se realizó un estudio completo de todas las instalaciones que posee el Bloque, con esto se recolectó la mayor cantidad de información posible para cumplir con todos los parámetros descritos en el Capítulo V Metodología de la Investigación, los cuales permiten identificar la ubicación ideal de los puntos de medición fiscal.

En este bloque se encuentra la Estación de Flujo 3-10, la cual recibe la producción de dos múltiples (MP 2-10 y MP 1-10), al entrar el hidrocarburo a la estación es enviado a los separadores, donde el volumen de gas extraído es transferido a Planta Lama y el crudo dirigido a los tanques de almacenamiento. El petróleo es de 31,2°API y se caracteriza por ser agrio, debido a que su contenido de azufre es de 0,85%.

Los hidrocarburos segregados en el bloque son distribuidos en tres estaciones de flujo principales, las cuales permiten establecer la producción total mensual del crudo, estas son EF 3-10, EF 1-9 y EF 5-9 para luego ser enviados al Patio Tanque de Punta de Palmas, lo resaltante de esta condición es que las estaciones de flujo 1-9 y 5-9 pertenecen al Bloque IX operado por PDVSA, por tal motivo se hace necesaria la

ubicación de los puntos de medición fiscal automatizados en esta zona de transferencia de custodia para cumplir con lo estipulado en las Normas Técnicas de Fiscalización e Inspección, permitiendo así conocer la cantidad y calidad del crudo producido para el pago de regalías como lo indica la Ley Orgánica de Hidrocarburos en su artículo 44 el cual señala que “De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía”.

Es importante mencionar que en el Bloque X además de la EF 3-10 existe la EF1-10, que en el presente trabajo de investigación fue denominada MP 1-10A debido a que no hay ningún tipo de facilidades de superficie para la medición del hidrocarburo, por lo tanto, es de mayor conveniencia enviarlo a la EF1-9 en el Bloque IX para su fiscalización. Una de las razones de la transferencia hacia el bloque perteneciente a Petróleos de Venezuela es que ya existe la tubería para el envío.

Un aspecto resaltante que se tiene actualmente considerado para un futuro en el Bloque X, es la centralización de la producción total hacia la Estación de Flujo 3-10, para evitar usar las instalaciones de PDVSA en dos puntos fiscales (5-9 y 1-9), por tal razón, tener en cuenta la implementación de una Unidad LACT en la EF 3-10 es oportuno para fiscalizar el crudo enviado a la estación de flujo 2-9. El establecimiento de la unidad LACT es aceptado cuando se tiene una alta tasa de producción en el área a medir, en este caso particular la volumetría manejada en el bloque es mayor a 6000 BNPD además de contar con el espacio físico para la ubicación.

En la siguiente figura V.1 se observa en la delimitación de los Bloques X y IX la ubicación de puntos de fiscalización (PF) representados por flechas moradas en las estaciones de flujo 1-9 y 5-9, las cuales reciben la producción de varios pozos del Bloque operados por la Empresa Petrolera Bielovenezolana, el punto fiscal debe colocarse en el caso de la medición de crudo, entre los tanques de almacenamiento y el sistema de bombeo como es indicado en las Normas Técnicas para contabilizar la producción sin ningún tipo de pérdidas volumétricas. De igual forma ocurre en la EF 3-10, donde se propone la ubicación de la Unidad LACT como punto fiscal.

Para la medición de los volúmenes de Gas es necesario ubicar un Punto de Medición Fiscal en Línea justo en la entrada de las instalaciones que reciben gas para el levantamiento artificial aplicado en los pozos del Bloque X, esto ocurre en CL-I y el MG 4-10, en ellas se da la Transferencia de Custodia de gas proveniente de la Planta Compresora Lama operada por Petróleos de Venezuela S.A. De igual importancia es medir el gas utilizado como combustible en la Estación de Flujo 3-10 para cumplir con las exigencias del Ministerio. En la figura V.1 se puede observar la ubicación de los Puntos Fiscales (PF) representados por una flecha morada.

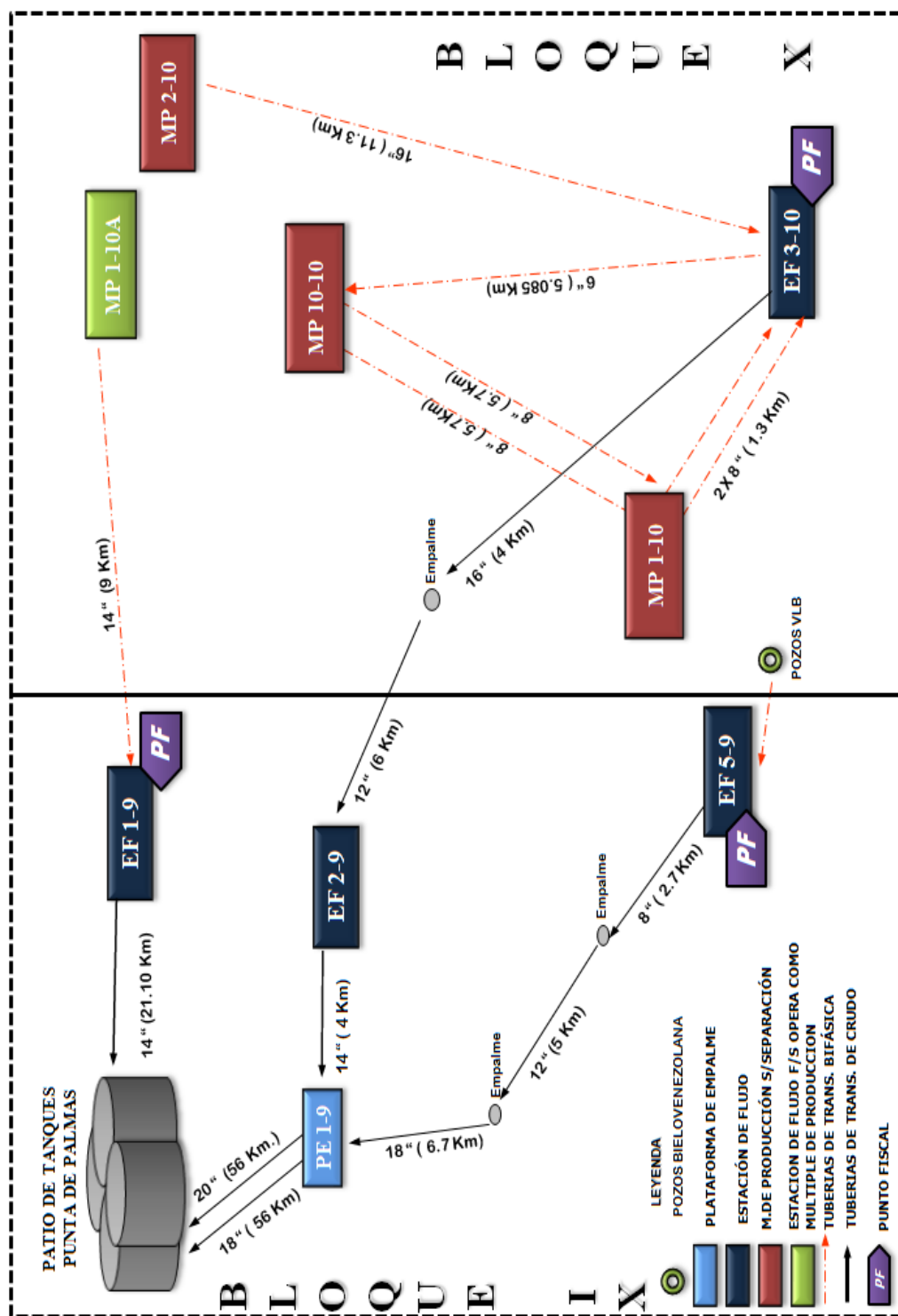


Figura V.1 Ubicación de Puntos Fiscales Automatizados para la Medición del Crudo en el Bloque X, Lago Medio (Hernández 2012).

