



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE
HIDROCARBUROS EN EL ACTIVO INTEGRAL
DE PRODUCCIÓN MACUSPANA-MUSPAC”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

AVILÉS LÓPEZ JOSÉ EDUARDO

PÉREZ AMAYA EDSON ALBERTO

ASESOR:

ING. JOSÉ AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2014

Agradezco:

A Dios por darme la vida, salud, fortaleza y todo lo necesario para que este sueño pudiera cumplirse, le agradezco por permitirme a ver vivido grandes momentos con compañeros, amigos y maestros.

A mis padres, por brindarme todo su apoyo, su amor, sus consejos, su sabiduría, sus palabras de aliento en momentos complicados y todo aquello que me ayudo a conseguir este sueño que teníamos juntos. GRACIAS PADRES POR TODO.

A mis hermanos Edgar y Jorge por entenderme, comprenderme y apoyarme en todo momento.

Al Ing. Agustín y a los sinodales que nos apoyaron para presentar un buen trabajo.

A Edson por haberme permitido realizar este trabajo en conjunto y por todo ese tiempo en el cual convivimos.

A la UNAM por darme la oportunidad de contar con una educación de calidad y gratuita y por todo lo apoyo que me brindo durante todo este tiempo.

A los amigos por brindarme su amistad, darme la oportunidad de formar parte de su vida y por todos los momentos grandiosos que pasamos.

A todas aquellas personas que siempre estuvieron presentes en todo este camino, dándome consejos, ánimos, fortaleza, cariño, amor y todo aquello que me ayudo a ser mejor persona y a seguir mi sueño.

Atentamente

Avilés López José Eduardo

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Agradezco:

A mis padres por su apoyo incondicional. En particular a mi papá por ser un excelente ser humano y mi ejemplo profesional a seguir; y a mi mamá, de quien siempre he recibido cariño, educación y buenos consejos que me han permitido terminar esta carrera de manera simbólica a nombre de los dos.

A mi abuelo José, quien me transmitió conocimientos y experiencias que han marcado mi vida y de quien aprendí que no hay mayor satisfacción que la del deber cumplido.

A mis hermanos Aline y Carlos, de quienes me siento profundamente orgulloso por lo que son como personas y a quienes humildemente espero servir como ejemplo.

A mi familia por su apoyo; particularmente a mis tíos Javier y Carmen, y a mis primos Diana y Alonso, de quienes siempre he recibido palabras de aliento y apoyo incondicional.

A mi compañero y amigo José Eduardo, con quien he tenido la oportunidad de compartir esta etapa de mi vida y la realización de éste trabajo.

A mis amigos Itzuri, Diana, Luis Enrique, Eduardo Mandujano, Josue, Stephanie e Isabel con quienes he compartido muchas experiencias gratificantes que nunca olvidaré.

A todos mis compañeros de la generación 2006 de la Escuela Nacional Preparatoria número 2 y de la generación 2009 de la facultad de ingeniería a quienes estimo por su solidaridad y compañerismo.

A mis profesores de la facultad de ingeniería, en particular al ingeniero Agustín y a los sinodales asignados a este trabajo, por ser un ejemplo de profesionalismo y servicio a la universidad.

A la UNAM, mi alma mater, a quien le estaré eternamente agradecido por haberme brindado la oportunidad de estudiar y de cultivarme en los más diversos aspectos de mi persona.

Atentamente

Edson Alberto Pérez Amaya

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

RESUMEN

Durante el proceso de explotación de yacimientos se necesita contar con información que describa los recursos producidos en función de su cantidad y de su calidad. Los medidores de flujo son herramientas que se emplean para la obtención de información directa sobre las propiedades de los hidrocarburos producidos y medidos en las instalaciones superficiales de producción.

Con el fin de realizar un análisis completo de cualquier medidor de flujo se debe comenzar por la comprensión de conceptos metrológicos fundamentales como la incertidumbre y la trazabilidad, con el fin de entender el contexto general que implica un proceso de medición. La funcionalidad de cualquier medidor depende de su correcto uso, lo cual implica que es necesario contar con las bases teóricas sobre el principio de funcionamiento en el que está basado, así como las distintas características particulares de cada tipo de medidor que permitirán un uso óptimo del mismo en ambientes específicos.

Debido a la gran cantidad de condiciones tanto físicas como químicas posibles es necesario establecer criterios que permitan homologar las cantidades medidas y poder realizar comparaciones que permitan su uso a nivel administrativo y técnico.

Cuando se realiza un proceso de medición de hidrocarburos en el país es necesario considerar aspectos legales de los entes reguladores aplicables a cada caso, por lo que es obligatoria una consideración de normas y lineamientos emitidos por organismos oficiales.

Este trabajo presenta las anteriores consideraciones necesarias para poder llevar a cabo un análisis técnico sobre medidores de flujo, particularmente en los medidores de flujo empleados con más frecuencia en la región sur del país.

CONTENIDO

Lista de tablas	1
Introducción.....	2
Notas a considerar.....	4
Capítulo I. Aspectos asociados a la medición	5
I.1 Antecedentes	6
I.2 Definición de medición	7
I.2.1 Concepto de medición	7
I.2.2 Importancia de la medición.....	10
I.3 Conceptos metrológicos importantes.....	12
I.3.1 Incertidumbre.....	13
I.3.2 Calibración.....	14
I.3.3 Trazabilidad	16
I.3.4 Trazabilidad y calibración de medidores de flujo de hidrocarburos.....	18
I.4 Instrumentos de medición.....	19
I.4.1 Propiedades básicas de un instrumento	20
I.5 Errores de medición.....	24
I.6 Medición en el sistema integral de producción.....	25
I.6.1 Medición en el yacimiento	26
I.6.2 Medición en pozo.....	28
I.6.3 Medición en las instalaciones superficiales	30
I.6.4 Medición en quema y venteo.....	32
Capítulo II. Equipos y sistemas de medición.....	33
II.1 Antecedentes sobre la medición de hidrocarburos	34
II.2 Medición o estimación de flujo a boca de pozo	34
II.2.1 Flujo a través de estranguladores	36
II.2.2 Registrador mecánico tipo Barton	44

II.2.3	Medición con separadores de prueba.....	47
II.2.4	Medidores multifásicos.....	51
II.3	Mediciones estáticas en tanques de almacenamiento	72
II.3.1	Manual con varilla	73
II.3.2	Manual con cinta y plomada	75
II.3.3	Manual con tanques aforados.....	78
II.3.4	Automática con flotador	79
II.3.5	Automática con servo	81
II.3.6	Automática con medidor ultrasónico.....	82
II.3.7	Automática con medidor tipo radar.....	84
II.3.8	Medición estática de gases	85
II.4	Mediciones de flujo másico o volumétrico en instalaciones superficiales.....	87
II.4.1	Medidor de flujo tipo ultrasónico	88
II.4.2	Medidor de flujo tipo placa de orificio.....	93
II.4.3	Medidor de flujo tipo cónico.....	101
II.4.4	Medidor de flujo tipo coriolis.....	104
II.5	Mediciones empleadas en operaciones de quema y venteo	112
II.6	Medidores auxiliares	113
II.6.1	Medidores de presión	114
II.6.2	Medidores de temperatura.....	115
II.6.3	Medidores de densidad.....	117
II.6.4	Medidores de corte de agua	120
II.7	Muestreo de hidrocarburos.....	124
II.7.1	Muestreo estático	124
II.7.2	Muestreo dinámico	127
II.8	Análisis de la calidad de los hidrocarburos.....	130
II.8.1	Análisis PVT	130
II.8.2	Análisis cromatográfico.....	133

II.8.3	Análisis de contenido de agua y sedimentos	137
II.8.4	Análisis de salinidad	139
II.8.5	Análisis del color Saybolt.....	139
Capítulo III. Procedimientos de cálculo de magnitudes asociadas a la medición.....		144
III.1	Factores de corrección de volúmenes medidos.....	145
III.1.1	Corrección para volúmenes en tanques de almacenamiento	145
III.1.2	Corrección para volúmenes en condición dinámica	153
III.2	Incertidumbre.....	157
III.3	Prorrates de la producción	176
III.4	Balances de producción	178
III.5	Petróleo crudo equivalente.....	182
Capítulo IV. Lineamientos legales y requerimientos técnicos.....		183
IV.1	Antecedentes de la regulación en la medición de hidrocarburos en México.....	184
IV.2	Lineamientos técnicos emitidos por la CNH	186
IV.2.1	Objetivo	187
IV.2.2	Alcance	187
IV.2.3	Consideraciones fundamentales	188
IV.2.4	Sistemas de medición.....	189
IV.2.5	Tipos de mediciones.....	190
IV.2.6	Auditoría.....	191
IV.2.7	Incertidumbre.....	192
IV.2.8	Calibración.....	193
IV.2.9	Medición multifásica	194
IV.2.10	Medición de volúmenes de gas destinados a quema y venteo	194
IV.2.11	Balances de producción	195
IV.3	Requerimientos técnicos establecidos por Pemex	196
IV.3.1	Administración de los sistemas de medición	196
IV.3.2	Frecuencia de calibración.....	197

IV.3.3	Medición dinámica	197
IV.3.4	Medición en tanques de almacenamiento.....	200
IV.3.5	Balances de producción	200
Capítulo V. Situación actual en el Activo Integral de Producción Macuspana – Muspac.....		201
V.1	Descripción del Activo Integral de Producción Macuspana-Muspac	202
V.1.1	Ubicación geográfica	202
V.1.2	Panorama del activo.....	203
V.1.3	Geología y yacimientos explotados.....	209
V.1.4	Instalaciones superficiales.....	217
V.2	Descripción de los sistemas de medición.....	233
V.2.1	Medición a boca de pozo	233
V.2.2	Medición en baterías de separación	235
V.2.3	Medición en puntos de entrega-recepción.....	238
V.2.4	Medición de gas quemado y venteado	240
Conclusiones y recomendaciones		241
Referencias.		244
Anexo A. Procesos empleados en las baterías de separación.....		249
Anexo B. Procedimientos de calibración.....		264
Anexo C. Listado de normas técnicas de uso común en la industria		276

LISTA DE TABLAS

- Tabla II.1 Tipos de flujo que se forman en un estrangulador.
- Tabla II.2 Constantes en las correlaciones de flujo a través de estranguladores.
- Tabla II.3 Factor de consistencia entre unidades de medición para la ecuación de flujo de gas.
- Tabla II.4 Métodos para determinar la velocidad de las fases en el flujo multifásico.
- Tabla II.5 Métodos para determinar la fracción que ocupa cada fase en una tubería, en el flujo multifásico.
- Tabla II.6 Geometría y aplicación de los distintos tipos de placa de orificio.
-
- Tabla III.1 Datos base para calcular el volumen neto estándar de aceite.
- Tabla III.2 Valores del coeficiente lineal de expansión para los distintos metales empleados para construir tanques de almacenamiento.
- Tabla III.3 Fuentes de Incertidumbre que afectan a la humedad relativa.
- Tabla III.4 Variables que aportan incertidumbre a la densidad del aire.
-
- Tabla IV.1 Incertidumbres máximas permitidas.
-
- Tabla V.1 Aporte en la producción nacional de hidrocarburos del AIPMM.
- Tabla V.2 Aporte en la producción regional de hidrocarburos del AIPMM.
- Tabla V.3 Aporte a la producción de los campos que explota y desarrollo el AIPMM.
- Tabla V.4 Cantidad de pozos que operan en cada campo del AIPMM.
- Tabla V.5 Baterías que pertenecen al APMM, con sus respectivas contribuciones a la producción total del activo.
- Tabla V.6 Instalaciones de producción importantes en el APMM.
- Tabla V.7 Instalaciones de producción consideradas como puntos de entrega-recepción.
- Tabla V.8 Distribución de los medidores Multifásicos en el APMM.
- Tabla V.9 Incertidumbres reportadas sobre la medición en cada batería de separación del activo.
- Tabla V.10 Métodos empleados para determinar la calidad del aceite en baterías de separación.
- Tabla V.11 Métodos empleados para determinar la calidad del gas en baterías de separación.
- Tabla V.12 Incertidumbres reportadas sobre la medición de aceite en la Central de almacenamiento y Bombeo Cactus.

INTRODUCCIÓN

La medición es un proceso que se lleva a cabo todos los días, por ejemplo es común el uso de relojes de pulsera para determinar la ubicación temporal de un evento. Las mediciones tienen un papel muy importante en cualquier toma de decisiones. Toda comparación cuantificable que se hace implica una medición realizada en el momento o realizada previamente.

El hombre ha fundado las bases económicas de su civilización en la industria y es imposible desligar a ésta del concepto de medición. El hombre interpreta a la naturaleza por medio del razonamiento científico y éste siempre se sirve de la cuantificación de parámetros o magnitudes para poder establecer comparaciones precisas que ayuden a describir la realidad.

En la industria de los hidrocarburos, como en cualquier otra, el concepto de medición tiene un gran impacto, sin embargo el uso de este concepto en este campo implica cuestiones que no se consideran para otras industrias productivas debido a la naturaleza de los recursos producidos.

El indagar en la medición de hidrocarburos debe partir de un entendimiento, por lo menos general, de lo que implica este concepto. Una medición es un proceso complejo que requiere del entendimiento tanto de la propiedad que se desea medir como de todo el contexto que involucra. No se puede entender el proceso de medición sin la comprensión de los conceptos e implicaciones metrológicas de los mismos en un ámbito industrial.

Es necesario considerar que la medición de hidrocarburos muchas veces se realiza en ambientes poco comunes, incluso si se compara con otros ambientes industriales y que puede implicar mediciones realizadas en campo con poca disponibilidad de instrumentos adaptables o bajo condiciones termodinámicas o químicas muy particulares. Debido a lo anterior, el proceso de medición de hidrocarburos es complejo y merece un tratamiento especial para su estudio.

Cabe mencionar que toda medición física se realiza por medio de un instrumento de medida y que es de vital importancia conocer su funcionamiento y las implicaciones que puede tener el mismo en el proceso de medición para efectuar operaciones en las que se disminuyan al mínimo los posibles errores debidos a un mal uso o a una mala elección del medidor.

Los procesos de medición son útiles para determinar una gran cantidad de parámetros cuyo conocimiento es vital en la industria y que no se limitan sólo al conocimiento de volúmenes o masas. De lo anterior sobresale la necesidad de medir parámetros auxiliares en los hidrocarburos que permitan conocer las condiciones a las que han sido medidos o también de magnitudes que permiten de alguna manera cuantificar la calidad de los hidrocarburos.

Los procesos de medición de hidrocarburos siempre implican un contexto, un ambiente en el que han sido medidas las magnitudes en cuestión. Debido a la naturaleza comparativa que implica una medición es conveniente considerar los aspectos particulares asociados a la medición de cada parámetro y establecer un conjunto de condiciones estándar que sirvan como un punto de referencia para poder establecer comparaciones imparciales entre mediciones realizadas bajo diferentes ambientes. Las herramientas utilizadas por los ingenieros para poder realizar estas comparaciones son normalmente, factores de corrección que se calculan con el fin de establecer una estimación del volumen que tendría el parámetro medido si se encontrara bajo condiciones estándar.

En las últimas décadas se ha acentuado la necesidad y ha aumentado la capacidad de la realización de mediciones; debido a ello ha surgido la necesidad de establecer prácticas estandarizadas que den certeza sobre las mediciones realizadas a nivel mundial. Esta necesidad ha llevado a la creación de organismos internacionales dedicados a este fin y a la publicación de normas que regulan los procesos asociados con la medición de hidrocarburos.

De manera general lo que se pretende en este trabajo es mostrar los aspectos que se han considerado más importantes para la comprensión de los sistemas de medición en el caso específico del Activo Integral de Producción Macuspana-Muspac (AIPMM); sin embargo,

se ha ahondado en los procedimientos y principios que se utilizan para realizar las mediciones con el fin de ilustrar de forma técnica las principales implicaciones de la realización de un correcto proceso de medición.

NOTAS A CONSIDERAR

‡ Para todas las ecuaciones tratadas en este documento se debe considerar el uso de cualquier sistema consistente de unidades, a menos de que se indique lo contrario.

‡ El subtema de factores de corrección de volúmenes medidos perteneciente al capítulo III fue desarrollado con base en el “Manual of Petroleum Measurement Standards” (MPMS) publicado por el “American Petroleum Institute (API)” debido a su amplio uso a nivel internacional.

‡ El subtema de incertidumbre perteneciente al capítulo III fue realizado con base en la “Guía para estimar la incertidumbre de la medición” publicada en 2004 por el Centro Nacional de Metrología (CENAM) y en el “Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos Fundamentales y Generales y Términos Asociados (VIM)” publicado por el mismo organismo y que es una publicación autorizada por el Bureau International des Poids et Mesures (BIPM).

‡ El capítulo IV es un extracto, y en ocasiones interpretación nuestra, de la resolución CNH.06.001/11 que da a conocer los lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos y del “Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2011-2015” emitido por Pemex a través de “Pemex Exploración y Producción (PEP)” en Diciembre de 2010.

‡ La información correspondiente al AIPMM es válida para julio de 2013.

CAPÍTULO I. ASPECTOS ASOCIADOS A LA MEDICIÓN

Este capítulo tiene como fin fundamental ofrecer los conocimientos básicos y necesarios para comprender los fenómenos relacionados con cualquier tipo de medición, haciendo especial énfasis en la medición de fluidos hidrocarburos. En la primera parte se describirá de forma detallada los conceptos fundamentales relacionados con la medición y con los instrumentos que se utilizan para su realización, así como las características principales de los mismos que se deben tener en consideración. En la segunda parte se describirán las partes más comunes del sistema integral de producción (SIP), con el fin de mostrar los procesos a los que se someten los recursos y las características de los mismos en las diferentes etapas del proceso y que definen las características del medidor utilizable en cada punto del SIP.

I.1 ANTECEDENTES

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

Es evidente que en el mundo actual los hidrocarburos juegan un papel muy importante en la gran mayoría de las industrias. El petróleo es un suministro que consumen muchas industrias de transformación como materia prima y se utiliza para la elaboración de productos que van desde medicinas hasta los plásticos que forman parte de una infinidad de productos. En cuestión energética el petróleo no es menos importante ya que el gas natural sirve como un insumo altamente utilizado para la generación de energía eléctrica en la mayoría de los países. Esta importancia queda ilustrada en la figura I.1, obtenida del “BP Statistical Review of World Energy Junio de 2013” publicado por British Petroleum (BP). Esta figura muestra el aumento anual del consumo de hidrocarburos que trae como consecuencia el aumento en la producción mundial del recurso.

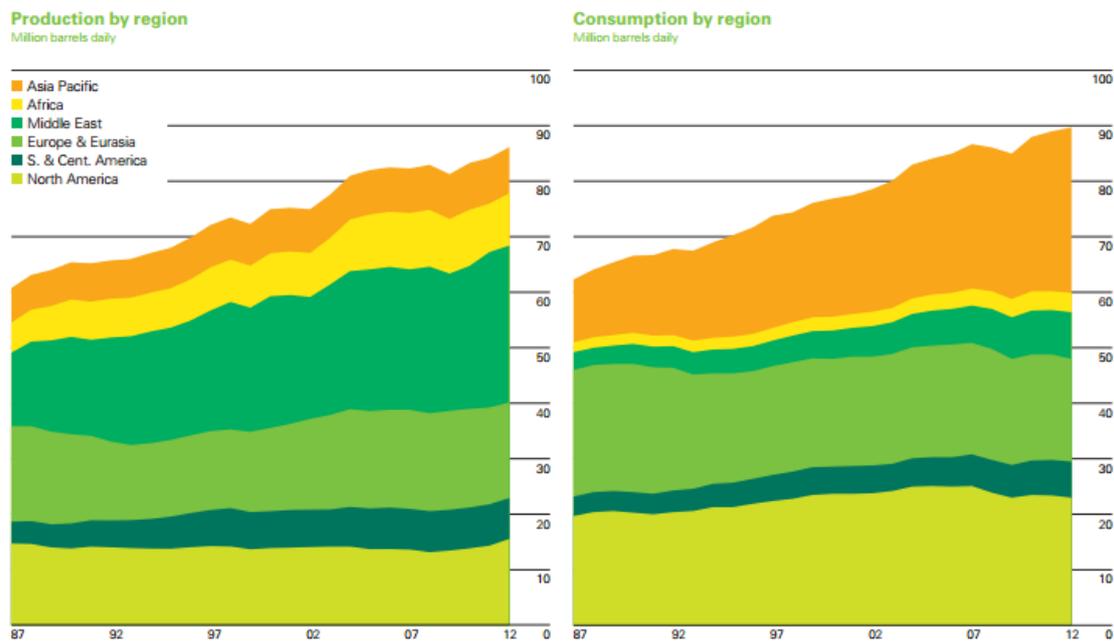


Figura I.1 Producción de aceite por regiones en el mundo 2013.³⁵

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

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

1.2 DEFINICIÓN DE MEDICIÓN

1.2.1 CONCEPTO DE MEDICIÓN

La medición es un concepto de uso común que se asocia con el hecho de cuantificar algo. De manera estricta la palabra medición es la acción de medir.

El verbo medir proviene de la palabra en latín *metiri* que significa comparar, por lo que cuando se obtiene una medición por añadidura se hace una comparación. Esta comparación se realiza entre magnitudes asociadas a características que se pueden medir en el fluido y a un sistema de referencia que permite comparar magnitudes medibles con otras similares medidas en un fluido diferente.

La medición, en definitiva, consiste en determinar qué proporción existe entre una dimensión de algún objeto y una cierta magnitud de referencia. Para que esto sea posible, el tamaño de lo medido y la magnitud patrón escogida tienen que compartir una misma unidad.

Según el VIM en su versión al español establece:

“Medición es el proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud. No son aplicables a propiedades cualitativas. Supone una comparación de magnitudes e incluye el conteo de entidades.”¹⁶

Al referirse a mediciones asociadas a los hidrocarburos se puede considerar dos grandes aspectos o tipos de propiedades que se miden: unas asociadas a la calidad y otras a la cantidad de los mencionados recursos fósiles. Dicha consideración se encuentra ilustrada por la figura I.2.

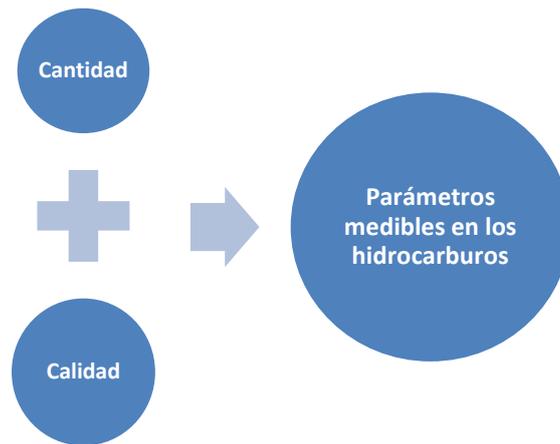


Figura I.2 Clasificación general de los parámetros medibles en los hidrocarburos.

Cuando se habla de la calidad de un tipo de hidrocarburos se hace referencia a una clasificación o graduación evidentemente medible de alguna propiedad asociada y comparable entre diferentes tipos de fluidos, que permite decir que un tipo de líquido o gas es o posee más o menos algo, ese algo está en función de la propiedad que se use para la comparación. Un ejemplo de propiedad asociada a la calidad muy recurrido en la industria petrolera es el de la densidad. Cuando se clasifican diferentes tipos de hidrocarburos de acuerdo a su importancia económica es común que se haga uso de la densidad medida en grados API, debido a que de forma indirecta este parámetro sugiere una idea de la proporción de combustibles ligeros y altamente volátiles que tienen un mayor valor económico que los más pesados. En el caso de los gases es posible medir la cantidad de gases contaminantes en la corriente y de esta forma se puede realizar una clasificación de diferentes tipos de gases en función de la presencia de cada gas contaminante considerado. Como los anteriores, hay muchos ejemplos de propiedades que permiten hacer una clasificación en función de las prioridades consideradas. A la calidad están asociadas un considerable número de propiedades que muestran un espectro bastante amplio de mediciones posibles y que son útiles en función del fin que tenga la medición.

De igual forma se pueden medir magnitudes asociadas a la cantidad de hidrocarburos. Es imposible no asociar la palabra cantidad a la acción de contar, sin embargo no tiene ningún sentido el tratar de contabilizar fluidos de forma discreta, como se hace con objetos; por ello se debe recurrir a abstracciones físicas referidas a cualidades de los fluidos que permitan contabilizar la cantidad de hidrocarburos. Se puede contabilizar la cantidad de hidrocarburos con base fundamentalmente en dos propiedades: el volumen y la masa. Debido al movimiento propio del fluido se pueden llevar a cabo mediciones de forma estática y de forma dinámica de las propiedades del fluido. Realizar mediciones de forma estática es teóricamente sencillo ya que sólo se requiere identificar las magnitudes medibles y asociadas a cualquiera de las dos propiedades, como el peso (medible con un

dinamómetro) o el volumen (al cual se puede asociar la forma geométrica y dimensiones longitudinales del recipiente que contiene los fluidos). A pesar de lo trivial que puede parecer la medición estática existen procedimientos técnicos complejos que permiten realizar mediciones de mejor calidad. Para el caso de las mediciones tanto de volumen como de masa de corrientes en movimiento, el proceso de medición no resulta nada trivial y se requiere hacer uso de medidores especializados que se basan en principios de funcionamiento más complejos. Este tipo de medidores se instalan en tuberías que manejan hidrocarburos y realizan mediciones de forma constante, la figura I.3 muestra un medidor de tipo Coriolis instalado en una batería de separación con el fin de ilustrar el uso de este tipo de dispositivos.



Figura I.3 Medidor tipo Coriolis instalado en una batería de separación.

La unidad de medida, por otra parte, es el patrón que se emplea para concretar la medición. Es imprescindible que toda medición cumpla con tres condiciones: la **inalterabilidad** (la unidad no debe modificarse con el tiempo ni de acuerdo al sujeto que lleva a cabo la medición), la **universalidad** (tiene que poder repetirse en cualquier sitio obteniendo el mismo resultado si se realiza bajo las mismas condiciones) y la **facilidad de reproducción**.

Cuando se hace referencia a la inalterabilidad de una medición se asocia la idea al hecho de que no importa ni cuándo, ni en dónde, ni cuántas veces se realice se debe obtener el mismo resultado siempre y cuando la medición se lleve a cabo bajo las mismas condiciones. Si bien de forma muy general lo anterior es teóricamente cierto, cuando se realiza de forma práctica una medición se puede o no obtener el mismo resultado sin que esto implique que la inalterabilidad no se cumpla ni que las condiciones de la medición cambien. Aunque lo anterior parece contradictorio se debe recurrir al concepto de tolerancia y con ello abordar el campo de la metrología para poder profundizar en lo que implica un proceso de medición, las variables que la afectan y su relación con la medición.

1.2.2 IMPORTANCIA DE LA MEDICIÓN

Desde el comienzo del desarrollo industrial en el siglo XIX se ha tenido la necesidad de establecer procedimientos que permitan la cuantificación de los diversos insumos empleados por la industria. Desde entonces se han tenido que estructurar y formalizar los procesos asociados a la medición de distintas magnitudes físicas.

El científico inglés Sir William Thomson, conocido también como Lord Kelvin, (1824-1907), destacó la importancia de la medición como parte esencial del desarrollo de la ciencia y la industria, en el siguiente comentario:

"Con frecuencia digo que cuando se puede medir y expresar con números aquello sobre lo cual se está hablando, se sabe algo del tema; pero cuando no se puede medir, es decir, cuando no es posible expresarlo con números, el conocimiento es insuficiente".

En términos de la industria moderna se puede interpretar el comentario anterior y asociarlo a la necesidad que tiene el hombre de recurrir a modelos numéricos representativos de la realidad que permitan describirla de forma cuantitativa permeándose así de la imparcialidad intrínseca en los números.

La industria de los hidrocarburos necesita modelos imparciales que nutran de información asociada a la materia producida; esta información está relacionada a una gran cantidad de propiedades de los fluidos extraídos y a diversos usos que van desde los aspectos técnicos hasta los administrativos.

La administración de todo negocio que se pretenda hacer de forma óptima debe comenzar por obtener información que permita la correcta planeación y el establecimiento del rumbo que el proyecto deba tomar. Es debido a lo anterior que la cuantificación de los recursos es tan importante, permite contar con información que se usa para la correcta planeación y gestión de cualquier negocio, en este caso la industria petrolera. Si bien, se puede decir que de forma general la medición provee de información que facilita la toma de decisiones, es necesario indagar en las funciones y trascendencia específica de la información provista por algún tipo de medición.

Al iniciar la producción de hidrocarburos es necesaria la colocación de infraestructura que permita el manejo y la conducción de la producción. Dicha infraestructura debe contar con la suficiencia técnica y la capacidad necesaria para manejar la producción obtenida, sin embargo al inicio de la explotación es incierto el volumen que se producirá en el campo, yacimiento o activo de producción al que se haga referencia por lo que son de vital importancia las mediciones que se lleven a cabo en las primeras etapas

productivas. De lo anterior se puede notar que en el proceso de planeación de un proyecto petrolero la medición siempre tendrá un impacto significativo en la toma de decisiones asociada al desarrollo de la infraestructura requerida, especialmente en las primeras etapas de explotación.

La correcta extracción de hidrocarburos es un proceso que debe realizarse de forma muy precisa debido a la gran cantidad de factores que en ésta intervienen. Mediante modelos de diversos tipos es posible determinar el punto que se debe alcanzar para optimizar el proceso de explotación en función de las prioridades de la empresa. El parámetro más recurrido para la identificación de este punto óptimo es el gasto volumétrico producido y dicho diagnóstico se puede realizar por cada pozo en producción. El control sobre la producción puede llevarse a cabo mediante válvulas que se encuentran en diversas partes del sistema de producción pero se debe apoyar en la medición para verificar que las corrientes producidas son las esperadas o, en su caso, para comenzar el diagnóstico de algún problema que impacte de manera visible la producción.

La medición es también importante para realizar una evaluación económica de cualquier proyecto que involucre la producción de hidrocarburos ya que brinda parámetros económicos de comparación para poder discernir sobre la viabilidad o la continuación de un proyecto de explotación así como también permite visualizar el panorama de financiamiento para dicho proyecto. Si bien, la medición da la oportunidad de planear y entender las necesidades del proyecto, de igual forma permite evaluarlo desde un punto de vista económico para poder juzgar si se lleva a cabo lo que se esperaba en la etapa de planeación.

Una parte muy importante del proceso económico de cualquier país es la obtención de recursos monetarios. En la mayoría de los países se tiene como base presupuestal a los ingresos obtenidos por la recaudación fiscal, lo cual de forma práctica se traduce en el pago de impuestos. En el caso de México la industria del petróleo tiene un impacto considerable en el pago de impuestos y representa la mayor fuente de ingresos del gobierno mexicano. Este régimen fiscal se basa en el pago de derechos y de impuestos sobre el petróleo que, a su vez, están basados en la cantidad extraída del recurso. Por lo que si se desea realizar un pago justo de los impuestos asociados a cada proyecto se debe realizar una correcta medición de los volúmenes y de la calidad de los productos extraídos, lo que denota el fuerte impacto de un correcto y constante proceso de medición.

La parte medular de cualquier industria es el intercambio comercial. Para que éste se realice de una manera correcta y justa con el que ambas partes del acuerdo queden satisfechas se debe operar un instrumento de regulación que permita certificar que el acuerdo comercial se lleve a cabo de la manera en la que se pactó. En el intercambio comercial de hidrocarburos son importantes dos características: la cantidad y la calidad. Para asegurarse de la calidad se recurre a parámetros anteriormente pactados y fácilmente medibles, como la densidad o el contenido de azufre por ejemplo. En lo que refiere a la cantidad es necesario recurrir al gasto volumétrico como parámetro de medición, para lo cual se usan una gran cantidad de medidores a los cuales hace referencia más adelante.

Todo lo anterior permite visualizar los principales puntos que sintetizan la importancia de la medición y se ilustran en la figura I.4.



Figura I.4 Principales factores que dan importancia a la medición.

I.3 CONCEPTOS METROLÓGICOS IMPORTANTES

La metrología es una disciplina a la que atañe todo lo involucrado con la formalización de cualquier magnitud. Esta disciplina se apoya en diversos conceptos como la incertidumbre y la trazabilidad, entre otros que se discutirán más adelante, con el fin de normalizar y regular todos los procesos involucrados en la medición de cualquier parámetro.

De manera concreta, la metrología es la ciencia de las mediciones correctas y confiables. Para ciertos propósitos se hace una distinción entre metrología científica (desarrollo de patrones o métodos primarios), industrial (mantenimiento y control correctos de los equipos industriales de medición, que incluye la calibración de instrumentos y patrones

de trabajo) y legal (verificación de instrumentos usados en transacciones comerciales según criterios definidos en reglamentos técnicos).

La metrología tiene como columna vertebral un sistema de referencia para poder comparar de forma adecuada las mediciones realizadas. Incluye el estudio, mantenimiento y aplicación de un sistema de pesos y medidas confiable que permita la rápida comparación de magnitudes comparables. Los sistemas de medición más comunes y más confiables debido a su exacta definición son el Sistema Internacional de Medidas y el Sistema Inglés de Medidas.

Como se ha mencionado anteriormente, una medición debe poder repetirse un número infinito de veces debiéndose obtener siempre el mismo resultado, sin embargo de forma práctica es muy difícil lograr el mismo resultado debido a las características del instrumento de medición, por lo anterior surgen los conceptos de trazabilidad y de incertidumbre que permiten comprender de mejor manera el proceso real de medición de cualquier magnitud.

I.3.1 INCERTIDUMBRE

Para explicar el concepto de incertidumbre se recurre al siguiente ejemplo. Supóngase que todos los días una persona toma un puño de tierra del mismo lugar, tiene el hábito de medirlo con la báscula que tiene en casa y lleva un registro de las mediciones que realiza. Con el paso del tiempo el personaje nota que existen variaciones en los valores registrados por lo que comienza a ser más estricto con la forma en la que toma la muestra de tierra; considera usar un recipiente con forma definida para tomar la muestra de tierra en lugar de usar el puño y evita tomar muestras cuando ha llovido, entre otras cuestiones que considera. Al paso del tiempo se da cuenta de que si utiliza un mejor instrumento para realizar las mediciones sigue encontrando variación en los resultados y sin importar cuán riguroso sea el proceso de medición siempre encontrará una variación en los resultados obtenidos, incluso aunque ésta sea muy pequeña y casi imperceptible. En consecuencia es posible establecer un razonamiento inductivo que lleve a la conclusión de que toda medición es una aproximación al valor real. Siempre existirá una variación de resultados si se realiza de forma regular una medición y si bien esta variación disminuye conforme se vuelven más estrictos los criterios del proceso en cuestión, en ocasiones por cuestiones técnicas y/o económicas es más conveniente medir y aceptar esa variación. De lo anterior surge el concepto de incertidumbre.

El VIM define la incertidumbre de medida de la siguiente manera:

“Es un parámetro no negativo asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente podrían ser atribuidos al mensurando.”¹⁶

Se puede decir que debido a la ausencia de certeza absoluta en la medición de una magnitud se recurre a un intervalo aceptable de magnitudes en el que se encuentra el valor real de la medición. Estadísticamente se asocia a la incertidumbre con la desviación estándar de una muestra estadísticamente representativa de mediciones.

Este concepto es de vital importancia en cualquier proceso de medición, por lo que será necesario abordarlo a profundidad en el capítulo 4.

I.3.2 CALIBRACIÓN

Existe la necesidad de que cualquier medidor mida valores de una manera convencionalmente correcta, con el fin de que exista consenso satisfactorio por las partes interesadas en el valor de la magnitud medida. Por lo tanto se debe corroborar que todo medidor realice su tarea de forma óptima y que los valores que se obtienen en las mediciones que éste realice puedan ser comparados con cualquier medidor en cualquier parte del mundo sin que se encuentren diferencias relevantes. El proceso de calibración se encarga de evaluar el funcionamiento de un medidor, así como de detectar la presencia de errores en la medición y también de descubrir su fuente y repararlos o, en su defecto, disminuir su impacto.

La calibración se define como:

“La comparación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación”¹⁶

En este sentido, la calibración es la actividad de control de calidad más importante dentro de la medición, ya que establece la relación del valor medido por un equipo con un valor convencionalmente real, dando validez y trazabilidad (que se explicara más tarde) a la medición.

Para realizar una calibración se recurre a dispositivos denominados instrumentos de calibración que se instalan para medir propiedades metrológicas de dispositivos de medición, en la figura I.5 se muestra un esquema de calibración con un dispositivo de calibración bidireccional.

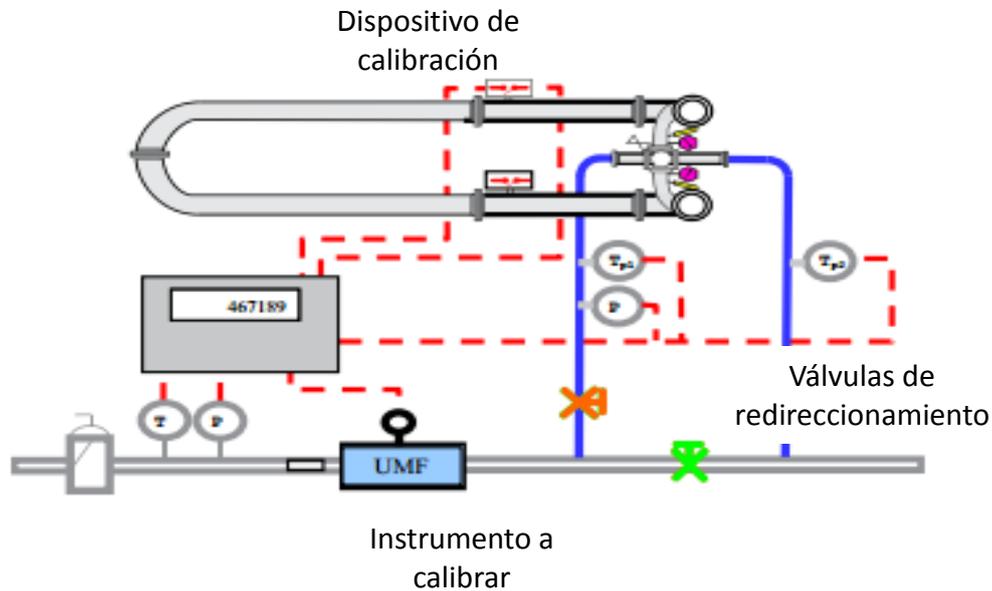


Figura I.5 Probador bidireccional para la calibración de instrumentos de medición.

Cuando se utilizan los equipos de medición de manera continua, la exactitud y la precisión de la medición varían gradualmente respecto al tiempo a causa de la variación de muchos factores que intervienen en el proceso como el desgaste propio del uso del dispositivo, por lo que es necesario validarlas por medio de una calibración y corregirlas, si es necesario.

Es recomendable que cada que se realice un proceso de calibración se registren todos los datos y los cálculos derivados de la misma con el fin de contar con una historia que pueda servir para diagnosticar una posible falla futura.

Cada equipo debe calibrarse considerando las condiciones de operación, conforme a procedimientos basados tanto en las instrucciones específicas del equipo como en las directrices generales provistas por métodos normalizados.

Se debe tener un programa definido de calibración que muestre con detalle los procedimientos que se deben realizar para llevar a cabo dicho procedimiento. Todo programa eficiente de calibración debe considerar el funcionamiento y mantenimiento que se le brinda al equipo con el fin de identificar el posible origen de algún tipo de falla en el sistema de medición.

La calibración se debe realizar de manera regular pero no necesariamente constante. Este periodo puede estar en función del funcionamiento del equipo o de su funcionalidad evaluada a partir de sus características estadísticas (Precisión y Exactitud), de aquí el hecho de que deba fijarse un periodo.

Es importante que el patrón o instrumento de calibración esté acreditado ante las instancias competentes con el fin de que la calibración sea válida en ámbitos comerciales e internacionales.

La necesidad de contar con alguna forma de comprobar que el instrumento en cuestión esté plenamente validado trajo como consecuencia la aparición del concepto de trazabilidad.

I.3.3 TRAZABILIDAD

Toda medición que se realice debe contar con algún instrumento o mecanismo que le de credibilidad ante cualquier organismo o persona a nivel técnico o incluso comercial. En este aspecto es de suma importancia el papel que juega la normatividad a nivel internacional ya que permite, por medio de la regulación de los instrumentos de medida, lograr un consenso sobre la validez de las mediciones realizadas.

La trazabilidad es la propiedad de los instrumentos de medición que permite seguir el rastro de los dispositivos o patrones que lo han calibrado con el fin de poder establecer un vínculo con dispositivos o patrones convencionalmente aceptados a nivel internacional.

La calibración de los instrumentos y la clara ruta que debe ofrecer la trazabilidad le dan credibilidad al ejercicio de medir. Una medición que se realiza bajo prácticas poco confiables o de la que no se tiene referencias y que por lo tanto es dudosa no generará la información con la certeza adecuada que se supone que debe brindar cualquier medición.

El VIM define trazabilidad de la siguiente forma:

“Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas, incertidumbres determinadas.”¹⁶

De la anterior definición se puede decir que la trazabilidad es una propiedad que está referenciada a una medición específica, y que consiste en una cadena de referencias al instrumento que se utilizó para calibrar el dispositivo que realizó la medida y a su vez el procedimiento, instrumento o patrón que se empleó en la calibración del primer instrumento calibrador, y de forma sucesiva con todos los eslabones de la cadena que terminen con la referencia a los patrones nacionales.

Es de notarse que no es indispensable realizar una comparación directa entre el instrumento en cuestión y los patrones nacionales; basta con que en cada eslabón de la cadena que los conecte exista una declaración de la incertidumbre respecto del proceso.

La trazabilidad debe considerar siempre las incertidumbres conocidas y asociadas a cada uno de los dispositivos que han evaluado al calibrado en cuestión. Esta propiedad le da credibilidad internacional a las mediciones realizadas por cualquier instrumento y desde un punto de vista comercial otorga certeza a las partes involucradas de que el trato sea realizado de una manera justa.

La trazabilidad se indica a través de cartas de trazabilidad que indican la relación de un instrumento con el patrón nacional o internacional con el que se asocia, debe especificar las incertidumbres y el método o procedimiento por el cual están relacionados. En la figura I.6 se muestra una carta de trazabilidad de un medidor empleado en un barco productor en la sonda de Campeche.

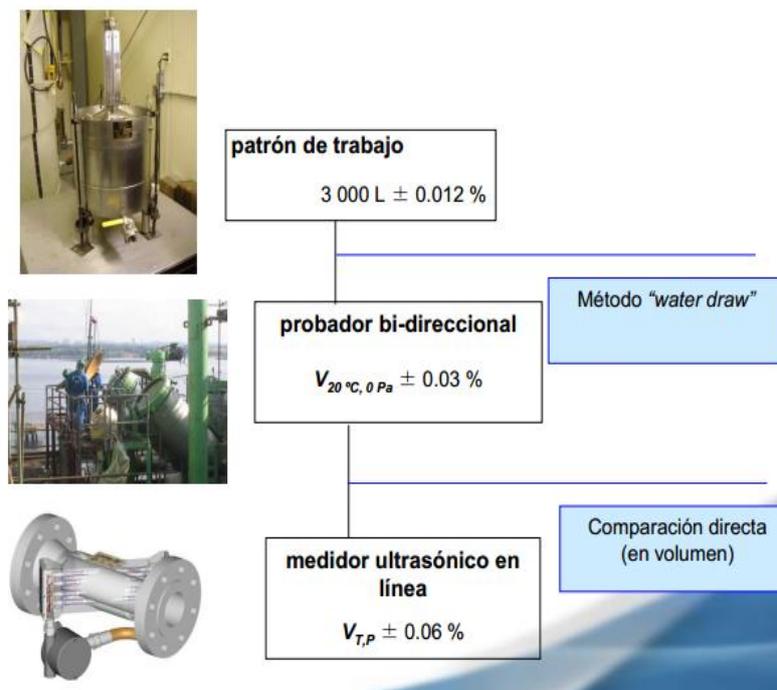


Figura I.6 Carta de trazabilidad del medidor ultrasónico en barco FPSO.

En la definición de trazabilidad no existe mención sobre el efecto que puede jugar el paso del tiempo sobre las condiciones de funcionamiento de los instrumentos o patrones de medición. Por lo anterior, en años recientes se ha comenzado a discutir la necesidad de incorporar a la definición de trazabilidad el concepto de aseguramiento de las mediciones como una condición para garantizar la trazabilidad de las mediciones en todo momento.

Existe una diferencia entre demostrar trazabilidad y mantener trazabilidad, siendo esto último quizá el fin fundamental en cualquier aplicación ya que permite dar certeza a las mediciones que se realicen tiempo después al proceso de calibración y que han sido realizadas bajo posibles variaciones del equipo. Con relación a esto se puede recurrir a patrones de control que certifiquen y corroboren la forma en la que trabajan los medidores y los sucesivos equipos de calibración.

I.3.4 TRAZABILIDAD Y CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO DE HIDROCARBUROS

Las condiciones de operación de un medidor de flujo pueden provocar fallas que ocasionen un aumento en la incertidumbre y que con ello generen una amenaza al mantenimiento de la trazabilidad y de la calibración del instrumento. Algunos aspectos físicos y técnicos que pueden implicar un error son:

- ✚ Cambios de presión de operación.
- ✚ Cambios de temperatura.
- ✚ Cambio del fluido medido (cambio de densidad, viscosidad, etc.).
- ✚ Inestabilidad de los dispositivos de control de flujo.
- ✚ Presencia de partículas contaminantes no consideradas.
- ✚ Daños por corrosión.
- ✚ Mala instalación del equipo.
- ✚ Fugas o mal funcionamiento en válvulas.
- ✚ Presencia de cavitación.
- ✚ Ruido electromagnético.
- ✚ Vibraciones mecánicas.
- ✚ Pulsaciones inducidas por el flujo.

Debido a las variaciones antes mencionadas debe hacerse referencia a las condiciones de calibración para que se puedan cotejar con las condiciones promedio de medición, ya que si existen diferencias importantes entre los parámetros medidos bajo ambas condiciones el valor considerado de incertidumbre no tendrá un significado real.

Se debe considerar de forma separada la calibración y la trazabilidad de equipos medidores de gas y de los equipos medidores de aceite ya, que sus necesidades y sus condiciones de operación difieren por lo que también son diferentes los patrones a los que deben estar referenciados.

En el caso de los medidores volumétricos de líquidos se debe hacer clara referencia a todos los procesos y patrones que se encuentren en la cadena de calibración. En el caso de la medición de hidrocarburos líquidos se pueden realizar mediciones de forma dinámica y de forma estática.

En el caso de los medidores de gases es común el hecho de que no se recurra a una carta de trazabilidad para comprobar el correcto funcionamiento del medidor sino que en lugar de esto se recurra a certificaciones que aseguran el apego del instrumento a normas aceptadas internacionalmente como las establecidas por la “American Gas Association (AGA)” o por la “International Organization for Standardization (ISO)”. La figura I.7 muestra las formas en las que se puede calibrar un dispositivo medidor de corrientes de gas.



Figura I.7 Métodos de calibración y trazabilidad asociada a medidores de flujo de gas.

1.4 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

Ya que se ha hablado de la medición y algunos conceptos asociados a ella, es necesario abordar lo concerniente a los instrumentos de medición, tema medular de este trabajo.

Un instrumento de medición es cualquier objeto que basado en un principio científico plenamente identificado y caracterizado permite medir alguna propiedad bien definida de un objeto mediante un procedimiento específico.