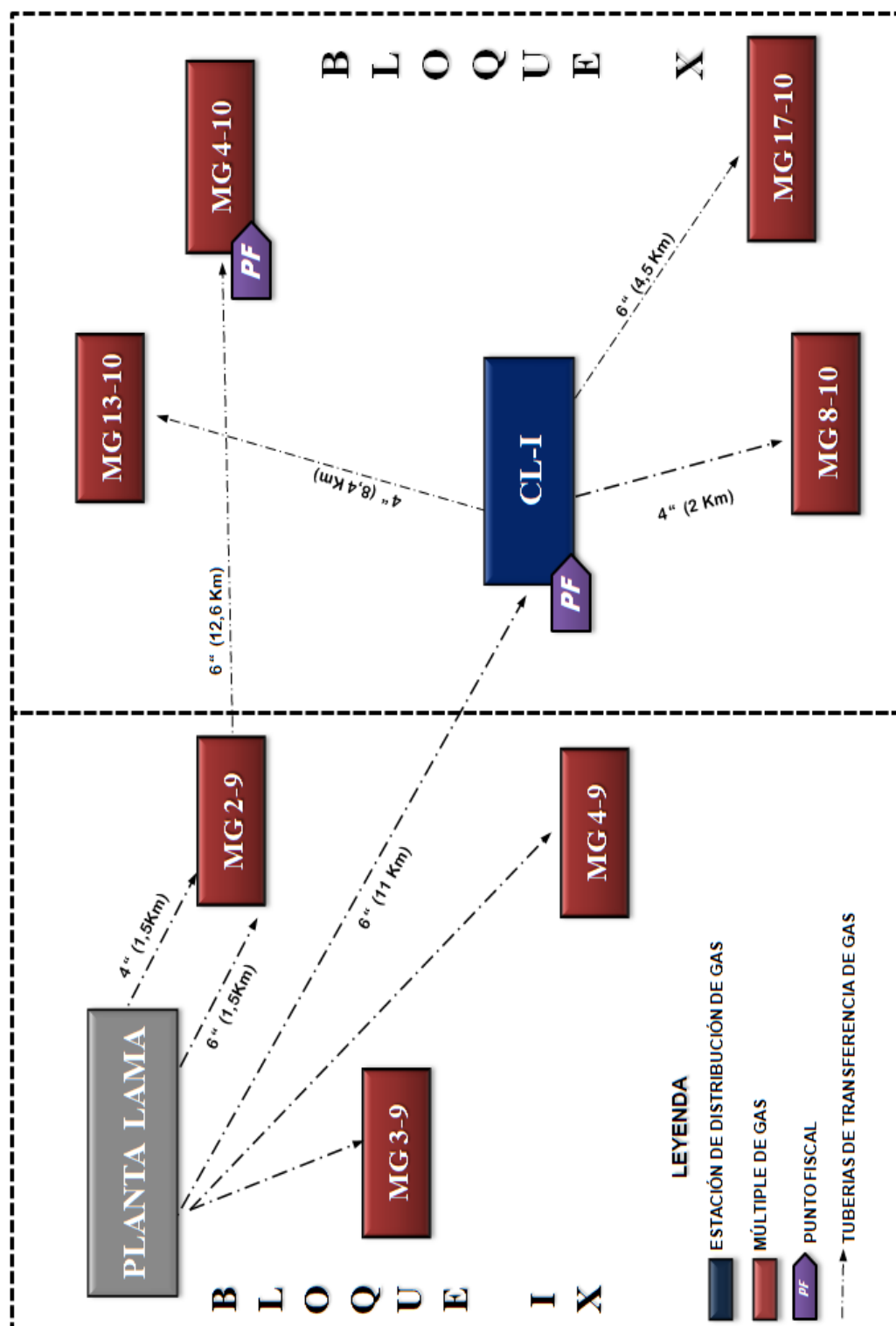


Figura V.2. Ubicación de Puntos Fiscales Automatizados para la Medición del Gas. (Hernández, 2012).

Bloque II. Lagunillas

A través del estudio llevado a cabo se pudo notar que en el área sólo se cuenta con la Estación de Flujo 1-2, en ella se recolecta la mayor cantidad de los hidrocarburos segregados del Bloque, por tal razón, es apropiado ubicar allí el Punto Fiscal. El crudo de esta zona se caracteriza por ser agrio ya que contiene 0,96% de azufre y poseer una gravedad API de 26,5° lo que lo clasifica como un crudo mediano. Se sugiere ubicar el punto de medición fiscal entre los tanques de almacenamiento y el sistema de bombeo que transfiere el crudo a la EF 19-1, en la Figura V.3 se observa la ubicación de Puntos Fiscales (PF) Automatizados.

En cuanto a la medición del gas que se lleva a cabo en la estación se observó que no es la correcta, debido a que para el cumplimiento de lo descrito en las Normas Técnicas de Fiscalización e Inspección es obligatorio que se mida posterior al separador de producción y no el separador de prueba como está ocurriendo actualmente. Al analizar los registros que tienen en el área se conoció que no se está realizando la contabilización del gas venteado y el usado como combustible en la estación, se requiere la ubicación de medidores que registren estos volúmenes.

Por otra parte, se tiene al pozo VLB 1386 cuya producción pertenece al Bloque II pero es dirigida a la EF 1-12 ubicada en el Bloque XII, por tal motivo es adecuado realizar el establecimiento de otro Punto Fiscal autorizado por el Ministerio en dicha estación. Cabe resaltar que lo ideal es construir una línea de producción para ese pozo que envíe el hidrocarburo hacia el Bloque II, ya que resulta más económico que la instalación de un sistema fiscal automatizado para un solo pozo.

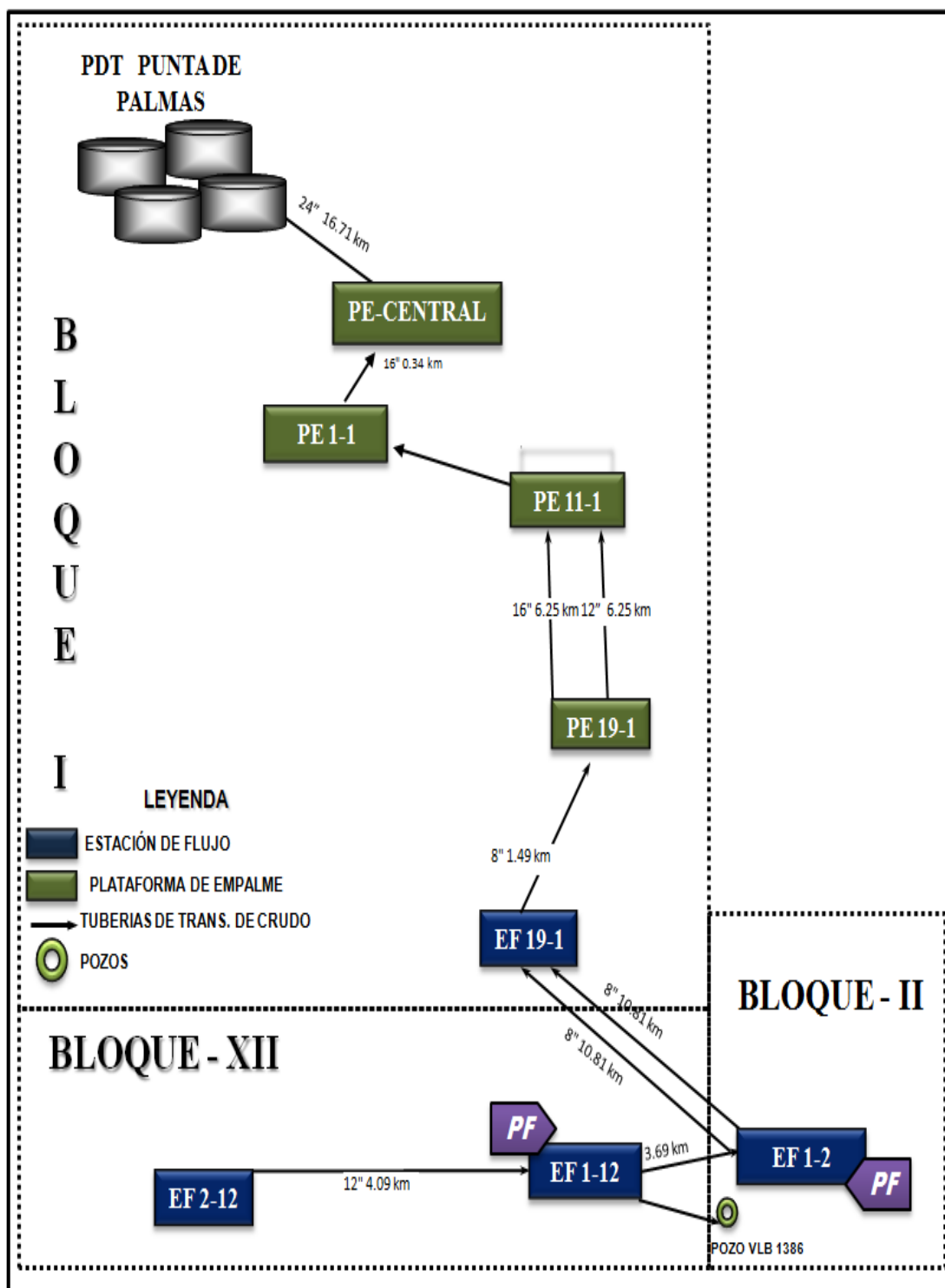


Figura V.3. Ubicación de Puntos Fiscales Automatizados para el crudo del Bloque II, Lagunillas.
(Hernández, 2012)

Tecnologías para el registro del flujo, del porcentaje de agua y sedimentos y de gravedad API, en las unidades de medición fiscal automatizadas que serán establecidas en los bloques.

Medidores de Flujo

Analizando las características de cada una de las tecnologías empleadas comúnmente en la industria petrolera descritas en el Capítulo II, y considerando los requerimientos exigidos por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (Tabla II.2), se pudo seleccionar el equipo más adecuado para el registro del flujo debido a que cumple con dichos requerimientos, la tecnología de medición que se ajusta a las especificaciones de las normas técnicas y de los procesos en las diferentes estaciones de flujo es la de los medidores tipo Desplazamiento Positivo, debido a que posee la mayor precisión, parámetro de gran relevancia en las actividades de transferencia de custodia, por tal razón es generalmente utilizado en las unidades LACT, las cuales proporcionan información de alta confiabilidad.

Estos equipos son de fácil mantenimiento, no requieren acondicionamiento del perfil de flujo, realiza la lectura directa del volumen total de caudal y posee baja caída de presión. Por supuesto, presenta desventajas pero estas pueden ser minimizadas a través de la supervisión constante del medidor (por tratarse de un engranaje está sujeto a desgaste mecánico).

Otro equipo que está entre los requerimientos del Ministerio son los medidores Tipo Coriolis, por contar con un grado de precisión aceptado y ofrecer ventajas tales como: (a) Proporcionar datos del proceso precisos y repetibles a través de un amplio rango de caudales y condiciones del proceso, (b) Proporciona una medición directa en línea para caudal másico, densidad, caudal volumétrico y temperatura desde un solo dispositivo. (c) No tienen partes en movimiento, así que los costos de mantenimiento son mínimos. Es un buen candidato para la medición de flujo, por lo tanto, el medidor tipo Coriolis queda como segunda opción para aquellas empresas que no puedan realizar la instalación de un sistema costoso como lo es LACT.