El tipo de instrumento de medición que se utilice en cualquier ámbito debe estar capacitado para realizar mediciones confiables sometidas a las condiciones de trabajo a las que se exponga; esto debe ser considerado cuando se desee escoger un medidor para una tarea específica. Este es el caso de los medidores empleados en la industria petrolera en el que los fluidos medidos presentan una amplia gama de condiciones termodinámicas que pueden alterar el valor obtenido de las mediciones realizadas; estas variaciones y resultados deben ser considerados en el proceso de medición para obtener los mejores resultados posibles.

Si se considera la gran gama de principios físicos en los que se pueden basar y la inmensa variedad de circunstancias en las que puede ser necesaria la medición en la industria de explotación de hidrocarburos, es evidente el hecho de que existen una variedad inmensa de medidores que permiten conocer volúmenes de hidrocarburos tanto de aceite como de gas.

I.4.1 PROPIEDADES BÁSICAS DE UN INSTRUMENTO

A pesar de la enorme cantidad de medidores posibles hay algunas propiedades que comparten todos ellos y que permiten describir su funcionamiento en términos numéricos para comparar su desempeño y facilitar la decisión sobre cuál es el más adecuado en función de las necesidades en cuestión.

Las propiedades básicas que se utilizan para describir instrumentos de medición son: el rango, la resolución, la exactitud y la precisión. Cada una de las cuales proporciona información sobre las características de las mediciones que realiza cada instrumento.

Rango

Previo a la utilización de un instrumento de medición se debe cuestionar si el instrumento que se piensa emplear tiene la capacidad técnica de realizar la medición. Aun suponiendo que el principio de funcionamiento empleado por el instrumento es válido y que el dispositivo en cuestión trabaja de forma óptima, no hay garantía de que el instrumento sea capaz de medir la magnitud que se desea.

Cualquier instrumento de medición confiable debe tener bien identificado el intervalo numérico dentro del cual puede realizar mediciones de confianza; es decir, podemos medir una magnitud sólo si se conoce el intervalo posible en el que se encuentra el valor de la magnitud a medir que es un subconjunto del intervalo en el cual trabaja nuestro instrumento de medición. Por lo anterior, se puede observar que el rango es la región de valores de la propiedad en cuestión asociada a la capacidad del instrumento de medida.

De lo anterior se define al rango como el intervalo acotado por el máximo y el mínimo valor medible por el instrumento.

Resolución

La resolución es la propiedad que indica cuál es el tamaño mínimo de un submúltiplo de la unidad de medida utilizada que el instrumento es capaz de medir; es decir, la resolución es la mínima división de la escala que un instrumento puede medir. Por ejemplo, no se puede medir una partícula de polvo que mide menos de 1 [mm] con una regla común que tiene como menor medida 1 [mm], esto quiere decir que la resolución de la regla no es lo suficientemente pequeña para medir una partícula tan pequeña.

Es importante identificar la resolución de un instrumento de medición con el fin de asegurar que el instrumento es capaz de realizar la medición en cuestión. Es evidente que si se realiza una medición se desconoce el valor de dicha magnitud; sin embargo, es de mucha utilidad contar con algún método que permita tener noción sobre el valor aproximado de la medición en cuestión, esto con el fin de estimar que las propiedades del instrumento de medición sea útil para dicha operación. La estimación del resultado puede obtenerse por medio de modelos teóricos asociados al fenómeno estudiado o incluso al juicio tomado por personal experimentado en el estudio del proceso involucrado.

Los intervalos de valores dentro de los que puede variar la magnitud que toma una propiedad sin alterar la respuesta del medidor se denominan zonas muertas; el tamaño de dicho intervalo está delimitado por la resolución del instrumento y es igual a la distancia que existe entre un valor mínimo medible y su valor más próximo.

Precisión

Existen propiedades de los instrumentos de medición que están asociadas al comportamiento propio que tienen las mediciones realizadas comparándolas con los resultados ideales que se esperaban obtener cuando se conoce de ante mano el resultado de las mismas. Esto se debe a que, como ya se mencionó, nunca se puede tener una medición definitivamente precisa ni exacta y se debe aceptar que la medición realizada estará siempre dentro de un intervalo posible aunque se cumpla la condición de universalidad.

Para comprobar que un instrumento funciona de forma correcta se realiza un proceso llamado calibración. Este proceso sirve para caracterizar la forma en la que funciona el instrumento por medio de la realización de mediciones de las que se tiene certeza del valor antes de realizar la prueba. En la calibración de un instrumento se realizan una

cantidad considerable de pruebas y se registran los valores que el instrumento de medición refleja, como producto de lo anterior se obtiene una cantidad de información con la que es posible trabajar mediante el uso de estadística.

Desde el punto de vista estadístico se puede relacionar a la precisión con la desviación estándar asociada a la propiedad medida. Entendiendo lo anterior se puede decir que la precisión de un instrumento de medición indica la magnitud de la semi-amplitud del intervalo de confianza dentro del que se puede esperar que varíe la medición.

Partiendo de la definición anterior es posible asociar el concepto de incertidumbre al de precisión y, en efecto, son dos conceptos que dentro del contexto de la metrología se consideran análogos.

La falta de precisión en un instrumento de medición se debe a errores cometidos en la misma que no provienen de una única fuente y que no se repiten de forma sistemática sino más bien aleatoria; por ello es muy difícil identificar todas las posibles fuentes de la misma, sin embargo deben realizarse análisis que contemplen a las fuentes de mayor importancia.

Exactitud

Si bien la precisión ayuda a caracterizar el comportamiento dinámico de nuestro instrumento, no es la única propiedad que se necesita para realizar un diagnóstico del funcionamiento de cualquier dispositivo que se necesite estudiar.

Es necesario que un instrumento cuente con un intervalo de confianza pequeño en el que se encuentren las mediciones que se requieren realizar pero no es suficiente. Si la media de las mediciones realizadas se encuentra alejada del valor esperado no sirve de nada el hecho de que la incertidumbre sea pequeña ya que los valores que se obtendrán no reflejarán la realidad.

De la necesidad anterior surge el concepto de exactitud. La exactitud, estadísticamente, es la distancia que existe entre la media estadística de los datos recabados en un proceso de calibración y el valor real esperado de la medición. Así como la desviación estándar puede asociarse a la incertidumbre y a la precisión, la exactitud puede asociarse al sesgo que es una propiedad estadística que relaciona la mediana de una muestra estadística al valor esperado de la misma.

El sesgo estadístico muestra una tendencia de las mediciones originadas por uno o varios errores que se cometen y que afectan el resultado de la medición de forma más o menos regular por lo que es posible identificarlos y corregirlos. Aunque se mencionaran más adelante, es conveniente mencionar que este tipo de errores se denominan sistemáticos.

Siempre que se detecte un sesgo en las mediciones realizadas se debe identificar la fuente y erradicar el error asociado para aumentar la confiabilidad de las mediciones realizadas.

La diferencia entre precisión y exactitud no siempre es clara, en la figura I.8 se ilustra esta diferencia:

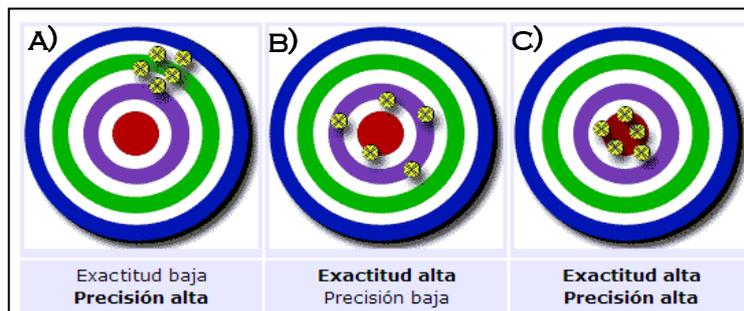


Figura I.8 Comparación entre precisión y exactitud.

Cuando un conjunto de valores varían poco entre sí se sabe que la varianza es pequeña, este es el caso para las figuras A) y C) en las que los dardos han caído muy cerca uno del otro. Cuando los datos de un conjunto estadístico de valores caen cerca del valor esperado pero distante unos de otros se puede decir que la exactitud es alta, esto se muestra en las figuras B) y C). En la figura C) se muestra un ejemplo en el que el conjunto de valores ilustrado por los dardos tienen alta precisión por estar cerca unos de otros y se encuentran en el centro por poseer una alta exactitud.

Ejemplo de Propiedades de medición

Un reloj es un instrumento de medición de uso común en la vida cotidiana por lo que representa un buen ejemplo para describir las propiedades antes mencionadas.

Considerando únicamente el indicador de horas del siguiente reloj:



Figura I.9 Ejemplo de un reloj que permite visualizar las características de un instrumento de medición.

En la fotografía es posible observar claramente los números que indican las horas; este intervalo $[0,12]$ indica el número de horas que es capaz de medir el reloj antes de repetir el ciclo por lo que este intervalo es el **rango** asociado a este reloj. Atendiendo únicamente a los indicadores de horas se dice que la **resolución** de horas de este reloj es 1 hora porque es la mínima magnitud de horas que este reloj puede medir.

Para explicar la precisión y la exactitud es necesario hacer alusión al dueño del reloj. Considerando que el dueño de este reloj siempre que arriba a una cita compara la hora de llegada que marca su reloj con la hora que marca un reloj de referencia. Después de un número considerable de datos que el dueño ha recolectado puede determinar el promedio de retraso en sus llegadas, éste es un parámetro que se puede asociar a la **exactitud**, y puede ser indicador de una falta de sincronización entre ambos relojes y muestra un error de medición recurrente y que es posible minimizar. En cambio la desviación estándar de los datos obtenidos por el dueño mostrará las variaciones que presenta el funcionamiento de cada reloj y que generan errores de medición asociados con la **precisión**.

1.5 ERRORES DE MEDICIÓN

Ningún proceso de medición es infalible ya que se encuentran sujetos a posibles fallas tanto técnicas como humanas que se reflejarán en errores de medición.

Es posible clasificar los tipos de errores que se pueden encontrar en un proceso de medición en función de la fuente de dicho error. Las fuentes posibles de un error son:

- ⚠ Operador
- ⚠ Dispositivo
- ⚠ Medio ambiente

Cometidos por el operador

Los errores cometidos por el operador pueden ser producto tanto de la falta de capacitación como de las condiciones físicas o de salud de la persona encargada de realizar las operaciones de medición. Cuando el operador no realiza el proceso de medición de forma correcta y comete un error de forma continua en cada medición que realiza comete un error sistemático que normalmente se ve reflejado en la exactitud de la medición. Otros tipos de error asociados al operador pueden deberse a la mala sujeción del instrumento o a la mala colocación del mismo. Cuando el operador es el encargado de tomar de forma directa las medidas indicadas en un instrumento de medición, la magnitud tomada puede verse afectada por las condiciones físicas, como por ejemplo la vista o la mala posición al momento de recabar la información (error de paralaje).

Cometidos por el dispositivo

El dispositivo en cuestión puede provocar errores en la medición en caso de que no esté correctamente calibrado. Las causas de errores atribuibles al instrumento pueden deberse a defectos de fabricación (dado que es imposible construir aparatos perfectos); éstos pueden ser deformaciones, falta de linealidad, imperfecciones mecánicas, falta de paralelismo, etcétera. Este tipo de errores se reflejan normalmente como errores aleatorios asociados a la precisión del instrumento.

Causados por el medio ambiente

Las condiciones ambientales tienen impacto en las propiedades propias de los componentes de cualquier dispositivo, por ejemplo las piezas metálicas sufren alteraciones debido a los cambios de temperatura. Algunas condiciones que reflejan errores debido al ambiente son:

- ✝ Temperatura.
- ✝ Presión.
- ✝ Propiedades del mensurando.
- ✝ Ruido en señales eléctricas.
- ✝ Vibración.
- ✝ Humedad.
- ✝ Polvo.

1.6 MEDICIÓN EN EL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

El negocio de la venta de hidrocarburos tiene como base medular el proceso por medio del cual se logra transportar los recursos desde la fuente de la que se obtienen hasta el punto en donde se realizará el respectivo intercambio comercial. Es de común uso el término de “Sistema Integral de Producción (SIP)” para hacer referencia a estos elementos esenciales con los que se logra la extracción de los recursos. En la industria petrolera existe una gran diversidad de factores que modifican las necesidades que se deben satisfacer poder realizar de forma óptima la explotación de los recursos; sin embargo, se puede hablar en general de una “ruta clásica” que se repite de manera más o menos igual en la mayoría de los activos de producción en el mundo.

De forma clásica cualquier SIP está compuesto de forma general por tres partes:

- ✚ Yacimiento
- ✚ Pozo
- ✚ Instalaciones Superficiales

En la siguiente figura se ilustra la distribución de algunos de los componentes más importantes de un SIP.

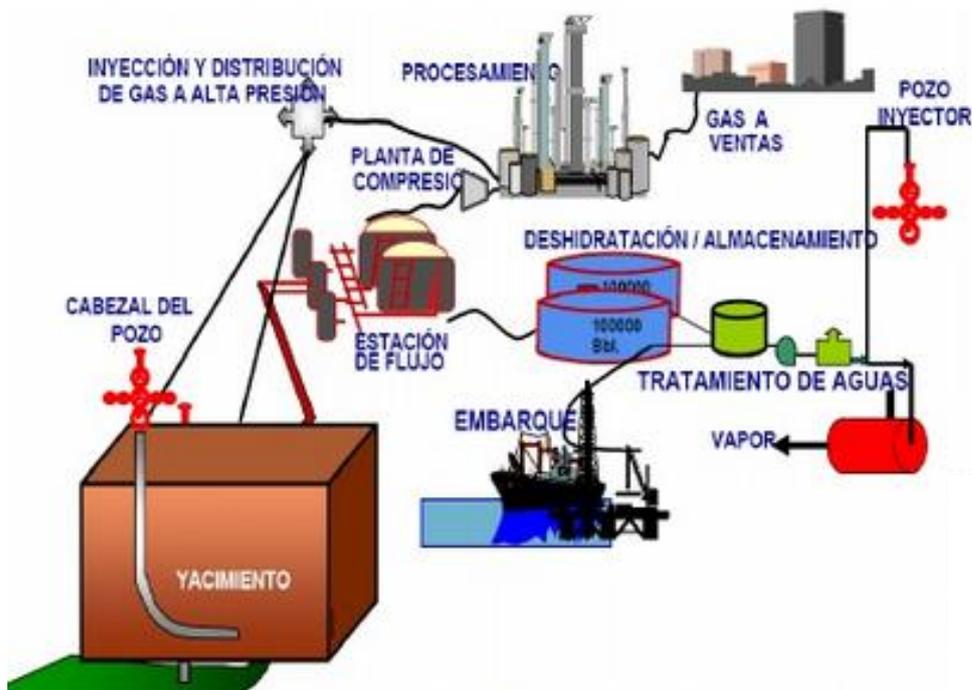


Figura I.10 Esquema ilustrando un SIP.

I.6.1 MEDICIÓN EN EL YACIMIENTO

La medición de hidrocarburos se realiza en diversos elementos de cada una de las partes de cualquier SIP con fines diferentes.

El yacimiento es la primera parte de cualquier SIP ya que es la fuente natural de la que se pueden obtener recursos. El conocimiento de yacimiento requiere estudios elaborados y proyecciones complejas que permiten solamente tener un estimado de los flujos tanto másicos como volumétricos únicamente a través de modelos matemáticos que permiten realizar estimaciones cuya exactitud varía en función del grado de conocimiento que se tiene sobre las características y el comportamiento del yacimiento. De acuerdo con lo anterior, no tiene sentido hablar de mediciones que se realicen en el yacimiento, la única

forma en la que se pueden tener valores asociados a los flujos dentro de la roca se realizan por medio de correlaciones o modelos matemáticos teóricos.

No es posible realizar mediciones directamente en el yacimiento sobre el flujo de fluidos, sin embargo se recurre a modelos teóricos o empíricos, como correlaciones, que permiten tener estimaciones razonables sobre los flujos. Existen simuladores de flujo que pueden ser una herramienta poderosa con la que se pueden hacer diagnósticos más precisos, sin embargo en ocasiones son herramientas demasiado costosas en términos de poder de cómputo y de tiempo.

El principal modelo matemático utilizado en las estimaciones realizadas de pozos es la ecuación de difusión (ecuación I.1). Esta ecuación combina en una sola, tres tipos de ecuaciones:

- ✚ Una ecuación de continuidad.
- ✚ Una ecuación de flujo o movimiento.
- ✚ Una ecuación de estado.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (I.1)$$

Dónde:

P	Presión.
x	Indica dirección x.
y	Indica dirección y.
ϕ	Porosidad.
μ	Viscosidad del fluido en movimiento.
C_t	Factor de compresibilidad de la roca.
k	Permeabilidad.
t	Tiempo.

Cada una de las ecuaciones referidas agrega de forma implícita condiciones que se deben considerar para realizar una estimación cercana a la realidad. La ecuación de continuidad implica el principio de conservación de la materia. Se debe considerar una ecuación que indique el comportamiento dinámico de los fluidos en el medio poroso que representa el yacimiento. Aunque existen diferentes modelos que se ajustan a las condiciones propias de cada yacimiento, el modelo más usado es la forma diferencial de la ecuación de Darcy, que ofrece un modelo matemático flexible, de uso sencillo y un grado adecuado de exactitud en la mayoría de los casos.

La ecuación de estado agrega cambios que ocasionan variaciones de las propiedades del fluido. De forma general la mayoría de las ecuaciones de estado consideran la variación de la compresibilidad en el caso de los líquidos, y en el caso de los gases implican un conocimiento sobre la relación de comportamiento entre las variables termodinámicas volumen, presión y temperatura.

I.6.2 MEDICIÓN EN POZO

La segunda parte de un SIP está comprendida por el pozo. De forma general, el pozo es el conjunto de elementos que actúa como conductor de los recursos desde el yacimiento hasta la superficie.

Existen muchos tipos de pozos y también muchas clasificaciones posibles pero en forma general se puede hablar de un conducto que conecta al yacimiento con la superficie. Este puede contar con diversos dispositivos que ayuden al control de la producción como válvulas de tormenta, empacadores, entre otros.

Es importante referirse al estado mecánico de un pozo para cualquier operación que se realice en éste ya que en dicho documento se especifican todas sus características técnicas.

La medición de flujos volumétricos o máscos dentro del pozo se realiza por medio de equipos y herramientas que se desplazan dentro del pozo. La principal herramienta que se utiliza para la medición de flujo dentro de un pozo es la toma de registros de flujo o de molinete. Este tipo de registros tienen mayor importancia durante las primeras etapas de la terminación de un pozo, en las que se debe realizar un diagnóstico correcto sobre la hermeticidad y su correcto funcionamiento.

La mayoría de los equipos para tomar registros de flujo en pozo se rigen por el mismo principio de operación; utilizan un juego de hélices que gira en función de la velocidad que le provea el fluido medido. La cantidad de revoluciones por cada unidad de tiempo es proporcional a la velocidad del fluido, esta velocidad de rotación gira un imán que a su vez genera una señal eléctrica cuya frecuencia también es proporcional; por medio de esta relación se pueden registrar de forma eléctrica la cantidad de revoluciones y asociarle una cantidad de flujo.

Existen diferentes tipos de registros de molinete que proveen diferentes ventajas dependiendo de las condiciones del pozo. Algunos ejemplos de registros de molinete se muestran en la figura I.11.

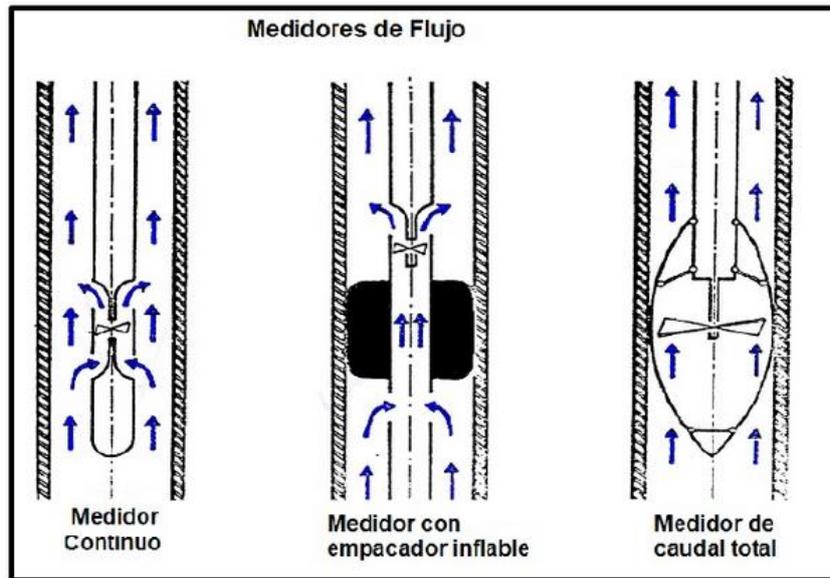


Figura I.11 Tipos de registradores de flujo de tipo molinete.

Existen también registros de trazadores radioactivos que funcionan inyectando una cantidad bien definida de material que produzca emisiones que posteriormente se rastrean por medio de medidores. Existen dos técnicas tradicionales para la grabación de los registros de trazadores radioactivos: la medición de pérdidas de trazadores, en la cual se añade un material trazador al fluido de terminación y se monitorea su progreso con una herramienta de rayos gamma; y la medición de disparo de velocidad, en la cual se eyecta el trazador desde una parte de la herramienta de registro de producción y se monitorea su progreso mediante uno o más detectores de rayos gamma más abajo de la herramienta. Los registros de trazadores radioactivos se utilizan para determinar los perfiles del flujo de inyección y para detectar canales o fugas. También pueden usarse en pozos de producción, pero se debe tener cuidado de aislar los fluidos en la superficie hasta que el trazador haya decrecido hasta niveles seguros.

Es costoso y poco viable desde el punto de vista técnico implementar los registros de producción para que recaben información de manera continua dentro de los pozos además de que las variaciones en la precisión y la exactitud de los dispositivos provocan que su uso no sea práctico ni común y se restrinja su uso al diagnóstico de problemas físicos como fugas, incrustaciones de material, malas cementaciones u otros de carácter técnico.

Se recurre también a registros de producción auxiliares que permiten contar con mayor información que dará mayor certeza a los diagnósticos realizados y que permiten contar con una mejor caracterización de la calidad y la cantidad de los hidrocarburos producidos.

Algunos de los registros utilizados como apoyo en estas circunstancias son:

- ✚ Registro de temperatura.
- ✚ Registro de densidad.
- ✚ Registro de coples.
- ✚ Registro caliper.
- ✚ Registro de cementación.

I.6.3 MEDICIÓN EN LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES

Una vez llegados los recursos a la superficie se debe recurrir a equipos e instalaciones con los cuales se lleva a cabo un correcto manejo de los hidrocarburos. Es importante conocer y comprender los procesos a los que debe ser sometida la producción ya que influyen de forma especial en las características que presente el fluido cuando se decida medir.

Después de que se realizan los procesos definidos en una batería de separación, el crudo o el gas producido se encuentran en condiciones de ser comercializados. Posterior al tratamiento al que se sometió en la planta de producción se disponen los hidrocarburos para ser bombeados o comprimidos a los puntos de venta.

Los puntos a los cuales se transportan los hidrocarburos con el fin de ser medidos son denominados puntos de medición y pueden ser de diversos tipos como buques tanque, trenes, baterías de separación o simplemente puntos de enlace en tuberías de transporte.

A partir de que el recurso hidrocarburo se encuentra en la superficie es más sencilla su medición ya que es posible colocar, monitorear, calibrar, dar mantenimiento así como todas las operaciones que es necesario realizar en un medidor. La medición en instalaciones superficiales puede ser llevada a cabo en procesos dinámicos o en condiciones de almacenamiento (estática).

Así cómo es posible estimar la producción en los pozos o en el yacimiento es posible también hacerlo en las instalaciones superficiales por medio de correlaciones numéricas de flujo. Este tipo de correlaciones son principalmente utilizadas para estimar el gasto másico o el caudal bajo condiciones de boca de pozo.

En instalaciones superficiales los hidrocarburos se pueden encontrar en dos estados principalmente divididos de acuerdo a las fases que presentan:

- ✚ Monofásico
- ✚ Multifásico

Estas fases estarán en función de las condiciones termodinámicas a las que se encuentre y de los procesos a los que se haya sometido a la corriente. Cabe mencionar que los tipos de medidores que se utilizan para cada caso son especiales y difieren en su principio de funcionamiento por lo que es de vital importancia que se considere el tipo de flujo presente para la correcta instalación de un medidor.

Los principales puntos de medición en superficie son:

- ✚ A boca de pozo.
- ✚ En baterías de separación.
- ✚ Puntos de transferencia de custodia.

Las mediciones a boca de pozo pueden realizarse por medio de:

- ✚ Separadores de prueba.
- ✚ Medidores multifásicos.
- ✚ Estimaciones por correlaciones.

En el caso de las baterías de separación se pueden realizar mediciones de dos tipos:

- ✚ Dinámicas
- ✚ Estáticas.

Las mediciones dinámicas se realizan por medidores instalados en tuberías que contienen un flujo de fluidos. Existen diversos tipos de medidores que basan su funcionamiento en una gran cantidad de principios físicos. Las mediciones estáticas se realizan cuando los recursos en cuestión se encuentran en almacenamiento y carecen de movimiento. Para las mediciones de este tipo se emplean métodos e instrumentos especializados que permiten conocer los volúmenes existentes de fluido.

I.6.4 MEDICIÓN EN QUEMA Y VENDEO

Durante los procesos por los que pasan los hidrocarburos a lo largo de todo el SIP se suscitan eventos que promueven la necesidad de quemar o emitir a la atmósfera parte de la producción de gas.

En primera instancia la quema de gas se da como una medida de seguridad para evitar su concentración y altas presiones en los equipos de extracción y producción; sin embargo, también se debe a la libranza de gas amargo por obras de mantenimiento de equipos de compresión; fallas operativas en instalaciones, insuficiencia de infraestructura superficial para manejar el gas; falta de inversión en equipos que permitan procesar, almacenar y distribuir el volumen de gas asociado; desarrollo de nueva infraestructura operativa y procesadora en relación con los altos niveles de producción exigidos para obtener los ingresos presupuestados así como cumplir con los objetivos estratégicos de la producción de petróleo crudo y gas natural.

A pesar de las pérdidas económicas y de la capacidad técnica de evitar este problema, fue hasta finales del año 2009 cuando se publicaron las primeras disposiciones técnicas en México emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que tienen como fin regular esta práctica y reducir las pérdidas económicas y la contaminación producto de este ejercicio. En las operaciones que requieren la quema de gas es importante considerar el uso de medidores que permitan caracterizar la cantidad y la calidad del gas emitido, esto con el fin de tener un control estadístico sobre la cantidad de gas que se está gastando en esta operación y en caso de ser posible que se optimice la operación con el fin de disminuir la pérdida del recurso. Los medidores usados para estos fines son medidores dinámicos especiales para los flujos de gas; tradicionalmente se recurre a los medidores de placa con orificio o a los medidores de tipo ultrasónico para estos fines.

Otra de las operaciones que se llevan a cabo en las instalaciones de producción es el uso del gas como combustible para diversos dispositivos como compresores. Esta operación resulta en una merma, necesaria para el funcionamiento de los equipos, que se debe cuantificar y regular.

La inyección de gas para procesos de mantenimiento de presión es una práctica recurrida en nuestro país, principalmente en la zona marina que comprende a Cantarell. Así como las operaciones de represionamiento o de recuperación mejorada, también existen los procesos de bombeo neumático que se basan en la inyección de gas al pozo para disminuir el peso de la columna de líquido y favorecer la producción. Ambas operaciones requieren de gas para suministrarlo por lo que es importante cuantificar las inversiones que se realizan de dicho recurso.

CAPÍTULO II. EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN

El principal objetivo de este capítulo es mostrar los principales dispositivos para medir así como modelos matemáticos para predecir la magnitud del flujo de hidrocarburos en los puntos más comunes de las instalaciones superficiales. Se describirán los principales tipos de medidores de flujo tanto máscicos como volumétricos utilizados en el AIPMM, partiendo de sus características y su principio de funcionamiento. Se describirán también algunos medidores auxiliares necesarios en la medición de hidrocarburos y también algunos parámetros útiles en la medición de la calidad.

II.1 ANTECEDENTES SOBRE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

La medición de hidrocarburos en las instalaciones superficiales puede ser llevada a cabo por medio de una gran cantidad de herramientas por medio de dispositivos físicos. En el caso de los medidores se debe considerar el estado de movimiento en el que se encuentra el fluido; no se utilizan los mismos instrumentos para medir una corriente en movimiento que los utilizados para medir fluidos estáticos contenidos en un almacén. También se debe tomar en cuenta el número y el tipo de fases contenidas en el flujo. Es importante considerar el parámetro que mide el medidor en cuestión ya que pueden cuantificar la magnitud del gasto volumétrico $\left(\frac{dv}{dt}\right)$ o la magnitud del flujo másico $\left(\frac{dm}{dt}\right)$, si bien es posible asociar ambas magnitudes por medio del valor de la densidad, es importante identificar el patrón que es necesario conocer para implementar el medidor más adecuado y evitar los errores implícitos en el cálculo o el uso innecesario de un medidor de densidad. Dichas consideraciones quedan ilustradas en la figura II.1:

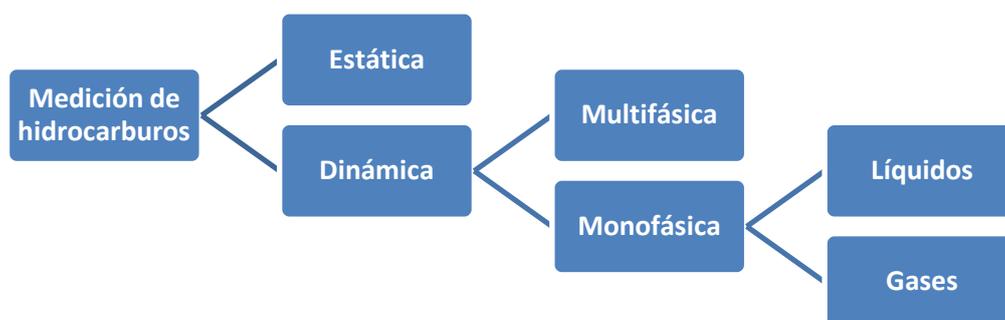


Figura II.1 Tipos de medición de hidrocarburos.

Una vez determinado el tipo de medición que se requiere en función de los parámetros anteriores, es indispensable considerar las propiedades físicas y químicas del fluido, así como las condiciones y al ambiente a las que estará sometido el medidor para poder elegir el más adecuado para el fluido en cuestión. Como en todo proyecto de ingeniería se deben considerar los aspectos económicos de la instalación de un medidor con el fin de asegurar su viabilidad.

II.2 MEDICIÓN O ESTIMACIÓN DE FLUJO A BOCA DE POZO

En ocasiones es necesario conocer el flujo que aporta un pozo o un conjunto reducido de los mismos con el fin de diagnosticar sus características de producción, como por ejemplo su índice de productividad. La medición a boca de pozo es de uso frecuente en el caso de campos nuevos, de los cuales no se tiene mucha información que permita conocer su comportamiento productivo. Si bien de forma estricta no se pueden realizar mediciones por medio del uso de correlaciones es de uso común en la industria emplearlas para estimar la magnitud de los flujos.

Las correlaciones ofrecen una forma práctica de estimar la producción de un pozo ya que no requieren de la instalación de instrumentos de medición, únicamente se sirve de parámetros que la mayoría de las veces están disponibles en los pozos. Si bien su exactitud comparada con los instrumentos de medición es menor, su costo es significativamente menor ya que requiere solamente capacidad de cómputo para la realización de cálculos (que en la mayoría de las veces son relativamente sencillos) y un ingeniero de producción que sea capaz de escoger y emplear la correlación que mejor se adapte a las condiciones del pozo.

Por su parte los medidores utilizados a boca de pozo ofrecen una mayor precisión y exactitud siempre y cuando los instrumentos sean instalados y utilizados de forma óptima. Debido a la naturaleza de los hidrocarburos y a las condiciones a las que se encuentran normalmente a boca de pozo la mayoría de los mismos producen flujos de tipo multifásico por lo que se debe recurrir a una de dos opciones:

- ✚ Someter al flujo a un proceso de separación para luego usar medidores de flujo monofásico.
- ✚ Utilizar medidores de flujo multifásico.

Las opciones disponibles para conocer de alguna manera la producción de un pozo quedan ilustradas en la figura II.2:

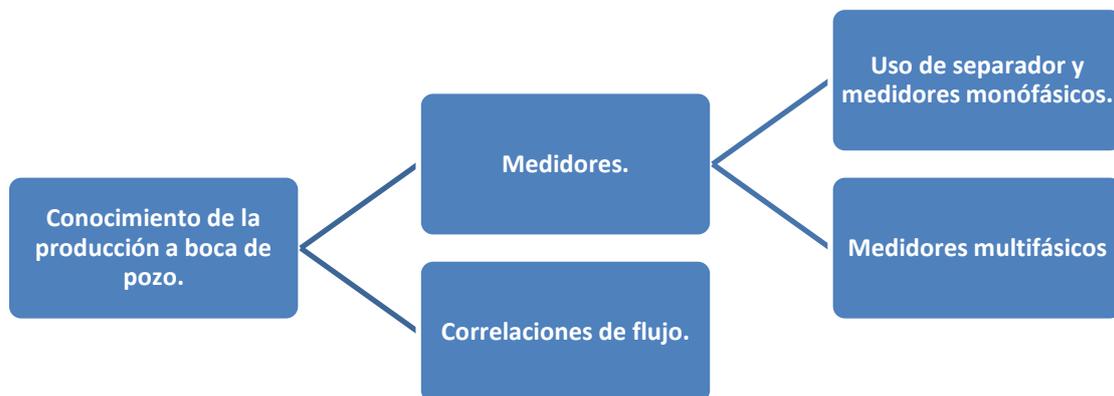


Figura II.2 Tipos de mediciones empleadas a boca de pozo.

Si bien éstas son las formas más comunes de realizar mediciones restringidas al ámbito de un pozo o un conjunto acotado de los mismos también se da el caso de pozos cuya producción se encuentra en una sola fase y no requieren de un separador, por ejemplo los pozos productores de gas seco.

II.2.1 FLUJO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES

Las correlaciones de flujo son una herramienta que permite la estimación del flujo en un pozo. Este tipo de herramientas compensan su falta de exactitud con su bajo costo, tanto en términos económicos como técnicos. Este tipo de herramientas han sido utilizadas de forma recurrente a lo largo de la historia de la industria petrolera, es por ello que con el paso de tiempo han surgido nuevos modelos más exactos o que se adaptan mejor a un grupo específico de condiciones. Es trabajo del ingeniero de producción asegurarse de utilizar el modelo más adecuado considerando las condiciones del pozo, las del tipo de flujo y las propias de los fluidos producidos.

En la mayoría de los pozos productores de hidrocarburos se emplean dispositivos llamados estranguladores. Este tipo de herramientas le permiten al ingeniero tener un mayor control sobre el flujo producido y medido en la línea de descarga. El uso generalizado de los estranguladores permite evitar o disminuir en gran medida problemas asociados a las altas presiones existentes aguas abajo en la línea de producción. La ubicación de un estrangulador es la que se muestra en la figura II.3.

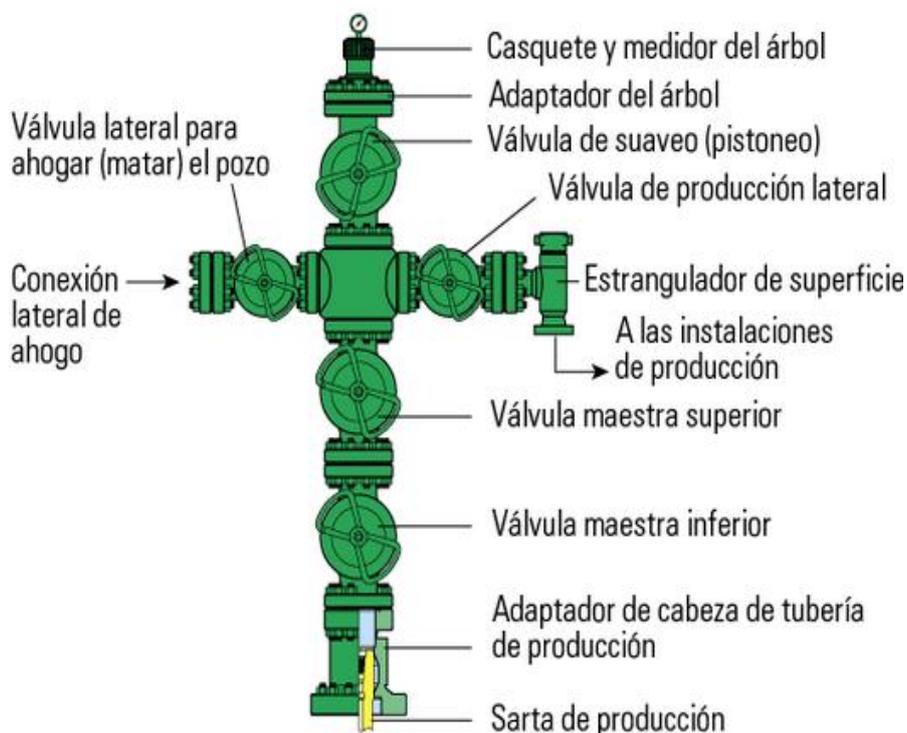


Figura II.3 Árbol de válvulas que muestra la ubicación de un estrangulador.

Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos petroleros para provocar una restricción al flujo y por consiguiente una caída de presión, con el objetivo de controlar las condiciones de producción del pozo. La restricción al flujo se da por medio de una sección de diámetro disminuido como se muestra en la figura II.4:

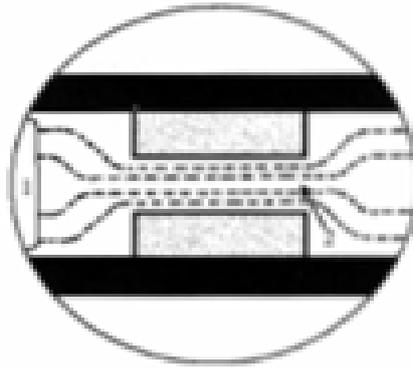


Figura II.4 Ubicación y funcionamiento de un estrangulador.

Algunas de las principales razones para la colocación de un estrangulador son las siguientes:

- ‡ Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- ‡ Mantener una producción razonable.
- ‡ Prevenir conificación de gas.
- ‡ Prevenir conificación de agua.
- ‡ Prevenir entrada de arena.
- ‡ Obtener el gasto deseado.
- ‡ Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.

Algunas de las correlaciones obtenidas están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos en los que se desarrollaron, sin embargo su precisión es desconocida fuera de esos límites.

Las correlaciones empíricas no son más que ecuaciones que partiendo de datos de campo y con apoyo de las estadísticas determinan los coeficientes de la correlación, los cuales se aplican a los datos e información del estudio.

En el desarrollo de sus correlaciones los autores han obtenido diversas relaciones de presión crítica. Establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que indudablemente se reflejara en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones citadas. Por lo tanto, es recomendable que al desarrollar una correlación se investiguen las fronteras de flujo crítico y además que las relaciones se cumplan para los casos extremos en los que solo existe flujo de gas o flujo de líquido.

Tipos de flujo en estranguladores

Para la correcta implementación de una correlación es necesaria la caracterización del flujo por medio del conocimiento de la relación entre las presiones antes y después del estrangulador lo cual impactará en la velocidad del flujo, que comparada con la velocidad del sonido en dicho ambiente traerán como consecuencia un cambio en el comportamiento de la presión.

Para conocer el comportamiento del flujo en el estrangulador se debe obtener la relación entre la presión corriente arriba (usualmente se considera la presión en la cabeza de la tubería de producción) P_1 y la presión corriente abajo (la presión medida después del estrangulador) P_2 , cuando el gasto es constante. Si $\frac{P_2}{P_1}$ es mayor que la relación de presión crítica, entonces el flujo es subsónico y si $\frac{P_2}{P_1}$ es menor a la relación crítica, el flujo es supersónico.

En 1954 Gilbert observó que para que el flujo alcanzara la velocidad del sonido debía existir una relación de presiones $\frac{P_2}{P_1} \leq 0.588$, a este valor de la relación de presiones se le denomina relación de presiones crítica. La tabla II.1 muestra el tipo de flujo presente en una tubería en función de la relación de presiones aguas arriba y abajo.

Tabla II.1 Tipos de flujo que se forman en un estrangulador.

Flujo subsónico	Flujo sónico	Flujo supersónico
$\frac{P_2}{P_1} > 0.588$	$\frac{P_2}{P_1} = 0.588$	$\frac{P_2}{P_1} < 0.588$

En 1949 Tangreen y otros autores ilustraron el hecho de que cuando una mezcla compresible gas-líquido fluye a una velocidad mayor que la crítica el fluido no transmite cambios de presión en sentido contrario al flujo. Al colocar un estrangulador que se seleccione garantizando flujo crítico, se impiden variaciones de presión en el separador y/o en las líneas de superficie que afecten la presión en cabeza del pozo, la presión de fondo y por lo tanto el gasto de producción.

La mayoría de las correlaciones de flujo multifásico a través de estranguladores son válidas únicamente para flujo crítico.

Ecuaciones analíticas para relaciones de presiones críticas pueden ser obtenidas partiendo de suposiciones como la de la existencia de gas ideal, suponiendo que no existen pérdidas por fricción y que hay flujo adiabático.

A. Flujo Supersónico

Cuando la producción de un pozo se encuentra en etapa de flujo supersónico es incapaz de transferir cambios o diferenciales de presión en sentido contrario al flujo (aguas arriba) y, en este caso, la velocidad de flujo es mayor a la velocidad de propagación de una perturbación de presión de dicho fluido.

Por lo tanto, debe tenerse claro que en un pozo en flujo supersónico cuya presión aguas abajo disminuye no se reflejará una modificación en el gasto producido. Si por el contrario, la presión corriente abajo es gradualmente incrementada, no habría cambios en la producción, en el gasto de flujo, ni en la presión corriente arriba en tanto no se haya alcanzado el límite del flujo crítico.

Si la presión corriente abajo es incrementada ligeramente por encima de las condiciones límites, tanto el gasto de flujo como la presión corriente arriba se verán afectadas y en este momento se dice que el pozo se encuentra en flujo subcrítico.

B. Flujo Subsónico

Es lo contrario al caso del régimen de flujo crítico, ocurre cuando la velocidad del fluido es menor que de la velocidad sónica. En este caso, cualquier variación de la presión tendrá gran influencia sobre la tasa de producción a través del estrangulador.

En la figura II.5 se ilustra los posibles tipos de flujo que se pueden presentar en una tubería de acuerdo a la relación existente entre la presión de cabeza y la de estrangulador asociadas a un mismo pozo.

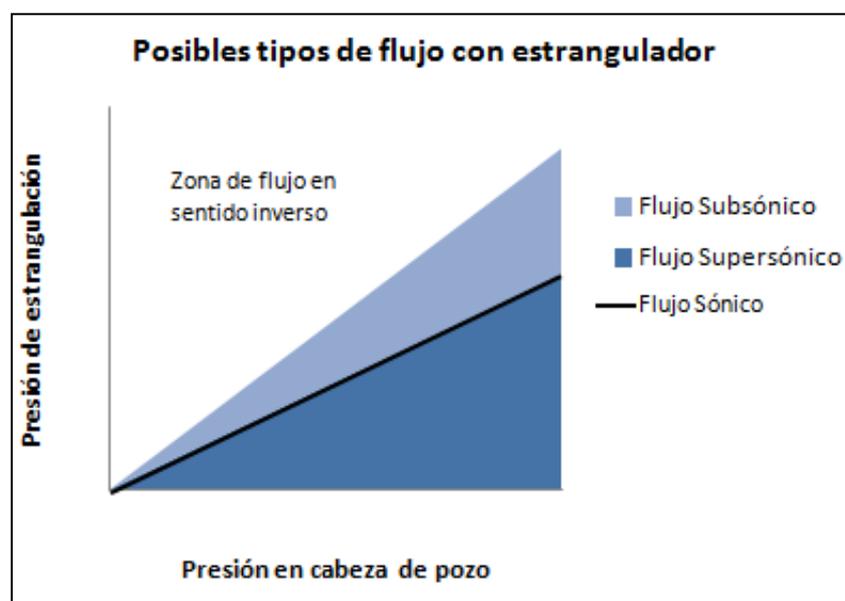


Figura II.5 Posibles tipos de flujo en un estrangulador.

Modelos para flujo supersónico en estrangulador

Durante muchos años gran cantidad de investigadores se han dedicado a la búsqueda de modelos que describan el flujo de dos fases (líquido y gas) que comparten una tubería. Existen a la fecha muchos modelos válidos en diferentes circunstancias, pero los más utilizados comparten su base matemática.

Uno de los primeros autores en proponer un modelo matemático fue Gilbert (1954), que desarrolló una expresión aplicable al flujo bifásico. En su trabajo describe de forma detallada el papel que juega un estrangulador en un pozo y analiza cuál es el efecto de cambios de diámetro en un flujo. Gilbert recomendó que para tener un flujo sónico se usara una relación de 0.588 de la presión corriente abajo entre la presión corriente arriba. El trabajo de Gilbert sirvió como base para que algunos otros investigadores continuaran mejorando y realizando adaptaciones al modelo. Baxendell actualizó la ecuación de Gilbert mediante el uso de más datos de producción. Ros orientó su trabajo al estudio de mezclas con alta relación gas-aceite en las que el gas fue la fase continua, su modelo fue comprobado con datos de campo. Achong también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una ecuación que validó con más de 100 pruebas de campo.

Todos los modelos anteriormente citados tienen gran similitud en su expresión matemática, variando así sólo tres coeficientes. El modelo general de las ecuaciones para los cuatro modelos anteriores es:

$$P_1 = \frac{A q_L R^B}{d_\phi^C}, \quad (II.1)$$

Dónde:

P_1	Presión corriente arriba (<i>Psi</i>).
q_L	Producción de líquido $\left(\frac{bl}{día}\right)$.
R	Relación gas líquido $\left(\frac{ft^3}{bl}\right)$.
d_ϕ	Diámetro del estrangulador (<i>64. avos de pulgada</i>).
A, B, C	Constantes que dependen de la relación empleada.

Los valores de los coeficientes para cada una de las correlaciones se muestran en la tabla II.2:

Tabla II.2 Constantes en las correlaciones de flujo a través de estranguladores.³⁷

Correlación	A	B	C
Gilbert	10	0.546	1.89
Ros	17.4	0.5	2
Baxendell	9.56	0.546	1.93
Achong	3.82	0.65	1.88

Si bien los anteriores modelos mencionados son los de uso más frecuente en la industria debido a su practicidad, con el paso del tiempo han surgido muchos otros que tienen aplicaciones específicas y que son parte de simuladores de flujo en estranguladores. Por cuestiones de espacio, sólo mencionaremos algunos otros modelos³⁷ con el fin de que el lector tenga una base para ahondar más en este tema.

- ✚ Adaptación de Poettman y Beck de la fórmula de Ros.
- ✚ Correlación de Omaña R.
- ✚ Ecuación de Ashford.
- ✚ Modelo másico de Ashford y Pierce.
- ✚ Modelo de Fortunati.
- ✚ Modelo de Perkis.
- ✚ Modelo mecánico de Beggs y Brill.

Modelo para flujo de gas

Se puede presentar el caso de querer estimar el gasto de gas que produce un pozo. Cuando la corriente de hidrocarburos producida únicamente está compuesta por gas se pueden combinar modelos de flujo con ecuaciones de estado con el fin de obtener un modelo matemático con el cual se puede generar un valor cercano al valor real de la cantidad de flujo.

Al igual que en los pozos productores de aceite y gas asociado, los pozos de gas normalmente cuentan con estranguladores que fungen como reguladores del flujo y por lo tanto como controles de presión.

Si consideramos un modelo de flujo de fluidos como la ecuación de Bernoulli para flujo de fluidos y una ecuación de estado como la ecuación para gases reales podemos obtener un modelo matemático que describa el gasto producido en un pozo de gas. La siguiente ecuación es el resultado de combinar ambas ecuaciones anteriormente mencionadas y bajo la suposición de que en el flujo de gas no existen pérdidas importantes debidas a la fricción. La siguiente ecuación describe analíticamente al modelo mencionado:

$$q_{c.s.} = \frac{C_n p_1 d^2}{\sqrt{\gamma_g T_1 Z_1}} \sqrt{\left(\frac{k}{k-1}\right) \left(\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k+1}{k}} \right)}, \quad (II.2)$$

Dónde:

- $q_{c.s.}$ Gasto de gas a condiciones estándar.
- C_n Constante función del sistema de unidades.
- d Diámetro interno de estrangulador abierto para el flujo de gas.
- γ_g Densidad específica referida al aire.
- T_1 Temperatura corriente arriba en unidades absolutas.
- Z_1 Factor de compresibilidad corriente arriba.
- k Relación de calores específicos del gas.
- p_2 Presión corriente abajo.
- p_1 Presión corriente arriba.

Para la ecuación II.2 se debe calcular el coeficiente basado en el sistema de unidades considerando las condiciones estándar pertinentes de la siguiente manera:

$$C_n = \frac{C_s C_d T_{c.s.}}{P_{c.s.}}, \quad (II.3)$$

Dónde:

- C_n Constante función del sistema de unidades.
- C_s Factor de consistencia de unidades.
- C_d Coeficiente descarga empírico
- $T_{c.s.}$ Temperatura estándar.
- $P_{c.s.}$ Presión estándar.

El coeficiente de descarga empírico está sujeto a las condiciones específicas de cada tipo de flujo y de cada dispositivo de estrangulación, pero generalmente su valor ronda cercano al 0.865.

$$C_d \approx 0.865$$

La relación de calores específicos, k , se obtiene de la siguiente manera³⁷:

$$K = \frac{M C_p}{M C_p - 1.987}, \quad (II.4)$$

Dónde:

M Peso molecular $\left(\frac{lb_m}{mol}\right)$.

C_p Calor específico $\left(\frac{BTU}{lb_m \cdot ^\circ R}\right)$.

K Relación de calores específicos (adimensional).

La tabla II.3 muestra el valor del factor de consistencia de unidades para los dos principales sistemas utilizados así como las unidades que contempla.

Tabla II.3 Factor de consistencia entre unidades de medición para la ecuación de flujo de gas.

Símbolo	Sistema ingles	Sistema métrico
$q_{c.s.}$	$\frac{ft^3}{d}$	$\frac{m^3}{d}$
d	in	mm
$T_{abs.}$	\mathcal{R}	\mathcal{K}
$P_{abs.}$	Psi_{abs}	$\frac{kg}{cm^2}$
C_s	27.611	1.6259

Si bien el modelo anterior es útil para cualquier tipo de flujo (crítico o subcrítico), es conveniente conocer la naturaleza del mismo. Con el empleo del modelo anterior se puede determinar la naturaleza del flujo por medio de la siguiente ecuación.

$$R_{pc} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k+1}}, \quad (II.5)$$

Dónde:

R_{pc} Relación de la presión crítica (Adimensional).

K Relación de calores específicos (Adimensional).

La anterior relación nos indica la barrera a la cual un flujo de gas deja de ser subsónico y comienza a ser supersónico.

II.2.2 REGISTRADOR MECÁNICO TIPO BARTON

Es el dispositivo empleado para medir la presión diferencial provocada por una placa de orificio, con la finalidad de calcular el caudal de flujo o tasa volumétrica del gas que pasa por una tubería. En la figura II.6 se ilustra la salida de información en este tipo de registradores por medio de una gráfica dibujada en una carta circular.



Figura II.6 Registrador Mecánico Barton.

El registrador marca Barton es el más utilizado en las instalaciones de la industria petrolera.

EL funcionamiento interno del registrador mecánico puede ser descrito de la siguiente manera:

Se basa en una unidad de presión diferencial que a su vez posee dos fuelles opuestos, instalados a cada lado de una placa central. Estos fuelles se encuentran encerrados en cámaras herméticamente aisladas, conectadas entre sí por un eje central.

Un fuelle es un recipiente cerrado con lados que pueden expandirse o contraerse como un acordeón. La posición del fuelle sin presión puede ser determinada por el mismo fuelle o por un resorte. La presión es aplicada sobre la cara del fuelle y su deformación y su posición dependen de la presión.

Cuando se aplican diferentes presiones a las dos cámaras, el fuelle de la cámara de alta presión se contrae, moviendo el eje central en dirección de la cámara de baja presión, provocando una expansión del fuelle de baja presión.

Luego, el movimiento del eje se transmite a través de un tubo torque al brazo de la plumilla registradora.

Al aumentar la presión diferencial, el líquido que llena los fuelles, denominado etileno-glicol, es forzado a pasar del fuelle de alta presión al de baja presión a través de un pasaje anular. Este mecanismo que restringe el desplazamiento del líquido tiene por finalidad, atenuar las pulsaciones provenientes de las variaciones de presión.

El caudal y flujo del líquido de llenado puede regularse por medio de un tornillo operable desde afuera.

El grado de movimiento de ambos fuelles es controlado por la diferencia entre el lado aguas arriba y un resorte de rango instalado en el lado de baja presión de los fuelles agregando más resistencia al movimiento. La cantidad de presión diferencial requerida para que la pluma se mueva a lo largo del rango completo está determinada por la fuerza de los resortes de rango utilizados en el medidor.

La figura II.7 muestra con detalle las partes del registrador mecánico utilizado en los medidores Barton, con el fin de ilustrar de mejor manera su funcionamiento.

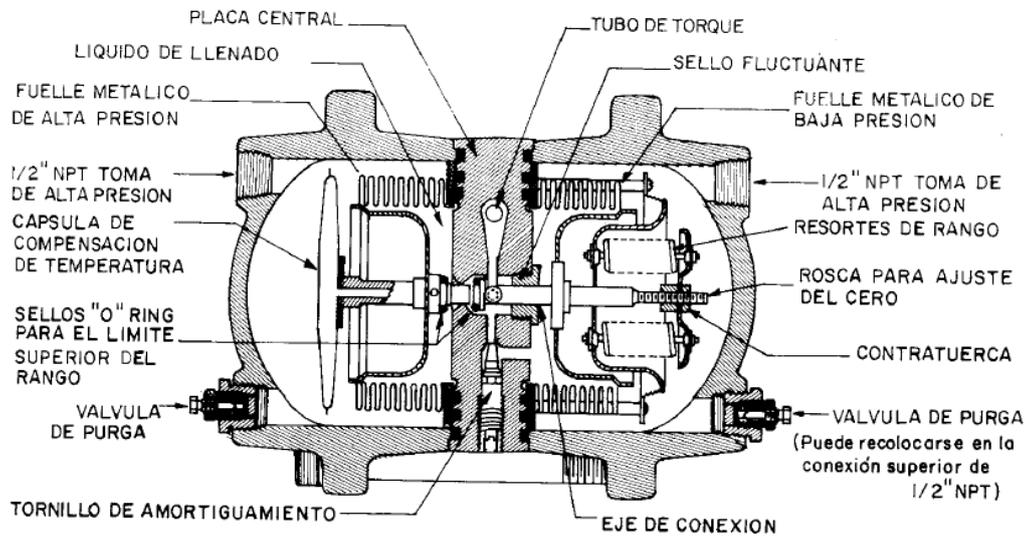


Figura II.7 Partes internas del registrador mecánico Barton.

Los elementos más representativos de todo el registrador son:

Elemento diferencial: constituye el elemento principal del registrador y está conformado por dos fuelles, donde es recibida la señal de presión aguas arriba y abajo del orificio, este la transforma por medio de un mecanismo de tipo mecánico en un registro.

Elemento estático: representado por un resorte o bourdón, se emplea para medir la presión estática aguas arriba del medidor del orificio; éstos pueden ser de tipo helicoidal o espiral de acuerdo a su forma y vienen calibrados en lb/pulg² para valores de 100, 250, 500, 1000, 1500, 2500, 3000, 4500, 5000 y 6000 lb/pulg².

Discos o Cartas de medición: Son por lo general cartas circulares de 30.48 cm de diámetro y es donde se lleva el registro de la presión estática y la diferencial. Existen cartas diarias, semanales y mensuales. Las cartas semanales con escala de raíz cuadrada son las más empleadas, ya que el gasto de flujo es proporcional a la raíz cuadrada de la presión diferencial.

Plumilla: Es la encargada de marcar el registro y opera muy similar a un bolígrafo. El color usado para marcar el registro de la presión diferencial, es el color rojo.

Reloj: es un mecanismo encargado de rotar el disco a medida que las plumillas marcan el registro, utilizan una pila de bajo voltaje para su funcionamiento.

En la figura II.8 se muestran algunas de las partes externas del registrador Barton.



Figura II.8 Partes externas del registrador mecánico Barton.

Para determinar el gasto de flujo sobre una carta de raíz cuadrada es necesario solamente multiplicar el valor de la presión estática por la lectura de la presión diferencial y el resultado multiplicarlo por la constante de flujo del medidor de orificio.

Cuando se usan cartas de raíz cuadrada, la constante de flujo de orificio “C” debe ser multiplicado por un factor de medidor “M”.

El factor M es igual a 1.00 cuando el rango de presión estática es 100 psi y el rango de presión diferencial de 100 pulgadas de agua.

La ecuación para determinar M es:

$$M = 0.01\sqrt{Rh * Rp}, \quad (II.6)$$

Dónde:

R_h Rango máximo de presión diferencial. (*pulgadas de agua*)

R_p Rango máximo de presión estática (*Psi*).

Problemas de los medidores tipo fuelle

Uno de los mayores problemas que se presentan con el medidor tipo fuelle es la formación de hidratos en la carcasa de presión de la unidad. En este caso la formación de hidratos ocurre fundamentalmente porque el hidrocarburo líquido queda atrapado en la carcasa de presión y comienza a congelarse, se expandirá comprimiendo los fuelles hasta llegar a romperlos. La mejor solución para evitar la formación de hidratos, es evitar la acumulación de líquidos en la unidad.

II.2.3 MEDICIÓN CON SEPARADORES DE PRUEBA

El uso de separadores de prueba representa el método convencional utilizado para realizar las pruebas de producción de pozos. Generalmente se requiere de un múltiple de producción (manifold) que está colocado en el campo, desde donde se desvía la producción del pozo a probar hacia una línea de prueba, la cual lleva esta producción aislada del resto, al separador de prueba.

El uso de separadores implica un tiempo de estabilización para que los fluidos del pozo a medir lleguen al separador.

Estos separadores son utilizados para determinar el potencial individual de producción de un pozo de petróleo o de gas y pueden ser bifásicos o trifásicos de acuerdo a las necesidades y características de la producción en cuestión. De igual forma pueden ser de tipo vertical u horizontal; ahora bien se recomienda que sea tipo horizontal, debido a las facilidades que presenta para la medición, control y transporte en el caso de aceite que presente una RGA constante.

Las características de operación, presión y temperatura de separación dependen principalmente de las propiedades de los fluidos que se están produciendo y de las características de la tubería, desde la cabeza del pozo hasta el separador.

El separador de prueba se instala comúnmente en estaciones de producción, pero generalmente es empleado en pozos exploratorios y es capaz de manejar el gas de producción, petróleo pesado y liviano, H₂S, sólidos e impurezas.

Razones para usar separadores de prueba

Los separadores de prueba ofrecen la posibilidad de realizar una medición monofásica de los fluidos, lo cual puede repercutir en una mayor exactitud a la hora de realizar la medición. Los separadores de prueba son utilizados con frecuencia en pozos cuyo estudio de producción es importante o que se cree que tienen problemas de productividad.

El uso de separadores de prueba también es socorrido en el caso de la medición de pozos cuyos campos son nuevos y de los cuales no se conoce información. El hecho de que la producción sea sometida a un proceso de separación permite que se puedan tomar muestras para el análisis de su calidad y de esta manera se recabe más información que permita caracterizar los fluidos de yacimientos no conocidos.

Proceso de separación

El fluido de producción que viene del pozo llega hasta el manifold por medio de tuberías y de aquí se distribuye el flujo al separador de prueba. A la salida del manifold se pueden inyectar químicos para mejorar la calidad de los fluidos y con ello optimizar la operación del separador. Esta inyección de químicos se usa principalmente cuando se requiere romper las emulsiones existentes y poder llevar a cabo el proceso de separación de la mejor forma posible. El uso de baffles también ayuda a la separación de las partículas de gas y con ello a desenmulsificar la mezcla.

Para que exista una separación eficiente se necesita un tiempo de residencia para que los químicos que fueron agregados al crudo actúen en la estabilización y ruptura de la emulsión.

El fluido después de liberar el gas, pasa a la cámara de acumulación de líquidos (agua y petróleo por separado), la cual trabaja con un sistema neumático de control que es el que permite la descarga del crudo del separador para ser enviado al tanque de lavado en donde se separa el petróleo del agua por medio de un proceso de decantación.

Una vez separada del aceite, el agua es descargada al tanque de almacenamiento para luego ser inyectada a los pozos destinados para esta operación.

El gas, por su parte, antes de salir del separador pasa por un extractor de niebla el cual permite que el gas salga sin partículas de crudo y con ello mejorar el proceso de separación. Posteriormente el gas puede seguir dos caminos: puede ser mandado a tuberías que permitan su aprovechamiento o en caso de no existir la infraestructura necesaria es conducido a un quemador con el fin de evitar los riesgos de explosión o de intoxicación que representa este gas libre en la atmosfera.

Es importante señalar que a la salida del separador de prueba se encuentra el sistema de medición de flujo, este sistema de medición puede variar de acuerdo al fluido que se mida (agua, gas y petróleo).

Las pruebas de pozo se realizan en un tiempo de entre 4 y 24 horas de acuerdo a las necesidades de medición y a las condiciones de operación.

La figura II.9 se recurre para mostrar un esquema típico de medición con separadores de prueba.

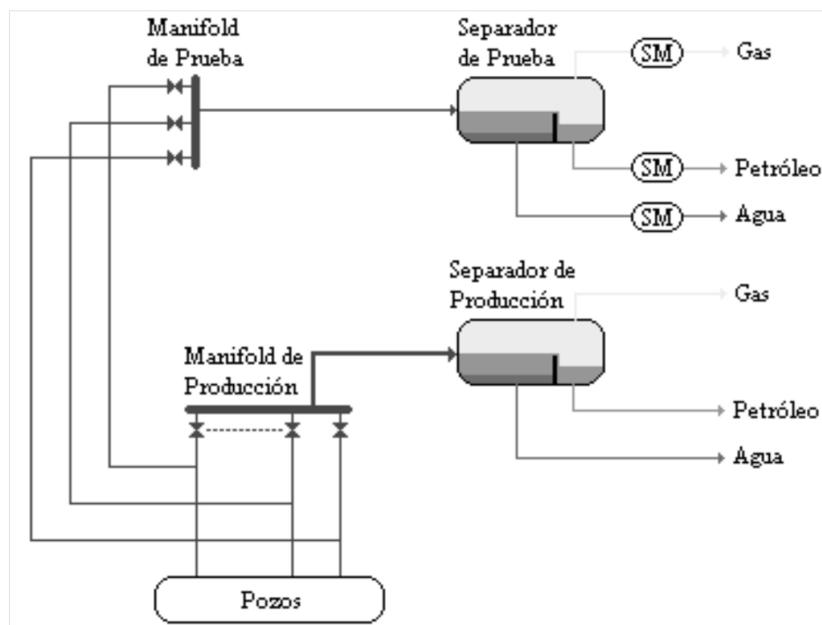


Figura II.9 Arreglo de instalaciones para emplear un separador de prueba.

Procedimiento para poner a prueba un pozo

- 1) Verificar parámetros de trabajo como: niveles de crudo e interfase.
- 2) Verificar válvulas de control (carga y descarga) de crudo, agua y gas. (Si el separador es trifásico).
- 3) Verificar las protecciones y alarmas de cada instrumento.

- 4) Verificar la visualización de los indicadores visuales.
- 5) Verificar las válvulas de bloqueo antes y después de la válvula de alivio y sellos de ruptura.
- 6) Verificar apertura y operación de la válvula maestra (entrada).
- 7) Alinear el pozo a prueba.
- 8) El pozo a probar se debe alinear al separador de prueba, se debe abrir primero la válvula del pozo que va hacia el separador de prueba, esto se hace por seguridad.
- 9) El fluido pasa al separador de prueba donde se separan líquido y gas para que a la salida del separador se mida cada fase.
- 10) Verificar la operación general del separador con el pozo seleccionado.
- 11) Esperar un tiempo mínimo de 15 a 20 [min] para tener las condiciones operacionales de la prueba.
- 12) Se debe tomar en una muestra de fluido producido al iniciar la prueba y otra muestra en el tiempo de la prueba.

La medida de la fase individual convencional en un separador de prueba varía de campo a campo y en la mayoría de los casos es difícil de calcular. Esto es debido al hecho de que en la mayoría de los casos los medidores de fase individual, operan ligeramente dentro del área de dos fases donde su incertidumbre no puede ser predicha. La medida de la incertidumbre de separador de prueba, bajo condiciones de operación normal, puede dar una aproximación de $\pm 5\%$ a $\pm 10\%$ de la lectura de cada fase del volumen del flujo.

El funcionamiento de un separador de prueba se ilustra en la figura II.9.

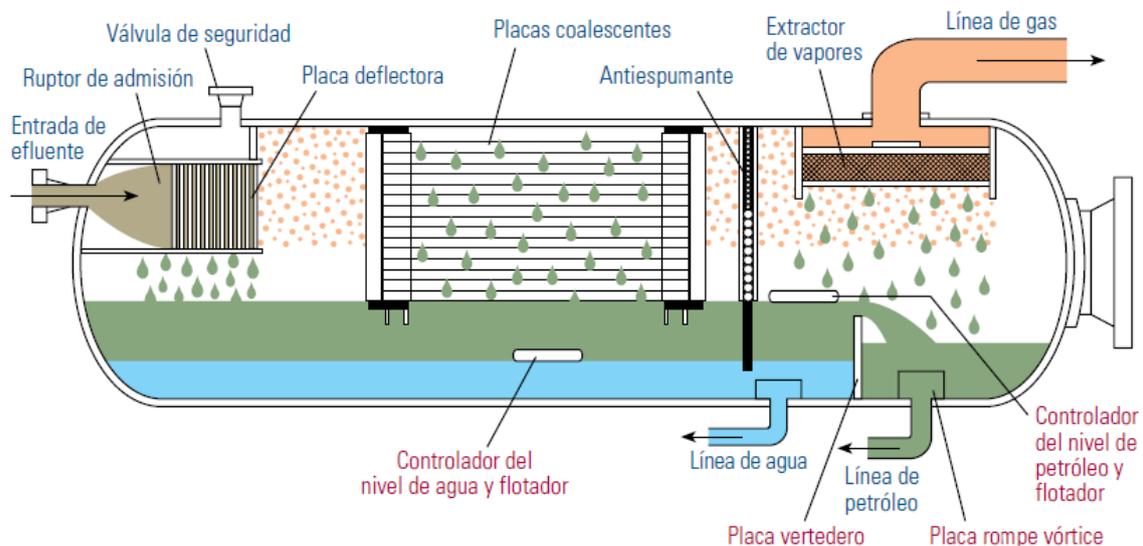


Figura II.9 Partes de un separador de prueba.

Medición de flujo posterior a la separación

Después de que se ha realizado el proceso de separación se lleva a cabo la medición de los recursos producidos por medio de medidores monofásicos. Aunque es posible teóricamente emplear cualquier medidor que funcione considerando las propiedades del fluido en cuestión, por motivos económicos y de practicidad se recurren a una cantidad limitada de medidores. Es importante mencionar que la medición puede ser tanto estática, en tanques de almacenamiento; como dinámica, en líneas de tubería que desemboquen en plantas de producción.

Limitaciones de los separadores de prueba

A pesar de que los separadores de pruebas han sido ampliamente usados en pruebas de pozo, su desempeño en algunos casos puede verse afectado por diversos factores como por ejemplo:

- ✚ Producción de emulsiones de agua y petróleo.
- ✚ Problemas para manejar flujo de tipo bache.
- ✚ Capacidad limitada para procesar los fluidos producidos.
- ✚ Presentan costos adicionales asociados con las instalaciones.

II.2.4 MEDIDORES MULTIFÁSICOS

La mayoría de los pozos productores de hidrocarburos en el mundo producen aceite saturado, lo cual indica que el aceite a condiciones de yacimiento contiene gas disuelto que con la producción y la caída de presión implícita provocan la liberación del mismo teniendo lugar el flujo multifásico.

La medición del flujo multifásico en boca de pozo es conveniente cuando no tienen lugar procesos de separación en el flujo y la corriente se encuentra conformada por lo menos por dos fases. En ocasiones también es conveniente su uso por cuestiones técnicas como la falta de capacidad de los separadores de prueba en existencia.

La medición de flujo multifásico consiste en determinar la continua relación existente entre las distintas fases del flujo de un pozo (agua, aceite y gas) sin usar una separación previa y a condiciones de línea.

Los medidores multifásicos son utilizados para hacer pruebas individuales de pozos, con el objetivo de determinar la cantidad de producción que aporta cada pozo y conocer las características del fluido que se está produciendo. Entran en funcionamiento cuando la

producción de un determinado pozo es desviada hacia el cabezal de prueba, donde el medidor registra valores tales como el contenido de agua, gas y aceite.

Este tipo de medidores pueden cuantificar la cantidad del flujo de cada fase por separado, empleando la medición de la velocidad de las fases y de la fracción que ocupan las mismas en la tubería.

El cálculo de flujos máxicos y volumétricos se apoya en algunas ecuaciones básicas del flujo de fluidos en tuberías. En la práctica se pueden encontrar diferentes regímenes de flujo de fluidos, que varían en función de las velocidades superficiales de los fluidos, de las viscosidades y de sus propiedades en general, sin embargo para fines prácticos de cálculo siempre podemos hacer una comparación entre el régimen de flujo presente y un régimen estratificado en el que todas las fases se encuentran separadas. Algunos de los patrones de flujo que se pueden presentar en un flujo multifásico se ilustran en la figura II.10.

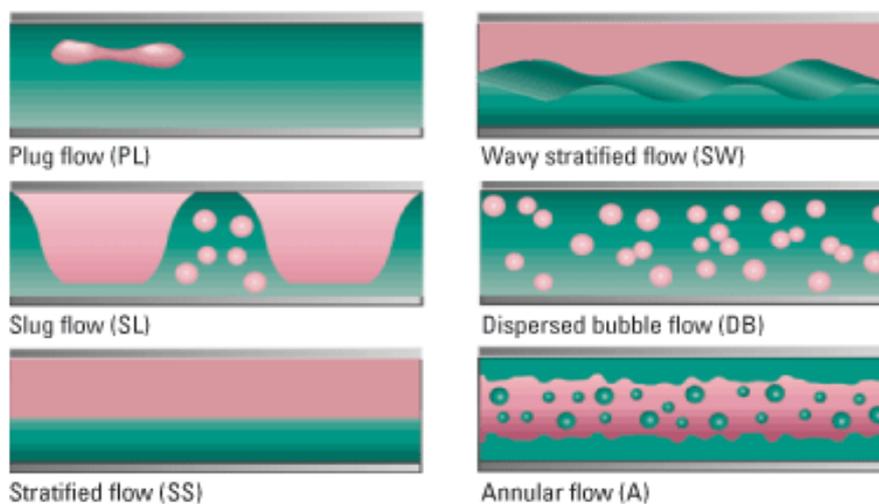


Figura II.10 Patrones de flujo que se presentan en una tubería horizontal.

El gasto volumétrico total considerado puede describirse por la ecuación II.7:

$$q_t = \sum_{i=1}^N q_i, \quad (II.7)$$

Dónde:

- q_t Caudal total de flujo.
- q_i Caudal de la fase i.
- N Número de fases.

Si se toma una sección infinitesimal del espesor de la tubería se puede decir que el gasto volumétrico propio de cualquiera de las i fases está definido por la ecuación II.8:

$$q_i = v_i * A_i, \quad (II.8)$$

Dónde:

- q_i Caudal de la fase i .
- v_i Velocidad de la fase i .
- A_i Área de la tubería ocupada por la fase i .

Debido a que la totalidad de la tubería está ocupada por las fases fluyendo se sabe que:

$$A_t = \sum_{i=1}^N A_i, \quad (II.9)$$

En la práctica es difícil determinar el área ocupada por cada una de las fases, sin embargo es posible encontrar la fracción de fluidos que circulan por la tubería. De lo anterior:

$$f_i = \frac{A_i}{A_t}, \quad (II.10)$$

Dónde:

- f_i Fracción volumétrica de la fase i .
- A_t Área total de la tubería.
- A_i Área de la tubería ocupada por la fase i .

Considerando las mencionadas fracciones podemos reescribir la ecuación II.8 para calcular el gasto de cada fase:

$$q_i = A_t * v_i * f_i, \quad (II.11)$$

Para el gasto total en la línea se obtiene:

$$q_t = \sum_{i=1}^N q_i = \sum_{i=1}^N v_i * A_i = A_t \sum_{i=1}^N v_i * f_i, \quad (II.12)$$

De lo anterior se puede observar que los parámetros más importantes para determinar el caudal de las distintas fases dentro de la tubería son:

- ✚ Velocidad de las fases.
- ✚ Fracción volumétrica de las fases.

Si se determina cada una de las velocidades para las distintas fases se considera que existe un resbalamiento entre ellas, sin embargo, en ocasiones es posible aproximar el fenómeno a uno similar pero sin considerar resbalamiento, por lo que la velocidad de cada una de las fases es la misma, en esos casos las ecuaciones son las siguientes:

Dado que:

$$\sum_{i=1}^N f_i = 1, \quad (II.13)$$

Se obtiene:

$$q_t = A_t * v_t, \quad (II.14)$$

Considerando que para el flujo de cada fase:

$$q_i = A_t * v_t * f_i, \quad (II.15)$$

De lo anterior se entiende la necesidad de conocer las fracciones y velocidades de las fases, además del diámetro de la tubería para poder determinar los gastos volumétricos.

El método de medición multifásica para pruebas de pozos y producción tiene las siguientes características:

- ✚ Es posible una medición y monitoreo continuos.
- ✚ Los costos de instalación y operación son menores comparados con aquellos del método de medición convencional.
- ✚ Se elimina la necesidad de un separador de prueba, líneas de prueba, manifold y válvulas.
- ✚ Dada la opción de una medición continua, la incertidumbre puede ser más baja que en un sistema convencional.
- ✚ El tiempo de medición es menor que el método convencional.

Uso de medidores en línea

Los medidores multifásicos en línea se caracterizan porque las mediciones de los gastos del flujo total o individual son realizadas directamente en la línea de flujo multifásico, por lo tanto, se requiere determinar las condiciones de flujo para obtener datos de entrada para el medidor.

El gasto del flujo de cada fase está representado por la fracción ocupada del área multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto significa que un mínimo de seis parámetros tienen que ser medidos o estimados.

Algunos medidores de flujo multifásico asumen por lo tanto que dos o las tres fases viajan a la misma velocidad, para esta condición se requiere que se emplee un conjunto de factores de calibración establecidos.

El arreglo típico utilizado para la medición con un medidor multifásico se apoya en un manifold que desvía la producción hacia el medidor, posteriormente se reincorpora la producción al SIP. Dicho arreglo se ilustra en la figura II.11.

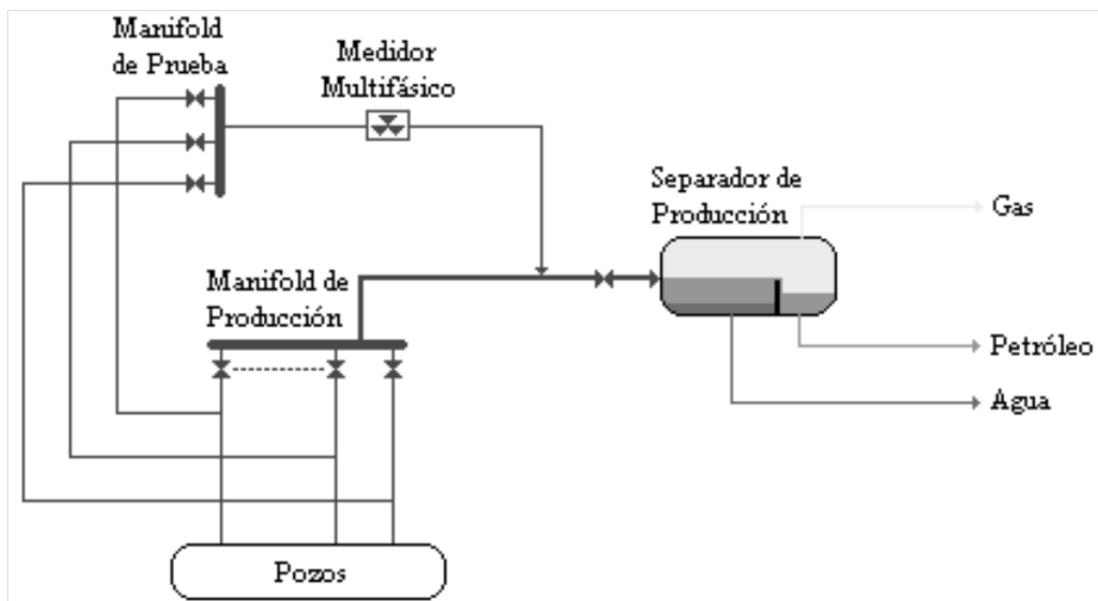


Figura II.11 Arreglo de instalaciones para emplear un medidor en línea.

Velocidad de las fases

Para determinar el flujo tanto volumétrico como másico es necesario encontrar las velocidades asociadas a cada una de las fases que componen la corriente o encontrar la velocidad de la mezcla. Para determinar la velocidad de las fases como de la mezcla existen en la literatura cinco métodos²⁵; sin embargo en este trabajo se describirán solamente dos: la técnica de correlación cruzada que se emplea para determinar la velocidad de cada fase en un flujo, en el cual se considera que existe resbalamiento entre las fases; y empleando un medidor Venturi, en el cual se considera que no se presenta resbalamiento y se puede decir que todas las fases se mueven a la misma velocidad. Sin embargo, más adelante se describirá un medidor multifásico que emplea un medidor Venturi.

Los cinco métodos encontrados en la literatura para determinar la velocidad de las fases son:

Tabla II.4 Métodos para determinar la velocidad de las fases en el flujo multifásico.²⁵

Métodos para determinar la velocidad de las fases
Medidor Venturi.
Medidores de desplazamiento positivo.
Medidores coriolis.
Técnica de correlación cruzada
Atenuación Acústica.

A. Técnica de correlación cruzada

Consiste en determinar las dos velocidades más significantes del flujo multifásico:

- ✚ La velocidad de las burbujas grandes del gas; debido a que las burbujas grandes llevan su propia velocidad, y nos ayudan a determinar la velocidad del gas.
- ✚ La velocidad de las burbujas pequeñas del gas; porque al estar inmersas en la fase líquida, se mueven a la misma velocidad que el petróleo y agua.

La correlación cruzada es una técnica que compara señales que describen el comportamiento similar de una determinada propiedad. Estas señales son recogidas por dos pares de electrodos, cada uno de los pares tiene su función específica y describe la variación de una misma propiedad identificada en el gas, así los electrodos de mayor tamaño son más sensibles a las burbujas de gas grandes y los electrodos pequeños serán sensibles a las burbujas de menor tamaño.

Los electrodos miden el tiempo de desfase que tienen las curvas de respuesta. La distancia entre cada electrodo es pequeña y conocida, por ello se puede considerar que la mezcla cambia muy poco con el tiempo, cuando la mezcla de líquido y gas pasa por el primer electrodo genera una señal que describe el comportamiento de una propiedad y que es almacenada por el computador de flujo; cuando la mezcla pasa por el segundo electrodo, de igual forma se genera otra señal, que describe el comportamiento de la misma propiedad pero en un tiempo diferente, por lo general la segunda señal es casi idéntica a la recogida por el primer electrodo.

Como se ha mencionado anteriormente se tienen dos pares de electrodos, por lo tanto se tienen cuatro electrodos, los cuales generarán cuatro señales que describen a la misma propiedad, sin embargo los dos electrodos grandes generarán dos señales que describen la variación de la propiedad en la fase continua de gas, mientras que los electrodos

pequeños generarán otras dos señales que describen el comportamiento de la misma propiedad pero en la fase discontinua de gas.

Un ejemplo que muestra el funcionamiento de este método se ilustra en las figuras II.12 y II.13 en las que se pueden observar las señales obtenidas como respuesta de los electrodos.

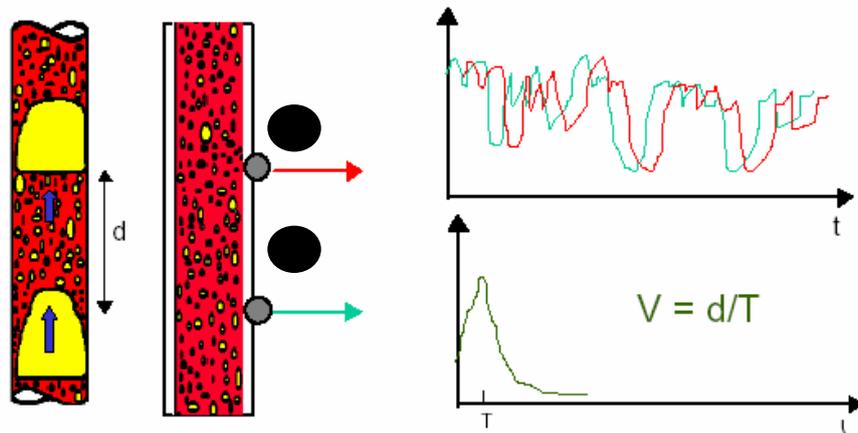


Figura II.12 Señales emitidas por los electrodos grandes en la fase continua de gas

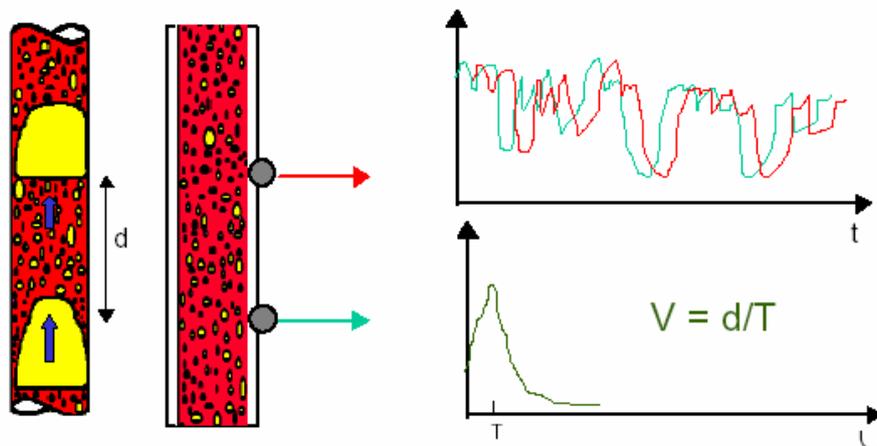


Figura II.13 Señales emitidas por los electrodos pequeños en la fase discontinua de gas.

Después de generar las cuatro señales de los dos pares de electrodos, se realiza una gráfica para cada par de señales emitidas contra tiempo, una gráfica para las dos señales emitidas por los electrodos grandes y otra grafica para las dos señales emitidas por los electrodos pequeños. Al contar con estas dos gráficas, podemos identificar para cada par de electrodos el tiempo que transcurrió entre la toma de la primera señal de la propiedad y la segunda señal. Al contar con este tiempo y al conocer la distancia entre cada electrodo podemos determinar la velocidad de la fase continua del gas y conocer la velocidad de la fase discontinua del gas que viene inmersa en el aceite, por lo tanto podemos decir que se conoce la velocidad del gas y la velocidad de la fase líquida.

B. Técnica que emplea un medidor Venturi

Un medidor Venturi es de mucha utilidad cuando se tienen fracciones de gas mayores al 85%. Bajo estas condiciones la técnica de correlación cruzada no funciona con precisión debido al flujo anular que se forma, donde todo el gas se acumula en el centro de la tubería y el líquido se distribuye a lo largo de las paredes de la tubería. Debido a esta situación, no habrá suficientes burbujas de gas, grandes o pequeñas, para que la medición de velocidad por correlación cruzada identifique las velocidades, así, a pesar de dichas condiciones el medidor Venturi puede trabajar apropiadamente.

La presión diferencial a lo largo del Venturi es proporcional a la energía cinética de una mezcla que pase a través del mismo; de este modo la curva de respuesta del Venturi está relacionada a la masa de la mezcla y a su velocidad. Esto es posible debido a que el medidor de Venturi es colocado inmediatamente aguas abajo de un acondicionador de flujo. Aquí, la mezcla multifásica puede ser tratada como un fluido en una sola fase con propiedades de mezcla equivalentes, y las relaciones estándares de Venturi pueden ser aplicadas.

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

$$Q_{total} = C \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho_{mezcla}}}, \quad (II. 16)$$

Dónde:

- Q_{total} Gasto total del flujo (mezcla).
- Δp Presión diferencial en el medidor Venturi.
- C Coeficiente de Venturi.
- ρ_{mezcla} Densidad de la mezcla, obtenida con el método de rayos gamma.

La densidad de la mezcla se define por:

$$\rho_{mezcla} = OV F \rho_o + WV F \rho_w + GV F \rho_g, \quad (II. 17)$$

Dónde:

- ρ_o Densidad del aceite que fluye.
- ρ_g Densidad del gas que fluye.
- ρ_w Densidad del agua que fluye.
- OVF Fracción volumétrica de petróleo.
- WVF Fracción volumétrica de agua.
- GVF Fracción volumétrica de gas.

Presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del Venturi pueden causar que el gasto de flujo calculado sea más bajo que el verdadero, y con presiones diferenciales mayores se obtienen gastos de flujo, pero con incertidumbres demasiado altas.

Un medidor tipo Venturi se basa en dos tomas de presión aguas arriba y aguas respecto a un tubo de Venturi, provoca cambios en la presión de la corriente debido a una reducción gradual del diámetro. La figura II.14 ilustra el funcionamiento de un Venturi.

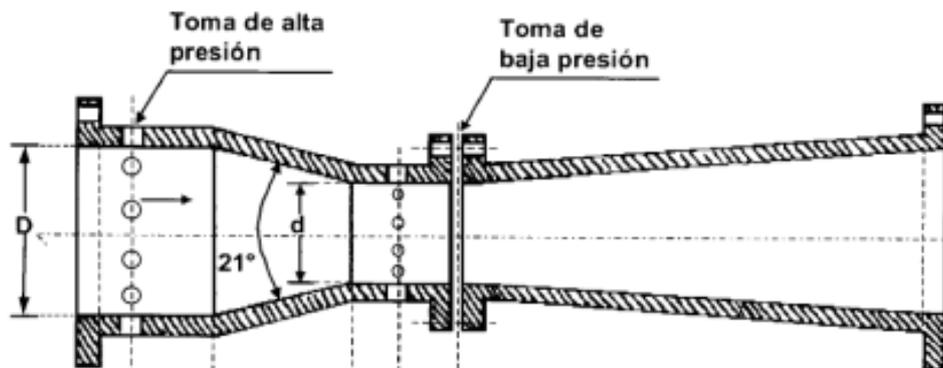


Figura II.14 Medidor Venturi.

Fracción de las fases

La otra característica importante que se debe considerar para la determinación de los flujos en una corriente multifásica es la fracción de fluido relacionada a cada fase. Para encontrar estas fracciones se recurre a diversos métodos, los cuales consideran la variación de algunas de las propiedades de los fluidos.

Si bien en este trabajo sólo se describe el método de absorción de rayos gamma en la literatura se encontraron principalmente 6 métodos²⁵ usados para determinar las fracciones de cada fase. Dichos métodos se enlistan en la tabla II.5:

Tabla II.5 Métodos para determinar la fracción que ocupa cada fase en una tubería, en el flujo multifásico.²⁵

Composicion
Capacitancia.
Conductividad e inductividad
Microondas.
Infrarrojos.
Dual venturi.
Absorción de rayos gamma.

Absorción de rayos gamma

La radiación gamma es parte del espectro electromagnético, la energía asociada a ésta la ubica en el grupo de la radiación ionizante. Esto indica que las ondas electromagnéticas tienen una alta frecuencia, lo que hace que los rayos gammas tengan mayor facilidad de penetrar a la mayoría de los materiales, excepto algunos como el concreto. En su transporte a través de la materia los rayos gamma experimentan varios procesos que producen una reducción en su intensidad. Es decir, la intensidad de radiación que entra a cualquier material es mayor que la intensidad que sale, a este fenómeno se le denomina atenuación de los rayos gamma.

La radiación electromagnética es asociada generalmente a la transmisión de energía sin que haya transmisión de masa, ésta se lleva a cabo mediante la transmisión de partículas que concentran su energía pero que no tienen masa y que son llamados fotones. Son producidos por cargas eléctricas en movimiento y las cargas eléctricas producen simultáneamente fuerzas eléctricas y magnéticas que se propagan en el espacio a la velocidad de la luz como ondas electromagnéticas.

El rayo gamma contiene distintos niveles de energía, por lo tanto interactúa de distintas formas con la materia, pudiendo presentarse tres efectos:

- 1) Efecto Fotoeléctrico. Este efecto se presenta cuando un fotón de baja energía choca con un electrón, al chocar el fotón con el electrón se presenta una transferencia de energía lo cual provoca que el fotón desaparezca y el electrón salga disparado del átomo.

- 2) Efecto Comptón. Este efecto se presenta cuando un fotón de energía intermedia choca con un electrón, al chocar el fotón con el electrón se presenta una transferencia de energía lo cual provoca que disminuya la energía del fotón sin desaparecer, pero cambiando su dirección. Mientras que el electrón sale disparado con la energía que le trasmitió el fotón.

- 3) La producción de pares. Sólo es posible con fotones cuya energía sea superior a 1,02 megaelectronvoltios (MeV). (Sin embargo, cerca de 1,02 MeV, el efecto Comptón predomina todavía. La producción de pares predomina con energías más altas.). El fotón desaparece, y en su lugar aparece una pareja electrón-positrón (este fenómeno sólo ocurre en la proximidad de un núcleo, por consideraciones de conservación del momento cinético y de la energía).

Con un fotón dado puede ocurrir cualquiera de estos supuestos. La energía del fotón y el material con el que interactúa determinan qué interacción es la más probable. Estos efectos se ilustran en la figura II.15.

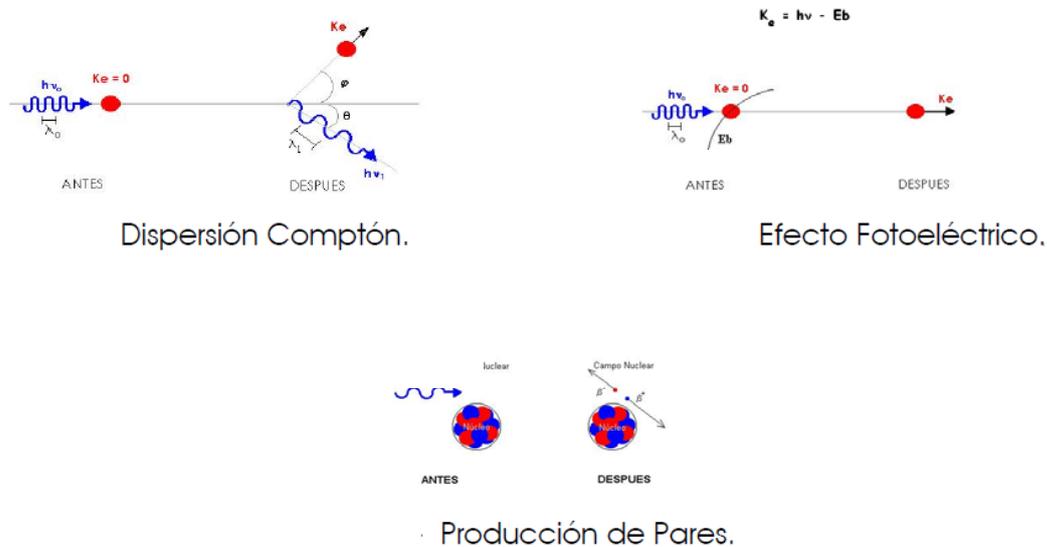


Figura II.15 Efectos bajo los cuales interactúan los fotones con la materia.

A. Atenuación de los rayos gamma

Supóngase que se envía un haz delgado de intensidad I_0 compuesto por varios rayos gamma con distintos tipos de nivel de energía sobre un material de espesor X y con cierta densidad, y se coloca detrás de éste un detector, como lo muestra la figura II.16. En el material, cada rayo gamma será atenuado por las tres interacciones ya mencionadas, llegando al detector sólo la cantidad I , menor que I_0 .

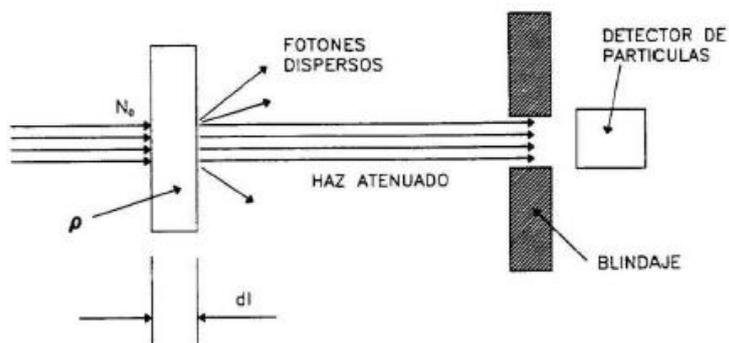


Figura II.16 Atenuación que sufre un haz gamma al interactuar con un material.

Para cuantificar la intensidad de los rayos gamma que llegan a un detector, deben considerarse el tipo de material o fluido que será atravesado, la densidad del material o fluido, la interacción que tendrá con el material o fluido (coeficiente de atenuación másico) y el comportamiento que tendrá la intensidad del rayo gamma al atravesar un material o fluido, este comportamiento tiene un comportamiento exponencial como el que se ilustra en la figura II.17.

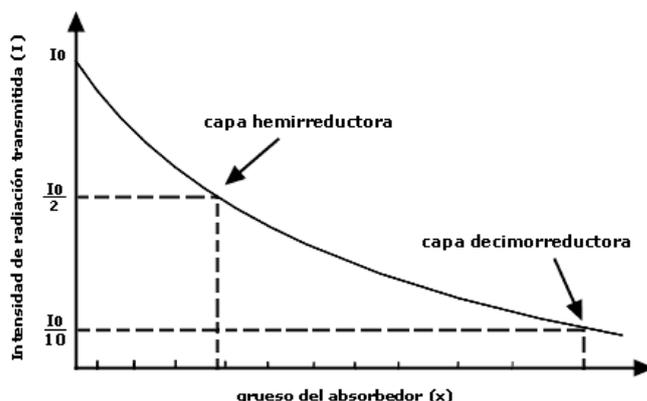


Figura II.17 Curva exponencial de atenuación de rayos gamma.