En cuanto a los medidores Ultrasónicos, a pesar de que ofrecen buena precisión son equipos bastante costosos y muy sensibles, al igual que Coriolis no poseen partes móviles, indicando que el mantenimiento no es continuo lo que lo hace beneficioso pero, pueden presentar problemas con cambios en la densidad, viscosidad y con presencia de sedimentos, involucra gastos adicionales.

Por su parte, las Placas Orificios son elementos primarios de medición, por lo tanto, es necesario que cuente con transmisores de señal en su montaje, es de gran aplicación desde hace muchos años pero hay que considerar que presentan inconvenientes con sólidos en suspensión para el caso de la medición de líquidos, las placas son diseñadas para una temperatura y una viscosidad dada así que con fluidos viscosos pueden presentar un comportamiento errático, a diferencia de cuando son aplicadas para medir volúmenes de gas ya que en este caso se ha conocido que son más eficientes.

Las Turbinas son equipos que poseen muchas partes mecánicas, se ven afectadas por las partículas que puedan estar dispersas en el fluido, ya que pueden causar el deterioro rápido del instrumento lo que conlleva una permanente pérdida de presión del sistema. Otro aspecto importante es que la precisión que ofrecen (0,25%) frente a la proporcionada por otros medidores de flujo como los de desplazamiento positivo o coriolis, es muy baja.

Se está buscando implementar instrumentos que no requieran un constante gasto económico y que presenten un eficiente funcionamiento porque serán implementados en puntos de medición fiscal que exigen equipos de alta calidad, por lo tanto, los inconvenientes que pueden presentar los medidores de turbina, las placas orificios aplicadas a líquidos o los ultrasónicos, hacen que no sean considerados para un sistema óptimo de medición fiscal.

Porcentaje de Agua y Sedimentos y Gravedad API

El valor de la calidad del crudo es un parámetro altamente importante para el establecimiento de su valor económico, por tal motivo el Ministerio exige que en las

instalaciones donde está siendo manejado el hidrocarburo, diariamente se haga las pruebas necesarias (determinación de la Gravedad API y %AyS) para el conocimiento de sus características, los cuales serán reportados mensualmente al ente regulador.

En la investigación se conoció que existen sensores capaces de aplicar las constantes dieléctricas de los fluidos para la determinación de la calidad del hidrocarburo que está siendo estudiado, estos sistemas automáticos ofrecen la ventaja de tener resultados con mayor rapidez, precisión y que pueden ser incorporados a un sistema de control remoto para su conocimiento en tiempo real. Ofrecen un indudable beneficio sobre los métodos tradicionales de medición que son llevados a cabo en laboratorios, con esto no se señala que los realizados en ellos no sean correctos, solo que con la implementación de un sistema de medición automático se garantiza que en el valor reportado no esté involucrado el error humano presente en las prácticas de laboratorio.

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería designa que la determinación de los valores de la Calidad del Crudo se realizará mediante análisis de laboratorio para aquellas instalaciones que no puedan adquirir un sistema de medición automatizado.

Factibilidad económica de la implementación del Sistema de Medición Fiscal Automatizado.

El planteamiento de este objetivo y su estudio fue de suma importancia, puesto que se propone la implementación de una Unidad LACT en la Estación de Flujo 3-10, por la alta tasa de producción manejada, además de que se tiene como objetivo la automatización de las mediciones fiscales. Se conoce que la unidad LACT es un conjunto de equipos que permiten la determinación de la cantidad y calidad del crudo de manera mucho más precisa, característica que indica que el costo asociado a su adquisición es elevado.

En la fiscalización se busca siempre obtener el valor de los volúmenes de hidrocarburos producidos lo más cercanos a la realidad, para así obtener la liquidación de las regalías justas para la nación. Por tal razón, el análisis de este objetivo está basado en la comparación de las precisiones de los equipos empleados para el registro del flujo, el Medidor Tipo Coriolis (Micromotion DS600) en uso actualmente y la Unidad LACT.

Se planteará un escenario negativo desde el punto de vista del Ministerio, ya que asumirá que se está dejando de percibir ingresos por los barriles que no son registrados a consecuencia del error asociado al instrumento. Por tal motivo, la factibilidad económica de la implementación de un sistema de medición fiscal de transferencia de custodia será estudiada comparando la cantidad de ingresos que no está recibiendo la nación por el uso de medidores que no son lo suficientemente precisos.

Asumiendo el escenario negativo, a continuación se realizan una serie de cálculos que están basados en la Gaceta Oficial 38602, la cual explica cual será el monto de la liquidación que debe pagar la empresa al Estado.

En primera instancia se establecen las precisiones de los instrumentos.

1. Unidad LACT: precisión es de 0,05%.
2. Micromotion DS600: precisión 0,15%, en uso actualmente.

La producción manejada en la estación de flujo es de 170830 BNP/MES, suponiendo que este valor es reportado por la unidad LACT, se tiene que:

✓ **LACT: 170830±0,05% BNP/MES**

$$170830 * 0,0005 = 85 \text{ BNP/MES} \rightarrow \text{variación de la medición}$$

Considerando la precisión del instrumento se podría estimar en el escenario negativo que 85 BNP/MES no están siendo fiscalizados, por tal motivo al calcularle las regalías es posible conocer cuánto el estado estaría dejando de percibir.

Para calcular las regalías es necesario que se considere la resolución N°003 de la Gaceta Oficial 38602, primeramente se clasifica el crudo, en el caso de estudio se cuenta con una Gravedad API de 31,2° y verificando en la tabla II.3, se puede afirmar que el petróleo manejado tiene como referencia al crudo Mesa 30.

La siguiente fórmula muestra los elementos necesarios para calcular el precio del crudo Mesa 30.

$$PCMS = 0,40 \times WTS \times 0,30 \times LLS + FO3 + AGA + KMS - AT \quad (16)$$

Donde:

PCMS: Precio del petróleo crudo Mesa 30 (US\$/barril).

WTS: Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes de que se trate para petróleo crudo “West Texas Sour” entregado en Midland, Texas, tal cual como sean publicados en Platts Oilgram Report (US\$/barril).

LLS: Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes de que se trate para petróleo crudo “Light Louisiana Sweet” entregado en St. James, Louisiana, tal como sean publicados en Platts Oilgram Report (US\$/barril).

FO3: Promedio de los precios “spot” diarios “high” y “low” correspondientes al mes de que se trate para “fuel oil” con contenido de azufre de 3% en el Golfo de México (N° 6 Fuel Oil, 3% S, Waterborne, USGC), tal como lo sean publicados en Platts Oilgram Price Report (US\$/barril).

AGA: Suma de los ajustes por variaciones en gravedad y contenido de azufre del petróleo crudo entregado con relación al petróleo crudo Mesa 30 (30°API, 1,01% azufre) durante el mes de que se trate. Estos ajustes tendrán como propósito reflejar los valores de dichas variaciones en gravedad y azufre en el Golfo de México.

KMS: Constante para el petróleo crudo Mesa 30 en el Golfo de México en el mes de que se trate, para todos los petróleos crudos destinados al Golfo de México que

tengan al Mesa 30 como referencia (US\$/barril). Esta constante tendrá como propósito neutralizar posibles distorsiones que pudieran generarse debido a los precios de referencia del petróleo crudo Mesa 30 y las condiciones del mercado imperantes para dicho petróleo crudo en el Golfo de México durante el mes de que se trate (competencia, refinación, y otros factores que afecten la oferta o la demanda).

AT: Ajuste por transporte será igual a la distancia desde el campo de producción hasta el puerto de embarque medido en kilómetros, multiplicado por US\$ 0,00125 por barril y kilómetro.

Sustituyendo los valores, se tendrá que:

$$PCMS = 0,40 \times 103,90 + 0,30 \times 124,45 + 109,55 + 0,29 + 1,5 \\ - 90,8 \times 0,00125$$

$$\mathbf{PCMS = 113,44 \text{ US\$/barril}}$$

Nota: los valores de las variables involucradas son promedios, obtenidos a través de estudios realizados en el mercado, que producen ajustes en el valor de un barril de petróleo.

Por lo tanto, si se hace el producto del PCMS por el volumen de barriles que se tiene como variación (85 BNP), se puede conocer cuánto dinero no está ingresando.

$$\text{Dinero potencial no contabilizado} = 113,44 \text{ US\$/barril} * 85 \text{ barriles} = \mathbf{9642,40 \text{ US\$}}$$

✓ **Micromotion DS600: 170830±0,15% BNP**

$$170830 * 0,0015 = \mathbf{256 \text{ BNP/MES}} \rightarrow \text{variación de la medición.}$$

Utilizando el PCMS obtenido en la sección anterior, es posible realizar el cálculo del dinero que está dejando de ser percibido por el uso de un medidor con mayor incertidumbre que la unidad LACT.

Dinero potencial no contabilizado= 113,44 US\$/barril * 256 barriles = **29040,64 US\$**

El estado tiene derecho sobre un 30% de estos montos, por lo tanto:

✓ Con la unidad LACT:

$$9642,40 * 0,30 = \mathbf{2892,72 \text{ US\$}}$$

Siendo **2892,72 US\$** lo que correspondería al estado pero por precisión del instrumento y tomando el escenario negativo, este monto no se estaría recibiendo mensualmente.

✓ Con Micromotion DS600

$$29040,64 * 0,30 = \mathbf{8712,19 \text{ US\$}}$$

Siendo 8712,19 US\$ lo que correspondería al estado pero por precisión del instrumento y tomando el escenario negativo, este monto no se estaría recibiendo mensualmente.

De los cálculos anteriores se puede extraer el siguiente cuadro.