Matemáticamente la atenuación que sufre un rayo gamma puede expresarse de la siguiente manera:

$$N = N_0 e^{-x\rho\mu}, \tag{II.18}$$

Dónde:

- N Cantidad de radiación que llega al detector.
- N_0 Cantidad de radiación que es emitida por la fuente radioactiva a un determinado nivel de energía.
- X Espesor del material.
- ρ Densidad del material penetrado.
- μ Coeficiente de atenuación másico del material penetrado a un cierto nivel de energía.

El coeficiente de atenuación másico es un coeficiente que indica la cantidad de radiación electromagnética absorbida por unidad de masa superficial; es decir, establece cuantos fotones se perderán considerando uno o más efectos de interacción de los rayos gamma. Depende del nivel de energía con el que sean mandados los fotones y de la densidad del material. Tiene como unidades $\left(\frac{\text{cm}^2}{\text{g}}\right)$.

Este coeficiente de atenuación másico, se obtiene dividiendo el coeficiente de atenuación lineal entre la densidad del material que está traspasando.

El coeficiente de atenuación lineal indica la cantidad de radiación electromagnética que será absorbida por unidad de longitud. Se obtiene multiplicando el número de átomos por cm^3 del material por el espectro de absorción en cm^2 , midiéndolo en (cm^{-1}) . El espectro de absorción de un material muestra la fracción de la radiación electromagnética incidente que un material absorbe dentro de un rango de frecuencias. Cada elemento químico posee líneas de absorción en algunas longitudes de onda, hecho que está asociado a la diferencia de energía de sus distintos orbitales atómicos. De hecho, se emplea el espectro de absorción para identificar los elementos componentes de algunas muestras, como líquidos y gases; más allá, se puede emplear para determinar la estructura de compuestos orgánicos.

El coeficiente de atenuación másico sólo es proporcionado cuando interaccionan partículas ionizantes no cargadas (fotones y neutrones) con la materia y es una constante que es proporcionado para cada tipo de radiación, energía y tipo de material.

Por ejemplo, el coeficiente de atenuación másico del plomo se muestra en la figura II.18, en la que se representa la influencia de cada uno de los tres efectos sobre el coeficiente.

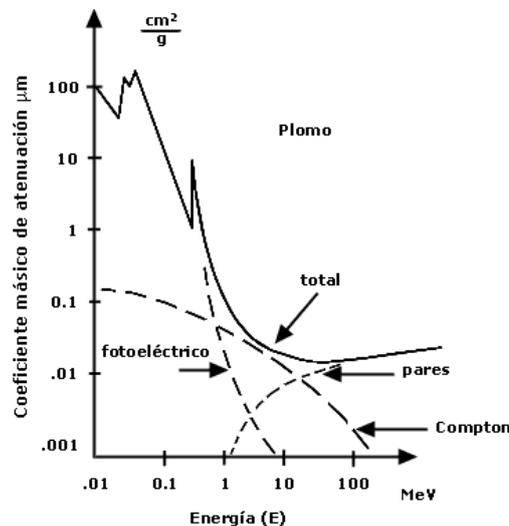


Figura II.18 Coeficiente másico de atenuación de rayos gamma en plomo.

B. Obtención de las fracciones que ocupa cada fase

Para poder identificar las fracciones que ocupan el aceite, gas y agua en una determinada tubería cuando se tiene un flujo multifásico se debe tomar como base la atenuación que sufren los rayos gamma; sin embargo en este caso se debe determinar la atenuación que sufre un rayo gamma.

Cuando se tiene un flujo multifásico compuesto por tres diferentes tipos de fluidos y se desea determinar qué fracción de la tubería ocupa cada uno de los fluidos mediante el método de rayos gamma dual se sigue el siguiente procedimiento:

- 1) Se identifica el número de rayos gamma con sus respectivos niveles de energía que componen al haz de la fuente emisora; en algunos casos se usa Bario 133 como fuente emisora, la cual manda un haz compuesto por tres rayos gamma con tres distintos niveles de energía 32, 81 y 356 Kiloelectronvoltios (KeV).
- 2) Después de haber identificado los rayos gamma con sus niveles de energía, se establecen las ecuaciones que representan las atenuaciones que sufrirán dos de los rayos gamma que componen el haz cuando atraviesen al flujo. De igual forma se establece la ecuación que representa que los tres fluidos ocupan toda la garganta de la tubería, considerando la suma de las tres fracciones volumétricas.

En este caso se selecciona una fuente cuyos niveles de energía sean de 32 [KeV] y 81 [KeV] y se establece un sistema de ecuaciones del cual se pueden obtener las fracciones.

$$N_{32} = N_0 e^{-x(\rho_o \mu_o f_o + \rho_w \mu_w f_w + \rho_g \mu_g f_g)}, \quad (II. 19)$$

$$N_{81} = N_0 e^{-x(\rho_o \mu_o f_o + \rho_w \mu_w f_w + \rho_g \mu_g f_g)}, \quad (II. 20)$$

$$f_o + f_w + f_g = 1, \quad (II. 21)$$

Dónde:

- N_{32} Cantidad de radiación que es detectada con un nivel de energía de 32 KeV.
- N_{81} Cantidad de radiación que es detectada con un nivel de energía de 81 KeV.
- N_0 Cantidad de radiación que es emitida por la fuente radioactiva a un determinado nivel de energía (32 KeV o 81 KeV).
- ρ_o Densidad del aceite.
- ρ_g Densidad del gas.
- ρ_w Densidad del agua.

μ_o	Coeficiente de atenuación másico del aceite para cada nivel de energía.
μ_g	Coeficiente de atenuación másico del gas para cada nivel de energía.
μ_w	Coeficiente de atenuación másico del agua para cada nivel de energía.
x	Longitud de paso.
f_o	Fracción volumétrica de petróleo.
f_w	Fracción volumétrica de agua.
f_g	Fracción volumétrica de gas.

Del sistema anterior se conoce:

- ‡ Radiación que emite la fuente de Bario a un nivel de energía de 32 [KeV] y 81 [KeV].
- ‡ Radiación que se recibe en el detector a los dos niveles de energía.
- ‡ Las densidades de los fluidos.
- ‡ El diámetro de la tubería.
- ‡ Los coeficientes de atenuación para cada fluido, que están en función de la composición química. Los coeficientes de atenuación másica para aceite y gas (Hidrocarburos) no son afectados por la presión o la temperatura y son estables durante la vida de un campo petrolero, mientras que para el agua es dependiente de su salinidad así que puede variar.

Llevando las ecuaciones que definen la radiación detectada para cada nivel de energía (ecuaciones II.19, II.20 y II.21) a su forma logarítmica se encuentra un sistema de 3 ecuaciones lineales con las 3 fracciones de las fases como incógnitas. El sistema queda definido en la ecuación II.22:

$$\rho_o \mu_o f_o + \rho_w \mu_w f_w + \rho_g \mu_g f_g = \frac{\ln\left(\frac{N_{32}}{N_o}\right)}{-x}, \quad (II.22)$$

$$\rho_o \mu_o f_o + \rho_w \mu_w f_w + \rho_g \mu_g f_g = \frac{\ln\left(\frac{N_{81}}{N_o}\right)}{-x}, \quad (II.23)$$

$$f_o + f_w + f_g = 1, \quad (II.24)$$

Cuando se tenga el caso de que el flujo multifásico se compone sólo por dos distintos fluidos, se plantea un solo par de ecuaciones, una que represente la atenuación que sufrirá sólo un rayo gamma y otra que represente sólo las dos fracciones respecto al total. Es decir se plantea un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas.

Medidor multifásico tipo Vortex

Aunque no son muy comunes, existen en el mercado medidores de flujo multifásico que combinan dos de los métodos mencionados anteriormente para determinar el flujo de cada una de las fases.

En esta tesis la atención se centra en los medidores multifásicos más comúnmente utilizados en la región sur, que en este caso es el medidor Vortex.

Debido a las restricciones de los separadores de prueba convencionales se han desarrollado nuevas tecnologías para realizar mediciones de pozos en donde se presenten corrientes multifásicas. Este medidor de flujo multifásico es aplicable a pruebas móviles, instalaciones permanentes y optimización de operaciones de levantamiento artificial.

Este tipo de medidor utiliza una sección Venturi para realizar la medición de los gastos de flujo másico debido a su simplicidad. De igual forma utiliza un dispositivo de rayos gamma espectrales de energía dual para medir el flujo másico total, al igual que las fracciones de petróleo, gas y agua.



Figura II.19 Transporte de un medidor Vortex.

Partes del medidor Vortex

El medidor al ser un elemento compacto (1.5 [m] ancho x 1.65 [m] largo x 1.77 [m] altura, Peso total: 1700 kg) hace que sus elementos también lo sean, pero poseen un diseño único que hace efectiva su operación y mantenimiento, todos los componentes son elaborados en acero inoxidable a excepción de la fuente radioactiva y el receptor.

Los componentes internos de la parte radioactiva del medidor son:

Ventanas de cerámica: Estas ventanas están colocadas en la parte interna de la garganta de la sección Venturi y viene tanto para la fuente radioactiva como para el detector, la línea de vista entre las dos se conoce como camino de radiación. Su objetivo es impedir que el fluido de formación ingrese a estos dos elementos, además están elaboradas con una cubierta de níquel que las protege del H₂S.

Carcasas de titanio: Estas carcasas están elaboradas de titanio para impedir que los rayos gamma de la fuente tomen varias direcciones, y por lo tanto que dirijan su señal a un solo punto en el detector.

Colimador: Este elemento se encuentra en el detector y sirve para enviar los rayos gamma al cristal receptor sin pérdida de señal.

Cristal detector: Es un cristal químico electrónico, que recibe los rayos gamma y emite la señal por medio del cable de transmisión al computador.

Cable de transmisión: Es un cable electrónico que transmite las señales que envía el detector inteligente hacia el cerebro del computador para interpretar los datos obtenidos. Estas partes quedan mejor ilustradas en la figura II.20.

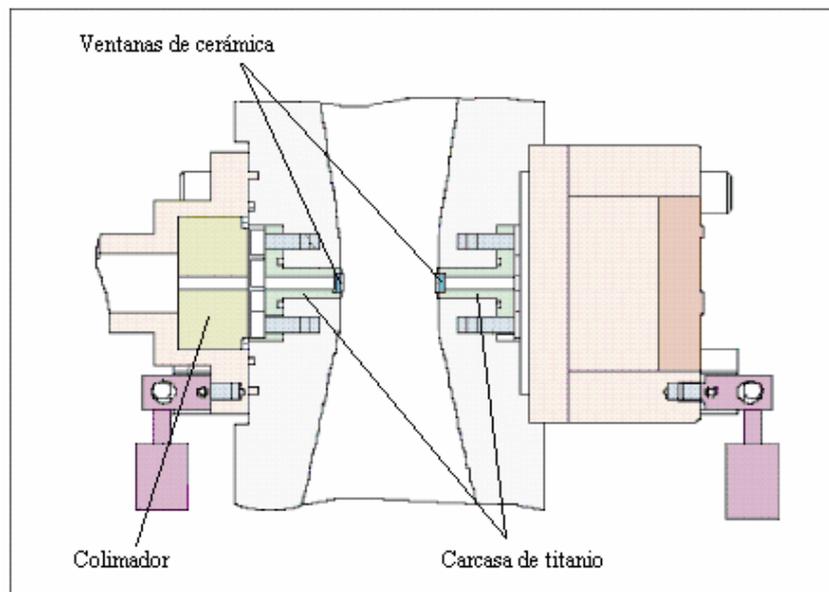


Figura II.20 Partes internas del medidor Vortex.

Los componentes externos más importantes del medidor son:

Sección Venturi: Es una sección de tubería que posee una restricción de diámetro y es la que produce el diferencial de presión en la línea del medidor, en la garganta de la sección es donde se realiza la medición del fluido.

Fuente radioactiva: Se encuentra instalada en el exterior de la garganta del Venturi. La fuente radioactiva consiste en un emisor de isótopos de Bario 133 encapsulado en una camisa de plomo recubierta con acero inoxidable. La manipulación de la fuente radioactiva demanda de personal capacitado en manejo de elementos radiactivos y su manipulación está controlado por organismos reguladores. Una placa de identificación está colocada en la cubierta de la fuente, que indica el número de serie de la fuente, fecha de fabricación e inicio de funcionamiento.

Detector radiactivo: El detector de isótopos está ubicado en la pared exterior del tubo Venturi, en sentido opuesto a la fuente. El detector está ubicado dentro de la cubierta, la cual actúa como protección contra radiación proveniente de la fuente de Bario 133. La cobertura en la parte más próxima al tubo Venturi, es parte del cable que penetra el tubo hasta llegar a la ventana de recepción e incluye alambres para ser conectados en el contador de isótopos.

En la figura II.21 se puede apreciar un corte transversal del medidor y la distribución de las partes mencionadas.

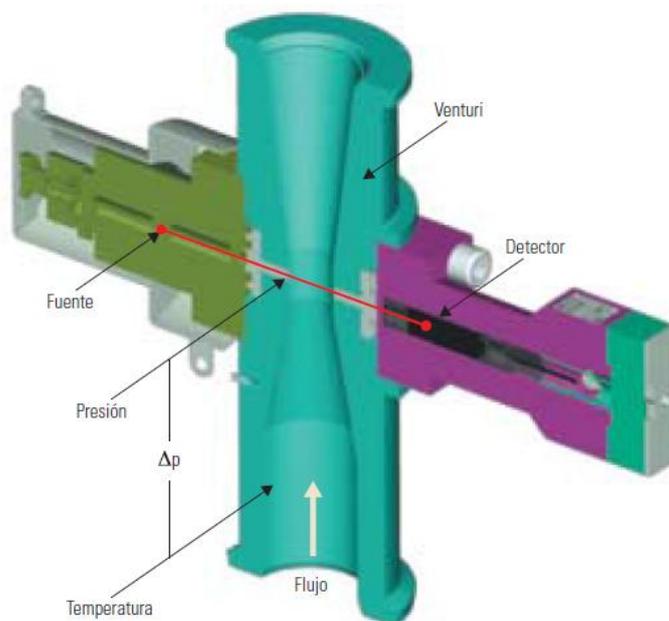


Figura II.21 Corte transversal del medidor multifásico Vortex.

Línea en U: Está línea de 5 [pg] une la sección Venturi con la línea de salida y está elaborada en acero inoxidable.

Transmisor de presión de línea (PT): El transmisor de presión de línea está instalado en la sección de medida del cuerpo del tubo Venturi, en donde el sensor del transmisor es conectado al proceso usando un tubo cuya entrada esta acoplada a la pared en la sección de medida del Venturi. Es importante señalar que este tubo debe estar lleno de un fluido no compresible y no de fluido de producción para obtener mediciones confiables. Existen dos transmisores de presión, uno aguas arriba de la garganta y el otro a la altura de la garganta.

Transmisor de temperatura: El transmisor de temperatura está instalado en la T ciega.

Transmisor de presión diferencial (DP): El transmisor de presión diferencial consiste en la unidad transmisora y dos sellos remotos. Los sellos remotos del transmisor son conectados a los puntos de alta presión y baja presión del tubo Venturi usando membranas capilares flexibles en las paredes del tubo. La unidad transmisora está unida al cuerpo del tubo Venturi. Esta medición es usada por la computadora para calcular la velocidad del flujo.

T ciega o acondicionador de flujo: Es un dispositivo encargado de mezclar el fluido de producción antes de pasar a ser medido. Debe ser fabricada de acuerdo con las características del medidor multifásico empleado. Permite al medidor multifásico ser inmune a los efectos ocasionados por los regímenes de flujos variables e impredecibles durante la medición. La T ciega además proporciona cualquier interacción con elementos de línea antes del medidor como son elementos de choque, válvulas, etc. Esta parte del medidor se puede observar en la figura II.22.

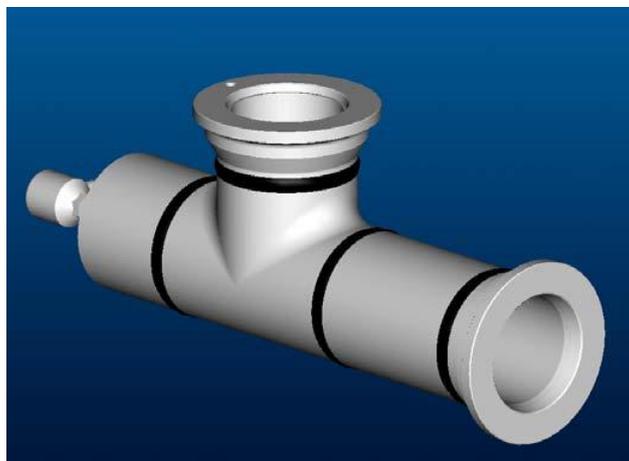


Figura II.22 T ciega o acondicionador de flujo de un medidor Vortex.

Caja de conexiones: Esta caja posee una computadora destinada a la adquisición de los datos y procesamiento de la información. Sus siglas en inglés son DAFC (data acquisition flow computer) y a ella se conectan la instrumentación, comunicación, y fuentes de poder a través de terminales dentro de la caja de conexiones.

Tomas de muestras: El medidor posee dos tomas para muestras, una de crudo y otra de gas, el toma-muestras de gas se encuentra aguas arriba de la sección Venturi y la toma de crudo está ubicada aguas debajo de la sección Venturi. Estas tomas tiene como objetivo permitir tomar una muestra del fluido de producción para conocer las características del fluido e ingresar los datos al computador ya sea manual o automáticamente según la necesidad.

Las partes del medidor quedan mejor ilustradas en la figura II.23.

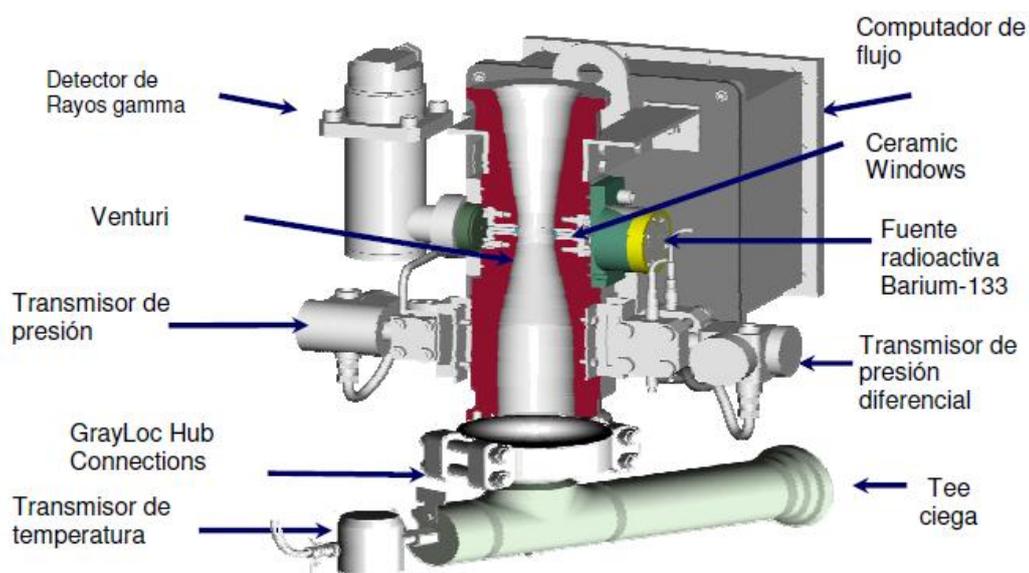


Figura II.23 Partes externas de un medidor Vortex.

Funcionamiento

El medidor es colocado en una de las tuberías de descarga, el fluido ingresa por la línea de entrada hacia la T ciega en donde el fluido tiende a formar una mezcla homogénea aguas arriba de la sección Venturi, el fluido asciende hacia la garganta y se produce un cambio de velocidad y un diferencial de presión, el cual es registrado.

A la altura en donde se ubica la garganta del medidor Venturi, se coloca una fuente radioactiva (Bario 133), la cual emite rayos gamma a tres distintos niveles de energía (bajo 32 [KeV], alto 81 [KeV] y muy alto 356 [KeV]) y un detector de radiación gamma contraponiéndose registra el conteo de la radiación de los rayos emitidos que atraviesan a la mezcla de fluidos.

Al conocer los valores de la radiación a los niveles de baja y a alta energía (32 [KeV] y 81 [KeV]) de los rayos, la radiación registrada en el detector de cada uno de los dos rayos, la densidad de los fluidos y los coeficientes de atenuación másico de cada fluido, es posible que el medidor determine la fracción que ocupa cada fase y la densidad de la mezcla, empleando el método de absorción de rayos gamma.

En la figura II.24 se muestra un medidor multifásico tipo Vortex instalado en un pozo en producción y operando.



Figura II.24 Medidor Vortex instalado en una línea de descarga.

Ventajas de los medidores de flujo multifásicos:

- ✚ Son compactos y de fácil instalación.
- ✚ No tiene partes móviles, por lo tanto no es intrusivo.
- ✚ Conexión a un sistema de procesamiento de datos para monitoreo en tiempo real.
- ✚ Bajos requisitos de mantenimiento.
- ✚ En línea, sin mezclador ni separador, mide flujo vertical.
- ✚ Sólo se requiere de tres horas para medir un pozo.

Desventajas de los medidores de flujo multifásicos:

- ✚ Debido a que miden un flujo mucho más complejo que un sistema que mide sólo una fase la incertidumbre es difícil de estimar.
- ✚ Son instrumentos complejos que requieren revisión y calibración más frecuente que la mayoría de los medidores.
- ✚ Son sensibles a las propiedades físicas de las fases.

Comparación de la medición multifásica respecto a la convencional

En la actualidad el empleo de medidores multifásicos en la industria petrolera ha tenido un crecimiento muy rápido, debido a las ventajas económicas y tecnológicas que presentan con respecto a otras tecnologías empleadas para medir corrientes de hidrocarburos. Para darnos cuenta de esta tendencia, basta decir que en la actualidad la tercera parte de las pruebas de pozos son realizadas con medidores multifásicos.

II.3 MEDICIONES ESTÁTICAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La medición estática de hidrocarburos en tanques de almacenamiento de líquidos se puede realizar de dos formas básicamente:

✚ Manual.

- Con varilla.
- Con cinta y plomada.
- Con tanques aforados.

✚ Automática.

- Con flotador.
- Con servo.
- Con medidor ultrasónico.
- Con radar.

La medición manual no requiere de instrumentos que funcionen como intermediarios entre el instrumento de medición y los valores obtenidos. Se requiere de personal capacitado para obtener las medidas reduciendo al máximo los errores asociados a su desempeño como, por ejemplo, los errores de paralaje. Este tipo de mediciones se realizan principalmente en tanques de almacenamiento que se encuentran expuestos a la atmósfera. Debido a la alta incertidumbre implícita en el proceso no se recurre a este tipo de métodos en procesos de transferencia de custodia, sin embargo es el tipo de medición más socorrida en plantas de producción debido a su practicidad y bajo costo.

Es importante mencionar que a partir de las lecturas tomadas por medios manuales se debe de contar con una relación matemática en forma de tablas o funciones que basadas en la forma del tanque que permitan obtener el volumen asociado a la medida de longitud obtenida.

La medición automática no requiere de personal que sirva como intermediario entre el instrumento de medición y la obtención del valor buscado por lo que se evita el posible error cometido por el personal. Las mediciones automáticas requieren de equipos de interfaz que reciban las señales emitidas por los medidores y las conviertan por medio de algoritmos a la magnitud asociada a la medición. Este tipo de medidores implican un mayor costo debido a que es necesario adquirir y mantener el equipo de interfaz sin; embargo, esto se compensa debido a la seguridad que brindan al prevenir el error implícito al involucrar el factor humano.

Es necesario contar con una idea de la distribución de los fluidos en un tanque de almacenamiento y de las principales partes del dispositivo, esta distribución se describe de manera general en la figura II.25.

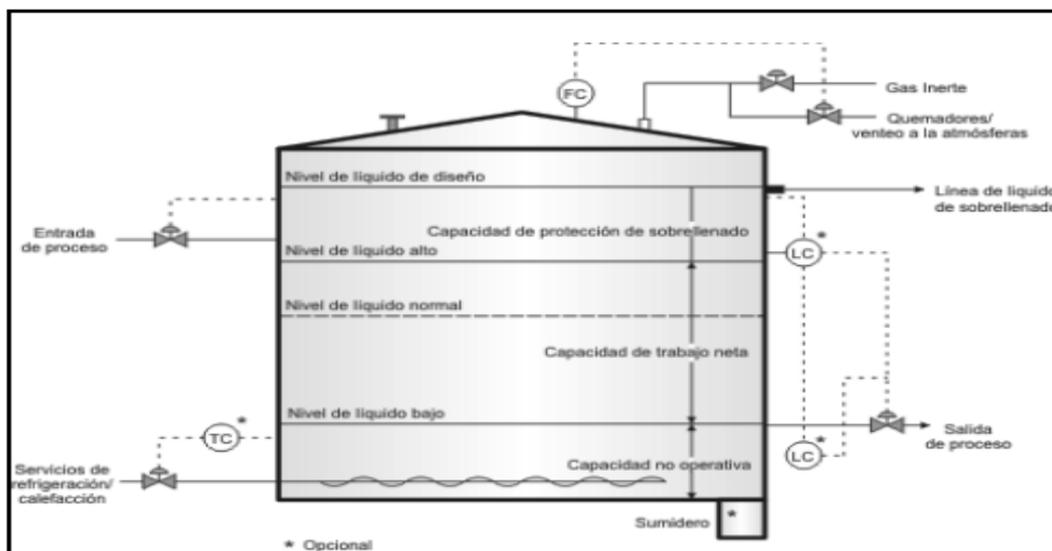
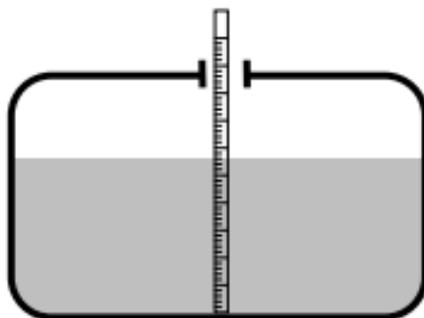


Figura II.25 Partes de un tanque de almacenamiento de petróleo.

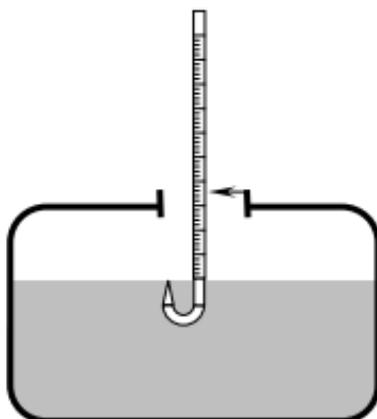
II.3.1 MANUAL CON VARILLA

Estos instrumentos consisten en una varilla o regla con la longitud graduada de forma conveniente para introducirla dentro del depósito. La determinación del nivel se efectúa por la lectura directa de la longitud mojada por el líquido, cuando la regla se introduce hasta el fondo del tanque. En el momento de la lectura el tanque debe estar abierto a presión atmosférica. El uso de la varilla se ilustra en la figura II.26.



FiguraII.26 Identificación del nivel de aceite contenido en un tanque de almacenamiento por medio de una varilla totalmente sumergida en el aceite.

Una variante de este método consiste en una varilla graduada con gancho, que se sumerge en el líquido y se levanta después hasta que el gancho rompe la superficie del líquido. En este caso la diferencia entre la distancia medida entre el gancho y la parte superior del tanque y la distancia total del tanque representa el nivel de líquido. Éste se puede usar solo cuando la superficie libre del líquido se puede ver directamente. El uso de este tipo de varillas se ilustra en la figura II.27.



FiguraII.27 Identificación del nivel de aceite contenido en un tanque de almacenamiento por medio de una varilla sumergida parcialmente.

El nivel de líquido queda determinado por:

$$h_l = h_{ref} - h_c, \quad (II. 25)$$

Dónde:

h_l Altura asociada al líquido.

h_T Altura total del tanque.

h_c Altura indicada por la varilla.

Cuando el tanque tiene una profundidad grande, entonces se hace difícil manipular la regla por su longitud, en este caso se puede sustituir la varilla por una cinta flexible al cual se le coloca un peso en la punta, formando el medidor de cinta y plomada.

II.3.2 MANUAL CON CINTA Y PLOMADA

Este tipo de mediciones emplean una cinta de acero inoxidable y una plomada, que se utilizan para determinar una cierta distancia que nos pueda indicar el nivel de líquido, ya sea crudo o agua libre, para obtener el nivel de líquido la cinta de medición puede emplearse de dos maneras:

A. Medición a fondo

Consiste en medir la distancia existente desde la plomada de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa.

El procedimiento empleado en la medición a fondo es el siguiente:

- 1) Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- 2) Conectar el polo a tierra de la cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la escotilla de medición.
- 3) Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- 4) Bajar la cinta lentamente en el crudo hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- 5) Mantener la cinta firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.
- 6) La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 [s] (Para aceites pesados, grasas o de alta viscosidad se requiere una duración de 1 - 5 [min]).

- 7) Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta y posteriormente se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
- 8) Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, escribir el corte continuo y claro como el nivel oficial de agua medido.
- 9) Repetir el procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 [mm].

Este método queda ilustrado en la figura II.28.

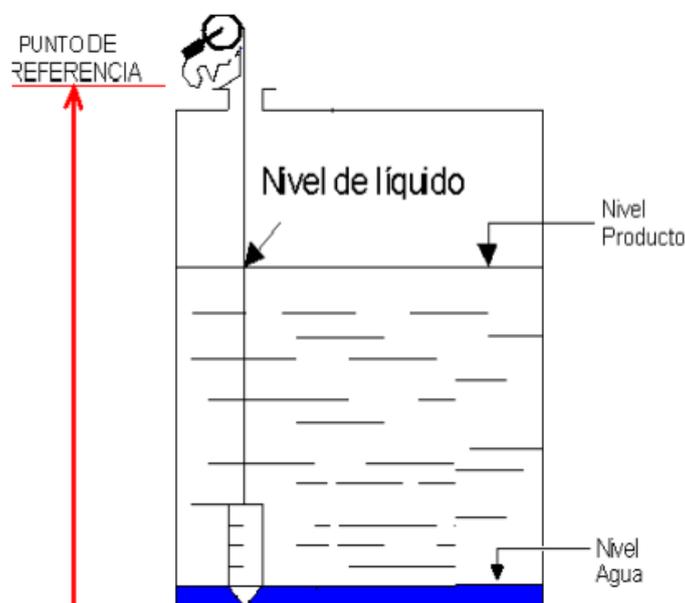


Figura II.28 Identificación del nivel de aceite contenido en un tanque de almacenamiento empleando una plomada totalmente sumergida.

B. Medición al vacío

Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta alguna marca de referencia en el tope del tanque. La longitud asociada a la cantidad de líquido en el tanque se obtiene por medio, restando a la altura total del tanque la distancia que indica la cinta desde la superficie del líquido hasta el tope mismo del recipiente.

El procedimiento empleado en la medición al vacío es el siguiente:

- 1) Conectar el polo a tierra de la cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la escotilla de medición.

- 2) Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- 3) Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 [cm]).
- 4) Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- 5) Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
- 6) Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
- 7) Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 [mm].
- 8) Por último se procede a calcular la altura del producto en la siguiente forma:

$$h_l = h_{ref} - h_c, \quad (II.26)$$

Dónde:

h_l Altura asociada al líquido.

h_{ref} Altura total de referencia.

h_c Altura indicada por la cinta.

En la figura II.29 se ilustra este método para determinar el nivel de líquido en un tanque de almacenamiento.

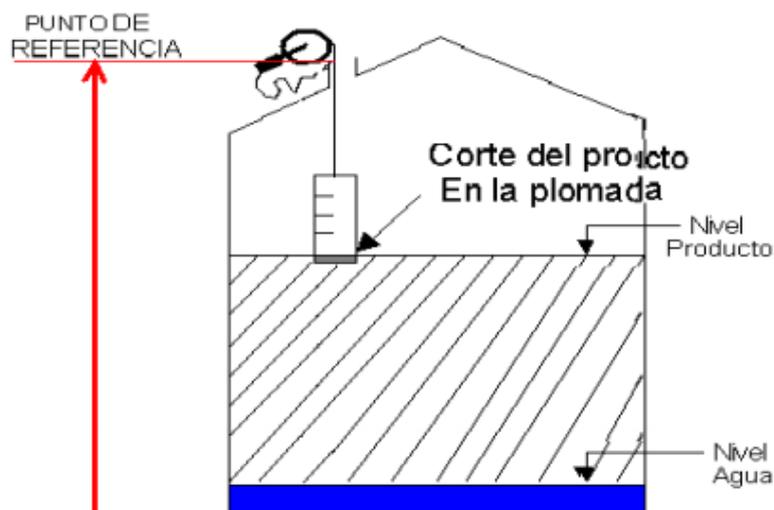


Figura II.29 Identificación del nivel de aceite contenido en un tanque de almacenamiento empleando una plomada parcialmente sumergida.

II.3.3 MANUAL CON TANQUES AFORADOS

Existe un método de medición por medio del cual se agregan puntos de referencia en los tanques almacenadores que indiquen un cierto nivel de líquido, a este tipo de tanques que poseen dichas indicaciones de manera explícita se les llama tanques aforados.

Para que un tanque pueda ser aforado se debe primero probar que la capacidad máxima de almacenamiento distorsionará su geometría y con ello el volumen asociado a cada punto de aforo. Para ello se debe llenar el tanque de almacenamiento con un fluido cuya densidad sea cuando menos igual a la del fluido que almacenará. Comúnmente se almacena agua en la totalidad del tanque durante 24 horas para comprobar lo anterior.

El aforo del tanque se puede realizar utilizando diversos instrumentos:

- ✚ Otros métodos manuales de medición estática.
- ✚ Medidores de flujo dinámico con elevada certidumbre.

Una vez indicados los puntos de referencia en el tanque se debe construir una tabla de aforo que permita relacionar los niveles señalados con el volumen asociado. La figura II.30 muestra un ejemplo de este tipo de tablas de aforo.

FONDO			CILINDRO PRINCIPAL								FRACCIONES	
NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN
cm	Bls	Bls / mm	cm	Bls	cm	Bls	cm	Bls	cm	Bls	cm	Bls
0	1,38		6	50,00	240	2.737,32	480	5.493,62	720	8.250,10	960	11.007,33
0,1	1,48	0,13	10	95,94	250	2.852,16	490	5.608,47	730	8.364,96	970	11.122,21
0,9	3,70	0,28	20	210,78	260	2.967,01	500	5.723,32	740	8.479,83	980	11.237,07
1,7	7,85	0,52	30	325,62	270	3.081,86	510	5.838,17	750	8.594,72	990	11.351,92
2,7	15,44	0,76	40	440,47	280	3.196,70	520	5.953,03	760	8.709,61	1.000	11.466,76
4,6	34,29	0,99	50	555,31	290	3.311,55	530	6.067,88	770	8.824,49	1.010	11.581,61
6,0	50,00	1,12	60	670,15	300	3.426,39	540	6.182,73	780	8.939,38	1.020	11.696,46
			70	784,99	310	3.541,24	550	6.297,59	790	9.054,26	1.030	11.811,31
			80	899,84	320	3.656,09	560	6.412,44	800	9.169,15	1.040	11.926,15
			90	1.014,68	330	3.770,93	570	6.527,30	810	9.284,04	1.050	12.041,00
			100	1.129,52	340	3.885,78	580	6.642,15	820	9.398,92	1.060	12.155,85
			110	1.244,36	350	4.000,62	590	6.757,00	830	9.513,81	1.070	12.270,69
			120	1.359,21	360	4.115,47	600	6.871,86	840	9.628,69	1.080	12.385,54
			130	1.474,05	370	4.230,31	610	6.986,71	850	9.743,58	1.090	12.500,39
			140	1.588,89	380	4.345,16	620	7.101,56	860	9.858,47	1.100	12.615,24
			150	1.703,74	390	4.460,01	630	7.216,42	870	9.973,35	1.110	12.730,08
			160	1.818,58	400	4.574,85	640	7.331,27	880	10.088,24	1.120	12.844,93
			170	1.933,42	410	4.689,70	650	7.446,13	890	10.203,12	1.130	12.959,78
			180	2.048,26	420	4.804,54	660	7.560,98	900	10.318,01	1.140	13.074,62
			190	2.163,11	430	4.919,39	670	7.675,83	910	10.432,90	1.150	13.189,47
			200	2.277,95	440	5.034,24	680	7.790,69	920	10.547,78	1.160	13.304,32
			210	2.392,79	450	5.149,08	690	7.905,54	930	10.662,67	1.170	13.419,17
			220	2.507,63	460	5.263,93	700	8.020,39	940	10.777,55	1.180	13.534,01
			230	2.622,48	470	5.378,77	710	8.135,25	950	10.892,44	1.190	13.648,86

TANQUE CILINDRICO VERTICAL SOLDADO		
ALTURA DE REFERENCIA, m	DATO	
CAPACIDAD NOMINAL, bls	DATO	
DIAMETRO DEL CILINDRO, m	DATO	
ALTURA EFECTIVA, m	DATO	
ESFUERZO POR CABEZA DE LÍQUIDO, GRAV API A 60 °F	DATO	
TEMPERATURA BASE DE LÁMINA, °F	DATO	
TIPO DEL TECHO	DATO	
TIPO DEL FONDO:	DATO	

INCERTIDUMBRE ESTIMADA	
FACTOR DE COBERTURA	2,0
NIVEL DE CONFIANZA	95%
INCERTIDUMBRE EXPANDIDA	0,xx%

La aplicación del nivel de la tabla es para medir a fondo. La calibración del tanque y los cálculos fueron realizados según la Norma API MPMS Capítulo 2, Sección 2A "Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method" Primera Edición, febrero de 1995, reafirmada febrero de 2007 y Sección 2B, "Optical Reference Line Method" Primera Edición, marzo 1999, reafirmada diciembre de 2007.

Figura II.30 Ejemplo de una tabla de aforo.

II.3.4 AUTOMÁTICA CON FLOTADOR

Utilizado como referencia para la medición manual con cinta, este sistema consiste en un flotador que se sumerge en el nivel del líquido y se mueve hacia arriba y hacia abajo con los cambios en el nivel; este movimiento del flotador puede ser transformado por diversos medios, en el exterior del tanque, en una acción de indicación, registro o control.

La conexión puede ser:

- ⚡ Directa: Flotador con cinta o cadena.
- ⚡ Magnética.
- ⚡ Hidráulica: Flotador acoplado hidráulicamente.

Flotador con cinta o cadena

Se utiliza cuando el nivel del recipiente se desea indicar localmente sobre una escala. Está compuesto por un flotador, un cable, poleas, una escala y un indicador. El flotador está conectado por medio de un cable, a través de un sistema de poleas a un peso con una aguja indicadora, la cual indica sobre una escala previamente calibrada el nivel del recipiente. Es de hacer notar que la indicación es inversa, es decir, si el recipiente está lleno el indicador estará en la parte más baja de la escala y si está vacío, en la parte más alta. Se usan en tanques generalmente cerrados a presión atmosférica y para mediciones de nivel en un río con la finalidad de obtener el flujo del mismo. Este método se ilustra en la figura II.31.

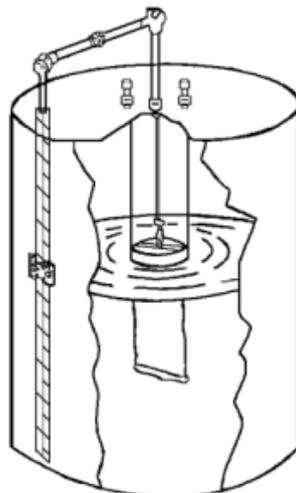


Figura II.31 Flotador con cadena instalado en un tanque de almacenamiento.

Flotador acoplado magnéticamente

El flotador (imán) se desliza exteriormente a lo largo de un tubo guía sellado, situado verticalmente en el interior del tanque. Dentro del tubo, una pieza magnética sigue al flotador en su movimiento y mediante un cable y un juego de poleas arrastra el índice de

un instrumento situado en la parte superior del tanque. El instrumento puede además ser transmisor neumático o eléctrico. El funcionamiento de este tipo de medidores queda ilustrado en la figura II.32.

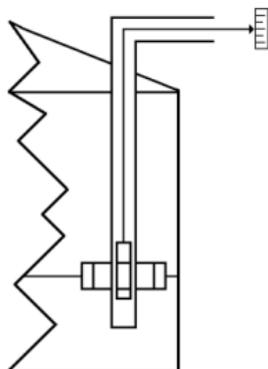


Figura II.32 Flotador acoplado magnéticamente instalado en un tanque de almacenamiento.

Flotador acoplado hidráulicamente

El movimiento del flotador actúa sobre un fuelle de tal modo que varía la presión de un circuito hidráulico y señala en el receptor el nivel correspondiente. Se usa en aplicaciones bajo presión y tiene la facilidad del control directo del proceso de ser necesario. El flotador se debe construir de tal manera que flote dentro del material. Esto significa que la densidad del flotador debe ser inferior al del material que lo sostiene. Es el modelo más antiguo y el más utilizado en tanques de gran capacidad. Tiene el inconveniente de que las partes móviles están expuestas al fluido y pueden romperse, además el flotador debe mantenerse limpio.

Hay que señalar que en estos instrumentos, el flotador puede tener formas muy variadas y estar formado por materiales muy diversos según el tipo de fluido.

Los instrumentos de flotación tienen una precisión del 0,5%, son adecuados para tanques abiertos o cerrados a presión o a vacío, y son independientes del peso específico del líquido.

El mecanismo empleado por este tipo de medidores se ilustra de la siguiente manera:

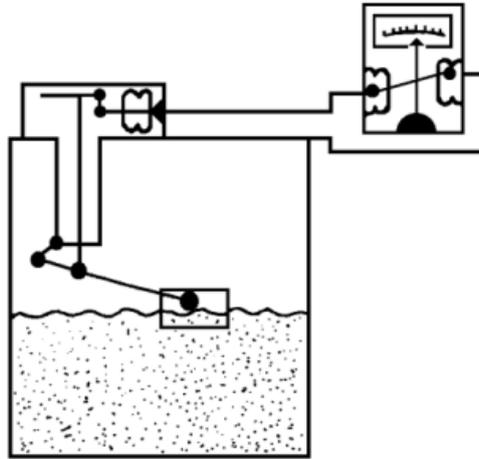


Figura II.33 Flotador hidráulico instalado en un tanque de almacenamiento.

II.3.5 AUTOMÁTICA CON SERVO

El principio de medición del servo está basado en la ley de Arquímedes, que dice lo siguiente:

“Un cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido, recibe un empuje de abajo hacia arriba igual al peso del volumen de fluido desalojado por el objeto.”¹⁰

Los equipos de medición de nivel tipo servo representan una mejora considerable frente a los instrumentos basados en flotador. En este tipo de medidores se sustituye el flotador por un pequeño dispositivo desplazador, el cual está suspendido por un cable metálico de medición fuerte y flexible. En lugar de un motor de resorte, los medidores tipo servo utilizan un servomotor eléctrico para hacer subir o bajar el desplazador, cuyo peso y flotabilidad se mide de forma continua por medio de un ingenioso sistema de pesaje, el cual efectúa el control sobre el servo-sistema.

La transmisión del par ejercido en el tambor al tren de tracción se hace mediante un acoplamiento magnético. Con la transmisión magnética se aísla el proceso de la parte electrónica del nivel. El desplazador se mueve debido al movimiento del servomotor paso a paso.

Cuando el desplazador alcanza la superficie del líquido del tanque, la flotabilidad disminuye el peso aparente del mismo. El peso del desplazador se mide en la electrónica del servo por medio de un transductor de fuerza.

En todo momento de la operación del servo se monitorea la posición exacta del tambor y su número de vueltas, por lo que se conoce la longitud de cable desenrollado. Al conocer la posición medida (altura de referencia de medida), puede calcularse el nivel exacto de crudo.

La fricción mecánica en el servo-sistema, transmisor, indicador local y contactos de alarma no tienen ningún efecto en la sensibilidad o en la exactitud del medidor. El medidor no sólo efectúa una medida del nivel promedio bajo condiciones de turbulencia, sino que además elimina los movimientos innecesarios, reduce el desgaste y las averías, de forma que la vida operacional del medidor se ve aumentada considerablemente.

En la actualidad, estos instrumentos no sólo miden el nivel de líquido, sino que son capaces de medir la interface y la densidad del producto. En la figura II.34 se ilustra muestra un medidor tipo servo y su posición en un tanque de almacenamiento.

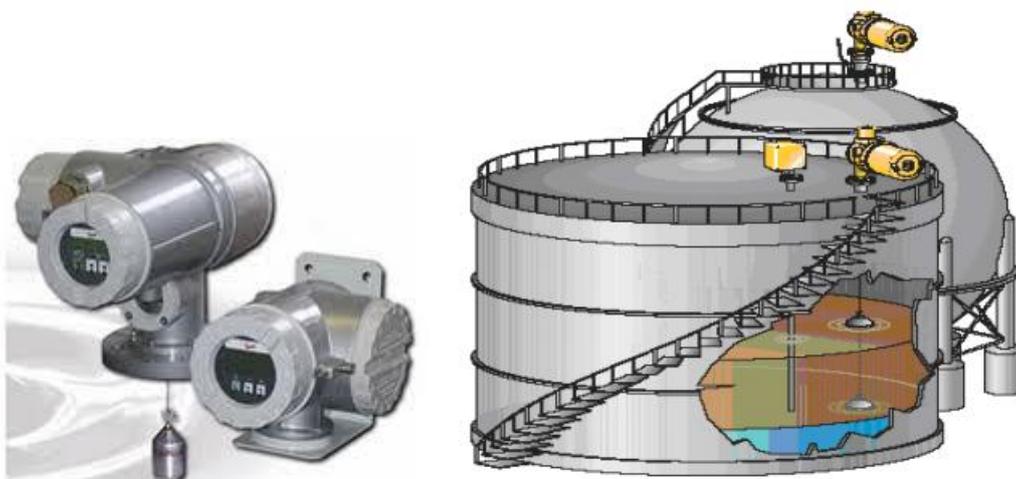


Figura II.34 Medición automática del nivel de crudo en un tanque de almacenamiento con un medidor servo.

II.3.6 AUTOMÁTICA CON MEDIDOR ULTRASÓNICO

El medidor ultrasónico es utilizado en mediciones donde no se permite el contacto del instrumento de medición con el líquido. En el medidor de nivel por ultrasonido cuando las ondas sonoras viajan en un medio que absorbe el sonido y golpean a otro tal como una pared, una partícula en el líquido, o la superficie del líquido, solamente una pequeña porción de la energía de la onda sonora penetra la barrera y el resto de la energía se refleja.

La onda sonora reflejada es un eco. El medidor de ultrasonido utiliza el principio del eco para su funcionamiento.

Sirven para todo tipo de líquidos, pero son sensibles a la densidad del fluido en el cual es transportada la onda, ya que la velocidad de propagación de la onda varía según la densidad del medio de transporte de ésta, por lo tanto el método no es conveniente para procesos en donde cambian continuamente las condiciones ambientales.

El emisor dispone de un oscilador para enviar un impulso ultrasónico a la superficie del fluido y el receptor, recibe esta señal reflejada enviando una señal del tiempo transcurrido, y por lo tanto del nivel, a un indicador. En otras palabras, el nivel se mide en función del tiempo necesario para que la señal se desplace del transmisor a la superficie del líquido y retorne al receptor.

La utilización de una computadora permite, a través de un programa, almacenar el perfil ultrasónico del nivel, y así tener en cuenta las características particulares de la superficie del líquido, tal como la espuma, con lo cual se mejora la precisión de la medida. Por otro lado, la computadora facilita la conversión del nivel a volumen del tanque para usos de inventario, y además proporciona características de auto comprobación del instrumento.

Para medición continua de nivel, los dispositivos deben ubicarse de manera tal que la señal de ultrasonido apunte directamente al material para tener así la trayectoria de medición más directa. El transmisor y el receptor pueden ubicarse juntos como un solo dispositivo pero el receptor debe estar separado del transmisor aproximadamente unas 4 [pg], de esta manera se pueden mejorar las operaciones y la confiabilidad del instrumento. Este sistema requiere de una sola entrada al tanque y normalmente consiste de un transductor piezoeléctrico.

En la medición continua la velocidad del sonido cambia con el medio en el que viajan las ondas y la temperatura.

En la figura II.35 se muestran las variantes que se pueden encontrar de una instalación con un medidor ultrasónico.

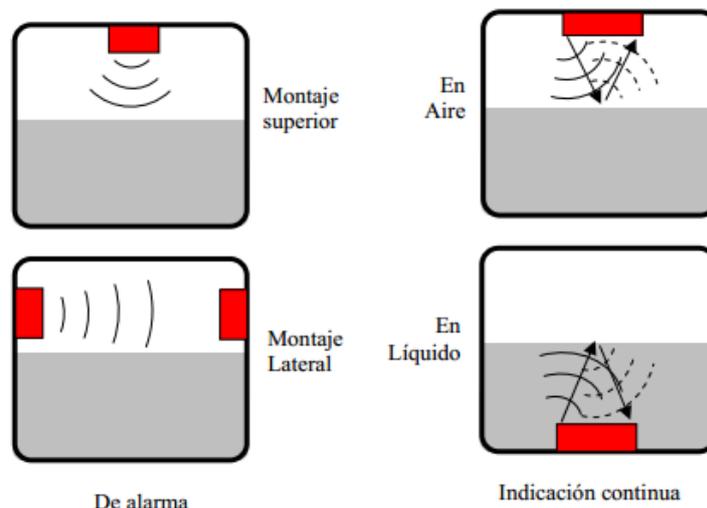


Figura II.35 Transmisión de las ondas de sonido que emplea el medidor ultrasónico en sus diferentes configuraciones.

II.3.7 AUTOMÁTICA CON MEDIDOR TIPO RADAR

El sistema de medición está formado por un módulo electrónico de microondas, una antena, sensores adicionales (principalmente sensores de temperatura) y una unidad local remota de indicación.

Lo que hace esta tecnología es enviar una señal de radar (pulsos cortos de energía electromagnética) hacia el líquido contenido en el tanque de almacenamiento. La señal de retorno presenta un retraso debido a la distancia recorrida y tiene una frecuencia diferente en relación a la señal emitida anteriormente. Esta diferencia de frecuencias es directamente proporcional a la distancia recorrida, la cual es utilizada para establecer el nivel del líquido.

Los instrumentos de radar usan microondas, generalmente que van de los 10 a 11 [GHz], a la hora de medir el nivel, detecta y mide la distancia entre el medidor de nivel (situado en la parte superior de un tanque de almacenamiento de líquido) y la superficie del líquido.

Debido mayormente a la rápida velocidad de propagación del radar (que es la velocidad de la luz en el vacío), los sistemas de radar de impulso comenzaron a abrirse camino en el campo de las mediciones de larga distancia.

Ahora las mediciones por radar están disponibles para los tanques de almacenamiento que se encuentran en las terminales, las industrias químicas y las compañías del almacenamiento independientes. No es necesario mover piezas ya que es un equipo compacto que resulta con un bajo mantenimiento que lo hace muy atractivo. Estas antenas son compactas y tienen una mejor eficacia, produciendo una exactitud excelente.



Figura II.36 Medición del nivel de aceite contenido en un tanque de almacenamiento con un medidor tipo radar.

Los medidores tipo radar se pueden emplear en tanques de almacenamiento a alta presión, sólo es necesario instalar una válvula de aislamiento entre el tanque y el instrumento, de igual manera nos pueden ayudar a determinar la interface crudo agua y la densidad del producto.

II.3.8 MEDICIÓN ESTÁTICA DE GASES

Debido a la tendencia del mercado de demandar más gas natural que el producido se ha disminuido la cantidad de tanques de almacenamiento de gas utilizados en la industria, sin embargo aún no se encuentran en completo desuso por lo que es importante mencionar cómo se puede realizar la medición de la masa contenida en un tanque de almacenamiento de gas natural.

Un volumen de gas contenido en un recipiente presenta dos características fundamentales para comprender la forma de estimar el volumen contenido en un tanque de almacenamiento. La primera de las características consideradas es que un gas contenido en cualquier recipiente aumenta su volumen hasta ocupar la totalidad del volumen del mencionado envase, si bien este principio supone la falta de gravedad representa la realidad de los recipientes utilizados en la industria debido a su escasa altitud. La segunda característica considerada es el hecho de que en cualquier punto interno del mencionado la presión es la misma en todas las direcciones. Partiendo de las anteriores consideraciones es evidente que los tanques almacenadores de gas posean forma esférica como los que se muestran en la figura II.37.

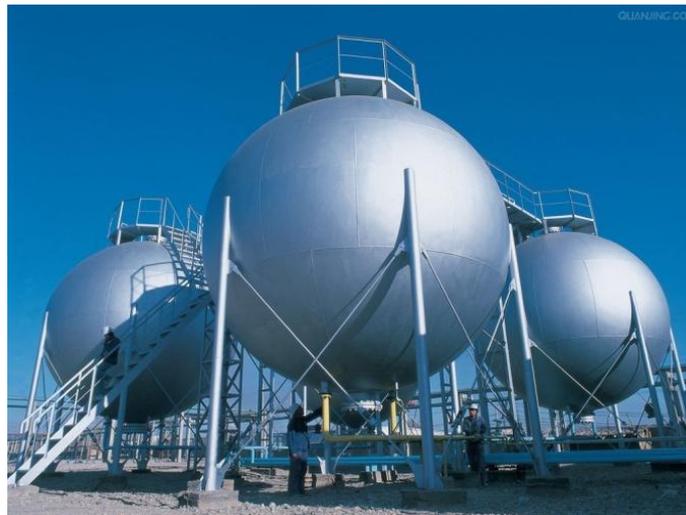


Figura II.37 Tanques presurizados esféricos para almacenamiento del gas.

Se puede conocer el contenido de cualquier depósito de gas recurriendo a ecuaciones de estado que se cumplan para el fluido almacenado. Una ecuación a la que se recurre de manera regular para explicar el comportamiento del gas natural es la ecuación de gases reales.

La ecuación de estado de gases reales⁴⁰ es:

$$PV = nRzT, \quad (II.27)$$

Dónde:

- P Presión interna del gas.
- V Volumen del gas.
- n Numero de moles del gas.
- R Constante particular del gas.
- z Factor de compresibilidad Z.
- T Temperatura.

La presión de un tanque puede ser medida por medio de un manómetro instalado en el tanque, la temperatura también puede ser medida por medio de un termopar, el volumen será el propio del tanque de almacenamiento debido a la naturaleza del gas y las constantes R y z pueden ser determinadas si se conocen los anteriores parámetros por lo que podemos conocer el numero de moles contenidos en el tanque y asociarlo a la masa de gas por medio de la siguiente relación:

$$m = \frac{M}{n}, \quad (II.28)$$

Dónde:

- M Masa molar del gas.
- m Masa del gas contenido.
- n Numero de moles del gas.

II.4 MEDICIONES DE FLUJO MÁSSICO O VOLUMÉTRICO EN INSTALACIONES SUPERFICIALES

La medición dinámica de los hidrocarburos se vale de dispositivos instalados en las tuberías que conducen el fluido hacia estaciones de almacenamiento o directamente a los puntos de transferencia de custodia. En este capítulo se abordaran únicamente algunos de los medidores más comunes y que funcionan solamente con fluidos monofásicos. En general los medidores están diseñados para un tipo específico de fluidos (líquidos o gases), sin embargo algunos de los que se presentan aquí pueden medir flujos de cualquiera de los dos tipos.

A diferencia de los dispositivos utilizados para la medición estática, los medidores dinámicos siempre trabajan por medio de una interfaz que procesa las señales y da como respuesta directa la magnitud del valor medido por lo que el trabajo del personal operador se limita a la lectura del valor medido aunque en ocasiones esta tarea no es necesaria ya que la mayoría de las interfaces tienen la capacidad de conectarse a una computadora y mostrar la información en una base de datos lista para ser utilizada por los ingenieros analistas.

Los medidores comúnmente son clasificados considerando el principio físico mediante el cual llevan a cabo las mediciones. Una clasificación comúnmente aceptada basada en los principios físicos de medición es la siguiente⁹:

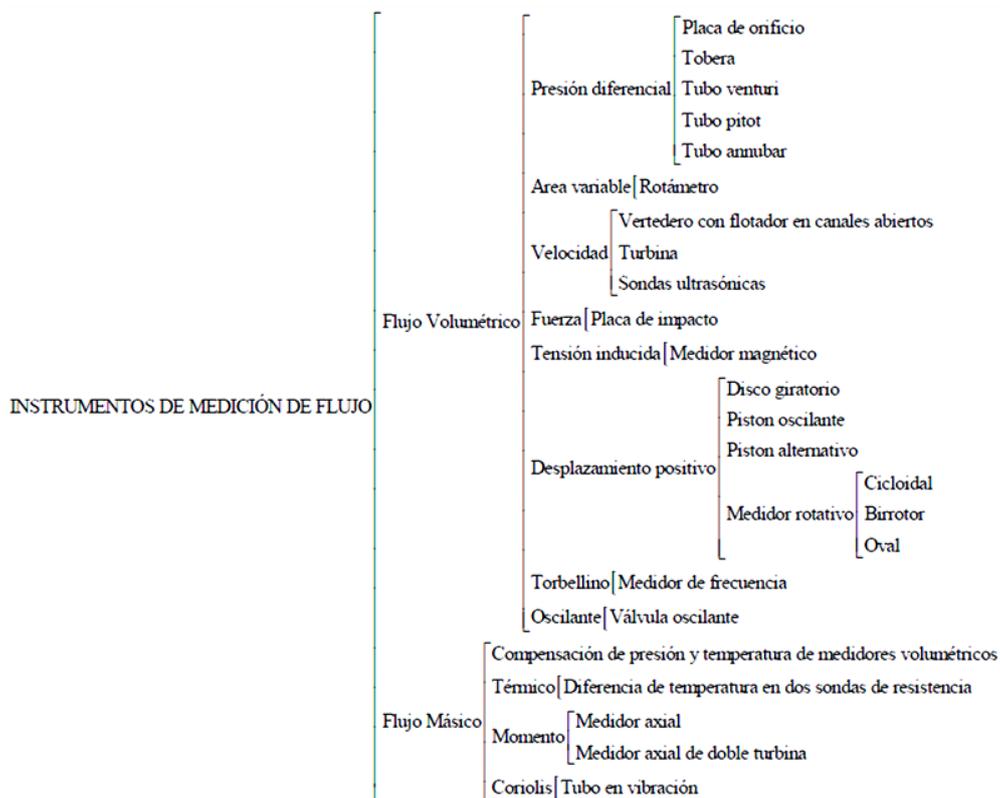


Figura II.38 Clasificación de los instrumentos de medición de volumen o masa.

Cabe hacer la aclaración de que en este trabajo se describirán solamente los medidores de flujo más comúnmente utilizados en la industria nacional.

II.4.1 MEDIDOR DE FLUJO TIPO ULTRASÓNICO

Los medidores de flujo de tipo ultrasónico basan su funcionamiento en la incidencia de ondas acústicas en el flujo a través de emisores, mediante el análisis del comportamiento y la variación de la señal se puede obtener el gasto volumétrico.

Existen dos métodos para calcular el gasto volumétrico dentro de una tubería mediante el uso de este tipo de medidores que se basan en dos principios físicos:

- ✚ Tiempo de tránsito.
- ✚ Efecto Doppler.

Descripción

En la actualidad existen dos tipos de medidores ultrasónicos que son empleados para medir el gasto en conductos a presión.

El primero de ellos, denominado tiempo en tránsito (Transit Time), emplea señales acústicas mediante la transmisión de pulsos; y el segundo de efecto Doppler emplea la transmisión de una onda continua. Un ejemplo de un medidor ultrasónico real se muestra en la figura II.39.



Figura II.39 Medidor tipo ultrasónico.

Los transductores son los equipos auxiliares de los aparatos de medición de flujo ultrasónico que convierten y reciben la señal enviada en forma de pulsos a una señal analógica, hacia el equipo electrónico, que los recibe y muestra la velocidad de flujo en

una pantalla o computadora. Son hechos de aluminio, que es un material con propiedades piezoeléctricas importantes y por eso pueden mandar ondas del tipo longitudinales que son las que permiten medir las velocidades de flujo ya que éstas sí pueden viajar en un medio acuoso, sin que los afecte el metal de los tubos en que está contenido el fluido. La forma en la que va instalado un medidor ultrasónico en una tubería es la siguiente:



Figura II.40 Medidor ultrasónico instalado en una tubería.

En la mayoría de los casos donde se instalan medidores ultrasónicos, los transductores (emisor y receptor) son colocados por la parte externa de la tubería, ya que esto facilita el montaje y operación del mismo.

Ambos métodos miden la velocidad del flujo y bajo el supuesto de que el diámetro de la tubería es constante calculan el gasto volumétrico basándose en la ecuación II.29:

$$q_v = A V_f, \quad (II.29)$$

Dónde:

q_v Flujo volumétrico.

A Área transversal de la tubería.

V_f Velocidad del flujo.

Principio de funcionamiento de medidores de tiempo de tránsito

El método consiste en la disposición de dos transductores situados en las paredes de la tubería por donde circula el fluido, los cuales actúan como emisor-receptor de ultrasonido. Existe uno situado en la parte superior, el cual envía un pulso de ultrasonido en sentido descendente hasta ser recibido por el transductor inferior. Este último transmite a su vez un pulso en sentido ascendente que es recibido por el transductor situado en la parte superior. Este proceso se ilustra en la figura II.41.

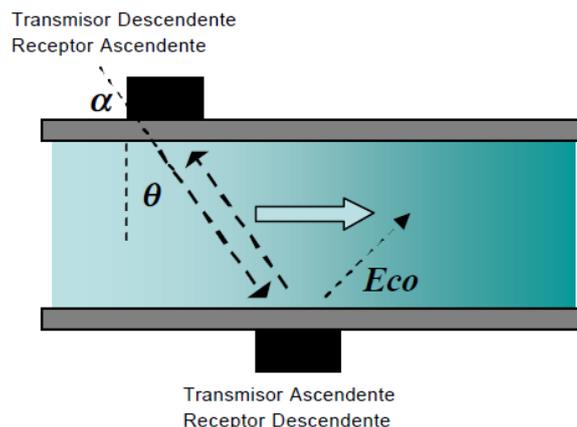


Figura II.41 Viaje de los pulsos emitidos por los transductores de un medidor ultrasónico.

De esta forma, dado que el pulso descendente se encuentra a favor del flujo, demorará menos tiempo en llegar al receptor inferior, comparado con el tiempo que demorará el pulso ascendente, en contra del sentido del flujo, en alcanzar el receptor superior. De esta forma, el medidor transmite pulsos ascendentes y descendentes en forma alternada midiendo la diferencia de tiempo en la recepción de ellos.

Se les conoce como trayectorias acústicas a las trayectorias que siguen las señales acústicas, a partir de la salida del emisor y de la captación por el receptor. Los sistemas ultrasónicos pueden ser colocados de manera que formen una o varias trayectorias acústicas, dependiendo de las condiciones físicas que se tienen en la sección de medición. Cuando no es posible cumplir con los tramos rectos de tubería mínimos hacia aguas arriba y aguas debajo de la sección, será necesaria la generación de un sistema con varias trayectorias acústicas, que eliminarán el error por la presencia de flujos turbulentos.

El principio de medición se basa en el principio de que la velocidad medida por el instrumento es la suma de la velocidad del sonido medida en el fluido contenido en la tubería más la componente de la velocidad de flujo en la trayectoria acústica.

$$V_m = V_s \pm \cos \theta V, \quad (II. 30)$$

Dónde:

- V_m Velocidad medida.
- V_s Velocidad del sonido referida al fluido contenido.
- V Velocidad del flujo.
- θ Ángulo que se forma entre la dirección de la trayectoria acústica y el vector director de la velocidad del flujo.

El símbolo \pm depende del sentido de la onda de sonido relativo a la dirección del flujo.

El valor real que mide el dispositivo es el tiempo en el que la onda viaja entre los transductores por lo que conociendo la distancia entre ambos dispositivos queda definida la velocidad medida.

Si la onda se propaga en el mismo sentido que el del flujo las ecuaciones quedan definidas de la siguiente manera:

$$V_m = V_s + \cos \theta V, \quad (II.31)$$

Y

$$V_m = \frac{L}{T_{a \rightarrow b}}, \quad (II.32)$$

Si la onda se propaga en sentido contrario al del flujo las ecuaciones que describen el fenómeno son las siguientes:

$$V_m = V_s - \cos \theta V, \quad (II.33)$$

Y

$$V_m = \frac{L}{T_{b \rightarrow a}}, \quad (II.34)$$

Dónde:

V_m	Velocidad medida.
V_s	Velocidad del sonido referida al fluido contenido.
V	Velocidad del flujo.
θ	Ángulo que se forma entre la dirección de la trayectoria acústica y el vector director de la velocidad del flujo.
L	Distancia existente entre los transductores.
$T_{a \rightarrow b}$	Tiempo transcurrido en el recorrido de la onda emitida por A y recibida por B.
$T_{b \rightarrow a}$	Tiempo transcurrido en el recorrido de la onda emitida por B y recibida por A.

Para evitar la necesidad del cálculo de la velocidad del sonido y mejorar la precisión de la medición se realizan dos tomas del tiempo emitiendo la señal desde cada uno de los transductores y posteriormente se realiza un promedio de las mediciones, lo que resulta en la siguiente expresión para obtener la velocidad promedio del flujo:

$$\bar{V} = \frac{L}{2 \cos \theta} \left(\frac{1}{T_{a \rightarrow b}} - \frac{1}{T_{b \rightarrow a}} \right), \quad (II.35)$$

Dónde:

\bar{V} Velocidad promedio del flujo.

Todas las demás variables tienen el mismo significado que las ecuaciones anteriores.

Principio de funcionamiento de medidores de efecto Doppler

Cuando un haz ultrasónico se proyecta en un líquido homogéneo, parte de su energía acústica regresa de nuevo al transductor. Dado que el fluido está en movimiento relativo al transductor fijo, la transmisión de la onda sónica que se mueve por el fluido es recibida por el transductor a una frecuencia diferente de la que fue enviada. Esta diferencia de frecuencia se conoce como frecuencia de corrimiento Doppler y la diferencia entre la frecuencia enviada y la recibida es directamente proporcional a la velocidad del flujo.

Cuando una onda mecánica viaja a través de un cuerpo modifica su longitud en función de la velocidad relativa de la onda respecto al medio. Lo anterior indica que si una onda viaja a través de un fluido en movimiento la frecuencia de ésta variará. Si la onda viaja a través de un fluido con la misma dirección la frecuencia aumentará y viceversa. Lo anterior se ilustra en la figura II.42.



Figura II.42 Ejemplo ilustrativo del efecto Doppler.

El medidor basado en el efecto Doppler emite una señal cuya frecuencia es conocida, y que hace eco en las partículas suspendidas en el fluido. La frecuencia de esta nueva onda se mide y la diferencia entre ambas frecuencias es proporcional a la velocidad del fluido. Éste mecanismo se ilustra en la figura II.43.

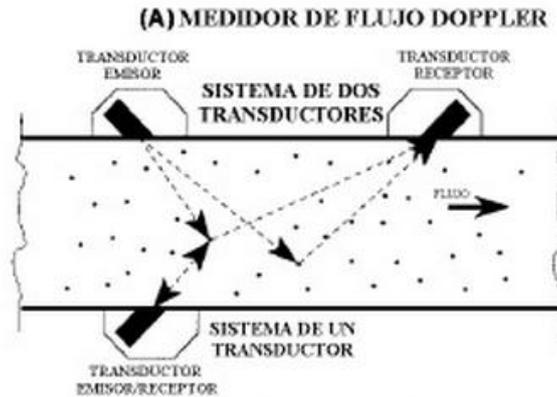


Figura II.43 Efecto Doppler en un fluido dentro de una tubería.

La velocidad del sonido en el flujo es constante y conocida. Se debe conocer el ángulo de reflexión de las ondas emitidas por el dispositivo y la frecuencia de emisión así como medir la frecuencia de la onda reflejada.

Para el cálculo de la velocidad en el fluido se utiliza la siguiente expresión:

$$V = \frac{V_s(f_e - f_r)}{2 \cos \theta}, \quad (II.37)$$

Ventajas de los medidores ultrasónicos:

- ⚠ Alta precisión.
- ⚠ Capacidad para la medición bidireccional.
- ⚠ No tiene partes móviles.
- ⚠ Mantenimiento muy sencillo comparado a otros equipos.

Desventajas de los medidores ultrasónicos:

- ⚠ Relativamente alto costo.
- ⚠ Disminuye su precisión cuando se presenta gran cantidad de sólidos.
- ⚠ La instalación del medidor con efecto Doppler es complicada.

II.4.2 MEDIDOR DE FLUJO TIPO PLACA DE ORIFICIO

Las placas de orificio son los instrumentos de medición de fluidos más comunes para llevar a cabo la medición de fluidos. En la industria petrolera tienen uso principalmente en la medición de corrientes de gas. Son dispositivos que causan caídas de presión, por lo que son denominados dispositivos de presión diferencial.

Descripción

La placa de orificio es el elemento primario para la medición de flujo más sencillo; es una lámina plana circular con un orificio concéntrico, excéntrico o segmentado y se fabrica de acero inoxidable. La placa de orificio tiene una dimensión exterior igual al espacio interno que existe entre los tornillos de las bridas del montaje. El espesor del disco depende del tamaño de la tubería y la temperatura de operación. En la cara de la placa de orificio que se conecta por la toma de alta presión, se coloca perpendicular a la tubería y el borde del orificio se tornea a escuadra con un ángulo de 90° ; al espesor de la placa se le hace un biselado con un chaflán de un ángulo de 45° por el lado de baja presión. El biselado afilado del orificio es muy importante, es prácticamente la única línea de contacto efectivo entre la placa y el flujo, cualquier rebaba, o distorsión del orificio ocasiona un error del 2 al 10% en la medición, además, se le suelda a la placa de orificio una oreja, para marcar en ella su identificación, el lado de entrada, el número de serie, la capacidad, y la distancia a las tomas de presión alta y baja. El esquema de funcionamiento de una placa de orificio se muestra en la figura II.44.

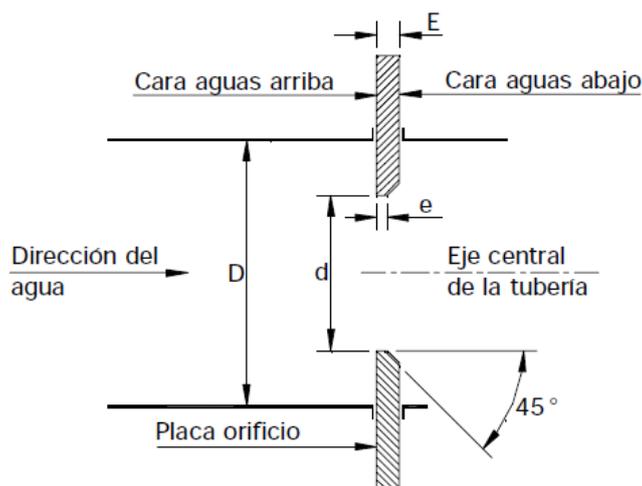


Figura II.44 Representación esquemática de la instalación de una placa de orificio en una tubería.

En ocasiones a la placa de orificio se le perfora un orificio adicional en la parte baja de la placa para permitir el paso de condensados al medir gases, y en la parte alta de la placa para permitir el paso de gases cuando se miden líquidos.

Este dispositivo basa su principio de funcionamiento en función del cambio de velocidades y presiones. En una tubería por donde circula un fluido se presenta la siguiente relación: cuando se incrementa la velocidad del flujo el valor de la presión disminuye, y cuando la velocidad del flujo disminuye se incrementa el valor de la presión.

Cuando el flujo pasa por una tubería sin restricción alguna, la presión y la velocidad permanecen constantes en todos sus puntos; bajo esta condición el flujo presenta un valor de presión estática antes de entrar a la placa de orificio.

Cuando el flujo encuentra alguna restricción, en este caso la placa de orificio colocada transversalmente en la tubería horizontal, presenta una disminución en la velocidad y por lo tanto un incremento de presión justo antes del orificio.

Al pasar el flujo a través del orificio para compensar la disminución del área, se presenta un incremento en la velocidad hasta su valor máximo y el valor de la presión disminuye llegando así a su mínimo valor.

Posteriormente el flujo comienza a dispersarse, disminuyendo su valor de velocidad y aumentando su valor de presión, debido a que se incrementa el área por donde circula (tubería).

Para poder llevar a cabo la medición de las presiones, se instalan dos tomas de presión colocadas antes y después de la placa de acero. Estas tomas pueden colocarse de diferentes formas:

- A. Toma en brida: la medición de presión se lleva a cabo en las bridas que soportan la placa de orificio, que son colocadas a 1 [pg] de distancia de la placa de orificio, sin perforar la tubería. Este tipo de toma se ilustra en la figura II.45.
- B. Toma en vena la contracta: La medición de presión antes de la placa de orificio se lleva a cabo a una distancia equivalente de 1 diámetro de la tubería y la medición posterior se lleva a cabo en el punto donde se presente el diámetro más pequeño de la vena (área mínima del flujo), lo cual depende de la relación entre el diámetro de la placa y el de la tubería. Lo anterior se ilustra en la figura II.45.
- C. Toma en la cámara anular: La medición de presión se lleva a cabo inmediatamente antes y después de la placa de orificio, utilizando una cámara anular especial. Esto se ilustra en la figura II.46.
- D. Toma en la tubería: La medición de presión se llevar a cabo antes y después de la placa de orificio, a una distancia equivalente de $2 \frac{1}{2}$ diámetros y 8 diámetros respectivamente. Queda ilustrado en la figura II.46.

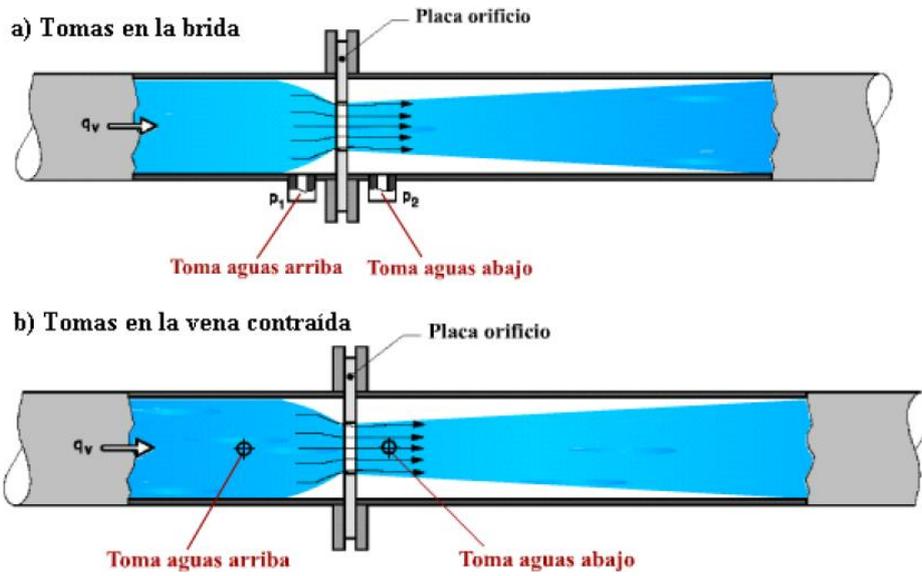


Figura II.45 Tomas en brida y en vena contraída.

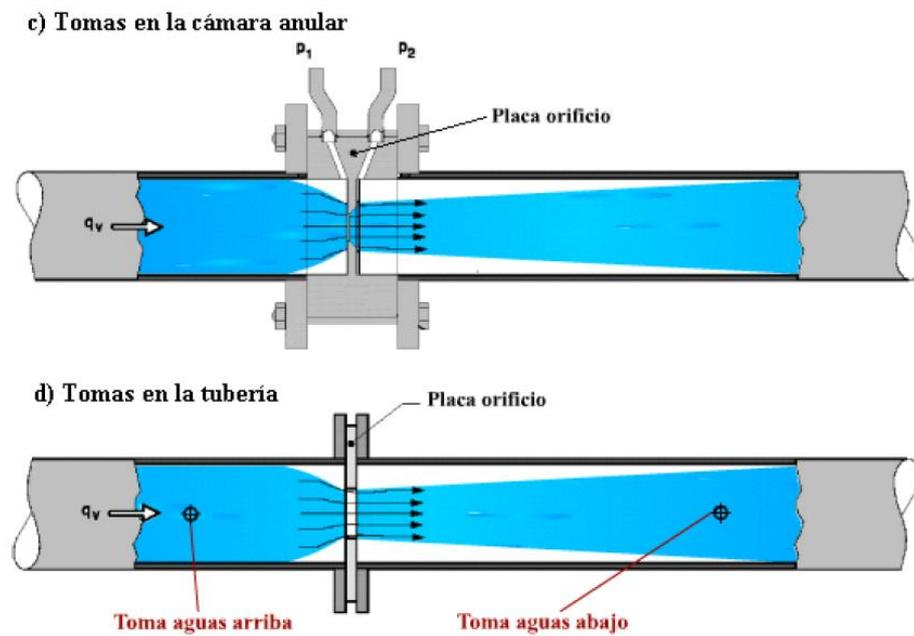


Figura II.46 Tomas en cámara anular y en tubería.

La presión diferencial que se presenta en este tipo de medidor se registra empleando un tubo en forma de U con mercurio o agua y utilizando transmisores diferenciales como se aprecia en la figura II.47.

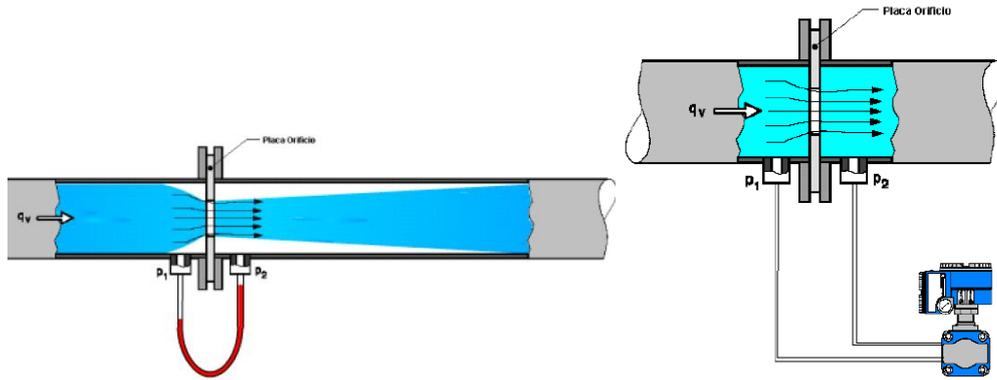


Figura II.47 Medición utilizando un tubo en forma de U y utilizando transmisores diferenciales.

Existen diferentes tipos de orificio en una placa de acuerdo al tipo de flujo existente. Una placa de orificio puede presentar las geometrías mostradas en la tabla II.6 y que se ilustran en la figura II.48.

Tabla II.6 Geometría y aplicación de los distintos tipos de placa de orificio.

Tipo	Aplicación
Concéntrica	Para gases y líquidos limpios
Excéntrica (A)	Aceite con cantidades considerables de gas.
Excéntrica (B)	Gases en donde los cambios de presión provoquen formación de condensados.
Segmentada	Aceites y gases con posible sedimentación de sólidos.

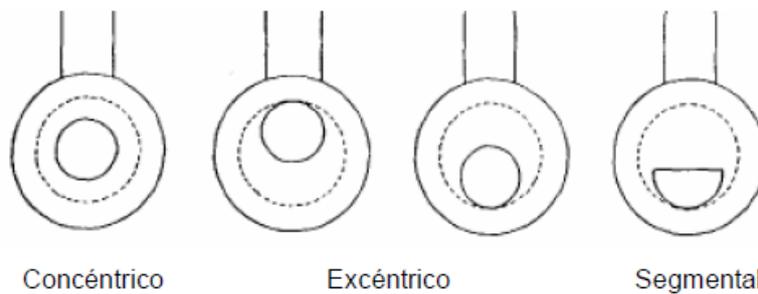


Figura II.48 Tipos de placa de orificio.

Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de las placas de orificio parte del principio de conservación de la energía aplicado en un volumen de control de fluido que se expresa matemáticamente como la ecuación de Bernoulli⁴⁰ de la siguiente manera:

$$P_1V_1 + \frac{1}{2}m_1v_1^2 + m_1h_1g = P_2V_2 + \frac{1}{2}m_2v_2^2 + m_2h_2g, \quad (II.38)$$

Dónde:

P	Presión.
V	Volumen.
m	Masa.
v	Velocidad del flujo.
h	Altura de referencia del flujo.
g	Valor de la aceleración de gravedad.
1 y 2	Subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.

La ecuación II.38 considera los cambios entre la energía asociada a la presión, la cinética y la potencial.

La ecuación de Bernoulli toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- A. **Flujo sin fricción.** Cero pérdidas de energía a causa de fricción, ya sea en el fluido mismo o entre el fluido y las paredes del tubo.
- B. **Pérdidas o ganancias de calor nulas.** A causa de transferencia de calor entre el fluido y sus alrededores.
- C. **Conservación de la energía total.** Considerando la energía Cinética, la potencial y la asociada a la presión.
- D. **Fluido incompresible.** Densidad constante en todo el volumen de control.

Si además consideramos que el flujo en la tubería se da de manera horizontal podemos trabajar la ecuación anterior para obtener un modelo teórico que se puede aplicar en medidores de flujo de presión diferencial como las placas de orificio.

El modelo teórico es:

$$q_v = \frac{A_2}{\sqrt{1 - \left(\frac{A_2}{A_1}\right)^2}} \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}}, \quad (II.39)$$

Dónde:

q_v	Gasto volumétrico.
A	Área.
P	Presión.
ρ	Densidad.
1 y 2	Subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.

Este modelo teórico no es aplicable a medidores reales porque no se consideran las pérdidas de energía por fricción y porque se considera un flujo incompresible, suposiciones que no son válidas para el flujo de gas. Además de las anteriores, debido a la geometría de las obstrucciones se forman aéreas de turbulencia que no fluyen en las inmediaciones de la salida de la placa, esto causa una variación en las mediciones teóricas respecto a las mediciones reales.

Por las razones anteriores se introducen a la ecuación una serie de factores de corrección. El primero de ellos es el coeficiente de descarga. Este coeficiente está en función del número de Reynolds propio del flujo y se obtiene de pruebas de laboratorio o se puede estimar por medio de correlaciones.

El segundo coeficiente que se debe agregar es el factor de expansión que corrige la ecuación para poder utilizarla en fluidos compresibles.

También se recurre a un factor de velocidad de aproximación que corrige los errores debidos a la turbulencia cercana a la salida del dispositivo.

De todo lo anterior obtenemos la ecuación utilizada por los medidores de placa de orificio para determinar el flujo:

$$q_m = CE\varepsilon \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2\rho_1(P_1 - P_2)}, \quad (II. 40)$$

Dónde:

q_m	Gasto másico.
C	Coeficiente de descarga.
E	Coeficiente de velocidad de aproximación.
ε	Coeficiente de expansión.
d	Diámetro del medidor.

ρ	Densidad del fluido.
p	Presión.
1 y 2	Subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.

El coeficiente de descarga se determina experimentalmente, y los de expansión y de velocidad de aproximación se calculan de la siguiente manera:

$$\varepsilon = 1 - (0.41 + 0.35\beta) \frac{1}{\gamma} \frac{(P_1 - P_2)}{P_1}, \quad (II. 41)$$

Y

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}}, \quad (II. 42)$$

Dónde:

E	Coefficiente de velocidad de aproximación.
ε	Coefficiente de expansibilidad.
γ	Relación de calores específicos.
β	Razón entre los diámetros.
p	Presión.
1 y 2	Subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.

Por último, la relación de calores específicos y la relación de diámetros quedan determinadas de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{d}{D} \quad y \quad \gamma = \frac{C_p}{C_v}, \quad (II. 43)$$

Dónde:

γ	Relación de calores específicos.
β	Razón entre los diámetros.
d	Presión.
D	Subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.
C_p	Calor específico del gas a presión constante.
C_v	Calor específico a volumen constante.

A pesar de lo complicado que puede parecer el principio de funcionamiento y de las suposiciones que se hacen para utilizar el modelo de Bernoulli, la aplicación de los factores de corrección ofrece una muy buena aproximación a valores aceptables del flujo. Tiene la desventaja de que se deben conocer algunos parámetros como la densidad del fluido, sin embargo su colocación es muy fácil y práctica, además de que posee la ventaja de que la placa con orificio se puede cambiar con suma facilidad y no requiere de demasiado mantenimiento. Estos puntos se pueden resumir de la siguiente manera:

Ventajas del uso de la placa de orificio:

- ✚ Pocas restricciones de instalación.
- ✚ Confiabilidad y simplicidad en el diseño.
- ✚ Fácil manejo.
- ✚ No cuenta con piezas móviles.
- ✚ Buena precisión.
- ✚ El mismo transmisor puede ser utilizado para la medición de nivel y de medición de presión relativa y flujo.

Desventajas del uso de la placa de orificio:

- ✚ Rango limitado de medición.
- ✚ Deterioro con el tiempo.
- ✚ Alta pérdida de carga.
- ✚ Sensible a la turbulencia aguas arriba.
- ✚ Requiere cierta longitud de tramo recto aguas arriba, lo que limita donde se coloque el medidor.
- ✚ La precisión del sistema es muy dependiente de la forma en que está instalado y mantenido.
- ✚ La precisión se ve afectada por el desgaste y los daños a la restricción.

II.4.3 MEDIDOR DE FLUJO TIPO CÓNICO

Es un medidor de flujo de tipo presión diferencial; utiliza el mismo principio físico que otros medidores de flujo de presión diferencial: el teorema de conservación de la energía del flujo de fluidos a través de una tubería. No obstante, las características de desempeño del V-Cono, son el resultado de su exclusivo diseño, que incluye un cono central en el interior del tubo como se aprecia en la figura II.48.

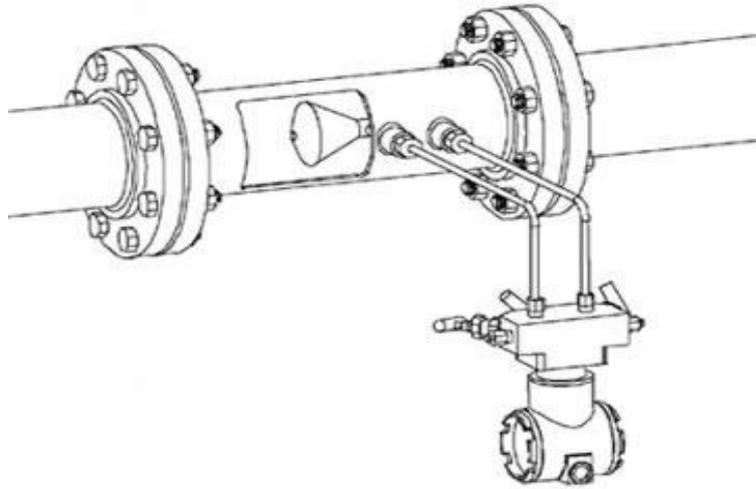


Figura II.48 Medidor tipo cónico instalado en una tubería.

Descripción

El cónico es similar a otros medidores de presión diferencial en cuanto a las ecuaciones de flujo que utiliza, sin embargo su geometría es muy diferente a la de los medidores de presión diferencial tradicionales como los de placa de orificio. El cónico obtura el flujo mediante la colocación de un cono en el centro de la tubería, esto obliga a que el caudal que se mueve por el centro de la tubería fluya alrededor del cono. Esta geometría presenta muchas ventajas con respecto a los tradicionales medidores concéntricos.

La forma del cono ha sido evaluada y analizada durante más de diez años para obtener el mejor rendimiento en diferentes condiciones. En la figura II.49 se aprecia su funcionamiento y un ejemplo de un medidor cónico instalado.

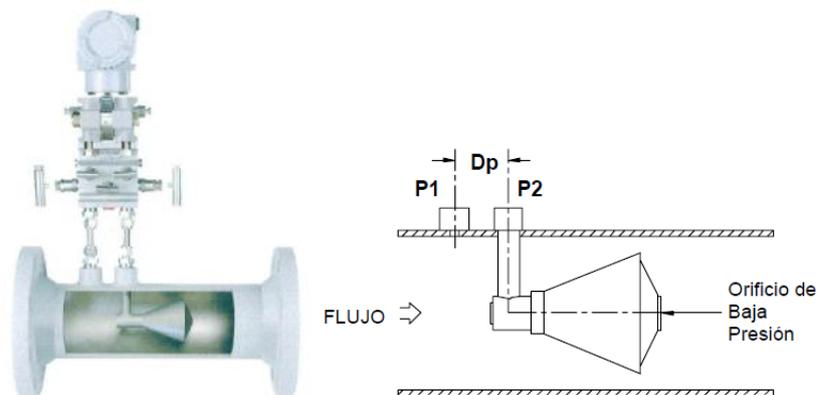


Figura II.49 Medidor tipo cono visto de perfil.

Principio de funcionamiento

El principio más importante es el teorema de Bernoulli sobre la conservación de la energía dentro de un tubo cerrado. Este teorema dice que la presión que existe dentro de un tubo con flujo constante es inversamente proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido dentro del tubo.

Cuando un área de sección transversal de un ducto cerrado es reducida por un cambio de diámetro o por el uso de un elemento que produce un diferencial, la velocidad de los fluidos es incrementada al atravesar por un cambio de área expuesta al flujo (ecuación de continuidad).

El cono interactúa con el flujo del fluido, modificando su perfil de velocidad para crear una región de presión más baja inmediatamente aguas abajo del cono. La diferencia entre la presión estática de la línea y la presión más baja creada aguas abajo del cono se mide a través de dos tomas piezosensibles. Una de las tomas se coloca inmediatamente aguas arriba del cono y la otra se coloca en la cara orientada aguas abajo.

La posición central del cono en la línea optimiza el perfil de velocidad del flujo en el punto donde se hace la medición (figura II.50), asegurando mediciones de flujo altamente precisas y confiables, sin importar la condición del flujo aguas arriba del medidor.

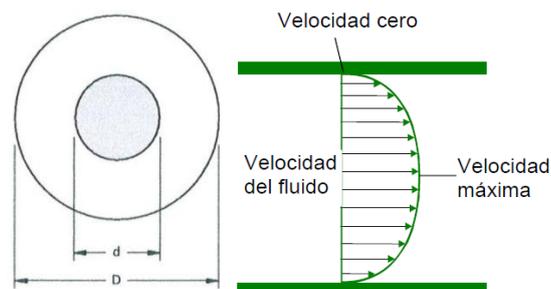


Figura II.50 Perfil de velocidad del medidor tipo cónico.

Las ecuaciones empleadas para este tipo de medidor son las mismas que las empleadas por la placa de orificio debido a que su principio de funcionamiento es el mismo y sólo cambian en su diseño.

$$q_m = CE\varepsilon \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2\rho_1(P_1 - P_2)}, \quad (II.44)$$

Dónde:

q_m	Gasto másico.
C	Coeficiente de descarga.
E	Coeficiente de velocidad de aproximación.
ε	Coeficiente de expansibilidad.
d	Diámetro del medidor.
ρ	Densidad del fluido.
P	Presión.
1 y 2	Subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.

Ventajas de los medidores tipo cono:

- ✚ Debido a la inserción de una figura cónica que interactúa con las líneas de alta velocidad del perfil de velocidades, permite medir flujos con números de Reynolds menores.
- ✚ Caída de presión más grande: se supone que las lecturas del diferencial de presión serán mayores a las del Venturi, dando como resultado mayor sensibilidad al instrumento.
- ✚ Mezcla estática, ya que cuando el instrumento entra en contacto con el perfil de velocidades, mezclará todas las zonas del perfil, homogenizando sus propiedades, requiriendo por tanto menor distancia entre los accesorios.
- ✚ El amplio uso del instrumento, ya que se puede usar en fluidos que no estén en un solo estado, refiriéndonos a fluidos con calidad (X) entre 0 y 1; como por ejemplo gas húmedo.

Desventajas de los medidores tipo cono:

- ✚ Rango limitado de medición.
- ✚ Deterioro con el tiempo.
- ✚ Alta pérdida de carga.
- ✚ Requiere longitud de tramo recto aguas arriba, lo que limita donde se coloque el medidor.
- ✚ La precisión se ve afectada por el desgaste y los daños a la restricción.

II.4.4 MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS

Los medidores de masa tipo coriolis fueron introducidos a principios de 1980 y han ganado aceptación como medidores precisos y confiables.

La medición que lleva a cabo este medidor es conocida como directa o dinámica, la cual da una señal directamente proporcional al caudal másico y casi independiente de las propiedades del fluido como son: la conductividad, presión, viscosidad o temperatura.

Este instrumento mide de forma directa la masa de un flujo sin tener que recurrir a mediciones de velocidad o a conocer la densidad del fluido. Es muy útil en el mercado aunque su mantenimiento y su costo no son los más accesibles de los dispositivos disponibles en el mercado.

Descripción

Cada sensor de flujo tipo coriolis consiste en uno o dos tubos encapsulados en un compartimiento.

Dentro de la carcasa, el tubo medidor de flujo vibra bajo frecuencia conocida. El tubo es movido por una bobina electromagnética que genera un movimiento constante; cuando el tubo es energizado, esta bobina localizada en el centro de las curvas, causa que los tubos oscilen en sentido opuesto. La vibración cuenta con una amplitud menor a una décima de pulgada y una frecuencia de 80 ciclos por segundo aproximadamente.

Como los tubos del medidor coriolis vibran en sentido opuesto, éstos están balanceados y aislados de la vibración externa o los movimientos externos del medidor. En los medidores de flujo tipo coriolis de dos tubos paralelos, cuando el fluido entra al sensor es dividido entre los dos tubos internos a través de un manifold y la mitad del flujo pasa por cada tubo como se muestra en la figura II.51.