Tabla V.I. Comparación LACT-Coriolis

	<i>UNIDAD LACT</i>	<i>CORIS</i>
Volumen no contabilizado por la precisión del equipo	85 Bbl/Mes	256 Bbl/Mes
Dinero no contabilizado	9642,40 US\$	29040,64 US\$
Regalías por pagar	2892,72 US\$	8712,19 US\$

Con los cálculos realizados claramente se ve una marcada diferencia (5819,47 US\$), el volumen de barriles que no está siendo contabilizado (171 BNP/MES) actualmente con el uso del medidor tipo Coriolis es mayor, lo que conlleva a que la cantidad de dinero recibido proveniente del pago de las regalías correspondientes sea de un monto inferior. Por tal motivo, se puede afirmar que es factible la propuesta de ubicar una unidad LACT en la estación de flujo, debido a que el beneficio es indudable, si extendemos este análisis al resto de los bloques que están utilizando Coriolis en los puntos de fiscalización.

Es oportuno considerar que esta unidad tiene un costo estimado de 2,77 MMUS\$ cifra bastante elevada comparándola con los 40000 \$US que cuesta un medidor Coriolis, pero que tomando en cuenta la ventaja que ofrece tener mayor precisión en las mediciones hechas, recuperar la inversión realizada es posible y puede ser determinada con un estudio económico.

Aplicación de nuevas tecnologías a futuro en las unidades de Medición Fiscal que serán establecidas.

Para el cumplimiento de este objetivo se evaluó la posibilidad de que a medida que surjan avances o nuevos equipos empleados para el establecimiento de la cantidad y calidad del crudo hidrocarburo producido, sea factible sustituir los instrumentos que están siendo utilizados. Se verificó que si es viable, debido a que solo se requiere que el equipo sea compatible con la infraestructura ya utilizada, posea una calibración adecuada y que cumpla con los requerimientos de las Normas de Fiscalización.

Estos cambios ocurren generalmente en los campos, es decir, se da el cambio de instrumentos siempre considerando la normativa que esto involucra.

Guía metodológica para la implementación de Puntos de Medición Fiscal Automatizados.

En la investigación se estudió la forma de esquematizar las consideraciones pertinentes para la ubicación de Puntos Fiscales y adicionalmente escoger la tecnología para el registro de la producción, en la figura V.4 se muestran los diferentes pasos a seguir para la ubicación, diseño e implementación de Puntos de Medición Fiscal (PMF) utilizando equipos automáticos en línea, para obtener de manera eficiente la cantidad y calidad del crudo producido dentro de la industria petrolera siguiendo las Normas Técnicas de Hidrocarburos Líquidos aprobadas por el Ministerio de Petróleo y Minería.

En el primer lugar se tiene el análisis de los campos, paso básico para conocer la ubicación, mapas, normas usadas y producción manejada. Posteriormente se hará la verificación de la disponibilidad de instrumento, este segundo paso se refiere al reconocimiento de todos los equipos que hay en el área de interés, tales como: estaciones de flujo y sus componentes (tanques, bombas, separadores, medidores de flujo), esto permitirá el conocimiento de la integridad y confiabilidad operacional, es por ello que representa el cuarto paso.

La confiabilidad operacional y la integridad de los equipos son sumamente importantes, porque indican si en el área se está cumpliendo con lo requerido en cualquier zona de trabajo, es decir, un óptimo desempeño de las actividades. Por tal motivo, se recomienda para seguir con la ubicación de los puntos de medición fiscal, que se haga una revisión de la calibración, el mantenimiento y las condiciones de operación de los equipos presentes en el sitio, ya que de no cumplir con lo exigido no tiene sentido realizar una fiscalización donde se obtiene un registro deficiente.

Si se encuentran en buen estado las instalaciones del área estudiada, se procede a realizar la ubicación del Sistema Fiscal Automatizado en las zonas que recomienda las Normas Técnicas de Fiscalización e Inspección. Ya una vez establecido, se realiza el último paso que será la selección del medidor, en este aspecto se deberá considerar parámetros como volumen de fluido a manejar, costos relativos a la adquisición, calibración, mantenimiento y por supuesto, el tipo de fluido que será sometido a medición. En la guía se especifican los medidores de cantidad tanto de crudo como de gas, que cumplen con los requerimientos de precisión exigidos por las normas

técnicas, según estudios económicos que se hagan en la empresa y bajo la supervisión de SAMH se podrá instalar el mejor medidor. Por otra parte, se tiene la calidad del crudo, el Ministerio acepta mensualmente los reportes de cualquiera de las tecnologías mencionadas en la guía metodológica, por lo tanto, está bajo las posibilidades de adquisición de la empresa la implementación de alguna de ellas.

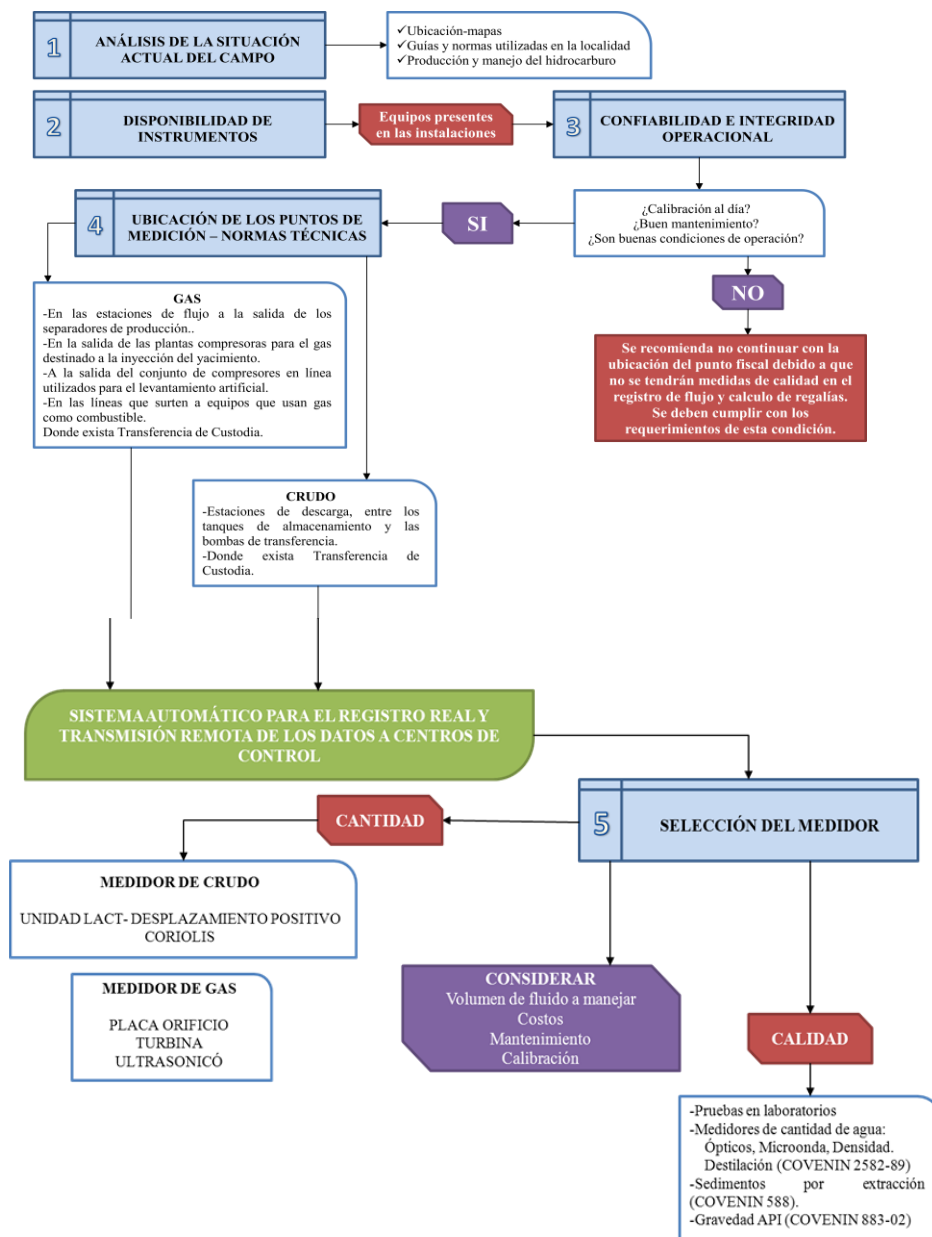


Figura V.4 Guía para la Implementación de Puntos Fiscales Automatizados. (Hernández 2012).

CONCLUSIONES

Una vez finalizado el trabajo de investigación y haber alcanzado los objetivos propuestos se pone a consideración las siguientes conclusiones.

- ✓ Implementar un sistema de medición fiscal automático permitirá medir la cantidad y calidad del crudo recolectado en las principales estaciones de flujo en tiempo real, disminuyendo así la incertidumbre de la medición introducida al realizar mediciones estáticas. En el análisis del área sometida a la ubicación del Punto Fiscal deben considerarse desde aspectos como volumen y manejo de la producción hasta distribución e integridad y confiabilidad operacional, para establecerlo en la zona más cercana posible al punto de producción para que constituya una manera confiable de cuantificar el crudo producido diariamente.
- ✓ Existe gran variedad de equipos en el mercado que pueden ser implementados para la medición del flujo, pero para la selección adecuada de un medidor que será utilizado en un punto fiscal es necesario que esté condicionado no sólo por las características del fluido sino también se debe regir por lo establecido en las Normas Técnicas de Fiscalización e Inspección, por lo tanto, los medidores tipo Desplazamiento Positivo y Coriolis son los que más se adaptan a los requerimientos.
- ✓ Los sistemas de medición automáticos pueden aportar una invaluable información que permitirá calcular de manera justa las regalías que corresponden al país. Implementar una unidad LACT que posee mayor precisión ayudará a llevar un control real de la producción, además de registrar los valores más cercanos posibles a la realidad e incrementar los ingresos al estado por la producción del recurso.
- ✓ Es posible la implementación de nuevas tecnologías a sistemas de medición ya que solo se requiere que el instrumento sea compatible con la infraestructura

utilizada, posea una calibración adecuada y que cumpla con los requerimientos de las Normas de Fiscalización.

- ✓ Para implementar un sistema automático para el registro en tiempo real y transmisión remota de los datos a un centro de control se debe considerar los siguientes puntos básicos: Analizar la situación actual del campo (producción), ubicar el punto de medición, estudiar las Normas Técnicas de Fiscalización y seleccionar el medidor que proporcione los registros más confiables posibles.

RECOMENDACIONES

Al realizar el análisis de la situación actual del campo es importante que se verifique la integridad de los activos y la confiabilidad operacional de ellos, para que se garantice un correcto desempeño en las actividades de la empresa.

En las estaciones donde se coloca el crudo ya en especificaciones para la transferencia de custodia, es necesario que se considere el nombre de Estación de Descarga y no Estación de Flujo como está ocurriendo, debido a la diferencia que hay en los términos y evitar así futuras confusiones.

Evalutando las características del gas que está siendo utilizado para la aplicación de Levantamiento artificial se conoció que es un gas con un porcentaje de riqueza (GPM) considerable, por lo tanto, se sugiere la extracción de estos líquidos del gas natural que pueden aportar importantes ingresos.

Aumentar el estudio de los Puntos Fiscales automatizados que faltan por establecer en los campos de producción petrolera del país. Esto conjuntamente con un adiestramiento al personal de campo en cuanto al uso, funcionamiento y mantenimiento de los equipos a ser instalados para que ante cualquier eventualidad esta pueda ser atendida de inmediato.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Arias O. Fidias G (1999). El Proyecto de Investigación: Guía para su elaboración. 3era edición. Caracas: Episteme. 95 Pp.
2. Arias S. Alex P., (2008). Automatización de una Unidad de Custodia de Transferencia Automática (LACT) para la medición de petróleo mediante la puesta en servicio de un computador de flujo. [Resumen en línea]. Trabajo de grado. Escuela Politécnica del Ejército. Disponible: <http://repositorio.espe.edu.ec/-/handle/21000/4210>. [Consulta: 2011, septiembre 20]
3. AutiTech (2011). Electrónica Industrial, Instrumentación. [Catálogo en línea] Disponible: <http://www.autitech.com/instrumentacion.html>. [Consulta: 2011, Octubre 1].
4. Corrales Ruiz, Karol. (2006). Diseño de un sistema de medición automático en línea de producción en las principales estaciones de flujo de la Unidad de Explotación Tierra Oeste (PDVSA). Universidad de los Andes. Mérida, 167 Pp.
5. Correa Edgar A., (2008). Análisis técnico de medidores en los puntos de Fiscalización y/o estaciones de producción del campo Cuyabeno. [Resumen en línea]. Trabajo de grado. Universidad Tecnológica Equinoccial. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1585/1/CD-2726.pdf>. [Consulta: 2011, septiembre 19]
6. Determinación de contenido de agua para hidrocarburos por el método de Karl Fischer (2011). ASTM D 4377.
7. Dynamicflow (sf). Medidor Ultrasónico de flujo. [Documento en Línea] Disponible: <http://dynamicflow.net-/medidores.html>. [Consulta: 2011, Octubre 13].
8. Emerson Process Management (2009). Hoja de datos del producto Coriolis. Disponible: http://www3.emersonprocess.com/micromotion/tutor/spanish/-50_bye-bye.html [Consulta: 2012, Enero 20].
9. Gisiberica (2012). Cintas métricas y flexómetros. [Catálogo en línea] Disponible: <http://www.gisiberica.com/CINTAS%20METRICAS/cintasmetricasyflexometros.htm>. [Consulta: 2012, Enero 28].

10. Kolor kut Productos. Pastas de Medición de Nivel. [Catálogo en Línea] Disponible: http://www.provindus.com.py/Productos_KolorKut.html. [Consulta: 2011, Septiembre 21].
11. Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela 37.323 Noviembre 13 de 2001.
12. Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos (1999). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela 36793 Septiembre 23 de 1999.
13. Manual de Supervisión para la Medición y Fiscalización de hidrocarburos, (2007). Perupetro. Pp 72.
14. Manual de Transmisores de las series 1000 y 2000, (2003). Emerson Process Management, Micro Motion. pP 6.
15. Medidores de Caudal Másico y Densidad Elite de Micro Motion (2002). Micro Motion Emerson. Process Management. Pp 8.
16. Método de Prueba Estándar para Gravedad API del Petróleo Crudo y Productos del Petróleo. (1995). ASTM D 287.
17. Miranda M. Hugo y Paul Tocto (2009). Implementación de Tecnologías para la medición de flujo y su calidad para el transporte del petróleo en el Distrito Amazónico. [Resumen en Línea]. Tesis de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2068/1/CD-2008.pdf>. [Consulta 2011, septiembre 19].
18. Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural (2001). Pp.35
19. Normas Técnicas para la Fiscalización e Inspección de Hidrocarburos Líquidos del Ministerio de Energía y Petróleo (2001). Caracas. Pp. 85
20. Norma Venezolana Crudos (1990). Determinación del Contenido de Agua y Sedimentos. Método de Centrifugación. COVENIN 2683.
21. Norma Venezolana Crudos (1989). Determinación del Contenido de Agua por Destilación. COVENIN 2582.

22. Norma Venezolana Petróleo Crudo y Combustibles (2001). Determinación de Sedimentos por Extracción. COVENIN 588.
23. Norma Venezolana Petróleo Crudo y sus derivados (2002). Determinación de la Gravedad API. Método del Hidrómetro. COVENIN 883.
24. Pan American Energy (sf). Manual de Producción, Sistema Automático de Control y Medición del petróleo (LACT). Argentina. Pp 16.
25. Principio de Medidor de Flujo Coriolis (2010). [Artículo en Línea]. Disponible: <http://mecatroniando.blogspot.com/2010/05/principio-de-medidor-de-flujo-coriolis.html>. [Consulta: 2011, noviembre 12].
26. Regaber (2012). Contador Ultrasónico. Disponible: http://www.regaber.com/webregaber/bd/pdf/201107041714430.CAC0138_Contador_ultrasonico_Octave_C.pdf. [Consulta: 2011, Octubre 3].
27. Resolución N°003 Precio de Liquidación de Regalía. (2007). Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N°38602 Jueves 11 de Enero 2007.
28. Serie de caudalímetros Annubar (2004), Hoja de datos del producto. Emerson Process Management. Disponible: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00813-0109-4809.pdf>. [Consulta: 2012, Enero 15].
29. Soto O., Agustín (2005). Modulo de Instrumentación. [Documento en Línea] Disponible: <http://es.scribd.com/doc/47889324/17/INTERFACES>. [Consulta: 2012, Enero 28].
30. Starret (2012). Listado de Productos Plomadas. [Catálogo en Línea]. Disponible: <http://www.starrett.com.ar/catalogo/productos/buscador.php?categoria=132>. [Consulta: 2012, Enero 28].
31. Tecnoficio (sf). Instrumentación Industrial. [Documento en Línea] Disponible: <http://www.tecnoficio.com/docs-/doc19.php>. [Consulta: 2011, Octubre 4].
32. Tecnoficio (sf). Instrumentación Industrial, Medidores de Presión Diferencial. [Documento en Línea]. Disponible: http://www.tecnoficio.com/docs/doc16.php?psps_page=13. [Consulta: 2011, Octubre 16].

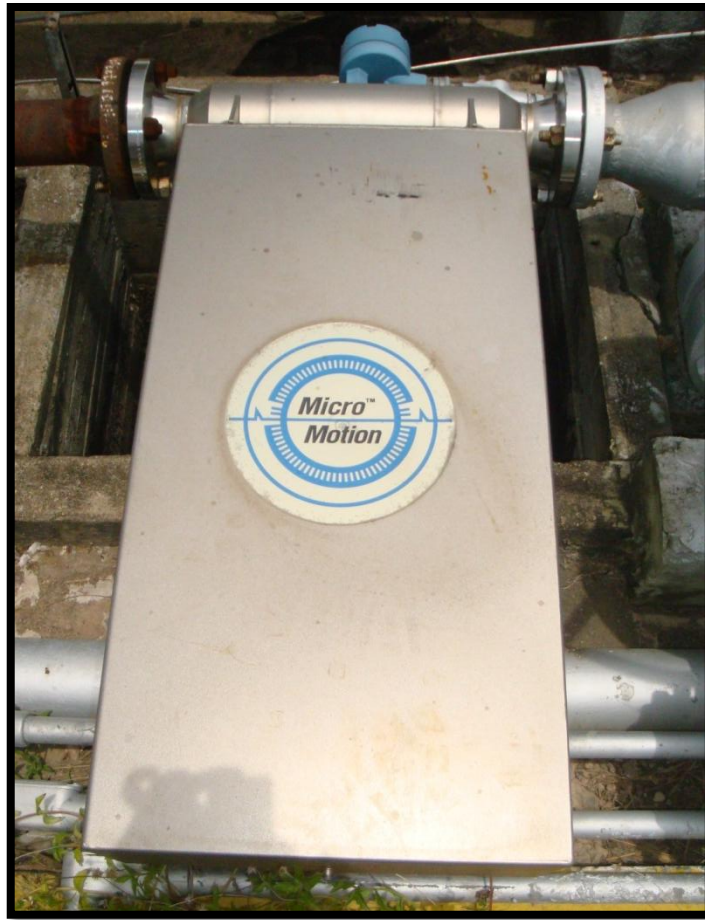
33. Villajulca, José C (2011). Medición de Flujo: la variable más medida de la industria. Disponible: <http://www.instrumentacionycontrol.net/es/curso-completo-instrumentacion-industrial/218-medicion-de-flujo-la-variable-mas-medida-de-la-industria.html>. [Consulta: 2011, Septiembre 15].
34. Yoder Jesse, (2008). Ultrasonic Flowmeters for Custody Transfer. [Documento en Línea] Disponible: https://www.thermo.com/eThermo/CMA/PDFs/Product/productPDF_4105.pdf. [Consulta: 2011, Octubre 2].