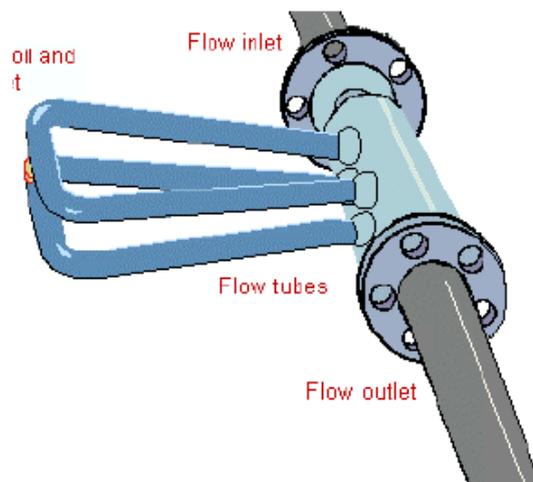


Figura II.51 Medidor coriolis instalado en una tubería.

Los detectores de velocidad electromagnética localizados en cada extremo del tubo sensor, miden la velocidad de la vibración del tubo. El flujo másico es determinado midiendo la diferencia de tiempo que se genera en el desfase entre las dos ondas sinusoidales que son obtenidas por los medidores electromagnéticos. Estos detectores son llamados bobinas colectoras de señal y están compuestas por un electroimán y una bobina. Estas bobinas están montadas a un lado de las piernas de uno de los tubos y el electroimán está montado en el lado opuesto como se muestra en la figura II.52.

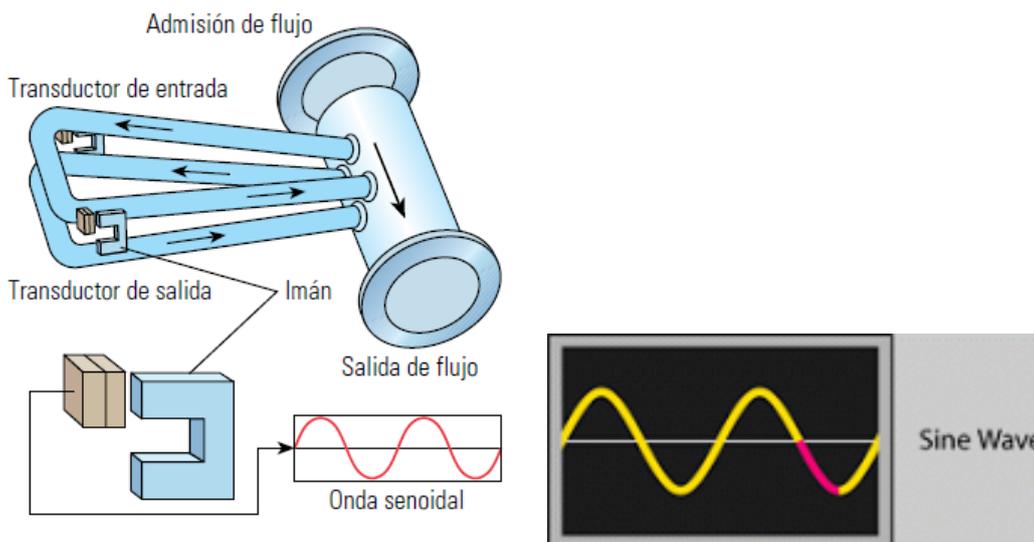


Figura II.52 Principio de funcionamiento del medidor tipo coriolis.

Cada bobina se mueve a través de un campo magnético uniforme cercano al magneto. El voltaje generado por cada bobina crea una onda sinusoidal. Como los imanes están montados en un tubo y las bobinas en el tubo opuesto, la onda sinusoidal generada representa el movimiento de un tubo con respecto al otro.

Ambas bobinas colectoras (la de la entrada y la de la salida) generan ondas sinusoidales continuamente cuando los tubos están oscilando. Cuando no hay flujo en la tubería no está presente el efecto coriolis y las ondas sinusoidales están en fase y coinciden unas con otras como se muestra en la figura II.53.

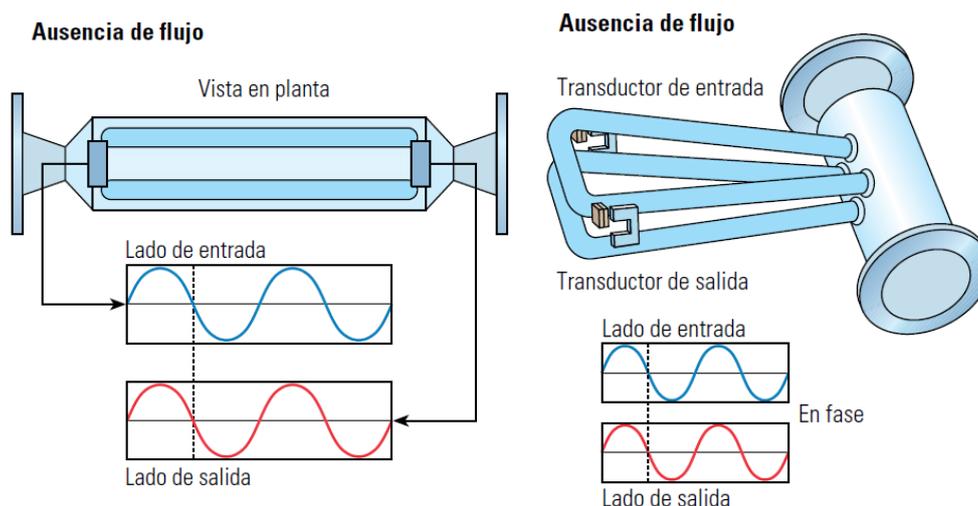


Figura II.53 Ondas sinusoidales cuando hay ausencia de flujo en el medidor tipo Coriolis.

Cuando el fluido se está desplazando a través de los tubos del sensor, la fuerza coriolis es inducida en ambos extremos (entrada y salida). Esta fuerza causa que los tubos se curven uno con respecto al otro.

La masa del fluido que atraviesa los tubos del sensor genera la fuerza de coriolis que se opone a la vibración de los tubos. Cuando se produce la fuerza de coriolis, las ondas que miden las dos bobinas se desfasan y esta diferencia es directamente proporcional a la cantidad de masa que está presente en los tubos.

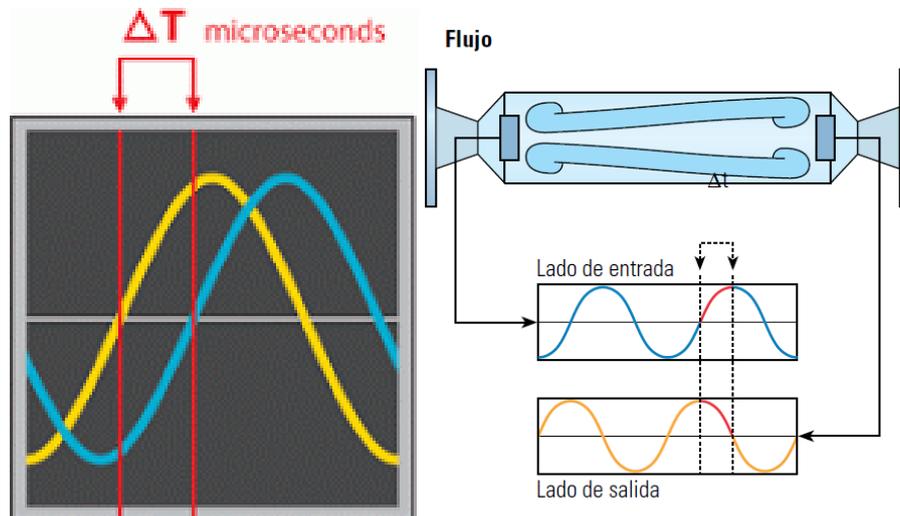


Figura II.54 Ondas sinusoidales cuando hay presencia de flujo en el medidor tipo coriolis.

De acuerdo a la segunda ley de Newton de movimiento, la magnitud de la deformación del tubo sensor es directamente proporcional a la cantidad de flujo másico que está pasando a través del tubo.

Principio de funcionamiento

El efecto coriolis es una fuerza aparente que se hace presente cuando un observador que está posado sobre un sistema de referencia que gira de forma constante, presencia el movimiento de un cuerpo (o un fluido), que desde un punto de referencia inercial que contiene a todo el sistema es un movimiento recto uniforme. Debido a que el movimiento natural de los cuerpos es permanecer bajo velocidad constante y en forma recta y a que el sistema de referencia se encuentra girando, el cuerpo en movimiento pareciera experimentar una curvatura. Bajo el paradigma de la mecánica clásica la curvatura que presenta el movimiento del cuerpo es debida a una fuerza, esta fuerza es la fuerza de coriolis.

Los medidores coriolis miden la cantidad de masa basándose en la segunda ley de Newton:

$$F = m \frac{\partial v}{\partial t}, \quad (II.45)$$

Dónde:

F	Fuerza.
m	Masa.
v	Velocidad.
t	Tiempo.

Los medidores coriolis miden la inercia asociada al flujo y de esta manera se cuantifica la masa.

Cuando el flujo entra a los tubos debido a la inercia de su movimiento trata de continuar una trayectoria recta, sin embargo, los tubos vibran de forma regular por lo que la resistencia que opone el flujo al movimiento vibratorio de los medidores ocasiona una variación en la vibración de la que se mide su frecuencia y que se correlaciona con el flujo másico de la siguiente manera.

Se parte enunciando la ecuación que describe a la fuerza de coriolis:

$$F_c = 2m v \omega, \quad (II.46)$$

Dónde:

F_c	Fuerza de coriolis.
m	Masa.
v	Velocidad del fluido dentro del tubo.
ω	Velocidad angular.

Para determinar el flujo másico se requiere determinar el momento creado en el tubo por la fuerza coriolis que puede ser representado en el tubo por medio de dos fuerzas de igual magnitud aplicadas sobre el mismo brazo de palanca. El tubo vibra alrededor del eje $0 - 0$ debido a la acción de la bobina electromagnética y las fuerzas de coriolis crean un momento oscilatorio M alrededor del eje $R - R$ como se muestra en la figura II.55.

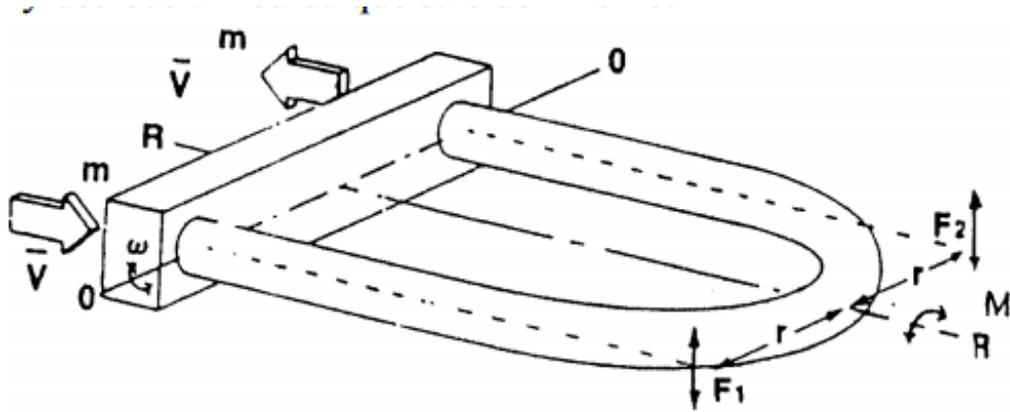


Figura II.55 Representación de las fuerzas que actúan sobre un tubo que forma un medidor coriolis.

El momento se indica como:

$$M = F_1 r_1 + F_2 r_2 = 2 F r, \quad (II.47)$$

Dónde:

- F Fuerza.
- r Brazo de la palanca.
- M Momento.
- 1, 2 Subíndices que indican el segmento de tubo.

Debido a que esta fuerza es la misma que la producida por el efecto Coriolis se describe el momento como:

$$M = 4 m v \omega r, \quad (II.48)$$

Ahora utilizando las definiciones de velocidad del flujo en el tubo y de gasto másico:

$$v = \frac{L}{t}, \quad (II.49)$$

Y

$$q_m = \frac{m}{t}, \quad (II.50)$$

Respectivamente, donde:

- v Velocidad del flujo dentro del tubo.
- L Longitud del tubo.
- m Masa que fluye en el tubo.

q_m	Gasto másico en el tubo.
t	Tiempo asociado al flujo del fluido.

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$v = \frac{q_m L}{m}, \quad (II. 51)$$

Esta expresión se sustituye en la ecuación II.52, obteniendo:

$$M = 4 m \omega r \frac{q_m L}{m} = 4 \omega q_m L r, \quad (II. 52)$$

El momento que experimenta el tubo se compensa con la rigidez del mismo, que genera un momento de igual magnitud pero sentido contrario. Este momento es expresado por:

$$T = k_r \theta, \quad (II. 53)$$

Dónde:

T	Momento de resistencia generado por la rigidez del tubo.
k_r	Coefficiente de torsión del material.
θ	Desplazamiento angular.

Igualando el momento generado por la fuerza de coriolis y el de resistencia ejercida por la rigidez del objeto se obtiene:

$$T = M \Rightarrow k_r \theta = 4 \omega q_m L r, \quad (II. 54)$$

De la ecuación anterior se obtiene la primera ecuación para determinar el flujo másico:

$$q_m = \frac{K_r \theta}{4 \omega L r}, \quad (II. 55)$$

Se puede relacionar el ángulo de desplazamiento θ por medio de una expresión de su seno de la siguiente manera:

$$\text{sen } \theta = \frac{L \omega t}{2 r}, \quad (II. 55)$$

Dónde:

θ	Angulo de desplazamiento.
L	Longitud del tubo perpendicular a la tubería.
ω	Velocidad angular.
t	Tiempo asociado a la vibración del tubo.
r	Brazo de palanca ejercido por las fuerzas.

Debido a que el desplazamiento angular de los tubos es muy pequeño se recurre al siguiente límite para realizar una aproximación:

$$\lim_{\theta \rightarrow 0} \sin \theta = \theta, \quad (II.56)$$

Por lo que se aproxima de la siguiente manera:

$$\theta \approx \frac{L \omega t}{2 r}, \quad (II.57)$$

Sustituyendo la aproximación anterior, válida para los medidores de coriolis, se obtiene la última expresión para calcular los flujos de masa:

$$q_m = \frac{K_r L \omega t}{4 \omega L r 2 r} = \frac{k_r t}{8 r^2}, \quad (II.58)$$

En la ecuación anterior se puede notar que el flujo de masa es directamente proporcional al tiempo de vibración y por lo tanto basta con conocer la frecuencia asociada con el flujo para obtener con ello el gasto másico del fluido. La constante k_r y r son especificaciones técnicas del material y la geometría de los tubos respectivamente y deben ser dadas por el fabricante u obtenidas por pruebas de laboratorio.

Por lo que la ecuación para determinar el flujo másico por medio de un medidor tipo Coriolis es:

$$q_m = \frac{k_r t}{8 r^2}, \quad (II.59)$$

Ventajas del medidor tipo coriolis:

- ✚ Medición directa de masa, alta precisión, amplio rango.
- ✚ Medición multivariable (caudal, densidad y temperatura) desde un solo dispositivo.
- ✚ No hay partes móviles con excepción de los tubos vibratorios.
- ✚ Se puede instalar en cualquier lugar sin necesidad de climatizar el caudal o de instalar un sistema de tuberías recto.
- ✚ Precisión en una gran variedad de caudales con un solo medidor
- ✚ Medición directa y repetible de gasto másico

Desventajas del medidor tipo coriolis:

- ✚ Su utilización en la medición de flujo de gases es limitada debido a la baja inercia asociada al flujo de gases.
- ✚ Su utilización es limitada en aplicaciones de medición de flujo en tuberías de diámetros superiores a 6 [pg] debido al tamaño de los sensores.
- ✚ Son costosos, por lo que no se recomienda para aplicaciones sencillas en las cuales no se requiera de exactitud y en las que se pueda utilizar satisfactoriamente otro medidor.
- ✚ Las constantes vibraciones pueden originar fallas en la soldadura del tubo.
- ✚ Es muy voluminoso.
- ✚ No es apto para gastos grandes.

II.5 MEDICIONES EMPLEADAS EN OPERACIONES DE QUEMA Y VENDEO

A últimas fechas en nuestro país se han intensificado los esfuerzos por aumentar el aprovechamiento de gas, esto debido a la necesidad de satisfacer las necesidades de la industria nacional, especialmente de la industria eléctrica. Dicha necesidad incluso ha incentivado las propuestas de reforma energética que pretenden aumentar la producción de gas a través del aprovechamiento acelerado de los yacimientos de shale gas. De lo anterior, es evidente la necesidad de aumentar la capacidad de manejo de gas y de reducir sus pérdidas al mínimo necesario. De ello la importancia de contar con información que permita gestionar de mejor manera lo relacionado a este problema.

La quema y el venteo de gas deben ser medidos para poder tener referencia de las pérdidas del mismo producto que se traducen en pérdidas económicas y en daños al medio ambiente. Esta medición se realiza por medio de medidores dinámicos que permiten medir los flujos de gas previo a realizar el venteo o la quema del mismo.

Los medidores ultrasónicos son de uso común debido a su versatilidad y fácil instalación (figura II.56). Los medidores utilizados en este proceso presentan el mismo funcionamiento que los presentados anteriormente.



Figura II.56 Medición de la cantidad gas mandado a quema por medio un medidor ultrasónico.

Aunque no es común también se pueden utilizar otro tipo de medidores utilizables para la medición de gas como por ejemplo las placas de orificio.

II.6 MEDIDORES AUXILIARES

Además de los diferentes medidores utilizados para medir el caudal es importante contar con información complementaria asociada a las condiciones de flujo. Algunos parámetros convenientes que se deben medir son:

- ⚙️ Presión.
- ⚙️ Densidad.
- ⚙️ Temperatura.
- ⚙️ Corte de agua.

Los mencionados parámetros permiten conocer las condiciones de flujo para posteriormente realizar las correcciones necesarias y poder estimar los caudales medidos a condiciones estándar.

II.6.1 MEDIDORES DE PRESIÓN

Existen en la industria una gran cantidad de instrumentos utilizados para la medición de presión en las tuberías. Existen diferentes variantes que funcionan bien para la mayoría de los casos, variando únicamente sus propiedades metrológicas como la precisión y el rango. En general se hace uso de manómetros que transmiten la señal de manera automática a una computadora por medio de una interfaz electrónica.

Este tipo de medidores realizan la medición de la presión por medio de distintos principios físicos, por ejemplo, a través de sensores piezoeléctricos, mecánicos (como el manómetro de Bourdon presentado en la figura II.57, entre otros.



Figura II.57 Manómetro tipo Bourdon

En general se recurre a manómetros de tipo Bourdon en cabeza de pozo y en las baterías se utilizan dispositivos electrónicos de mayor sensibilidad y precisión como manómetros electrónicos (figura II.58).



Figura II.58 Manómetro electrónico.

II.6.2 MEDIDORES DE TEMPERATURA

La temperatura es un parámetro importante que se debe considerar cuando se realizan mediciones de hidrocarburos, ya que modifica el volumen de los fluidos expandiendo en mayor medida a los hidrocarburos volátiles y a los gases. La temperatura se puede tomar en fluidos estáticos o en fluidos dinámicos y para cada condición se consideran instrumentos diferentes.

Medición estática de la temperatura

Para la determinación de la temperatura se pueden usar termómetros electrónicos digitales, con una incertidumbre baja y/o termómetros de mercurio de vidrio (con incertidumbre mayor al electrónico).

El termómetro electrónico portátil (figura II.59) es el instrumento recomendado para la medición manual de temperatura en tanques de almacenamiento. Se considera que un termómetro de este tipo ha alcanzado estabilidad cuando la lectura varía por no más de 0,2 [°F] en 30 [s].



Figura II.59 Termómetro electrónico.

Procedimiento para determinar la temperatura en condiciones estáticas

La temperatura del producto en cualquier tanque debe ser tomada inmediatamente antes o después de la medición de nivel. Para conseguir lecturas exactas se debe proceder de la siguiente forma:

- 1) Verificar la funcionalidad del equipo antes de la medición, comparándolo contra un termómetro de referencia certificado y examinando el exterior de la sonda para asegurarse de que esté limpia.

- 2) Acoplar la conexión eléctrica a tierra entre el termómetro y el tanque, antes de abrir la escotilla de medición.
- 3) Bajar la sonda del PET hasta el nivel deseado.
- 4) Levantar y bajar la sonda aproximadamente 30 [cm] por encima y por debajo del nivel predeterminado para lograr una rápida estabilización de la temperatura.
- 5) Cuando la lectura de temperatura se haya estabilizado y permanezca dentro de +/- 0,2 [°F] (0,1[°C]) durante 30 [s], es momento de registrarla (con aproximación de 0,1[°F]).
- 6) Si se mide la temperatura en niveles múltiples (es decir se toman varias temperaturas a lo largo del contenido del tanque), se registra la lectura de las medidas de las temperaturas de cada nivel y se promedian todas las lecturas redondeando el resultado final con aproximación de 0,1 [°F].
- 7) La temperatura se debe tomar de abajo hacia arriba (de fondo a superficie) en condiciones estáticas, debido a que en el fondo hay menor temperatura (gradiente de temperatura) que en la superficie y esto facilita la toma de datos y la estabilización de la temperatura en el equipo.
- 8) Una vez se ha retirado el termómetro, cierre la boquilla de medición y retire la conexión a tierra.
- 9) El equipo debe limpiarse y almacenarse en un lugar apropiado después de su utilización.

Medición dinámica de la temperatura

La medición de la temperatura tiene principal importancia en el flujo de gases debido a la alta dependencia de los mencionados fluidos de este parámetro. Para la medición se recurre al uso de termopares industriales especiales para las condiciones de trabajo que implican los flujos de hidrocarburos.

Los termopares son sensores de temperatura cuyo principio físico se basa en la resistividad de los metales, es decir en variación de la resistencia de un conductor con la temperatura. Esto se debe a que al incrementar la temperatura los iones vibran con mayor amplitud y así se dificulta el paso de los electrones a través del conductor.

El siguiente es el procedimiento empleado para medir la temperatura:

- 1) La porción calentada consiste de dos termopozos metálicos que se encuentran haciendo contacto con medidores de temperatura.
- 2) El calor se suministra a un gasto constante por medio de una resistencia localizada en uno de los termopozos.
- 3) La elevada temperatura de la superficie metálica de dicho termopozo se mide con un sensor activo.
- 4) La temperatura del fluido se mide por un segundo sensor de referencia con ensamblaje idéntico al del sensor colocado muy cerca del termopozo de referencia.
- 5) En este ensamblaje el termopozo de referencia no es energizado y solo sirve como masa pasiva.
- 6) Esto le da al sensor de referencia las mismas características dinámicas térmicas del sensor activo. Esta configuración asegura que cambios violentos en la temperatura afecten al sensor activo en la misma proporción que al sensor de referencia, manteniendo de esta forma la exactitud del instrumento.

Por lo general se basan en la siguiente ecuación debido a su linealidad:

$$R = R_0(1 + \alpha \Delta T), \quad (II. 60)$$

Dónde:

R	Resistencia a condiciones de flujo.
R_0	Resistencia a condiciones de referencia.
α	Coefficiente de variación de la resistencia en función de la temperatura.
ΔT	Variación entre la temperatura de referencia y la del flujo.

II.6.3 MEDIDORES DE DENSIDAD

Medición estática de densidad

La medición estática de la densidad se lleva a cabo normalmente por medio de un instrumento denominado densímetro. Este es un instrumento de medición que sirve para determinar la densidad relativa de los líquidos, sin necesidad de calcular antes su masa y volumen. Normalmente está hecho de vidrio y consiste en un cilindro hueco con un bulbo pesado en su extremo, para que pueda flotar en posición vertical.

El fundamento físico de las mediciones con densímetros está basado en el principio de Arquímedes, que aprovecha el equilibrio de fuerzas (la flotación), para determinar: que siendo el densímetro un objeto de peso constante, su fuerza está relacionada con el arrastre de volumen que tenga sobre el líquido; es decir, para líquidos menos densos, puede arrastrar más volumen y por lo tanto sumergirse más. Todo esto se ve reflejado en la altura final (del densímetro) a la que se encuentre el nivel del líquido. En la figura II.60 se ilustra su funcionamiento.

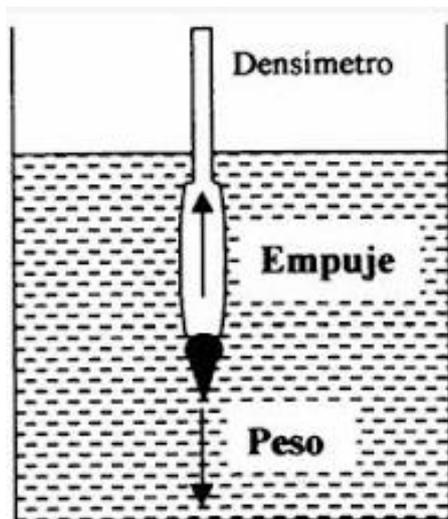


Figura II.60 Densímetro.

La importancia de medir la densidad, o la gravedad API, en el caso de los crudos, es debido a que en muchos procesos éste es un parámetro crítico e importante. Para la industria del petróleo, es necesario tener plenamente identificado el crudo, pues éste cambia con el tiempo (el valor comercial, su contenido de agua, etc.).

Los densímetros para crudo pueden ser “hidrómetros” o “termohidrómetros”. La única diferencia radica en que el “termohidrómetro” contiene en su interior un termómetro (también de Hg), con el que se pueden realizar mediciones de temperatura.

Es importante señalar que este parámetro también se puede obtener por medio de pruebas de laboratorio, por ejemplo a través de la medición separada de su masa y del volumen, así como por medio de instrumentos como la balanza de lodos aunque en la práctica común no son utilizados con frecuencia.

Medición dinámica de la densidad

Los medidores de densidad están diseñados para la medición fiscal de petróleo crudo, hidrocarburos refinados y líquidos de proceso no agresivos. El medidor de densidad está diseñado para funcionar con una de dos configuraciones de la electrónica:

Como un sensor que envía una salida de frecuencia a un convertidor de señales. Como un transmisor hasta con 3 salidas analógicas integradas. Los medidores de densidad son calibrados en la fábrica y no se requiere calibración in situ.

Los cálculos se realizan junto con un convertidor de señales (para la versión de salida de frecuencia) o dentro de la electrónica del transmisor integrado. Se puede utilizar cualquiera de estos parámetros para impulsar las salidas analógicas (provenientes del convertidor de señales o del transmisor).

Principio de funcionamiento de los medidores dinámicos de densidad

Todos los medidores de densidad de líquidos funcionan usando el mismo principio general que se asemeja a un sistema de masa-resorte. Cuando se desplaza y se libera una masa sobre un resorte, éste oscilará a una frecuencia natural hasta que quede en reposo debido al amortiguamiento viscoso. Cuando se aplica una fuerza impulsora a la masa para superar el efecto de la atenuación, la vibración se mantiene en resonancia.

A medida que la densidad medida del producto cambia, también cambia la masa vibrante del medidor de densidad, que es detectada por un cambio en la frecuencia resonante.

El densímetro instalado utiliza un tubo vibrante para medir la densidad. Mientras la densidad del líquido cambia, éste afecta la masa vibrante en el medidor. Este cambio en la vibración de la masa afecta la frecuencia de resonancia, la cual es inversamente proporcional a la densidad del fluido de proceso.

Al estar monitoreando la frecuencia resonante y aplicando las conversiones apropiadas, el densímetro puede proveer un dato muy preciso en línea. Se ilustra este tipo de dispositivos en la figura II.61.

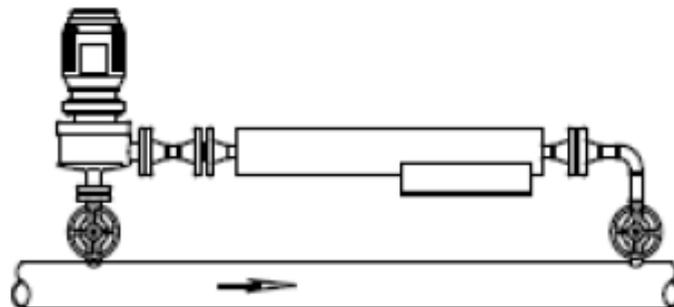


Figura II.61 Medidor de densidad con resorte.

Este medidor se puede montar en cualquier ángulo pero se recomienda que a bajos gastos, 750 litros/hora (2.7 gal/min), se monte verticalmente o en un ángulo en el que el líquido fluya en una dirección ascendente. Para caudales continuos, 2000 a 3000 litros/hora (7.4 a 11.1 gal/min), se puede seleccionar la posición de montaje (figura II.62) de manera que se simplifique el trabajo asociado con la tubería y para ayudar a minimizar las pérdidas de presión y de temperatura.

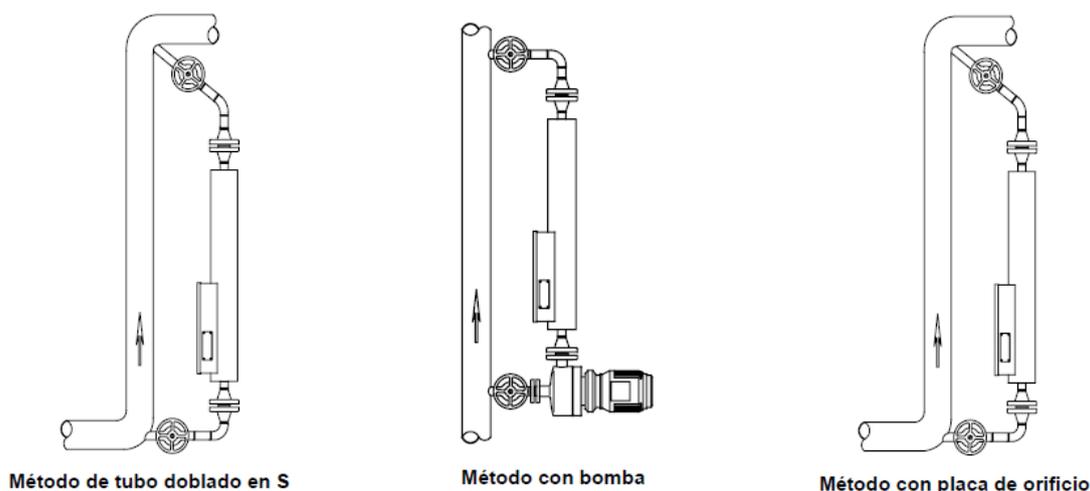


Figura II.62 Posiciones de montaje del medidor dinámico de densidad.

II.6.4 MEDIDORES DE CORTE DE AGUA

Existen diferentes medidores de corte de agua, la mayoría basados en principios eléctricos que identifican la variación de las propiedades eléctricas en función de la presencia de agua; también existen de tipo químicos por medio del uso de pastas indicadoras que reaccionan químicamente con la presencia de agua.

Medición estática de corte de agua

El nivel de agua libre almacenada en los tanques de almacenamiento atmosféricos debe medirse empleando el método de medición a fondo con cinta de medición a fondo y utilizando pasta indicadora de agua.

El procedimiento para medir el agua libre en un tanque es:

- 1) La plomada y un poco de la cinta deben recubrirse con una capa delgada de pasta indicadora de agua.
- 2) Se baja la cinta para medición a fondo hasta que toque el plato de medición.

- 3) Se mantiene la cinta firmemente el tiempo necesario para que la pasta cambie de color.
- 4) Se recoge la cinta y se mide el nivel del agua marcado en la plomada.

Los tanques deben mantenerse drenados para tener la menor cantidad de agua libre (máximo 5 cm. de agua). Para medir el nivel de agua, se recomienda el uso de una plomada circular de 30 o 45 [cm] como la que se muestra en la figura II.63. No se deben usar plomadas cuadradas.

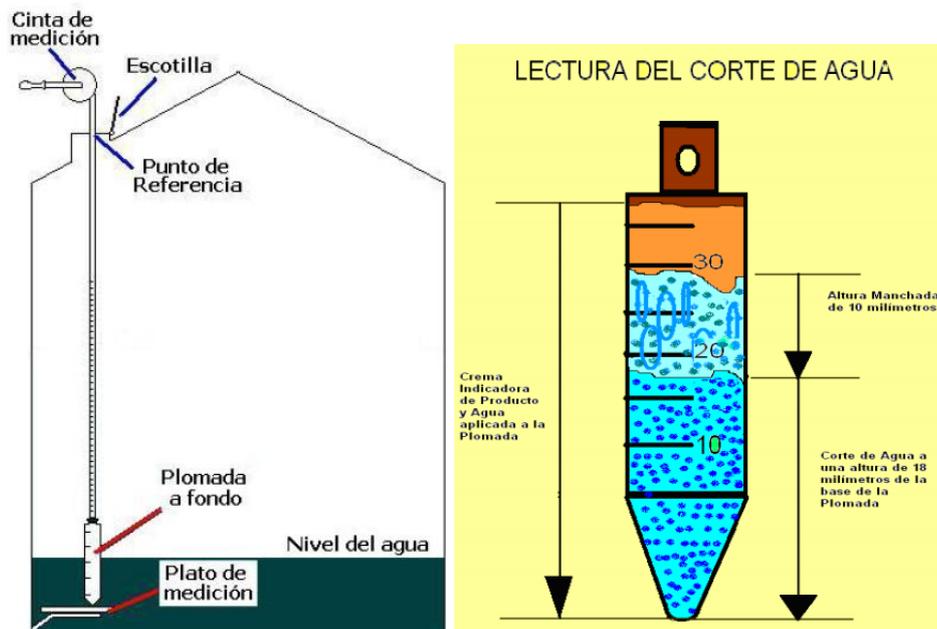


Figura II.63 Identificación del corte de agua en un tanque de almacenamiento empleando una plomada.

La cinta de medición y la plomada tienen las siguientes características:

- ✚ Generalmente está hecha en acero inoxidable, o en una aleación de cromo y plata, con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque y resistente a líquidos corrosivos.
- ✚ Su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido.
- ✚ La escala de la cinta de medición debe estar en metros, centímetros y milímetros.
- ✚ Debe de contar con un gancho de soporte para la plomada.

- ⚡ La plomada debe de estar hecha de un material que no genere chispa y sea resistente a la corrosión (generalmente bronce), con longitudes que oscilan entre 15 [cm] (6 pulgadas), 30[cm] (12 pulgadas) ó 45 [cm] (18 pulgadas) y cuyos pesos mínimo 20 onzas y máximo de $2 \frac{3}{8}$ de [lb].
- ⚡ Debe de contar con un polo a tierra para evitar chispa debido a la estática.
- ⚡ En el caso de plomadas de fondo debe ser de un material que soporte los golpes con materiales metálicos que están en el fondo del tanque.

Medición dinámica de corte de agua

Una señal eléctrica es enviada desde el extremo de la sección de medición a través de los fluidos. Esto genera una onda estacionaria similar a la vibración de una liga sostenida de ambos extremos. Estas ondas estacionarias cambian de posición dentro de la sección conforme cambia el contenido de agua. El cambio en la posición es automáticamente detectado por el oscilador de microondas el cual originalmente envió la señal y éste cambia su frecuencia original dependiendo de cuánta agua exista en la sección de medición. Un ejemplo de este tipo de medidores se muestra en la figura II.64.

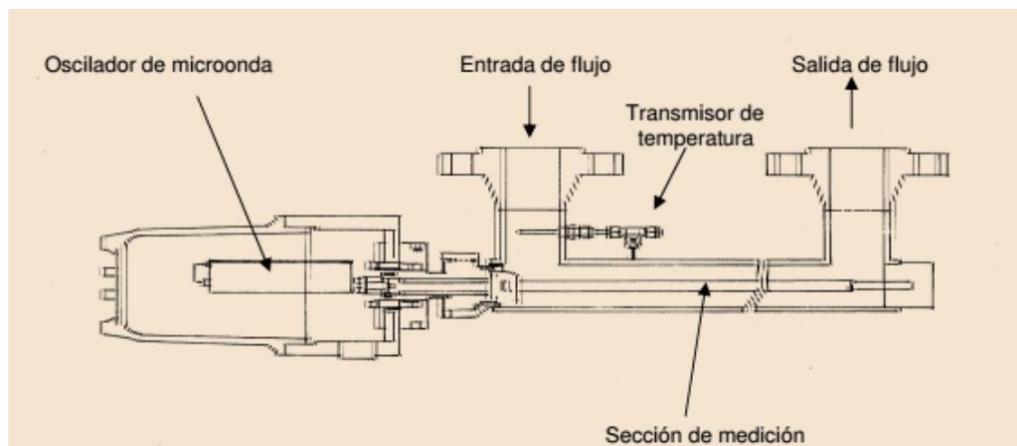


Figura II.64 Esquema del medidor dinámico de corte de agua.

Principio de funcionamiento de medidor dinámico de corte de agua

Cada oscilador es caracterizado para frecuencias y niveles de potencia reflejados en todos los cortes de agua, temperaturas y salinidades para ambas fases continuas. El sistema de medición en operación detecta el nivel de potencia reflejado del oscilador arriba del límite, el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continúa.

El oscilador para aceite es calibrado alrededor de 100 [MHz] en frecuencia y proporciona aproximadamente 200 [MHz] de cambio de frecuencias para un cambio en porcentaje de corte de agua, manteniendo el aceite en fase continua. El oscilador para agua es calibrado alrededor de 130 [MHz] y tiene una sensibilidad de 50-150 [KHz] para un cambio en porcentaje en corte de agua, manteniendo el agua en fase continua, dependiendo del valor de salinidad del agua.

Otro elemento es el computador el cual está configurado para llevar a cabo las funciones básicas de medición de frecuencia y oscilador de control, así como la determinación del corte agua; presenta los datos a través de una pantalla visual, interfaces digitales, y análogas. La computadora provee la corrección de la medición al compensar las fases con la temperatura y salinidad de los fluidos.

Cabe indicar que estos sistemas deben ser previamente calibrados, donde la calibración es realizada utilizando aceite crudo a varias temperaturas, la frecuencia del oscilador es medida a cada 1 % de incremento de corte de agua desde 0 hasta 85 % de corte de agua.

Esta calibración de fase de aceite establece la corrección de temperatura y la relación de frecuencia para el corte de agua requerido.

El parámetro importante que afecta la precisión en la medición es la conductividad total de las sales disueltas. Un campo de corrección para varias sales es hecha a través de un equipo de referencia llamado refractómetro de salinidad incluido con cada uno de los sistemas.

Las características eléctricas del agua (constante dieléctrica de 68 a 80) y del aceite (2.5) son muy diferentes y esto proporciona el medio propicio para determinar el corte de agua. Se ilustra el funcionamiento de este tipo de dispositivos en la siguiente figura II.65.

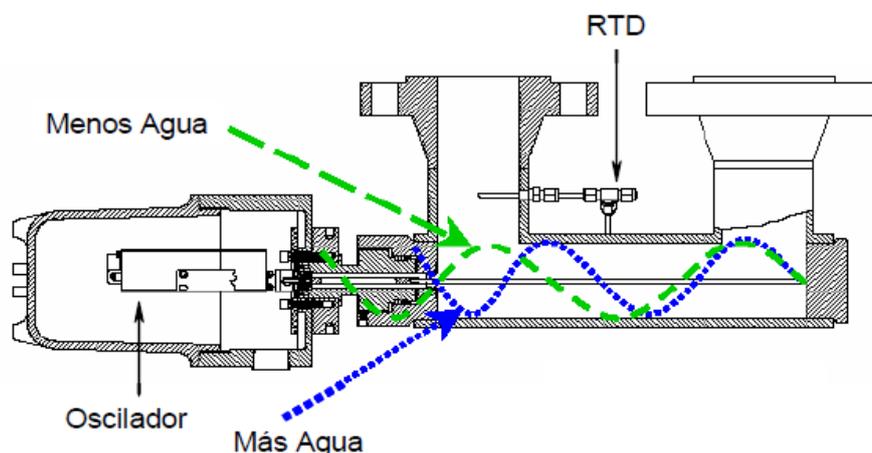


Figura II.65 Principio de medición del medidor dinámico de corte de agua.

II.7 MUESTREO DE HIDROCARBUROS

En la industria de explotación de petróleo es importante caracterizar un hidrocarburo debido a que normalmente las producciones son mezclas de varios tipos de hidrocarburos y que dependiendo de sus características varía su valor comercial.

Para determinar la calidad de los hidrocarburos se realizan diferentes análisis con los cuales se puede conocer tanto su composición como las propiedades físicas y químicas del mismo. Para ello previo a la realización de las pruebas se debe tomar una muestra.

La necesidad de identificar la calidad de los fluidos producidos nos ha conducido a emplear instrumentos, técnicas y métodos para recabar muestras representativas de dichos fluidos, que nos ayuden a identificar las propiedades, el comportamiento y los cambios que sufren bajo diferentes condiciones ambientales y posterior a procesos de separación. El muestreo es una de las operaciones más importantes en superficie y consiste en tomar un cierto volumen de petróleo para ser analizado, de tal forma, que la porción sea representativa de las propiedades físicas y químicas del material.

II.7.1 MUESTREO ESTÁTICO

Existen una gran variedad de métodos para el muestreo de hidrocarburos en tanques de almacenamiento, sin embargo son principalmente cuatro los que destacan para dicha tarea. Estos métodos se caracterizan principalmente por la forma y el lugar de obtener la muestra en el tanque de almacenamiento, no obstante algunos de ellos son muy parecidos a la hora de emplearse.

A. Compuesto

Consiste en obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después promediar los resultados o mezclar las muestras en cantidades iguales en una copa y analizar la mezcla.

Las muestras compuestas de tanques de almacenamiento de petróleo crudo se toman de la forma siguiente:

- ✚ **Muestreo a tres niveles:** Se realiza en tanques donde la altura del petróleo es mayor de 5 [m] o está completamente lleno, las muestras se deben tomar en la parte superior, media (central) e inferior o a nivel de la conexión de salida de descarga, en el orden indicado.

- ‡ **Muestreo a dos niveles:** Se realiza en tanques en donde la altura del petróleo va de 3 a 5 [m] o se encuentra a dos tercios de su capacidad, las muestras se deben tomar a los niveles superior e inferior de la conexión de salida de descarga o de drene, en el orden descrito.

- ‡ **Muestreo central o media local:** Se realiza en tanques donde la altura del petróleo es igual o menor de 3 [m] o si se encuentra a la mitad o menos llenado, se debe tomar una muestra en el punto medio de la columna del líquido.

B. Continuo

Es el método en el cual la muestra se obtiene al introducir un saca muestras tapado hasta el fondo del tanque, al llegar ahí se retira el tapón y se empieza a subir a una velocidad uniforme, permitiendo que se recolecte una muestra del crudo que represente por lo menos el 85% del volumen total del tanque.

C. Corrido

Es el método en el cual la muestra se obtiene al introducir un saca muestras destapado hasta el fondo del tanque y posteriormente se empieza a subir a una velocidad uniforme tal que el saca muestras cuando sea extraído del líquido se llene a tres cuartas de su capacidad.

Al obtener la muestra en la parte superior del tanque, en cualquiera de los métodos descritos anteriormente se debe tener la precaución de que sea por lo menos 30 cm debajo del nivel superior del aceite, para evitar la contaminación. Al hacerlo en la parte media debe ser lo más exacto posible y al hacerlo en la parte inferior debe encontrarse a un nivel más abajo de la descarga. Cuando se sube o se baja el recipiente muestreador debe moverse lentamente con el fin de evitar la agitación del contenido, ya que esto puede provocar la evaporación de los componentes ligeros.

D. En válvulas

La muestra se obtiene de válvulas que se instalan en la pared del tanque. Estas válvulas están formadas por un tubo que traspasa la pared del tanque y por una válvula de cierre. El diámetro del tubo varía entre 12.5 [mm] y 18.75 [mm], dependiendo del tipo de crudo. El extremo del tubo dentro del interior del tanque debe estar por lo menos a 10 [cm] de la pared. Cuando la capacidad del tanque es menor a 1,590 [m^3] la disposición de las válvulas muestreadoras es la siguiente: la superior se coloca a 45 [cm] debajo de techo del tanque y la intermedia equidistante. Para tanques mayores a 1590 [m^3] se

instalan por lo menos dos juegos de 5 válvulas equidistantes del tubo de descarga y de tubo de llenado.

Cuando se inicia la toma de una muestra, primero se debe drenar un volumen igual a dos veces el de la válvula muestreadora, para evitar recolectar aceite estancado y después se recaba la muestra. Debe procurarse que el volumen de las muestras que se obtiene de las diferentes válvulas sea el mismo.

Recipientes para muestras

Los recipientes para muestras pueden ser botellas de vidrio claro o ámbar y latas. Las botellas de vidrio claro son ventajosas porque se puede examinar visualmente la limpieza de las mismas, permitiendo así la inspección visual para determinar si la muestra está libre de agua o impurezas sólidas. Las botellas de vidrio ámbar protegen al líquido de la luz. En cuanto a las latas que se permiten son las que tienen costura sobre la superficie exterior, cubiertas por un sellador de resina en un solvente apropiado.

El recipiente para realizar la toma de muestra manual de petróleo crudo, debe ser hermético para no dejar escapar los productos volátiles, equipado con un tubo de salida, prolongado desde el tope hasta unos 12 [mm] del fondo, con un embudo y un dispositivo de cierre que permita llenar el recipiente cuando esté sumergido.

Pueden usarse taponos de corcho o de vidrio para botellas de vidrio; las tapas con rosca solamente deben usarse en las latas para asegurar un cierre hermético que impida la salida de los productos volátiles. Las tapas con rosca deben estar protegidas por un empaque en forma de disco, de estaño, aluminio u otro material que no afecte a la muestra de petróleo crudo. Algunos ejemplos de recipientes para muestras se ilustran en la figura II.66.

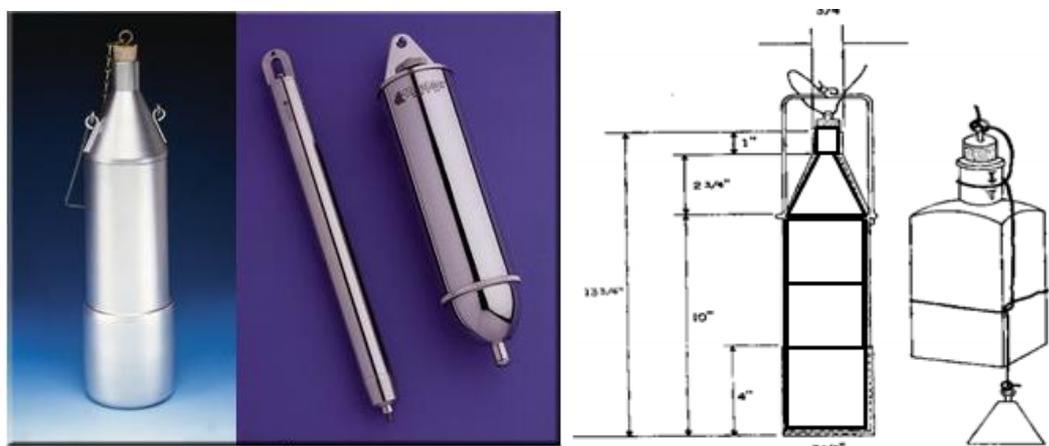


Figura II.66 Recipientes para muestras de aceite.

II.7.2 MUESTREO DINÁMICO

Es un proceso que consiste en la toma de volúmenes de aceite y gas o de condensado y gas por separado a condiciones de superficie; se realiza el muestreo generalmente en cabezas de pozo y en separadores de prueba o producción, dependiendo de las condiciones de operación que se tengan y del tipo de fluido que se esté produciendo. En este proceso se conectan dispositivos a la tubería de producción, la figura II.67 ilustra algunos de estos dispositivos utilizados para obtener muestras de gas.