APÉNDICES

APÉNDICE 1

MICROMOTION DS600

- Rango de presión: 0 a 30 bar
- Presión máxima: 50 bar
- Rango de temperatura: -10 a 60 °C
- Perdida de carga máxima: 2,5 psi.
- Display local: en cuarzo líquido, que presentará localmente los valores requeridos
- Precisión en masa: 0,15 %
- Error en densidad: +/- 0,0005 g/cm³
- Error en temperatura: 0,1 °C.
- Error en caudal volumétrico: 0,15% a 5000 lts/min.
- Error de presión: 0,75 % a 1 Kg/cm²
- El cable de instrumentación estará de acuerdo con la especificación INT ET 030 y conectará el transmisor del medidor másico con la sala de Mezclas (Servidor FIX).
- Soportes del sensor: Anti vibración de hormigón o de perfiles de hierro
- Bridas: 10" 300# R.F.
- Rango de caudal de 1500 a 15000 lt / min
- Rango de viscosidad: 2 a 100 cSt.
- Protección anti-explosiva: Clase 1, Grupo D, División 1.
- Indicación local de: caudal volumétrico, másico, temperatura, y densidad.
- Comunicación remota a través de protocolo MODBUS RTU sobre RS 485, certificado.
- Estabilidad de cero: +/- 0,01% o mejor.



Micromotion DS600. (Hernández 2012)

APÉNDICE 2

Medidor Barton

BARTON®

Chart Recorders

Models 202E, 202N, 242E, and J8A

Barton chart recorders are the industry standard for accurate, reliable measurement and recording of pressure, differential pressure, and temperature in a wide variety of applications. In addition, DP models utilize Barton's rupture-proof bellows DPU as the actuating unit – with features like overrange protection and pulsation dampening (on some models).

Common Components

- **Case** – is made of rugged, lightweight die-cast aluminum that features a built-in rain-shield. It is finished in polyurethane electrostatic powder paint that has a high resistance to weathering, scratches, and industrial fumes. aircraft-type door hinge (made of 302 SST) provides excellent resistance to salt spray and H₂S. A closed neoprene gasket, non-absorbent to fluids and resistant to oils and most solvents, provides the seal between the door and the case.
 - Optional "S" versions use a stainless steel case or a corrosion resistant "offshore coating" for harsh saltwater environments.
- **Chart Drive** – Available in battery and spring-wound versions with a wide variety of chart speeds. All chart drives, with simple positive chart lock hub, are interchangeable.
- **NuFlo™ Charts** – are made from "woodfree" paper – a special low shrinkage high quality product that eliminate eccentric and elliptical errors. Charts are shrink wrapped to help maintain the factory default size until it is opened by the user. Once a box of charts is opened, it can be stored in the supplied plastic re-sealable storage bag.
- **Recording Mechanism** – All parts are stainless steel for long life. The pen mount is exceptionally rugged and pen shafts are fitted with ball pivots to minimize friction. All links are adjustable, with micrometer adjustments for accurate calibration. All adjustments have screwdriver slots to simplify calibration. Disposable pens are standard.
- **Pressure Elements** – Used in Models 202E, 242E, and J8A are precision wound helical-type available in a variety of materials – pressure ranges from 0-30-in. mercury vacuum (0 - 14.7 psi/1 bar) to 0 - 30,000 psi (0 - 2,068 bar). The Model 202N uses a K-Monel element – pressure ranges from 0 - 250 psi (0 - 17 bar) to 0 - 6,000 psi (0 - 414 bar). Connections available in 1/4-in. NPT for ranges less than 10,000 psi (689 bar). Ranges greater than 10,000 psi (689 bar) utilize an Aminco 9/16-18 (1/4-in. ODT) female connection.
- **Thermal Systems** – Consist of a bourdon tube, a capillary with stainless steel armor, and a bulb with a bendable extension. All parts are stainless steel. Systems are available in Class V (mercury fill with an 11/16-in. OD bulb) or Class I (hydrocarbon fill w/ a 3/8-in. OD bulb). Temperature ranges for each design are listed below. A thermal system must have a span of more than 50°F (27°C) and the high temperature limit must be greater than 95°F (35°C).
 - **Class VA** (fully compensated) -40° to 600°F (-40° to 315°C)
 - **Class VB** (case compensated): -40° to 600°F (-40° to 315°C)
 - **Class IA** (fully compensated) – temperature range varies with fill material
 - ethyl-benzene, -125° to 350°F (-87° to 177°C)
 - kerosene, -20° to 500°F (-29° to 260°C)
 - alcohol, -200° to 150°F (-129° to 66°C)
 - **Class IB** (case compensated) - temperature range varies with fill material
 - ethyl-benzene, -125° to 350°F (-87° to 177°C)
 - kerosene, -20° to 500°F (-29° to 260°C)
 - alcohol, -200° to 150°F (-129° to 66°C)
- **Accuracy:** +/- 1.0% of F.S.
- **Hardware:** Capillary standard length is 10 ft. (additional lengths available)



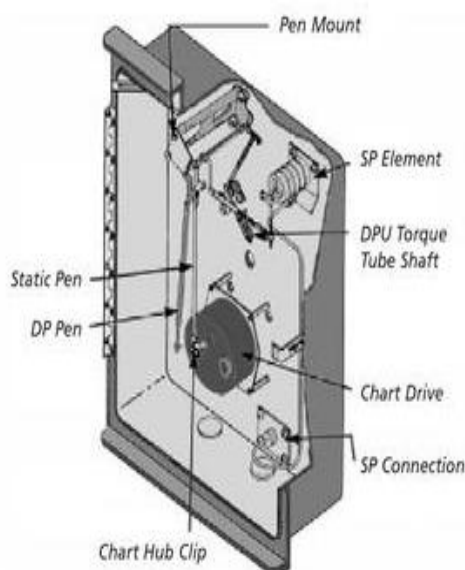
Models 202E (DP)

The 202E is a 12-in. chart recorder that has been widely used in gas transmission and distribution fields – accurate calibration, even under extreme variations in static pressure and ambient temperatures.

The 202E is available in 1 to 4 pen configurations (DP+3 additional pens). The additional pens can be used to record temperature and supplemental pressure data.

The unit is actuated by a Barton Model 199 DPU, with standard and NACE units available (up to 4,500 PSI/310 bar SWP) – see DPU bulletin #21700 for details. Static pressure and temperature pens are actuated by precision wound elements (see page 1).

Main Components



Specifications

Safe Working Pressure:	up to 6,000 PSI (414 bar)
DP Ranges	0-10-in. w.c. to 0-100 PSID (0-25 mbar to 0-6.9 bar)
Accuracy	+/- 0.5% F.S.
Temperature Limits	-40°F/C to +180°F (+82°C)

Model 202N (DP) (NACE)

The 202N is a 12-in. chart recorder designed to measure flow, static pressure, and temperature in sour gas applications. The 202N meets all NACE requirements for H2S environments, per MR-01-75 (1991 Revision) – SWP up to 2,000 PSI (138 bar).

For ranges between 2,000 PSI (138 bar) and 4,500 PSI (310 bar), see optional NACE version of M202E.

The 202N is actuated by Barton's M199 NACE DPU. Static pressure measurements are provided by precision wound K-Monel helical-type elements.

- All other features and benefits are the same as the 202E.

Specifications

Safe Working Pressure:	up to 2,000 PSI (138 bar)
DP Ranges	0-10-in. w.c. to 0-100 PSID (0-25 mbar to 0-6.9 bar)
Accuracy	+/- 0.5% F.S.
Temperature Limits	-40°F/C to +180°F (+82°C)

Model 242E (Temperature/Pressure)

The 242E is a 12-in. chart temperature and pressure recorder-receiver designed for general pressure applications. It uses a bellows-type element for pneumatic transmitter or controller input.

Receiver Bellows

Our receiver bellows are made from 316 stainless steel. They can receive pneumatic output signals of 3-15 PSI (207 mbar-1 bar).

Specifications

Pressure Element Range	up to 30,000 PSI (138 bar)
Accuracy	+/- 1.0% F.S.
Temperature Limits	-40°F/C to +180°F (+82°C)

Model J8A (Temperature/Pressure)

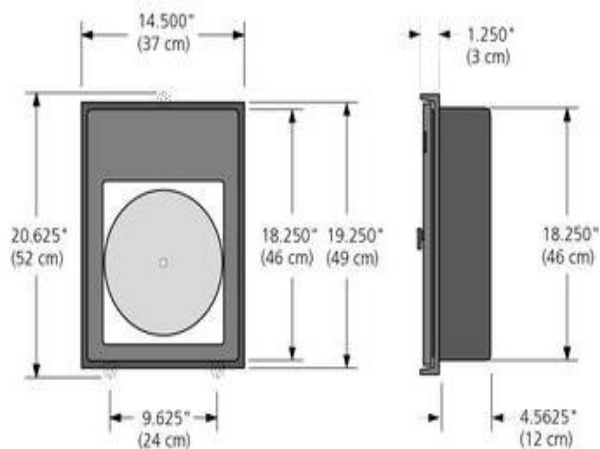
The J8A is a compact 8-in. chart Temperature and Pressure Recorder designed for general pressure applications. Available as a single or dual pen unit, it can use any combination of pressure measuring helical elements or temperature measuring thermal systems.