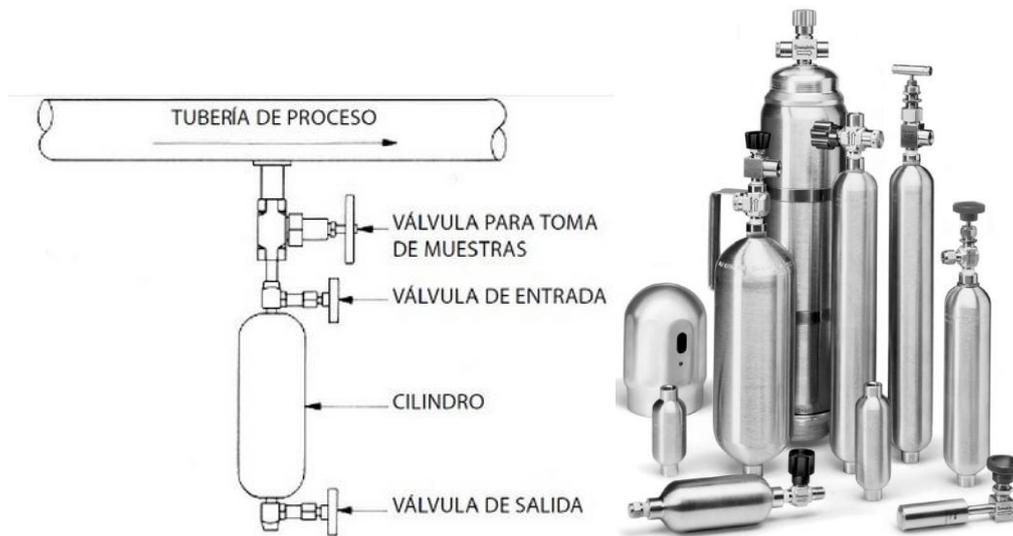


Figura II.67 Recipientes para tomar muestras de gas.

A. Muestreo en cabeza de pozo

Para realizar el muestreo en el cabezal del pozo se utiliza un recolector múltiple (Figura II.68) construido para recolectar las muestras en superficie. Estas muestras sólo pueden tomarse cuando la presión de fondo fluente y la temperatura son mayores a la presión de saturación del yacimiento, de tal manera que el fluido se mantiene monofásico en la cabeza del pozo. Estas condiciones no son comunes pero a veces existen, por ejemplo en pozos submarinos en los que los fluidos producidos pueden mantenerse monofásicos desde el fondo del pozo hasta el recolector múltiple en superficie.



Figura II. 68 Recolector múltiple para muestreo.

B. En instalaciones superficiales

El muestreo de superficie también llamado muestreo de separador o muestreo recombinado, consiste en tomar las muestras de petróleo y gas en los separadores. Con las mediciones precisas de las tasas de flujo, las presiones y temperaturas del petróleo y el gas, se recombinan las muestras en el laboratorio para aproximarse a la composición de los fluidos originales del yacimiento. Las muestras deben tomarse cuando el flujo sea estable en los separadores, preferiblemente en el separador de mayor presión y no en el tanque; se recomienda tomar la muestra en los separadores siempre como precaución a problemas imprevistos generados con las muestras de fondo.

1. Muestreo de crudo

Las muestras son tomadas generalmente en conexiones que se encuentran en líneas de tubería verticales, sin embargo, en caso de que estén en líneas horizontales, deben estar situadas arriba de la parte media del tubo y penetrar hasta el centro de la misma.

Para el muestreo de líquido se recomienda el de desplazamiento, el cual consiste en llenar el cilindro con gas del mismo separador, con agua o con mercurio. Luego se deja entrar lentamente líquido del separador al cilindro (figura II.69). En campo generalmente este tipo de muestreo se realiza mediante el uso de una botella de vidrio o metal y después se guarda en un contenedor, para efectuar su análisis.

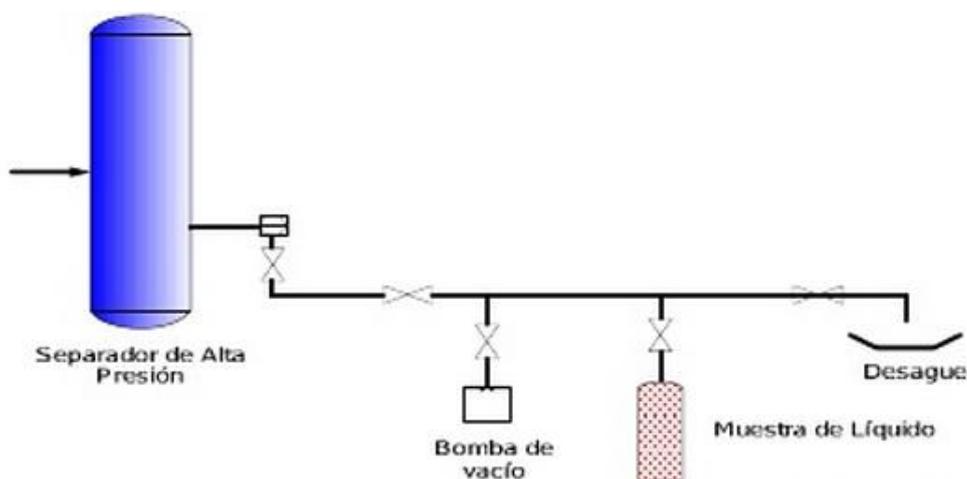


Figura II.69 Representación de la toma de una muestra de aceite.

2. Muestreo de gas

El mejor método para tomar muestras de gas es el cilindro evacuado. Antes de tomar una muestra se hace vacío en el cilindro y a las conexiones. Una limitación de este método es que se necesita llevar una bomba de vacío al campo.

Cuando se tome la muestra de gas con cilindros se debe tener en cuenta que el volumen de la muestra estará en función del número de pruebas y determinaciones que se pretendan realizar.

El objeto fundamental es conseguir que la porción de gas natural a tomar sea representativa, pero dado que la toma de muestras presenta variedad de situaciones diferentes en todos aquellos casos en que sea posible se fijarán las condiciones más apropiadas.

Cuando las muestras se tomen con cilindros deberán estar perfectamente limpios y secos. Los puntos de muestreo situados en las líneas de gas deberán estar provistos de una unión de acople rápido para los cilindros de toma de muestra.

El procedimiento para la toma de muestras de gas se ilustra en la figura II.70 y se enuncia a continuación.

- 1) Acoplar el cilindro a la línea de gas.
- 2) Abrir la válvula de entrada de gas al cilindro.
- 3) Cuando la presión del gas en el cilindro iguale a la de la línea de gas, abrir la válvula de salida de gas del cilindro.
- 4) Esperar unos segundos para que el gas efectúe un buen barrido en el interior del cilindro y cerrar la válvula de salida de gas del cilindro.
- 5) Repetir las operaciones "3" y "4" tres veces como mínimo.
- 6) Cuando la presión del gas en el cilindro sea la misma que la de la línea, se cerrará la válvula de entrada de gas al cilindro
- 7) Desacoplar el cilindro de la línea de gas.

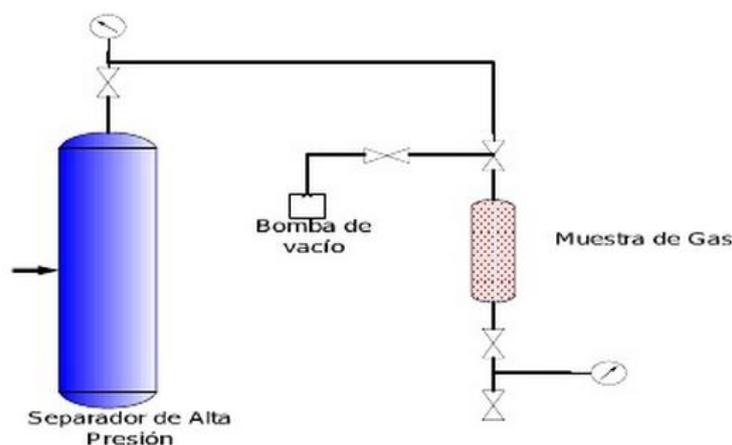


Figura II.70 Representación de la toma de una muestra de gas.

II.8 ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS

En la actualidad la calidad de un hidrocarburo es uno de los indicadores más importantes en la industria, debido a que nos da una idea de la cantidad y calidad de los derivados que podríamos extraer al refinar dicho crudo.

Existe una variedad muy amplia de análisis para hidrocarburos, sin embargo, este trabajo se enfoca solamente a describir de manera general los siguientes: análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura), análisis de contenido de agua y sedimentos, análisis de la salinidad del agua, análisis cromatográficos para gases y análisis de color de Saybolt para líquidos condensados.

II.8.1 ANÁLISIS PVT

Un análisis PVT es un estudio de laboratorio que se le realiza a muestras de fluidos tomadas en el fondo del pozo o en la superficie, con el objetivo de obtener sus propiedades en función de la Presión, Volumen y Temperatura. La información obtenida de los análisis PVT es de gran importancia debido a que se utiliza para comprender los diferentes comportamientos que tienen los fluidos producidos bajo diferentes condiciones de flujo.

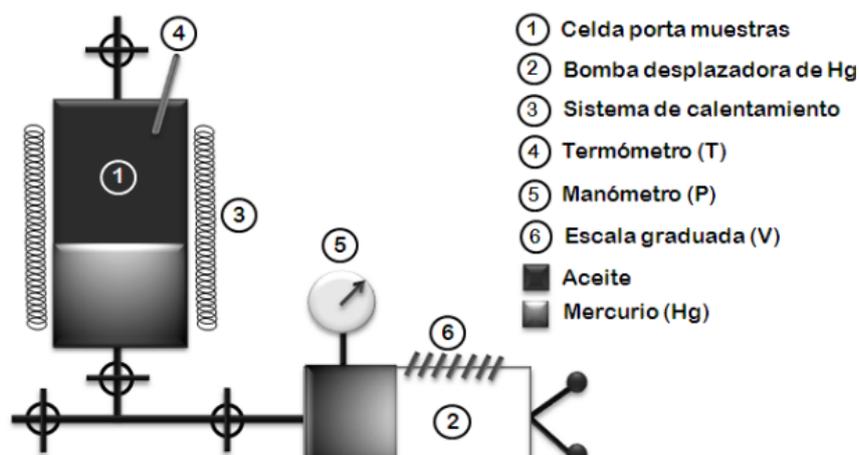


Figura II.71 Equipo para realizar un análisis PVT.

En el análisis PVT, podemos realizar dos principales procedimientos, que permiten determinar las propiedades y características del fluido que se analizara.

Separación flash

En este tipo de separación todo el gas permanece en contacto con el líquido, es decir, la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión.

Se coloca una muestra de aceite en una celda a un valor de presión mayor o igual a la presión inicial del yacimiento, posteriormente se va disminuyendo la presión del sistema a temperatura y masa constantes en varias etapas, incrementando el volumen en la celda y hasta alcanzar la presión de burbuja, posteriormente se sigue disminuyendo la presión hasta que ya no se libera gas del aceite. La disminución de presión se obtiene retirando el pistón de la celda.

La celda es agitada constantemente para asegurar que el contenido se encuentre a condiciones de equilibrio. Durante cada disminución de presión, se van midiendo la presión y volumen, en donde el volumen es llamado volumen total. Para las presiones menores o iguales a la presión de burbuja el gas disuelto va siendo liberado, de modo en el volumen total se considera el gas y el aceite (figura II.72).

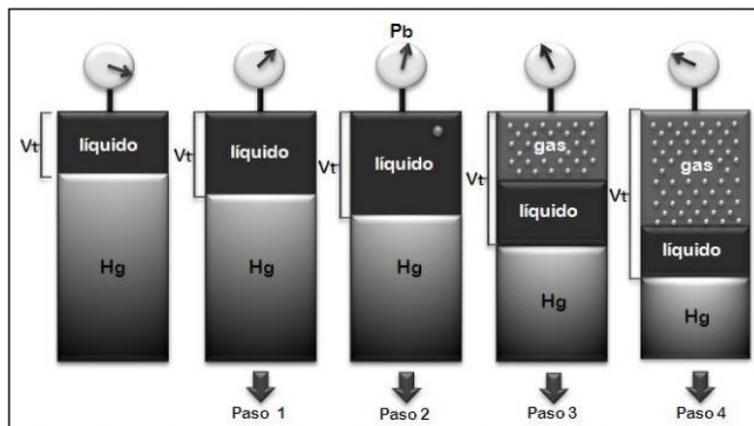


Figura II.72 Proceso de separación tipo flash.

Todos los valores del volumen total se dividen por el volumen en el punto donde se alcanzó el punto de burbuja y los resultados son reportados como un volumen relativo.

Separación diferencial

Este tipo de separación es aplicado una vez que se ha identificado la presión de burbuja en las muestras. Es aquella donde la composición total del sistema varía durante el proceso, es decir, el gas libre es removido total o parcialmente del contacto con el condensado retrogrado.

Al igual que la separación flash, la muestra es colocada en una celda a temperatura de yacimiento y a la presión de burbuja, posteriormente se va disminuyendo la presión del sistema a temperatura constante, pero variando la masa y el volumen, debido a que el volumen de gas liberado del aceite es extraído en cada etapa de separación (figura II.73). Dicho proceso se repite siempre teniendo el mismo valor de presión con el que se inició hasta que se alcanza la presión atmosférica.

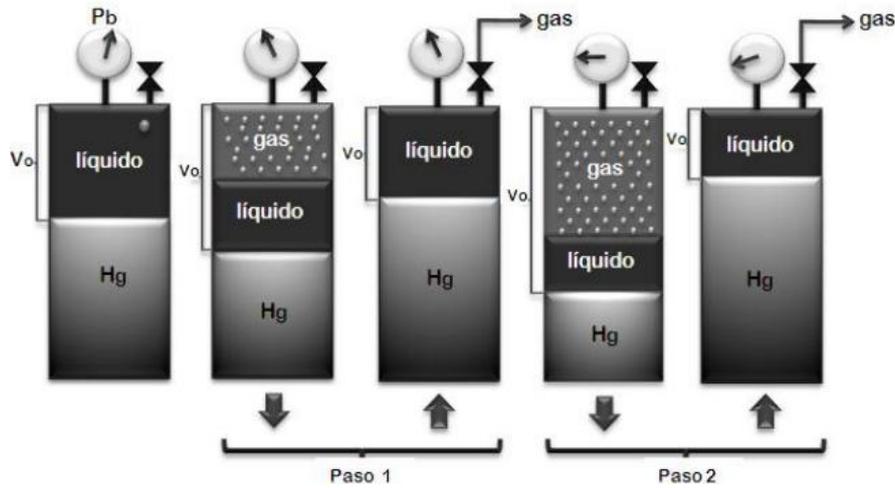


Figura II.73 Proceso de separación tipo diferencial.

Cada uno de los valores del volumen de líquido de la celda, se divide entre el volumen de aceite residual, y a dicho resultado se le conoce como volumen relativo del aceite.

Al finalizar esta separación se puede obtener:

- ✚ Factor de compresibilidad del gas (Z).
- ✚ Relación Gas-Petróleo en solución (R_s).
- ✚ Factor volumétrico del petróleo (B_o).
- ✚ Factor volumétrico del gas (B_g).
- ✚ Factor volumétrico total (B_t).
- ✚ Densidad del petróleo (ρ_o).
- ✚ Gravedad específica del gas (γ_g).
- ✚ Gravedad API del crudo residual ($^{\circ}API$).

Al realizar un análisis PVT es necesario comprobar la consistencia de los datos, debido a que es posible la existencia de errores de medición en el laboratorio. Esta revisión consiste en la elaboración de pruebas, entre ellas están la revisión de la temperatura de la prueba (comprobar que las condiciones de P y T al momento de la toma de la muestra de gas sean iguales a las del momento de la toma de la muestra de líquido), prueba de densidad (la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja en la liberación diferencial debe ser igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores) y la de balance de materia (consiste en verificar si el (R_s) experimental de la liberación diferencial es el mismo al calculado por balance de materia).

II.8.2 ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia y la física. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Las técnicas cromatográficas son muy variadas, pero en todas ellas hay una fase móvil que consiste en un fluido (gas, líquido o fluido supercrítico) que arrastra a la muestra a través de una fase estacionaria que se trata de un sólido o un líquido fijado en un sólido. Los componentes de la mezcla interaccionan en distinta forma con la fase estacionaria. De este modo, los componentes atraviesan la fase estacionaria a distintas velocidades y se van separando.

Después de que los componentes hayan pasado por la fase estacionaria, separándose, pasan por un detector que genera una señal que puede depender de la concentración y del tipo de compuesto.

La cromatografía puede cumplir dos funciones básicas que no se excluyen mutuamente:

- ✚ Separar los componentes de la mezcla, para obtenerlos más puros y que puedan ser usados posteriormente (etapa final de muchas síntesis).
- ✚ Medir la proporción de los componentes de la mezcla (finalidad analítica). En este caso, las cantidades de material empleadas son pequeñas.

Como ya se ha indicado, la cromatografía es básicamente una técnica de separación, su gran capacidad para separar muestras complejas la ha conducido a utilizarse cada vez más como técnica analítica. Entre las técnicas cromatográficas utilizadas con fines analíticos, la cromatografía de gases es probablemente la técnica de más amplio uso.

Por lo general, la utilización de la cromatografía de gases está restringida a la separación de compuestos con un peso molecular menor de 1000 y a una temperatura máxima de trabajo de aproximadamente 400[°C], la única limitación que se puede identificar es la estabilidad térmica de la muestra.

Proceso de separación de gases

Para realizar la separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura; esta corriente de gas atraviesa una columna cromatográfica que separará los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas-liquido), de absorción (cromatografía gas-sólido) o, en muchos casos, por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos cortos y pasarán a través de algún sistema de detección adecuado o serán dirigidos hacia un dispositivo de colector de muestras.

Descripción del equipo

Un cromatógrafo de gases consiste en varios módulos básicos ensamblados para:

- ✚ Proporcionar un gasto o flujo constante del gas transportador (fase móvil).
- ✚ Permitir la introducción de vapores de la muestra en la corriente de gas que fluye.
- ✚ Contener la longitud apropiada de fase estacionaria.
- ✚ Mantener la columna a la temperatura apropiada (o la secuencia del programa de temperatura)
- ✚ Detectar los componentes de la muestra conforme fluyen de la columna.
- ✚ Proveer una señal legible proporcional en magnitud a la cantidad de cada componente.

Los componentes fundamentales de un cromatógrafo de gases se ilustran en la figura II.74 y se enuncian a continuación son:

- ✚ Fase móvil.
- ✚ Puerto de inyección.
- ✚ Horno de la columna.
- ✚ Columnas.
- ✚ Fase estacionaria.
- ✚ Detector.
- ✚ Soporte.

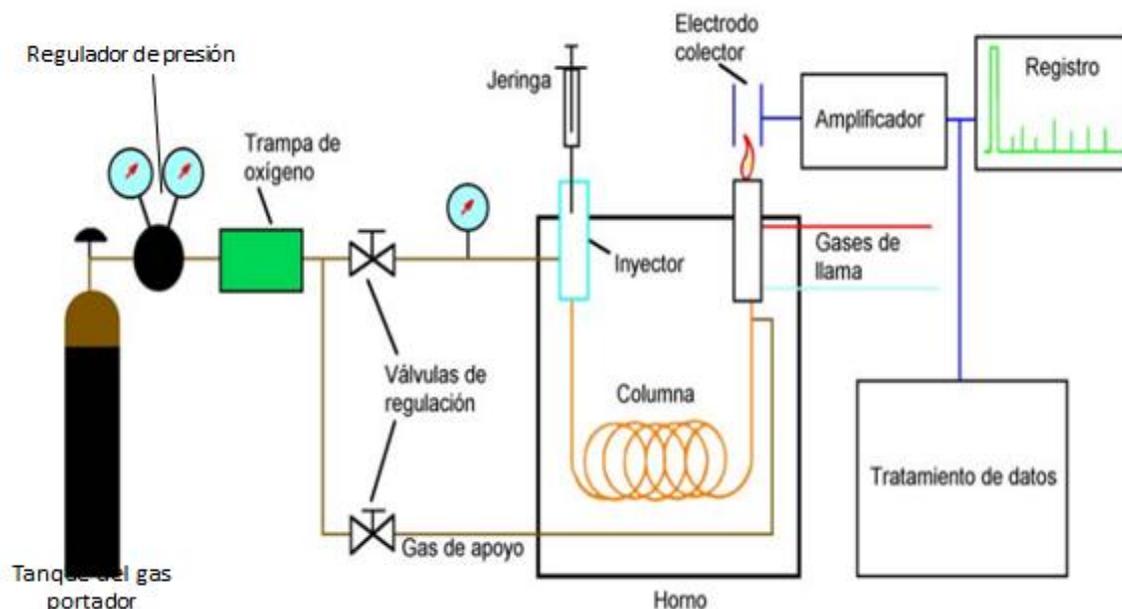


Figura II.74 Equipo de cromatografía de gases.

Fase móvil Gas. Son generalmente gases inertes como helio, argón o nitrógeno. El gas portador lleva las moléculas del componente a analizar a través de la columna; este movimiento es inhibido por la adsorción que presenta el componente tanto en las paredes de la columna, como en los materiales empaquetados en la misma.

Puerto de inyección. Es un dispositivo que permite introducir la muestra en la corriente del gas o líquido portador.

Inyector. Se trata de una cámara situada a la entrada de la columna y calentada independientemente de ésta (a temperatura superior del punto de ebullición del componente más volátil de la muestra), suele tener una membrana de caucho a través de la cual se introduce la muestra con la ayuda de una microjeringa hipodérmica. Los volúmenes de la muestra de gases va desde 0.5-5 [ml].

Horno de la columna. La temperatura de la columna es una variable importante que para un trabajo preciso ha de regularse a las décimas de grado, por ello la columna normalmente se introduce dentro de un horno termostático. La temperatura óptima de la columna depende del punto de ebullición de la muestra y del grado de separación requerido. En la práctica, con una temperatura igual o ligeramente superior al punto de ebullición promedio de la muestra, se obtienen tiempos de elución razonables (2 a 30 [min]). La columna debe estar en el centro del horno sin tener contacto con las paredes.

Columnas. Están hechas de cobre, acero inoxidable o tubos de vidrio, dobladas o enrolladas. Las columnas tienen una longitud de 1-6 [m] y tienen un diámetro que varía de 2-4 [mm]. Según se encuentre en ella distribuida la fase estacionaria y el valor que alcance la relación de fases se originan los diferentes tipos de columnas. La separación de la mezcla se realiza dentro de la columna, por lo tanto, es la parte más importante del cromatógrafo.

Fase estacionaria. Es la encargada de separar los componentes de la muestra. Esta puede ser un sólido o un líquido, dispuestos sobre un sólido que actúa como soporte (columna). El sólido de la fase estacionaria puede ser de aluminio, sílica de gel, carbón o diatomita (principalmente se trata de sílice hidratado microamorfa, la calcinación de esta tierra dará lugar a diversos productos según la forma y temperatura de tratamiento); y el líquido de la fase estacionaria debe tener una baja viscosidad y una alta solubilidad.

Para obtener la mejor resolución de dos sustancias dentro de la columna, se requiere tener una fase estacionaria donde su retención relativa sea mayor a la unidad. Esto depende del punto de ebullición y el coeficiente de actividad de los solutos en dicha fase. Por otra parte, dos sustancias de punto de ebullición idéntico, pero de estructura química diferente, podrán separarse fácilmente con base en su distinta solubilidad.

Detector. Son dispositivos que indican y miden los solutos en la corriente del gas acarreador, convirtiendo una señal no medible directamente en una señal elaborable de una propiedad física. Esta señal es elaborada por una comparación entre el gas acarreador puro (blanco) y el gas a analizar, llevando cada uno de los componentes previamente separados en la columna, esto es traducido en una señal eléctrica que es amplificada y registrada al momento de salir de la columna. Los detectores más ampliamente utilizados son el detector de conductividad térmica (TCD) y el detector de ionización de flama (FID).

La cromatografía de gases se emplea principalmente para determinar:

- ✚ Los porcentajes de componentes individuales del gas natural.
- ✚ El valor calórico [BTU].
- ✚ La densidad relativa.
- ✚ La compresibilidad.

II.8.3 ANÁLISIS DE CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS

La determinación de contenido de agua y sedimentos es requerida principalmente para medir con precisión los volúmenes reales netos de petróleo que se están produciendo, almacenando y que se están manejando en las transferencias de custodia, también puede ayudar a identificar problemas que pueden ocasionar en nuestras instalaciones, como es la corrosión en los equipos del manejo de la producción, corrosión en las tuberías y problemas en el procesamiento del hidrocarburos, entre otros.

Para realizar el análisis de contenido de agua y sedimentos en un hidrocarburo, existen diferentes métodos de laboratorio que son empleados en la industria, sin embargo destaca un método que propone la American Society for Testing and Materials (ASTM) D-4007, el cual está basado en la centrifugación.

El método ASTM D-4007 consiste en:

- 1) Llenar dos tubos graduados de centrifugación con 50 [ml] de la muestra de hidrocarburo que se desea analizar.
- 2) Añadir al tubo 50 [ml] de algún solvente (tolueno, Bensol, Gasolina blanca), previamente saturados a la temperatura de prueba. (60 [°C] para crudos ligeros, súper ligeros y pesados, a 71[°C] para crudos extrapesados).
- 3) Añadir 2 [ml] de solución desémulsificante a cada tubo, usando una pipeta u otro dispositivo.
- 4) Se tapan los tubos herméticamente utilizando corchos y se agitan hasta que estén bien mezclados la muestra, el desémulsificante y el solvente. En el caso en que el petróleo sea muy viscoso y la mezcla del solvente con el aceite se haga muy difícil, el solvente puede ser añadido primero al tubo de centrifugación, para facilitar la mezcla.
- 5) Se aflojan un poco los corchos y se sumergen los tubos en un baño líquido, hasta la marca de 100 [ml] durante 10 [min], manteniendo la temperatura de análisis según el tipo de crudo, y posteriormente se aprietan bien los corchos.
- 6) Los tubos se colocan en el rotor o cabezal de la centrifuga en lados opuestos, para establecer una condición de equilibrio. Se hace girar la centrifuga durante 10 [min] con los tubos destapados a velocidad de rotación calculada en función de una fuerza centrífuga relativa (es la fuerza que experimenta un cuerpo sometido a un movimiento giratorio y es la fuerza necesaria para que se produzca la separación) mínima de 600 [rpm].

$$\text{rpm} = 1335 \sqrt{\frac{f_{cr}}{d}}, \quad (\text{II. 61})$$

Dónde:

rpm	Revoluciones por minuto.
f_{cr}	Fuerza centrífuga relativa.
d	Diámetro de giro entre los extremos de los tubos en posición de rotación.

Inmediatamente después de que se detiene la centrífuga se colocan nuevamente los corchos en los tubos, se lee y se anota el volumen combinado de agua y sedimentos en el fondo de cada tubo.

Se repiten los pasos 5 y 6, hasta que el volumen combinado de agua y sedimentos permanezca constante o tengan una diferencia de 0.2 % de volumen en los tubos durante dos lecturas consecutivas, cuando se encuentren en el rango de diferencia se suman los volúmenes de los dos tubos y se obtiene el porcentaje del volumen total y ese será el porcentaje de agua y sedimentos de la muestra. En cierto tipo de crudo es necesario calentar hasta 60 [°C] antes de hacer la medición, para evitar que entre el porcentaje de agua y sedimentos se encuentre material ceroso.

Centrífuga

Es el equipo que proporciona la técnica de separación basada en el movimiento de partículas por rotación y aceleración centrífuga de modo que, sometidas a altas velocidades de rotación durante ciertos periodos de tiempo, permiten la sedimentación de los componentes de una solución homogénea según sus diferentes densidades. Se muestra un ejemplar de este tipo de equipos en la figura II.75.

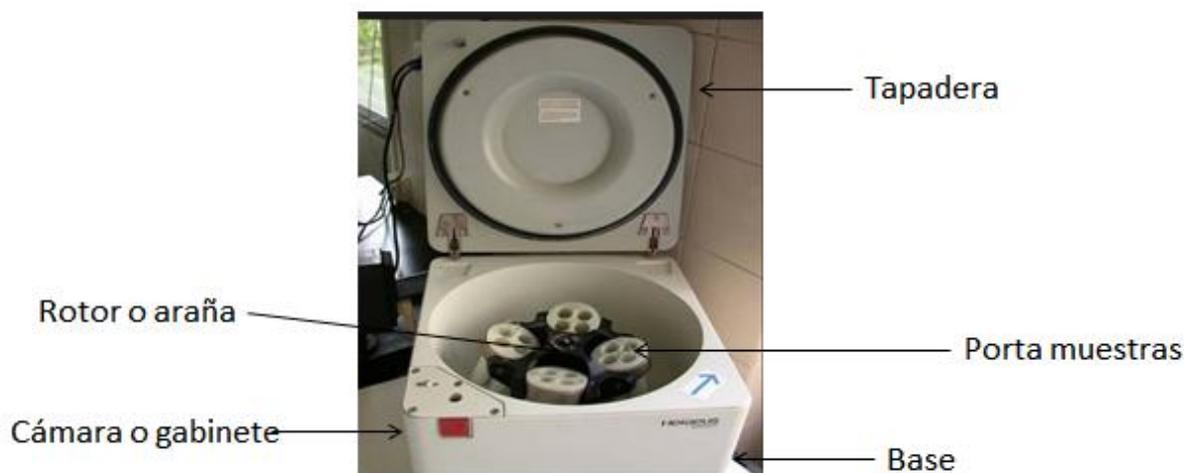


Figura II.75 Equipo de centrifuga.

II.8.4 ANÁLISIS DE SALINIDAD

Para poder determinar la salinidad del agua presente en un hidrocarburo, en la actualidad se cuenta con un procedimiento propuesto por la (ASTM). Este procedimiento es el ASTM D-3230, el cual está basado en la medición de la conductividad de una solución de crudo en un solvente polar, cuando es sometida a una corriente eléctrica alterna.

La muestra se disuelve en una mezcla de solventes y se coloca en una celda de prueba que consiste en un vaso de precipitados y dos placas paralelas (electrodos) de acero inoxidable. Se aplica un voltaje alterno a las placas y el flujo de corriente resultante, se mide con un multímetro. Se obtiene contenido de sales por referencia a una curva de calibración de intensidad de corriente contra el contenido de sales de mezclas conocidas.

Las curvas de calibración están basadas en patrones preparados para que los resultados se aproximen al tipo y concentración de sales presentes en los crudos sometidos a prueba.

Los resultados se deben de expresar como granos de cloruro de sodio por mil litros de crudo (libras de cloruro de sodio por cada mil barriles de petróleo).

II.8.5 ANÁLISIS DEL COLOR SAYBOLT

Al referirnos al color del petróleo lo más frecuente es pensar en el color negro que tradicionalmente se asocia a este producto, pero existe una diversidad de colores producidos por reflexión de la luz, pudiendo aparecer crudos de colores verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro y por la transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro.

La coloración que toman los hidrocarburos principalmente se debe al contenido de componentes ligeros o pesados que presenta a la hora de producirlos o manejarlos en superficie. No obstante, no sólo se considera la cantidad de componentes ligeros o pesados en el hidrocarburo, sino también la cantidad de agua y otros contaminantes.

El color y la intensidad de la luz reflejada de un hidrocarburo dependen de la interacción de la luz con sus uniones moleculares del fluido y el logaritmo que relaciona la intensidad de la luz transmitida es la unidad de absorción o densidad óptica.

Para definir la densidad óptica, se necesita establecer una relación de términos que ayuden a dar una definición exacta.

Absorbancia. Se define como la proporción de luz incidente de una cierta longitud de onda que es absorbida por un cuerpo. Cuando un haz de luz incide sobre un cuerpo translúcido, una parte de esta luz es absorbida por dicho cuerpo, y el haz de luz restante atraviesa dicho cuerpo. A mayor cantidad de luz absorbida, mayor será la absorbancia del cuerpo, y menor cantidad de luz será transmitida por dicho cuerpo.

Matemáticamente se define como:

$$A_{\lambda} = -\log_{10} \left(\frac{I}{I_0} \right), \quad (II. 62)$$

Dónde:

A_{λ}	Absorbancia.
I	Intensidad de la luz que pasa por la muestra (luz transmitida).
I_0	Intensidad de la luz incidente.

Transmitancia. Se refiere a la cantidad de luz que atraviesa o transmite un cuerpo con una determinada longitud de onda. Cuando un haz de luz incide sobre un cuerpo, una parte de esa luz es absorbida por el mismo, y otra fracción de ese haz de luz atravesará el cuerpo, según su transmitancia.

$$T = \left(\frac{I}{I_0} \right), \quad (II. 63)$$

Dónde:

T	Transmitancia.
I	Intensidad de la luz que pasa por la muestra (luz transmitida).
I_0	Intensidad de la luz incidente.

Como se ve, la absorbancia y la transmitancia son dos aspectos del mismo fenómeno.

Después de haber definido dos aspectos importantes que se relacionan con la densidad óptica, podemos definirla como:

Densidad óptica: Es la absorbancia de un elemento óptico por unidad de distancia, para una longitud de onda dada. Mientras más alta es la densidad óptica, más corta es la transmitancia y se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$DO_{\lambda} = \frac{A_{\lambda}}{l} = -\frac{1}{l} \log_{10} T = \frac{1}{l} \log_{10} \left(\frac{I_0}{I} \right), \quad (II. 64)$$

Dónde:

DO	Densidad Óptica
T	Transmitancia.
I	Intensidad de la luz que pasa por la muestra (luz transmitida).
I_0	Intensidad de la luz incidente.
l	Distancia que viaja la luz por una muestra.

En la actualidad existe el método ASTM D-156, el cual nos permite identificar la calidad de un condensado en función de la coloración que presenta. Esta metodología es propuesta por la (ASTM).

Consiste en ir disminuyendo la altura de la columna de una muestra, que se encuentra colocada en un tubo porta muestra del colorímetro, hasta que presente un color más claro que el color observado en el tubo de comparación con filtro. Al variar la altura de la columna, va a variar su color, debido a que la absorbancia de una sustancia es proporcional a su concentración, y es por eso que las sustancias más concentradas muestran una lectura más elevada de absorbancia.

Los valores de las alturas que toma la columna de muestra dependen del filtro patrón que se esté empleando en el tubo de comparación, debido a que se encuentran ya establecidas. A estas alturas les va correspondiendo un número de color conocido como color de Saybolt, que puede variar de +30 (color más claro) hasta -16 (color más oscuro).

El color de Saybolt se define como una indicación de la calidad del condensado y constituye un parámetro útil para asegurar que dicho condensado no esté contaminado con otros productos pesados.

Para reportar el número de Saybolt, siempre se debe de seleccionar el número más próximo por encima del nivel alcanzado. Entre más claro es el color de Saybolt, nuestro condensado será de mejor calidad.

Colorímetro

El colorímetro es un instrumento que permite medir la absorbancia de una solución en una específica frecuencia de luz a ser determinada. Es por eso, que hace posible descubrir la concentración de un soluto conocido que sea proporcional a la absorbancia.

Este equipo se compone de las siguientes partes:

Portamuestras. Es un tubo de vidrio con una longitud que varía de 508 a 510 [mm], desde su parte superior hasta su parte inferior, la cual debe ir cerrada con un disco de vidrio. El tubo consta de un diámetro interior que varía de 16.5 a 17.5 [mm] y su diámetro externo puede variar de 21.25 a 22.75 [mm]. Dicho tubo debe de ir graduado en divisiones de 3.3 [mm] en toda su longitud y las líneas de cada 25.4 [mm] deben de marcarse con marcas circulares. Tanto el tubo portamuestras como el disco de vidrio, son colocados en una pieza metálica conveniente. En este tubo va colocada la muestra de condensado que se desea analizar.

Llave de salida. Es una llave que nos permite ir moderando el vaciado del tubo portamuestras, para poder obtener la altura de muestra que deseamos en el tubo.

Tubo de comparación. Es un tubo de vidrio con características de color similares al tubo portamuestras, consta de una longitud de 483 [mm] desde su parte superior hasta la parte inferior, con ambos extremos abiertos. Dicho tubo presenta diámetros interno y externo de las mismas dimensiones que el tubo portamuestras y va colocado sobre una abrazadera metálica, en la cual se pondrán los filtros de color y un diafragma metálico negro.

Ensamble de los tubos: En el interior de las partes superiores del tubo portamuestras como el de comparación, se colocan diafragmas metálicos con una longitud de 25 [mm]. Posteriormente los tubos son colocados de forma vertical y central con respecto al visor óptico.

Diafragmas metálicos. Restricciones metálicas con un hueco en el centro, que sirven para disminuir el diámetro interno del tubo.

Visor óptico. Es formado por prismas y un ocular con una lente. Los prismas tendrán la forma conveniente, siendo iguales en sus ángulos de refracción y áreas; el conjunto debe ir montado rígidamente y puesto de tal manera que los rayos luminosos que pasan a través de los tubos se reflejen en una cabeza óptica que puede verse por el ocular. Este montaje permitirá que se forme un campo circular de visión sin distorsión, una mitad del cual estará iluminado por la luz transmitida por la muestra y la otra mitad por el filtro de color.

Foco de luz. Es una lámpara de luz artificial, la cual emite una luz que es proyectada hacia los tubos mediante un espejo colocado con un ángulo apropiado, de tal forma que

llegue a los tubos luz reflejada en rayos paralelos de igual intensidad de radiación. La luz transmitida no debe dar brillo, ni sombras y debe excluirse de cualquier otra fuente que pueda interferir en los tubos.

Filtros patrón. Es un medio que sólo permite el paso a través de él de luz con ciertas propiedades, suprimiendo o atenuando la luz restante y son clasificados según la cantidad de luz que permitan pasar (Medio, Uno y Dos).

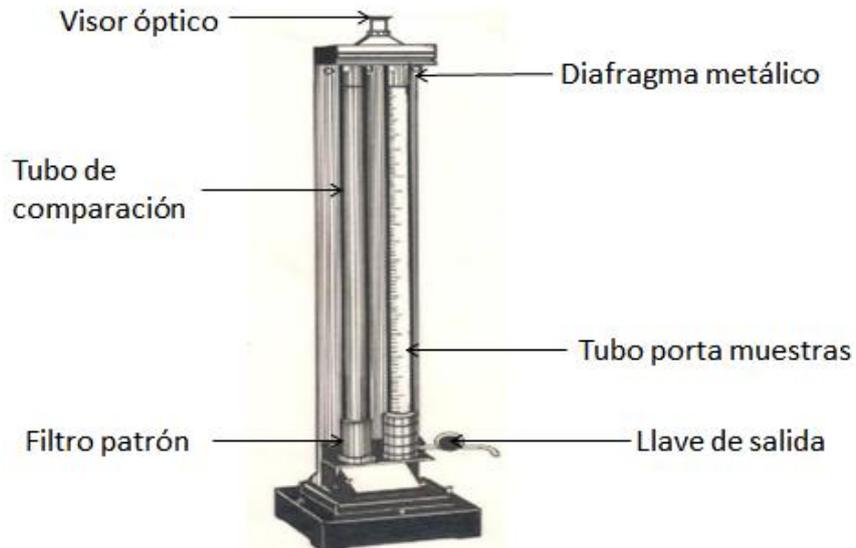


Figura II.76 Colorímetro.

CAPÍTULO III. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO DE MAGNITUDES ASOCIADAS A LA MEDICIÓN

Durante la medición de cualquier corriente de hidrocarburos se deben considerar cuestiones técnicas que permitan la toma de información que se aproxime a la realidad y que permitan su mutua comparación. Este capítulo tiene como finalidad principal mostrar algunos de los cálculos utilizados más importantes durante los procesos de medición que permiten la comparación de las mediciones así como algunas técnicas útiles para su administración.

III.1 FACTORES DE CORRECCIÓN DE VOLÚMENES MEDIDOS

Dado que los hidrocarburos son fluidos cuyo volumen depende en mayor o menor medida de las condiciones termodinámicas en las que se encuentra es necesario realizar una estimación del volumen de dichas corrientes bajo condiciones estandarizadas para su correcta comparación y poder realizar un adecuado manejo administrativo.

Al conjunto de parámetros físicos que determinan las condiciones en las que se deben expresar todas las mediciones se les denomina condiciones estándar y normalmente están dadas por un par de valores de presión y de temperatura. Este conjunto de propiedades termodinámicas nos permite normalizar todos los valores obtenidos en cada punto de medición. En el caso de Pemex se considera condiciones estándar a los valores de 20 [°C] y 101,325 [KPa].

Se recurre al uso de factores que se aplican a los volúmenes medidos para estimar el volumen que tendrían a condiciones estándar. Existen factores de corrección para mediciones estáticas y para mediciones dinámicas.

III.1.1 CORRECCIÓN PARA VOLÚMENES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

En el proceso de cuantificación de volúmenes en medición estática, se consideran factores de corrección que ayudan a identificar los posibles cambios de volumen que sufren los hidrocarburos en los tanques de almacenamiento. Dichos factores, son relacionados con las principales fuentes de variación de volumen en los tanques de almacenamiento, entre las cuales se encuentran: contenido de sedimentos y agua en el petróleo, así como la presión y temperatura que presenta tanto el líquido como el contenedor.

En la actualidad se cuenta con un método propuesto por el API, mediante el cual se puede cuantificar el valor de cada factor de corrección que influye en el cálculo de volumen, y de esta manera obtener el volumen real de hidrocarburos.

Como se ha mencionado anteriormente, los volúmenes de petróleo y gas varían en todo el proceso de producción, por lo que se hace necesario identificar el lugar preciso para poder llevar a cabo esta cuantificación de volúmenes. En la medición estática, el lugar indicado para llevar a cabo este proceso de cuantificación, es en los tanques de almacenamiento, debido a que en este punto se cuenta con las facilidades operativas y condiciones de estabilización de fluidos necesarias para dicho proceso.

La metodología propuesta por el API se resume como se muestra en la figura III.1.

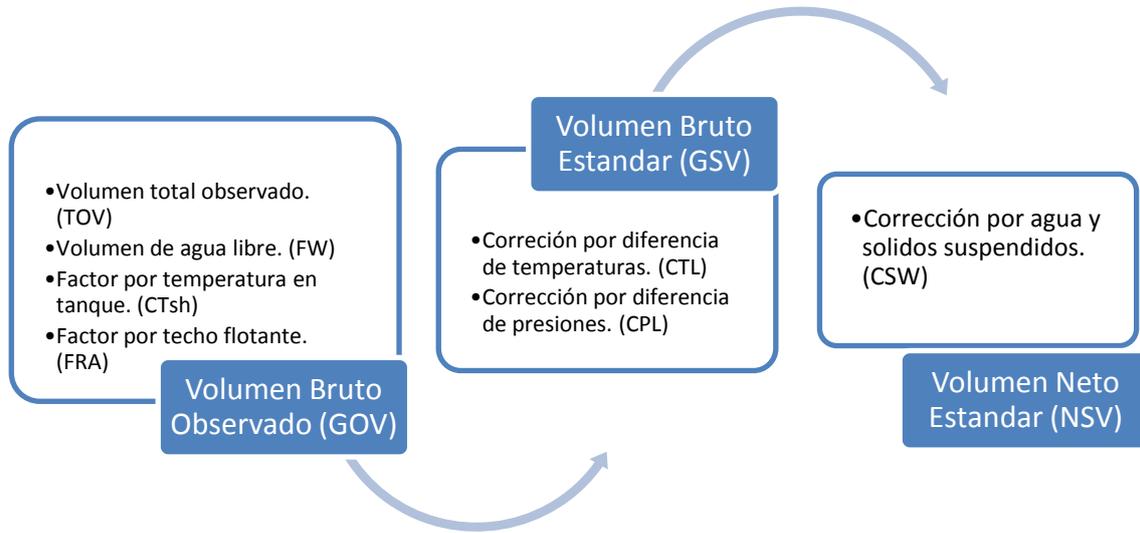


Figura III.1 Proceso para determinar el volumen neto estándar de aceite en condiciones estáticas.

La metodología que propone el API involucra una serie de pasos a seguir, mediante los cuales se van obteniendo los factores de corrección y los volúmenes de fluidos y sólidos contenidos en el tanque de almacenamiento. Sin embargo, antes de aplicar la metodología del API, se necesitan obtener datos base que se involucran en el cálculo del volumen real de petróleo, los más importantes se muestran en la tabla III.1.

Tabla III.1 Datos base para calcular el volumen neto estándar de aceite.

Datos previamente obtenidos
Altura de referencia en la tabla de aforo.
Altura de referencia observada.
Nivel de petróleo en el tanque de almacenamiento.
Nivel de agua libre en el tanque de almacenamiento.
Temperatura promedio del líquido.
Densidad API observada @ temperatura del tanque.
Porcentaje de agua y sedimentos suspendidos en el petróleo.
Temperatura ambiente.

Una vez obtenidos estos datos básicos y necesarios para los cálculos que prosiguen se comienza por calcular el *Volumen Total Observado*.

1) **Volumen Total Observado (TOV).**

Es el volumen total medido en el tanque, el cual considera petróleo, sólidos y agua suspendidos en el petróleo, agua libre y sedimentos en el fondo del tanque, a temperatura del tanque.

Para poder obtener el **TOV**, se emplea la altura del nivel del líquido total en el tanque (petróleo, agua y sedimentos en suspensión, agua libre y sedimentos en el fondo) y la correspondiente tabla de aforo.

Las tablas de aforo convierten el nivel de líquido identificado en volumen contenido en el tanque. Esta tabla es única para cada tanque. Un ejemplo de una tabla de aforo real se muestra en la figura III.2.

Todos los tanques se deben de calibrar nuevamente cada cinco años o después de cualquier reparación para poder obtener una nueva tabla de aforo.

En la tabla de aforo encontramos:

- ✚ Tipo y número del tanque.
- ✚ Producto a almacenar.
- ✚ Temperatura a la que se calibro el tanque.
- ✚ Densidad API de referencia.
- ✚ Altura de referencia. Es la distancia vertical que hay entre el punto de referencia (boca de aforo) y la placa de nivel cero del fondo del tanque; el valor de la altura de referencia de un tanque debe estar marcado cerca de la boca de aforo).
- ✚ Altura máxima de llenado (altura útil).
- ✚ Nivel y volumen correspondiente.

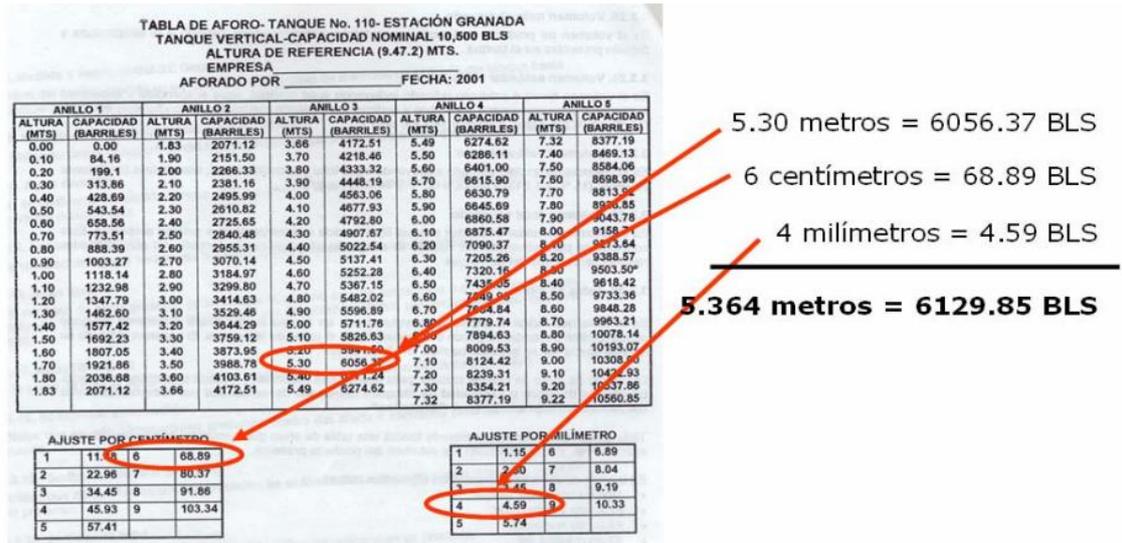


Figura III.2 Ejemplo de una tabla de aforo empleada en el cálculo del volumen total observado.