- **Pressure Elements** – Same as those supplied for 12-in. recorders, with pressure ranges from 0-30-in. Hg to 30,000 psi (0-14.7 psi/1 bar to 2,068 bar).
- **Case** – A smaller version of the 242E, the J8A case is 3/16-in. thick, with a closed cell neoprene gasket. The standard door comes with an 8-in. square piece of glass, Plexiglas (Lexan), or 16-gauge steel plate for solid door applications.
- **Overall dimensions of standard unit** – 10.5-in. wide x 13.75-in. tall x 4 5/8-in. deep.



Recorder Dimensions

Overall case dimensions for Models 202 and 242:



Recorder Weights

Ind. Model	202E / 202N					
	Forged Steel			Forged SST		
	2500	4500	6000	1000	3000	6000
Safe Working Pressure (psi)	68 (31)	69 (31)	71 (32)	59 (27)	69 (31)	71(32)

The M242E or J8A gross weight is approx. 25 lbs (11 kg). For SST "S" versions, add 10 lbs (6 kg) to standard weights.

Mounting Options

- Panel
- Wall
- Pipe mount, slip-on, non-thread (1-1/2-in. or 2-in. std. pipe)
- Portable stand, with handle
- Wall shock-mounting kit

Ordering

When ordering recorder, please specify the following items:

- Model Number
- Housing Pressure Rating (SWP) (DPU models)
- Housing and Bellows Materials (DPU models)
- Process Material Contacting Bellows (DPU models)
- Differential Pressure Range (DPU models)
- Pressure Elements (range, material)
- Pens (disposable)
- Chart Drive (type and rotation)
- Thermal Systems (range, capillary length, class)
- Mounting (pipe, wall, flush panel, portable) or shock mount)
- Charts

APÉNDICE 3

ANNUBAR ROSEMOUNT

ESPECIFICACIONES

Funcionamiento

Precisión de la referencia del sistema

Porcentaje (%) de caudal volumétrico

Clásico (Turndown de 8:1)	Ultra (Turndown de 8:1)	Ultra para caudal (Turndown de 14:1)
±1,10%	±0,90%	±0,80%

Repetibilidad

±0,1%

Tamaños de las tuberías

- Sensor de tamaño 1: 50 a 200 mm (2 a 8 in.)
- Sensor de tamaño 2: 150 a 900 mm (6 a 36 in.)
- Sensor de tamaño 3: 300 a 1800 mm (12 a 72 in.)

TABLA 1. Número de Reynolds y ancho de la probeta

Tamaño del sensor	Número de Reynolds mínimo (R_d)	Ancho de la probeta (d)
1	6500	14,99 mm (0,590 in.)
2	12500	26,82 mm (1,060 in.)
3	25000	49,15 mm (1,935 in.)

Donde

$$R_d = \frac{d \times V \times \rho}{\mu}$$

d = Ancho de la probeta (pies)
 V = Velocidad del fluido (pies/seg)
 ρ = Densidad del fluido (lb_m/pie³)
 μ = Viscosidad del fluido (lb_m/pies-seg)

Salida

HART

- 4–20 mA ADC, salida de caudal. El protocolo digital HART se superpone a la señal de 4–20 mA; disponible para cualquier host que cumpla con el protocolo HART.

Fieldbus FOUNDATION (código de salida F)

- 17,5 mA para todas las configuraciones (incluyendo la opción con pantalla de LCD)

Suposiciones de la declaración de funcionamiento

- El diámetro interno de la tubería ha sido medido
- La electrónica ha sido adaptada para optimizar la precisión en el caudal

Dimensionamiento

Contactar a un representante de Emerson Process Management para obtener ayuda. Se requiere una hoja de datos de la configuración antes de hacer el pedido para verificar la aplicación.

Estabilidad a largo plazo

Ultra

- ±0,20% del límite superior del rango para 10 años; para ±28 °C (50 °F)

Clásico

- ±0,125% del límite superior del rango para 5 años; para ±28 °C (50 °F)

Acabado superficial del sensor Annubar

La superficie delantera del Annubar primario se ha texturizado para las aplicaciones con un número de Reynolds alto (generalmente gas y vapor). La superficie texturizada crea una capa límite más turbulenta en la superficie delantera del sensor. Gracias al incremento en la turbulencia, la separación del flujo en el borde del sensor es más predecible y repetible. Se determinará el acabado superficial adecuado para cada aplicación con el programa de dimensionamiento de Emerson Process Management.

Operativas

Aplicaciones

- Líquido
- Gas
- Vapor

Fuente de alimentación

Opción de 4–20 mA

- Se requiere una fuente de alimentación externa. Cuando no está bajo carga, el transmisor estándar (4–20 mA) funciona a un voltaje de 10,5 a 42,4 V CC.

Opción de fieldbus FOUNDATION

- Se requiere una fuente de alimentación externa. El transmisor funciona a un voltaje de terminales de entre 9,0 y 32,0 V CC

Límites de temperatura del proceso

Electrónica de montaje directo

- 232 °C (450 °F)
- 400 °C (750 °F) cuando se usa con manifold de 5 válvulas de montaje directo para alta temperatura (Plataforma de conexión del sistema electrónico código 6)

Electrónica de montaje remoto

- 677 °C (1250 °F) – El material del sensor es Hastelloy®
- 454 °C (850 °F) – El material del sensor es acero inoxidable

Límites de temperatura para la electrónica

Ambiente

- –40 a 85 °C (–40 a 185 °F)
- Con pantalla de cristal líquido integrada: –20 a 80 °C (–4 a 175 °F)

Almacenamiento

- –46 a 110 °C (–50 a 230 °F)
- Con pantalla de cristal líquido integrada: –40 a 85 °C (–40 a 185 °F)

Límites de presión y temperatura⁽¹⁾

Electrónica de montaje directo

- Hasta ANSI n° 600 (99 bar a 38 °C (1440 psig a 100 °F))
- No es posible la medición de temperatura integrada con tipo de montaje bridado mayor que clase 600

Electrónica de montaje remoto

- Hasta ANSI n° 2500 (250 bar a 38 °C (3600 psig a 100 °F))

Límites de presión estática

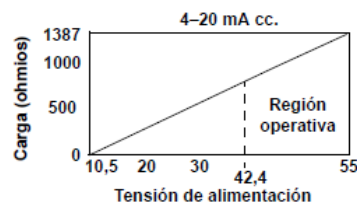
- Rango 1A: Funciona dentro de las especificaciones a presiones estáticas en la línea de 0,03 bar-A a 138 bar-G (0.5 psia a 2000 psig)
- Rangos 2A-3A: Funciona dentro de las especificaciones a presiones estáticas en la línea de 0,03 bar-A a 250 bar-G (0.5 psia y 3626 psig)

Limitaciones de la carga

La resistencia máxima del lazo se determina mediante el nivel de voltaje de la fuente de alimentación externa, como se describe a continuación:

Resistencia

máx. del lazo = 43,5 (Tensión de alimentación – 10,5)



La comunicación HART requiere una resistencia del lazo de 250 ohmios como mínimo.

Alarma del modo de fallo

HART 4-20mA (código de salida A)

- Si el autodiagnóstico detecta un fallo mayor en el transmisor, la señal analógica será llevada fuera de la escala para alertar al usuario. Además de los niveles de alarma estándar de Rosemount y Namur, se dispone de niveles de alarma especiales (consultar la Tabla 2 a continuación).
- La señal de la alarma de alta o de baja se selecciona mediante el software o el hardware a través del interruptor opcional (opción D1)

TABLA 2. Configuración de la alarma

	Alarma de alta	Alarma baja
Rosemount	≥ 21,75 mA	≤ 3,75 mA
En conformidad con NAMUR ⁽¹⁾	≥ 22,5 mA	≤ 3,6 mA
Niveles especiales ⁽²⁾	20,2-23,0 mA	3,6-3,8 mA

(1) Los niveles de la salida analógica están en conformidad con la recomendación NAMUR NE 43.

(2) La alarma de baja debe ser 0,1 mA menor que la saturación baja. La alarma de alta debe ser 0,1 mA mayor que la saturación alta.

Límites de sobrepresión

Los caudalímetros resisten los siguientes límites sin sufrir daño alguno:

- Rango 1A: 138 bar (2000 psig)
- Rangos 2A-3A: 250 bar (3626 psig)

Límites de humedad

Humedad relativa del 0 al 100%

Fluido inerte de llenado del sensor

No disponible con rendimiento clase 3: Ultra para caudal

Tiempo de activación

El funcionamiento dentro de las especificaciones ocurre en menos de 2 segundos después de encender el transmisor.

Amortiguación

Para una constante temporal dada, el usuario puede seleccionar entre 0 y 60 segundos para la respuesta analógica de salida a una entrada en escalón. Esta amortiguación del software se suma al tiempo de respuesta del módulo del sensor.

Efectos de la vibración

Transmisor

- Menos que ±0,1% de URL cuando se comprueba de acuerdo con los requisitos de campo IEC60770-1 ó tuberías con alto nivel de vibración (desplazamiento de 0,21 mm de pico a pico a 10-60 Hz / 60-2000 Hz 3 g)

Estilo de alojamiento códigos 1J, 1K, 1L, 2J

- Menos que ±0,1% de URL cuando se comprueba de acuerdo con los requisitos de campo IEC60770-1 ó tuberías con bajo nivel de vibración (desplazamiento de 0,15 mm de pico a pico a 10-60 Hz / 60-500 Hz 2 g)

Protección contra transitorios (opción T1)

Cumple con IEEE C62.41, categoría B

Cresta de 6 kV (0,5 μs – 100 kHz)

Cresta de 3 kA (8 x 20 microsegundos)

Cresta de 6 kV (1,2 x 50 microsegundos)

Cumple con el estándar IEEE C37.90.1, capacidad de resistencia a la sobrecorriente

Cresta SWC de 2,5 kV, en forma de onda de 1,25 MHz

Especificaciones generales:

Fieldbus FOUNDATION

- El bloque de AI permite que el usuario fije las configuraciones de alarma ALTA-ALTA, ALTA, BAJA o BAJA-BAJA.

Ajuste de cero y del span

Los valores del cero y del span pueden fijarse en cualquier sitio dentro del rango. El span debe ser mayor que o igual al span mínimo.

EMC (compatibilidad electromagnética)

Cumple con todos los requisitos relevantes de IEC/EN 61326 y NAMUR NE-21.

Requisitos generales

- Tiempo de respuesta: < 1 nanosegundo
- Sobrecorriente máxima: 5000 amperios a la carcasa
- Voltaje máximo de los transitorios: 100 V CC.
- Impedancia del circuito: < 25 ohmios
- Estándares aplicables: IEC61000-4-4, IEC61000-4-5

NOTA:

Calibraciones a 20 °C (68 °F) de acuerdo con ASME Z210.1 (ANSI).

Consumo de corriente (fieldbus FOUNDATION (código de salida F))

- 17,5 mA para todas las configuraciones (incluyendo la opción con pantalla de LCD)
- Acero inoxidable

Rendimiento dinámico

TABLA 3. Rendimiento para 3051SFC – Puntos a considerar para la instalación

	4–20 mA (HART [®]) ⁽¹⁾	Fieldbus FOUNDATION ⁽³⁾	Tiempo de respuesta típico del transmisor
Tiempo de respuesta total (Td + Tc) ⁽²⁾ :			
3051S_C, Rangos 2–5:	100 milisegundos	152 milisegundos	
Rango 1:	255 milisegundos	307 milisegundos	

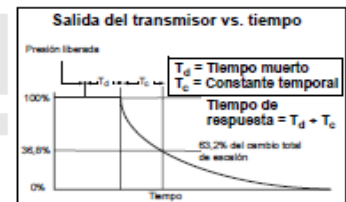
Tiempo muerto (Td) 45 milisegundos (nominal) 97 milisegundos

Frecuencia de actualización 22 veces por segundo 22 veces por segundo

(1) El tiempo muerto y la frecuencia de actualización son aplicables a todos los modelos y rangos; solamente salida analógica

(2) Tiempo nominal total de respuesta en condiciones de referencia a 24 °C (75 °F).

(3) Sólo la salida fieldbus del transmisor; no se incluye el macrociclo del segmento.



3051-3051_17A

APÉNDICE 4

SISTEMAS SCADA

El SCADA es un sistema que, basado en computadoras permite:

- Adquirir información de procesos distantes, mediante Unidades de Transmisión Remota (RTU-PLC).
- Enviar esa información desde el sitio remoto hasta un Centro de Control.
- Supervisar el proceso automatizado y decidir acciones de control.
- Poseer datos actualizados de las variables de procesos remotos.
- Visualizar selectivamente la información mediante tablas y despliegues.
- Ejercer Control a distancia.
- Detectar eventos y condiciones de alarma a través de monitores e impresoras.
- Planificar y evaluar mantenimiento.
- Mantener la información en Bases de Datos para elaborar informes: diarios, especiales, históricos, estadísticos y de planificación para políticas gerenciales.

✓ *Partes del Sistema SCADA.*

Todo sistema SCADA consta de cuatro partes fundamentales:

- 1.- Los sistemas de control local, geográficamente dispersos, capaces de interactuar con equipos de campo (Instrumentación Local).
- 2.- Las unidades de recolección y transmisión de datos y receptores de instrucciones en campo (Módulos de E/S y Control del RTU).
- 3.- Los medios de comunicación entre el Centro de Control y las estaciones remotas (Sistema de Comunicaciones).
- 4.- El Centro de Control donde se recibe la información de campo y del sistema y se ejercen las acciones de operación necesarias (MTU).

Los PLC fueron en el principio diseñados para ejecutar secuencias en sustitución de los relés y no en la transmisión de datos, pero usan su propia base de datos para, a través de una unidad externa de comunicación, enviar la información al Centro de Control SCADA.

La rapidez de reacción del proceso a los cambios fija los tiempos de muestreo, procesamiento y de comandos de control hacia el campo.

✓ *Constitución de un Sistema SCADA:*

Unidad Terminal Maestra (MTU)

- Computador Maestro (puede ser redundante: uno o varios de respaldo)

- Periféricos (Interfaz humano - máquina): Monitores, Teclado, Ratón o trackball, Sensor de tacto (touch screen), Impresora de alarmas y eventos, plotter, etc.
- Paneles auxiliares
- Modem
- Fuente ininterrumpible (UPS, Cuarto de Baterías)
- Unidad Terminal Remota (RTU)
- Sensores (Transductores para los parámetros operacionales de campo)
- Controladores Integrados (PLC, SCD, etc.)
- Medios de Comunicación
 - Cable trenzado o Coaxial
 - Par telefónico o Teléfono Celular
 - Radio-enlace VHF / UHF
 - Microonda
 - Satelital
 - Fibra Óptica

✓ *Importancia de los Sistemas SCADA*

Los sistemas SCADA surgen como una respuesta a la necesidad de centralizar la información proveniente de los diferentes procesos, permitiendo, además, la integración de estos sistemas en el ámbito de las redes Industriales y Corporativas; los mismos se desarrollan con los avances en la electrónica, la computación y las comunicaciones.

El propósito principal del sistema consiste en adquirir la información y procesarla en tiempo real, facilitando al operador, ubicado en un Centro de Control, la supervisión y control continuo, a distancia, de los procesos automatizados.

La Adquisición de Datos se refiere a la recopilación, en tiempo real, del estado de las variables por la instrumentación local instalada, para transmitirla hasta un Centro de Control, desde el cual el operador puede solicitar, desplegar y archivar información relacionada con los procesos.

APÉNDICE 5

PROTOCOLO MODBUS

El protocolo MODBUS es una estructura de mensajería ampliamente utilizado para establecer comunicaciones maestro – esclavo entre dispositivos inteligentes. Un mensaje MODBUS enviado desde un terminal maestro a un terminal esclavo contiene la dirección del esclavo, el “comando” (leer registro, escribir registro, etc), los datos y el resumen de la revisión (LRC o CRC).

Debido a que el protocolo MODBUS es sólo una estructura de mensajería, es totalmente independiente de la capa física. Tradicionalmente es implementado utilizando RS232, RS422 o RS485 sobre varios medios (fibra óptica, radio, celular, etc).

MODBUS TCP / IP utiliza TCP / IP y el Ethernet para llevar la estructura de mensajes del MODBUS. MODBUS / TCP requiere licencia, pero todas las especificaciones son públicas y abiertas así que no se debe pagar derecho de autor por esta licencia.

El protocolo MODBUS está disponible en dos versiones:

- 1.- *Modo de transmisión ASCII*: cada byte de ocho bits en un mensaje es enviado como dos caracteres ASCII.
- 2.- *Modo de transmisión RTU*: cada byte de ocho bits en un mensaje es enviado como dos caracteres de cuatro bits hexadecimales.

La principal ventaja del modo RTU es que alcanza un mayor rendimiento, mientras que el modo ASCII admite intervalos de tiempo de hasta 1 segundo que ocurren entre caracteres sin causar ningún error.

✓ Estructura de Tramas Modbus

El campo de dirección de un mensaje de trama contiene dos caracteres (ASCII) u ocho bits (RTU). Las direcciones válidas de los dispositivos esclavos están en el rango de 0 a 247 en decimal. Los dispositivos esclavos individuales le son asignadas

direcciones en el rango de 1 a 247. Una unidad maestra direcciona a un esclavo colocando la dirección del esclavo en el campo de dirección del mensaje. Cuando el esclavo envía su respuesta, coloca su propia dirección en el campo dirección de la respuesta para hacer saber al maestro cuál es el esclavo que está respondiendo.

El campo código de función de un mensaje de trama contiene dos caracteres (ASCII) u ocho bits (RTU). Los códigos válidos están en el rango de 1 a 255 en decimal. Cuando un mensaje es enviado desde el dispositivo maestro hacia el esclavo, el campo de código de función le informa al esclavo qué clase de acción realizar. Ejemplos de ello son: leer los estados de encendido / apagado de un grupo de entradas discretas, leer los contenidos de datos de un grupo de registros, leer el estado del diagnóstico del esclavo, escribir en registros designados o permitir cargar, grabar o verificar el programa dentro del esclavo.

Cuando el esclavo responde al maestro, se utiliza el campo de código de función para indicar una respuesta normal (libre de errores) o que algún tipo de error ha ocurrido (respuesta de excepción). Para una respuesta normal, el esclavo simplemente retorna el código de función original. Para una respuesta de excepción, el esclavo retorna un código equivalente al código de función original con el bit más significativo como un 1 lógico.

El campo de datos está construido usando grupos de dos dígitos hexadecimales, en el rango de 00 a FF hexadecimal. Esto puede ser completado con un par de caracteres ASCII o con un carácter RTU, de acuerdo con el modo de transmisión serial de la red. Pero también, el campo de datos puede no existir (longitud cero) en ciertos tipos de mensajes, dependiendo de lo que indique el campo de código de función.

El campo de datos del mensaje enviado desde la unidad maestra a los dispositivos esclavos contiene información adicional, la cual, deber ser utilizada por el esclavo para realizar la acción definida por el código de función. Esto puede incluir direcciones discretas o de registros, cantidad de variables a ser manejadas y el conteo de los bytes de data actuales en el campo. Si no ocurren errores, el campo de datos de la respuesta del esclavo al maestro, contendrá los datos requeridos. Si ocurre un error,

el campo contendrá un código de excepción que la aplicación del terminal maestro podrá usar para determinar la próxima acción a ser tomada.

Se utilizan dos tipos de “checksum” para redes estándares MODBUS. El contenido del campo de chequeo de errores depende del método de transmisión que esté siendo utilizado.