La exactitud en la determinación de las dimensiones de un tanque es un factor muy importante para la determinación del volumen del líquido, si tenemos en cuenta las consecuencias que tienen las mediciones incorrectas en una tabla de aforo errónea. Los errores en la tabla de aforo originan errores en la determinación del volumen de fluidos en el tanque, y por lo tanto, resulta en problemas en las transacciones comerciales y pagos.

Como resulta tan importante el método y el grado de exactitud empleados al tomar las dimensiones de un tanque, deben ser presenciadas por todas las partes interesadas.

2) Volumen de agua libre (FW)

Para obtener el volumen de agua libre, al igual que el TOV, se emplea la identificación de la altura del nivel, pero en este caso sólo se emplea la altura del nivel de agua libre en el tanque. Posteriormente se utiliza de tabla de aforo para determinar el volumen que le corresponde al agua libre.

3) Volumen Bruto Observado (GOV)

Es el volumen que sólo contempla la cantidad de petróleo, sedimentos y agua en suspensión, excluyendo el agua libre y los sedimentos en el fondo del tanque. Este volumen es calculado a temperatura y presión de tanque.

Para calcular el **GOV**, se resta del **TOV** el **FW**, posteriormente se multiplica el resultado por el factor de corrección debido a la temperatura de la pared del tanque (**CTS_h**) y luego se aplica, cuando sea aplicable, el ajuste por techo flotante (**FRA**). Este cálculo se describe por la siguiente ecuación:

$$GOV = [(TOV - FW) * CTS_h] \pm FRA, \quad (III.1)$$

Dónde:

<i>GOV</i>	Volumen Bruto Observado.
<i>TOV</i>	Volumen Total Observado.
<i>FW</i>	Factor de corrección por presencia de agua libre.
<i>CT_{sh}</i>	Factor de corrección por temperatura de la pared del tanque.
<i>FRA</i>	Factor de corrección por techo flotante.

Factor de corrección por temperatura de la pared del tanque (**CTS_h**)

Si la temperatura de la pared del tanque difiere de la que se encuentra registrada en la tabla de aforo, el volumen extraído de la tabla deberá corregirse utilizando el factor de corrección por temperatura de la pared del tanque (**CTS_h**).

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta t + \alpha^2\Delta t^2, \quad (III.2)$$

Dónde:

α	Coefficiente lineal de expansión del material de la pared del tanque.
ΔT	Diferencia de temperaturas de la pared del tanque y temperaturas base.

$$\Delta T = T_{sh} - T_b, \quad (III.3)$$

Dónde:

T_{sh}	Temperatura actual de la pared del tanque.
T_b	Temperatura de la pared del tanque a la cual se obtuvo la tabla de aforo.

Temperatura de la pared del tanque (**TSh**)

Para tanques metálicos sin aislamiento, la temperatura de la pared del tanque (**Tsh**) puede calcularse utilizando la ecuación:

$$T_{sh} = \frac{(7 * T_l) + T_a}{8}, \quad (III.4)$$

Dónde:

T_l Temperatura del líquido contenido en el tanque.

T_a Temperatura ambiente.

Para tanques metálicos con aislamiento se puede asumir que la temperatura de la pared del tanque es muy cercana a la temperatura del líquido adyacente, o sea que $T_{sh} = T_l$.

Al calcular ΔT es importante mantener el signo aritmético ya que este valor puede ser positivo o negativo y como tal debe ser aplicado en la fórmula del (CTS_h) .

Los valores de α varían de acuerdo al material que se emplea para construir los tanques de almacenamiento y se muestran en la Tabla III.2.

Tabla III.2 Valores del coeficiente lineal de expansión para los distintos metales empelados para construir tanques de almacenamiento.

Tipo de metal	Coeficiente lineal para α °F	Coeficiente lineal para α °C
Acero al carbono	0,00000620	0,0000112
Acero Inoxidable 304	0,00000960	0,0000173
Acero Inoxidable 316	0,00000883	0,0000159
Acero Inoxidable 17-4PH	0,00000600	0,0000108
Acero Invar Rod	0,00000080	0,0000014

Donde el número de acero inoxidable nos indica el grado de contenido de cromo y carbono.

Factor de corrección por techo flotante (*FRA*)

La corrección por el desplazamiento del techo flotante puede ser realizada de dos formas:

- A. Si la corrección por techo se incluyó dentro de la tabla de aforo del tanque utilizando una densidad API de referencia, se debe calcular una segunda corrección si existe diferencia entre la densidad API de referencia y la densidad API observada a la temperatura del tanque. En tal situación se debe seguir el siguiente procedimiento:
 - ✚ Se identifica el tipo de producto, la densidad API y la temperatura del líquido en el tanque.
 - ✚ Se obtiene de la tabla 5A publicada en la norma API MPMS 11 para crudos, el factor de corrección de acuerdo a la densidad y temperatura observada a la hora de medir el nivel de líquido en el tanque.

- ‡ Se debe calcular la diferencia entre la densidad API observada y la densidad API de referencia que aparece en la tabla de aforo.
- ‡ Se multiplica la diferencia anterior por el volumen que aparece en la tabla de aforo para el ajuste por techo flotante, que puede ser negativo o positivo si la densidad API observada es superior o inferior a la de referencia de la tabla de aforo.

$$FRA = (API \text{ referencia} - API \text{ observada}) * \text{Factor de corrección}, \quad (III.5)$$

- B. Si la tabla de aforo se ha elaborado como una tabla de capacidad bruta o de tanque abierto, a la que comúnmente se le refiere como tabla de capacidad de pared, la deducción por techo se calcula dividiendo el peso del techo flotante entre el peso por unidad de volumen a temperatura estándar multiplicado por el CTL a las condiciones observadas del líquido:

$$FRA = \frac{\text{Peso del techo (masa aparente)}}{\text{Densidad} * CTL}, \quad (III.6)$$

4) Volumen Bruto Estándar (GSV)

Es el volumen que considera el crudo con agua y sedimentos en suspensión pero considera los cambios de temperatura que sufre el aceite debido a los cambios termodinámicos de la mezcla.

El **GSV** se calcula multiplicando el **GOV** por el factor de corrección volumétrico debido a la temperatura de líquido (**CTL**) y por el factor de corrección volumétrico debido a la presión (**CPL**):

$$GSV = GOV * CTL * CPL, \quad (III.7)$$

Factor de corrección volumétrico debido a la temperatura de líquido (CTL)

Este factor puede obtenerse mediante el empleo de la tabla “Corrección de volumen a 20 [°C] contra densidad API a [20°C]” publicada en la norma API MPMS 11.

También se puede recurrir a la ecuación que define la dilatación térmica de los cuerpos:

$$CTL = 1 + \beta(T - T_{@c.s.}), \quad (III.8)$$

Dónde:

- CTL* Factor de corrección debido a la temperatura.
T Temperatura a la que se realizó la medición.
T_{@c.s.} Temperatura considerada estándar.
 β Coeficiente de expansión térmica.

Factor de corrección volumétrico debido a la presión (*CPL*)

Para calcular *CPL* se puede emplear la siguiente ecuación:

$$CPL = \frac{1}{1 - (P_m * F)}, \quad (III. 9)$$

Dónde:

- P_m* Presión manométrica.
F Factor de compresibilidad del líquido.

$$F = 0.001 * e^{(-1.6208 + ((2.1592 * 10^{-4}) * T) + (0.87096 * \rho^{-2}) + ((4.2092 * 10^{-3}) * T * \rho^{-2}))}, \quad (III. 10)$$

Dónde:

- ρ Densidad del fluido medida a condiciones estándar.
T Temperatura real del fluido.

5) Volumen Neto Estándar (*NSV*)

Es el volumen total de petróleo contenido en el tanque, excluyendo sedimentos y agua en suspensión y libres. *NSV* se calcula multiplicando el *GSV* por el factor de corrección por contenido de agua y sedimentos (*CSW*):

$$NSV = GSV * CSW, \quad (III. 11)$$

Factor de corrección por contenido de agua y sedimentos (*CSW*)

Para calcular el factor *CSW*, se emplea la siguiente ecuación:

$$CSW = 1 - \left(\frac{\%S\&W}{100} \right), \quad (III. 12)$$

Obtención del Volumen de Agua y Sedimentos (%S&W)

Este volumen se determina por medio de análisis de laboratorio de una muestra representativa de petróleo y se expresa como porcentaje en volumen. Posteriormente se emplea el porcentaje de volumen obtenido en laboratorio, para obtener un factor de corrección por contenido de agua y sedimentos (CSW).

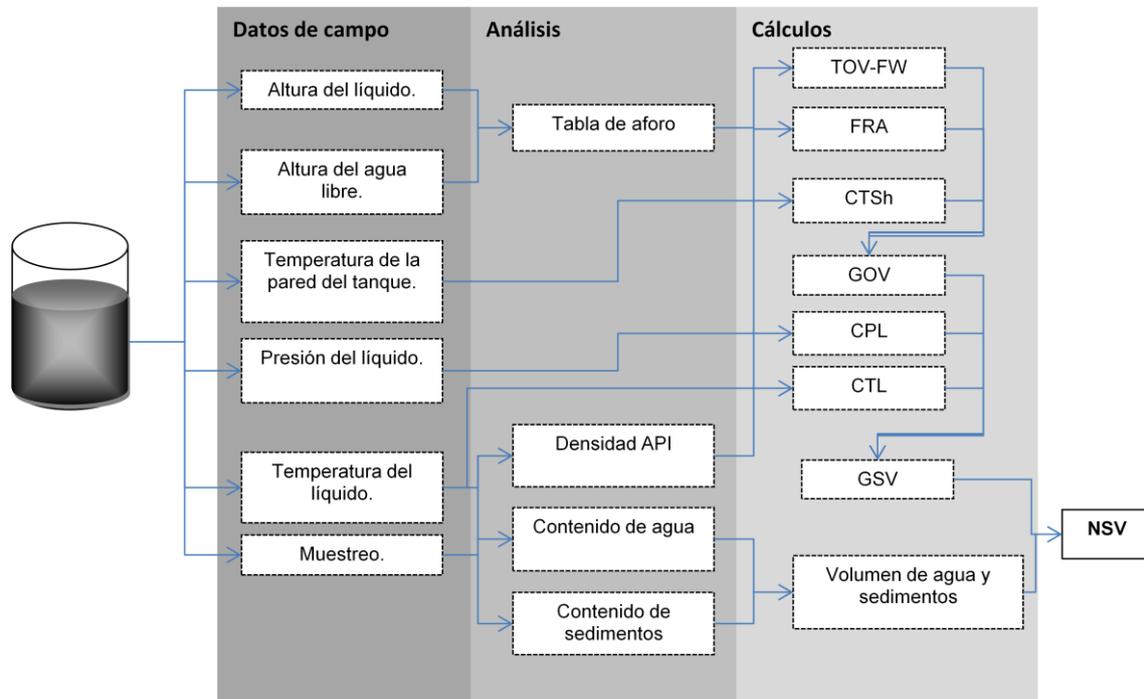


Figura III.3 Factores y datos empleados para determinar el volumen neto estándar de petróleo.

III.1.2 CORRECCIÓN PARA VOLÚMENES EN CONDICIÓN DINÁMICA

Se debe tratar de forma separada a las medidas obtenidas por medio de medidores dinámicos debido al diferente funcionamiento de los mismos.

Además de los errores producto de las variaciones de las condiciones termodinámicas es necesario el cálculo de errores asociados al propio proceso de medición del instrumento, que corrigen los errores asociados con la exactitud del mismo. Por lo anterior es importante tener en cuenta el proceso de calibración de cada instrumento y calcular un factor de corrección asociado al propio proceso de calibración.

La corrección de los valores tomados por un medidor queda sintetizada en la figura III.4:

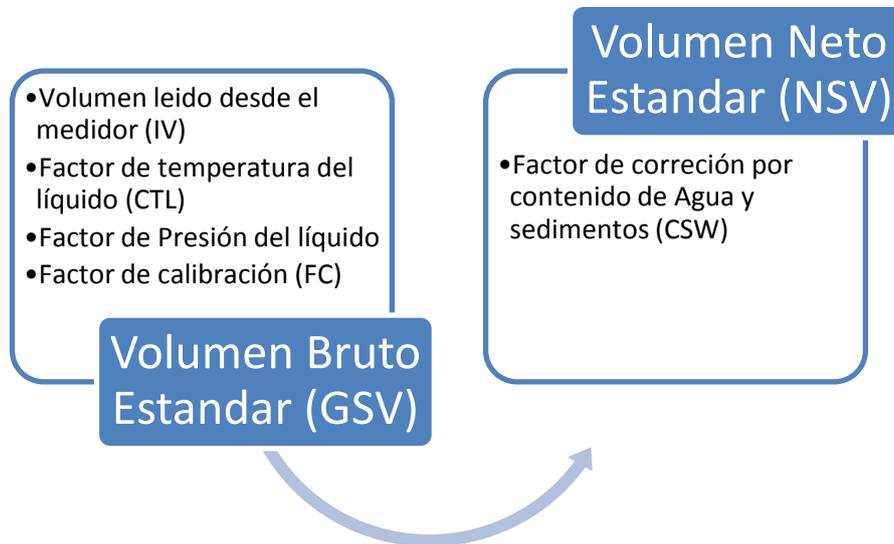


Figura III.4 Proceso para determinar el volumen neto estándar de aceite en condiciones dinámicas.

1) Volumen obtenido del medidor (IV)

De los medidores dinámicos de flujo se pueden obtener dos respuestas que conducen al cálculo o conocimiento del flujo registrado por los mismos.

Algunos medidores integran por medio de señales electrónicas o respuestas análogas el volumen de fluido que han medido, sin embargo existen medidores que debido a su funcionamiento y a la frecuencia con la que se deben de calibrar dan como respuesta un *número de pulsos* o *número de señales* asociado a su mecanismo de funcionamiento. Cabe señalar que este número de pulsos es directamente proporcional a la magnitud del flujo que el dispositivo es capaz de medir.

De lo anterior podemos describir la mencionada relación entre el *número de pulsos* y el caudal registrado por medio de la siguiente ecuación:

$$IV = \frac{NPM}{K}, \quad (III.13)$$

Dónde:

- IV Caudal medido por el dispositivo a condiciones de flujo.
- NPM Numero de pulsos o señales emitidas por el medidor.
- K Factor de proporcionalidad del medidor (No. Pulsos/ Volumen).

El factor k de proporcionalidad es especificado por el fabricante y se debe recalcularse de forma cotidiana cada que se realice la calibración del instrumento.

2) Volumen Bruto estándar (GSV)

El volumen bruto estándar es un volumen que ha sido corregido por las variaciones termodinámicas entre las condiciones de flujo y las estándar. Además considera las variaciones producto de la exactitud del instrumento.

El volumen bruto estándar se calcula de la siguiente manera:

$$GSV = IV * CTL * CPL * FC, \quad (III.14)$$

Dónde:

GSV	Volumen neto estándar.
IV	Volumen indicado por el medidor.
CTL	Factor de corrección debido a la temperatura.
CPL	Factor de corrección debido a la presión.
FC	Factor de calibración.

Factor de corrección debido a la temperatura

El factor de corrección debido a la temperatura del líquido CTL está asociado a la expansión volumétrica que sufren los fluidos causados por su dilatación térmica. La ecuación que describe a dicho coeficiente proviene de la ecuación que describe la expansión volumétrica de un cuerpo y que sigue el mismo modelo de la ecuación III.8.

En donde el coeficiente de expansión térmica se obtiene de pruebas realizadas en laboratorio con muestras representativas del fluido medido, este factor es función de la densidad de cada fluido.

Factor de corrección debido a la presión

El factor de corrección de volumen debido a la presión CPL se calcula por medio de la ecuación III.9.

Factor de calibración

El factor de calibración es la constante que corrige los errores en la inexactitud de la medición y se obtiene durante el proceso de calibración del instrumento en cuestión. El cálculo y obtención del mismo está en función del proceso que se utilice para calibrar el instrumento.

A grandes rasgos existen dos tipos de calibración que a su vez se dividen en procesos de calibración y que se ilustran en la figura III.5.

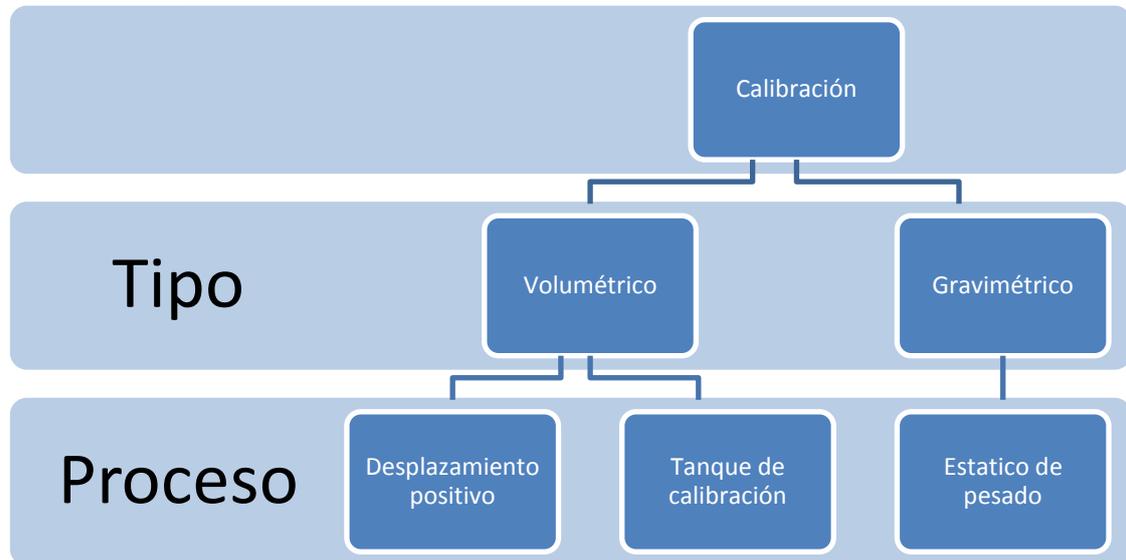


Figura III.5 Tipos de calibración.

Para cada proceso de calibración existe una metodología para la obtención del factor de calibración, estas metodologías son tratadas con detenimiento en el Anexo B.

3) Volumen Neto estándar (NSV)

Si bien el volumen bruto estándar es un parámetro que ha sido corregido debido a cuestiones técnicas y físicas, aun no es posible comparar los valores de la producción de diferentes plantas de producción dado que el contenido de agua y sedimentos en suspensión aun es variable en las diversas corrientes, por lo tanto el último factor de corrección a considerar es el porcentaje de agua y sólidos en suspensión.

NSV se calcula con la ecuación III.11.

Factor de corrección debido al porcentaje de agua y sedimentos

Este factor está en función del porcentaje de agua y sólidos que aún se encuentran mezclados con la corriente de hidrocarburos.

Este volumen (%S&W) se determina por medio de análisis de laboratorio de una muestra representativa de petróleo y se expresa como porcentaje en volumen. Posteriormente se emplea el porcentaje de volumen obtenido en laboratorio, para obtener un factor de corrección por contenido de agua y sedimentos (CSW).

Para calcular CSW, se emplea la ecuación III.12.

Mediante el uso de los valores y procedimientos anteriormente mencionados podemos llegar al valor del *Volumen Neto Estándar NSV* que es un parámetro comparable entre diversas corrientes de hidrocarburos, que ha sido corregido por cuestiones técnicas y que se presenta bajo las mismas condiciones de presión y temperatura.

Corrección de volúmenes de gas

Debido a las propiedades que presenta el gas es posible conocer el volumen que este presentará a condiciones estándar mediante el uso de una ecuación de estado que se ajuste al comportamiento real de dicha corriente. Algunas ecuaciones de estado⁴⁰ que se suelen usar para conocer el volumen de gas expresado a condiciones estándar son las siguientes:

- ✚ Ecuación de gas ideal.
- ✚ Ecuación de gas real.
- ✚ Ecuación de Van Der Waals.
- ✚ Ecuación de Redlich-Kwong.
- ✚ Ecuación de Soave.
- ✚ Ecuación de Peng-Robinson.
- ✚ Ecuación de Benedict-Webb-Rubin.

En el caso de utilizar medidores de placa de orificio la ecuación para estimar el volumen real de gas ya considera los posibles errores asociados a la calibración del instrumento por lo que no es necesario considerarlos. En caso de que el gas no haya sido separado con una eficiencia de 100%, es necesario conocer la envolvente de fase del gas para determinar el porcentaje de condensados que se pueden formar a condiciones estándar y que no forman parte del volumen real de la corriente de gas, lo mismo se debe hacer cuando existen gotas de líquido en suspensión.

III.2 INCERTIDUMBRE

La medición de la incertidumbre es un proceso complejo que involucra diversos conceptos técnicos concernientes al campo de la probabilidad y la estadística. El concepto de incertidumbre siempre debe estar asociado a un proceso de medición debido a la incapacidad de establecer medidas concretas y verdaderas.

El establecimiento de un valor de incertidumbre implica un conocimiento profundo sobre los fenómenos físicos y los modelos matemáticos que describen el proceso de medición en cuestión. El análisis involucrado en el cálculo de incertidumbres

normalmente se ajusta a la *Guide to the expression of uncertainty* publicada por el *Bureau International des Poids et Mesures*, que es la autoridad mundial sobre asuntos de metrología.

En México existe un organismo gubernamental que desarrolla y mantiene los patrones nacionales de medida en varios campos de la ciencia, es el Centro Nacional de Metrología (CENAM). El CENAM fue creado mediante un decreto presidencial en 1992, como un organismo descentralizado de la Secretaría de Economía.

Dicho organismo es responsable de establecer y mantener los patrones nacionales y ofrecer servicios metroológicos como son:

- ✚ Calibrar instrumentos y patrones para la industria y universidades.
- ✚ Dar asesorías y cursos especializados sobre metrología.
- ✚ Certificar y desarrollar materiales de referencia.
- ✚ Interactuar con organismos internacionales de metrología, con el fin de asegurar el reconocimiento internacional de los patrones nacionales de México, y como resultado de estas actividades promueve la aceptación de los productos y servicios de nuestro país.

En la actualidad no existe un método universal para estimar la incertidumbre de las mediciones, debido a la diversidad de los tipos de medición y de las variables que afectan a cada tipo. Sin embargo, el CENAM publicó una guía con el propósito de unificar criterios en la estimación de las incertidumbres de las mediciones y está dirigida principalmente a los metrologos del CENAM y a los responsables de estimar incertidumbres de medición en laboratorios de calibración, laboratorios de pruebas, laboratorios industriales, entre otros. La necesidad de esta guía tiene su origen en las diversas interpretaciones de la *Guide to the expression of Uncertainty in Measurement (GUM)*.

Como se ha mencionado anteriormente, la incertidumbre es un parámetro que desempeña un rol muy importante en la medición, debido a que muestra un comportamiento aproximado de la dispersión de los valores que puede tomar o registrar un mensurado.

El mensurado de acuerdo VIM, es el atributo sujeto a medición de un fenómeno, cuerpo o sustancia que se puede distinguir cualitativamente y se puede determinar cuantitativamente, y en términos más sencillos sería la magnitud que interesa medir por medio de algún instrumento.

Cuando se obtiene una medición por medio de algún instrumento se contempla que se está obteniendo la mejor estimación del valor del mensurado y que se está considerando la estimación de la incertidumbre de dicho valor. Debido a esta consideración, es necesario que se tenga una constante revisión de la incertidumbre de las mediciones, así como de las calibraciones del equipo.

Para tener una cuantificación de la incertidumbre que se presenta en un proceso de medición, es necesario determinar o conocer el principio, el método y el procedimiento de medición, debido a que son aspectos determinantes que afectan en la definición del valor de la incertidumbre.

La imperfección natural de la realización de las mediciones hace imposible conocer con certeza absoluta el valor verdadero de una magnitud, toda medición lleva implícita una incertidumbre, que de acuerdo al VIM, es un parámetro que caracteriza la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al mensurado.

Estimación de la incertidumbre

Se esquematizará la estimación de la incertidumbre por medio de una serie de pasos aunque es importante señalar que éstos son sólo una sugerencia y que se deben ajustar al tipo de medidor y de mensurado que se esté considerando, así como a todas las demás condiciones que impliquen la medición. Se recurrirá al ejemplo publicado por el CENAM⁰. Las partes que citen al mencionado ejemplo estarán acotadas por la etiqueta Ejemplo: y el final del paso.

Paso 1. Definir el Mensurado

La primera cuestión que se debe considerar para el cálculo de la incertidumbre es tener claro lo que se desea medir y lo que el instrumento en cuestión es capaz de medir, a la propiedad que se medirá se le denomina mensurado.

Para poder establecer de manera correcta el mensurado es necesario considerar el principio físico de medición del instrumento y las condiciones generales bajo las cuales se realiza una medición, con el fin de establecer fuentes que puedan provocar variación en las mediciones.

El resultado de una medición incluye la mejor estimación del valor del mensurando y una estimación de la incertidumbre sobre ese valor. La incertidumbre se compone de contribuciones de diversas fuentes, algunas de ellas descritas por las magnitudes de entrada respectivas. Algunas contribuciones son inevitables por la definición del propio mensurando, mientras que otras pueden depender del principio de medición, del método y del procedimiento seleccionados para la medición.

También pueden influir en el resultado de la medición, y por lo tanto en la incertidumbre, algunos atributos no cuantificables en cuyo caso es siempre recomendable reducir en lo posible sus efectos, preferentemente haciendo uso de criterios de aceptación en las actividades tendientes a reducir tales efectos.

Para la correcta definición del mensurando se recomienda también:

- ✚ **Identificación de los equipos de medición:** Se debe tener plenamente identificado el instrumento que se va a emplear para llevar a cabo la medición, con el fin de considerar el principio físico de medición y distinguir claramente el mensurando.

- ✚ **Identificación de la repetibilidad y reproducibilidad:** Se debe de considerar que las mismas condiciones ambientales y de operación deben prevalecer o ser similares tanto en el laboratorio como en el campo, para que se tenga respuestas parecidas de la medición.

Ejemplo:

Se define a la densidad del aire bajo las condiciones a las que se mide como el mensurando.

Paso 2. Establecer los principios físicos y modelos matemáticos asociados

Se deben considerar todos los fenómenos físicos que intervienen en el proceso de medición con el fin de definir un modelo físico, el cual es necesario para llevar a cabo la simplificación del fenómeno o de la situación real, conservando las características más relevantes para el propósito pretendido, mediante la construcción de un modelo para la medición.

Un modelo físico de la medición consiste en el conjunto de suposiciones sobre el propio mensurando y las variables físicas o químicas relevantes para la medición. Estas suposiciones usualmente incluyen:

- ‡ Relaciones fenomenológicas entre variables.
- ‡ Consideraciones sobre el fenómeno; como conservación de cantidades, comportamiento temporal, comportamiento espacial, simetrías, etc.
- ‡ Consideraciones sobre propiedades de la sustancia como homogeneidad e isotropía.

Una medición física, por simple que sea, tiene asociado un modelo que sólo aproxima el proceso real.

El modelo físico se representa por un modelo descrito con lenguaje matemático, es decir, se identifica y expresa matemáticamente en cuando menos una ecuación. El modelo matemático supone aproximaciones originadas por la representación limitada de las relaciones entre las variables involucradas.

Este paso puede ser el más difícil de todos, ya que no es simple encontrar un modelo que represente adecuadamente lo que se requiere determinar, entre mejor representado sea, mejor estimado se podrá obtener.

En el caso más simple, la medición comprende al menos dos magnitudes, es decir la magnitud que se quiere medir y la magnitud que se observa (método directo). Sin embargo, en todo proceso de medición actúan una serie de magnitudes que influyen, algunas de las cuales son conocidas sólo de forma aproximada y pueden o no introducirse en el cálculo. En casos más complicados, el valor del mensurado puede determinarse por un método indirecto, o sea, a partir de su relación funcional con otras magnitudes.

El modelo puede ser tan simple como la igualdad de 2 magnitudes o tan complejo como una ecuación de un gran número de variables interrelacionadas.

Ejemplo:

Se establece como modelo físico de referencia el comportamiento del aire como un gas real que contiene una fracción de vapor de agua.

El modelo matemático es el que se utiliza para el comportamiento de gases reales además de las ecuaciones que implican el tratamiento y cálculo de la fracción molar de vapor presente en el aire.

Se considera como modelo matemático el siguiente grupo de funciones:

$$\rho = f_{\rho}(p, Z, T, R, M_a, M_v, x_v), \quad (III. 15)$$

$$Z = f_z(p, T, t, x_v), \quad (III. 16)$$

$$x_v = f_x(p_{sv}, f, Hr, p), \quad (III. 17)$$

$$f = f_f(p, t), \quad (III. 18)$$

$$P_{sv} = f(T), \quad (III. 19)$$

$$T = f_T(t)$$

Dónde:

ρ	Densidad del aire $\left[\frac{Kg}{m^3}\right]$.
p	Presión ambiental absoluta [Pa].
Z	Factor de compresibilidad.
T	Temperatura ambiente absoluta[K].
R	Constante universal de los gases. $R = 8.314510 \pm 8.4 \times 10^{-6} \left[\frac{j}{mol \cdot k}\right]$
M_a	Masa molar del aire húmedo $M_a = 0.028\ 963\ 512\ 440 \left[\frac{kg}{mol}\right]$
M_v	Masa molar del agua $M_v = 0.018\ 015 \left[\frac{k}{mol}\right]$
x_v	Fracción molar de agua.
t	Temperatura ambiente[°C].
p_{sv}	Presión de saturación de vapor[Pa].
Hr	Humedad relativa.
f	Factor de fugacidad.

Si bien estas funciones están perfectamente identificadas por motivos de practicidad no se citan completamente y sólo se indican las variables de las cuales dependen.

Paso 3. Identificar variables de entrada

Una vez establecidos los modelos matemático y físico corresponde identificar cuáles serán las variables que se medirán directamente en el proceso para ubicar las fuentes de incertidumbre. Considerando a la medición como un proceso, se identifican magnitudes o variables de entrada (propiedades de las cuales depende el mensurado), denotadas por el conjunto (X_i) , en la cual el índice i representa la cantidad de magnitudes de entrada, pudiendo tomar valores de 1 a n .

La relación entre las magnitudes de entrada y el mensurando Y (siendo la magnitud de salida), se representa como una función:

$$y = f(\{X_i\}) = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (III. 20)$$

Los valores de las magnitudes de entrada pueden ser resultados de mediciones recientes, realizadas por el usuario o tomados de fuentes como certificados, literatura, manuales, etc.

En algunas ocasiones para determinar el mejor estimado del mensurando, se realiza el promedio de los valores que obtuvo al considerar diversos conjuntos de valores $\{X_i\}_j$ de las magnitudes de entrada. Si existen errores sistemáticos que puedan ser corregidos, deben estar incluidos en la relación matemática para calcular la mejor estimación del mensurando:

$$y = f(\{X_i\}, C) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) - C, \quad (III. 21)$$

En donde la variable C está ligada a los errores debidos a la exactitud del dispositivo. En muchos de los casos más comunes, en los laboratorios de calibración o ensayo, estos modelos ya han sido definidos con anterioridad por otros laboratorios pioneros, por lo que una investigación bibliográfica pudiera ayudar con el modelado.

Como se observa, el modelo matemático puede ser aproximado cada vez más a una ecuación que represente la medición realizada y cada vez se pueden ir agregando más magnitudes de entrada e interrelacionándose entre ellas.

Es importante indicar cuál es la interacción entre las variables de entrada y las magnitudes calculadas ya que esto impacta en los cálculos siguientes.

Ejemplo:

De las funciones anteriormente descritas (Ecuaciones III.15, 16, 17, 18 y 19) podemos observar que las variables de entrada son el conjunto:

$$\{X_3\} = \{p, Hr, t\}, \quad (III. 22)$$

Paso 4. Identificar las fuentes de incertidumbre

Una vez definido el modelo con sus magnitudes de entrada, se identifican los factores que pueden afectar significativamente en la determinación del mensurando, pero que no forman parte del mismo. Es decir, aquellas que no se pueden representar en el modelo matemático pero que afectan el mensurando, también llamadas magnitudes de influencia o fuentes de incertidumbre.

Es práctica común comenzar con las fuentes que afectan a cada una de las variables de entrada ya que por el principio de la propagación de la incertidumbre estos errores se propagan y causan errores en la medición realizada.

Debe ser organizada una lista de todas las fuentes relevantes de incertidumbre. La intención es dejar establecidas claramente las diferentes fuentes que deben ser consideradas en el análisis de la incertidumbre.

Algunas de las fuentes de incertidumbre típicas son:

- ⚠ Definición incompleta del mensurando.
- ⚠ Efectos no adecuadamente conocidos de las condiciones ambientales o mediciones imperfectas de las mismas.
- ⚠ Límites en la discriminación o resolución del instrumento.
- ⚠ Valores inexactos de los patrones y materiales de referencia utilizados en la medición.
- ⚠ Valores inexactos de constantes y otros parámetros obtenidos de fuentes externas y utilizadas.
- ⚠ Aproximaciones e hipótesis incorporadas en el método y el procedimiento de medición.
- ⚠ Variaciones en observaciones repetidas del mensurando realizadas en condiciones aparentemente idénticas.

Una vez que la lista de fuentes de incertidumbre es organizada, sus efectos en el resultado pueden, en principio, ser representados por un modelo de medición formal, en el cual cada efecto está asociado a un parámetro o variable en una ecuación. Entonces, la ecuación forma un modelo completo del proceso de medición en términos de todos los factores individuales que afectan el resultado.

No es recomendable desechar alguna de las fuentes de incertidumbre, sin que antes se realice una cuantificación previa de su contribución y sea comparada con las demás, apoyadas en mediciones. Es preferible la consideración de una cantidad excesiva de fuentes de incertidumbre que ignorar algunas entre las cuales pudiera descartarse alguna importante. No obstante, siempre estarán presentes efectos como la experiencia, conocimientos y actitud crítica del metrologo, que permitirán calificar a algunas de las fuentes como irrelevantes después de las debidas consideraciones.

Ejemplo:

Dado que una de las variables de entrada es la humedad relativa del aire (HR) que se mide con un higrómetro se consideran las siguientes fuentes de incertidumbre relacionadas con esta variable.

- ✚ Calibración del higrómetro.
- ✚ Resolución del higrómetro.
- ✚ Variación de la humedad relativa del aire.

Es preciso decir que esta caracterización se debe realizar para cada una de las variables de entrada así como otras posibles fuentes de incertidumbre.

Es recomendable realizar un diagrama de árbol que especifique la relación entre todas las variables y que muestre las fuentes de incertidumbre identificadas como el que se muestra en la figura III.6.

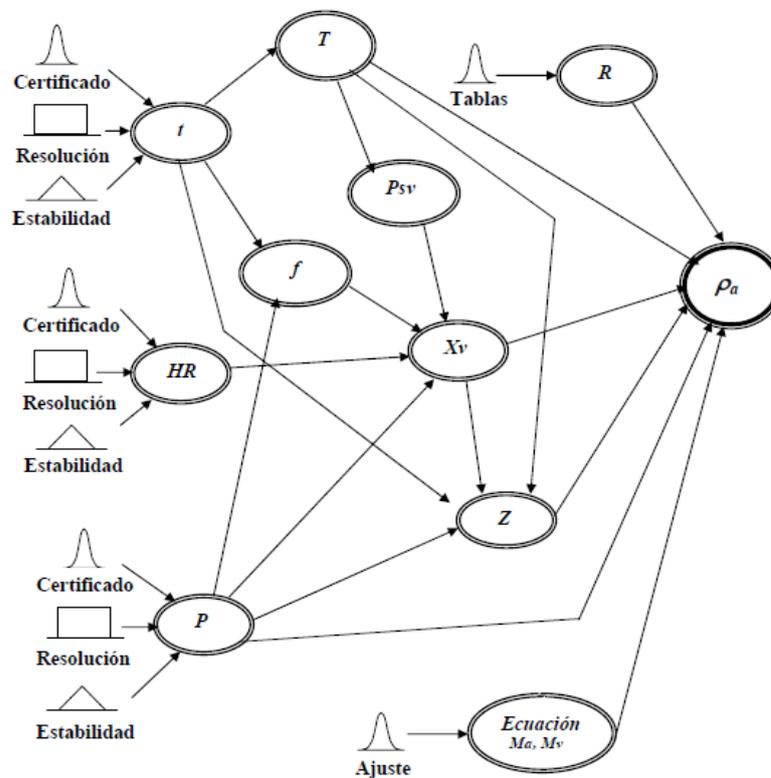


Figura III.6 Diagrama de árbol que representa la relación entre variables.

Paso 5. Cuantificar la incertidumbre estándar $u(x_i)$ de cada fuente

Se debe cuantificar la incertidumbre que aporta cada fuente. En la literatura se distinguen dos métodos para cuantificar la incertidumbre de las fuentes.

- ✚ Método de evaluación tipo A
- ✚ Método de evaluación tipo B.

El método de evaluación tipo A está basado en un análisis estadístico de una serie de mediciones, mientras el método de evaluación tipo B comprende todas las demás maneras de estimar la incertidumbre.

Cabe mencionar que esta clasificación no significa que exista alguna diferencia en la naturaleza de los componentes que resultan de cada uno de los dos tipos de evaluación, puesto que ambos tipos están basados en distribuciones de probabilidad. La única diferencia es que en una evaluación tipo A se estima esta distribución basándose en mediciones repetidas obtenidas del mismo proceso de medición mientras en el caso de tipo B se supone una distribución con base en experiencia o información externa al metrólogo.

En la práctica esta clasificación no tiene consecuencia alguna en las etapas siguientes para estimar la incertidumbre combinada.

Método de evaluación tipo A de la incertidumbre estándar.

La evaluación tipo A de la incertidumbre típica se utiliza cuando se han realizado n observaciones independientes de una de las magnitudes de entrada X_i bajo las mismas condiciones de medida. Si este proceso de medida tiene suficiente resolución, se podrá observar una dispersión o fluctuación de los valores obtenidos.

Supóngase que la magnitud de entrada X_i medida repetidas veces, es la magnitud Q con $n \mid n > 1$ observaciones estadísticamente independientes, el valor esperado de la magnitud Q es \bar{q} , la media aritmética o el promedio de todos los valores observados ($q_j \mid (j = 1, 2, \dots, n)$), debido a que la media se considera como el valor más representativo de toda la distribución. (*magnitud de entrada $X_i = \bar{q}$*).

$$\bar{q} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n q_j, \tag{III. 23}$$

La varianza de un conjunto de datos es una medida de la dispersión estadística de una variable, indica cómo sus posibles valores se distribuyen alrededor del valor esperado y es el promedio de las distancias cuadradas de cada valor con respecto a la media, debido a que la media se considera como el valor más representativo de toda la distribución. Se denota por s^2 o por s_{n-1}^2 dependiendo del valor que se utilice para promediar. Se divide entre n , cuando se considera que se tienen todos los datos posibles, y se divide entre $n-1$ cuando se tiene solo una fracción de los datos. Las ecuaciones para determinar la varianza son:

$$s_n^2(q) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2, \quad (III. 24)$$

Y

$$s_{n-1}^2(q) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2, \quad (III. 25)$$

Dónde:

s^2	Varianza de los datos [<i>unidades de datos experimental al cuadrado</i>].
q_i	i -esimo dato experimental [<i>unidades de la variable de entrada</i>].
\bar{q}	Valor medio de los datos experimentales.

La mejor estimación de la varianza respecto a la media aritmética \bar{q} es la varianza experimental de la media aritmética, que viene dada por:

$$s_n^2(\bar{q}) = \frac{s_n^2(q)}{n}, \quad (III. 26)$$

$$s_{n-1}^2(\bar{q}) = \frac{s_{n-1}^2(q)}{n}, \quad (III. 27)$$

La desviación estándar, también llamada desviación típica, es una medida de dispersión usada en estadística para indicar cuánto tienden a alejarse los valores del promedio en una distribución. Dicho de otra manera, la desviación estándar es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio.

Su raíz cuadrada positiva se denomina desviación típica experimental respecto a la media aritmética. La incertidumbre estándar $u(x_i)$ asociada a la estimación de entrada q es la desviación estándar experimental de la media.

Si se cuenta con toda la población de datos:

$$u(x_i) = \sqrt{s_n^2(\bar{q})} = \sqrt{\frac{s_{n-1}^2(q)}{n}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2}}{\sqrt{n}} = \frac{s_n(q)}{\sqrt{n}}, \quad (III. 28)$$

Si se cuenta con una pequeña muestra de datos:

$$u(x_i) = \sqrt{s_{n-1}^2(\bar{q})} = \sqrt{\frac{s_{n-1}^2(q)}{n}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2}}{\sqrt{n}} = \frac{s_{n-1}(q)}{\sqrt{n}}, \quad (III. 29)$$

La varianza experimental respecto a la media y la desviación típica experimental de la media pueden ser utilizadas como medidas de las fuentes de incertidumbre.

En ocasiones no es posible o práctico realizar numerosos experimentos para determinar la desviación estándar experimental, por lo que se recurre a la práctica o a la literatura para asignar una distribución de probabilidad a la fuente de incertidumbre en cuestión y se aplica la fórmula para calcular su desviación estándar para cuantificar su incertidumbre.

Las distribuciones de probabilidad más utilizadas en este ámbito son:

- ‡ Distribución normal.
- ‡ Distribución rectangular.
- ‡ Distribución triangular.

La mayoría de las veces es más conveniente recurrir a asignar una distribución de probabilidad para minimizar las variaciones debidas a la falta de repetibilidad.

Método de evaluación tipo B de la incertidumbre estándar

En una evaluación tipo B de la incertidumbre de una magnitud de entrada se usa información externa u obtenida por experiencia. Las fuentes de información pueden ser:

- ‡ Certificados de calibración.
- ‡ Manuales del instrumento de medición, especificaciones del instrumento.
- ‡ Normas o literatura.
- ‡ Valores de mediciones anteriores.
- ‡ Conocimiento sobre las características o el comportamiento del sistema de medición.

Ejemplo:

Para calcular la incertidumbre asociada a la resolución del higrómetro que mide la humedad relativa se puede considerar que el valor de la medición puede caer con la misma probabilidad entre cualquiera de las marcas de menor tamaño del instrumento, por lo que se comportará como una distribución rectangular o uniforme. Por lo tanto la incertidumbre de esta fuente para la variable de entrada humedad relativa es:

$$u(Hr_2) = \frac{1}{\sqrt{12}} = 0.29 \%, \quad (III. 30)$$

La incertidumbre estándar de esta fuente adopta la forma de la fórmula para calcular la desviación estándar de una distribución uniforme.

Paso 6. Calcular la incertidumbre combinada para cada variable de entrada $u_c(x_i)$

Se debe obtener una magnitud denominada incertidumbre combinada, la cual debe conjuntar los valores de incertidumbre de cada fuente para cada una de las variables de entrada.

En el caso de magnitudes de entrada no correlacionadas, la incertidumbre combinada $u_c(y)$ se calcula por la suma geométrica de las contribuciones particulares:

$$u_c(x_i) = \sqrt{\sum_{j=1}^n u_j^2(x_i)}, \quad (III. 31)$$

Dónde:

$u_c(x_i)$ Incertidumbre combinada para la variable (x_i) .

$u_j(x_i)$ Representa la incertidumbre estándar de la j-esima fuente para la i-esima variable de entrada.

En algunos casos es posible medir el impacto de cada fuente de incertidumbre en cada variable de entrada, para ello se recurre al uso de la *ley de propagación de la incertidumbre*, esta ley requiere del cálculo de derivadas parciales del modelo en cuestión y se explica posteriormente.

Ejemplo:

Conocidas las incertidumbres estándar para las fuentes que añaden incertidumbre a la presión se calcula la incertidumbre combinada:

Tabla III.3 Fuentes de Incertidumbre que afectan a la humedad relativa.

Fuente	Incertidumbre (%)
Calibración del higrómetro.	1
Resolución del higrómetro.	0.29
Variación de la humedad relativa.	0.16

Calculo de la incertidumbre combinada debido a la presión atmosférica:

$$u_c(Hr) = \sqrt{1^2 + 0.29^2 + 0.16^2} = 1.1 \%, \quad (III.32)$$

Paso 7. Calcular los coeficientes de sensibilidad C_i

En este punto, ya se tiene un estimado de la incertidumbre estándar del valor de cada una de las magnitudes de entrada asociadas al modelo matemático. Sin embargo, ahora se debe de identificar cuáles tienen un mayor impacto en el mensurando. Para lo anterior, se realiza un procedimiento matemático básico, derivar parcialmente el mensurando respecto a cada una de las magnitudes de entrada. A esta derivada se le denomina coeficiente de sensibilidad, que como el nombre lo dice, es un número (o variable) que indica que tan “sensible” es el mensurando a un cambio de esa variable (magnitud de entrada). Entre mayor sea el número (en absoluto) más sensible será el mensurando a cambios de esa variable.

Es importante considerar todos los modelos matemáticos de los que se apoya el proceso de medición y no sólo considerar las derivadas parciales en donde el mensurando sea la variable dependiente. Cuando se cuenta con diversos modelos matemáticos interrelacionados se suele recurrir a la regla de la cadena para contabilizar todos los posibles impactos de una variable en el modelo.

Determinación a partir de una relación funcional

Si el modelo matemático para el mensurando $y = f(\{X_i\}) = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ describe la influencia de la magnitud de entrada x_i suficientemente bien mediante una relación funcional, el coeficiente de sensibilidad C se calcula por la derivada parcial de la función f con respecto a x_i :

$$C_i = \frac{\delta f(X_i \dots X_N)}{\delta x_i}, \quad (III.33)$$

Otros métodos de determinación:

Si la influencia de la magnitud de entrada X_i en el mensurando Y no está representada por una relación funcional, se determina el coeficiente de sensibilidad C_i por una estimación del impacto de una variación de x_i en y según:

$$C_i = \frac{\Delta y}{\Delta x_i}, \quad (III. 34)$$

Esto es, manteniendo constantes las demás magnitudes de entrada, se determina el cambio de Y producido por un cambio en X_i por una medición o a partir de la información disponible (como una gráfica o una tabla).

Cuando no se tiene un modelo matemático, estos coeficientes se determinan de manera experimental variando cada una de las magnitudes de entrada y registrando el cambio que producen en el mensurando. Esa razón de cambio es el coeficiente de sensibilidad, sin embargo, en un gran número de ocasiones esta experimentación es costosa y/o inviable para el laboratorio.

Ejemplo:

Si deseamos calcular el coeficiente de sensibilidad para una variable de entrada, por ejemplo HR debemos considerar las formas en la que afecta al mensurando.

Del diagrama de árbol (figura III.7) se puede observar de qué manera impacta la humedad relativa a la densidad bajo el modelo que hemos considerado:

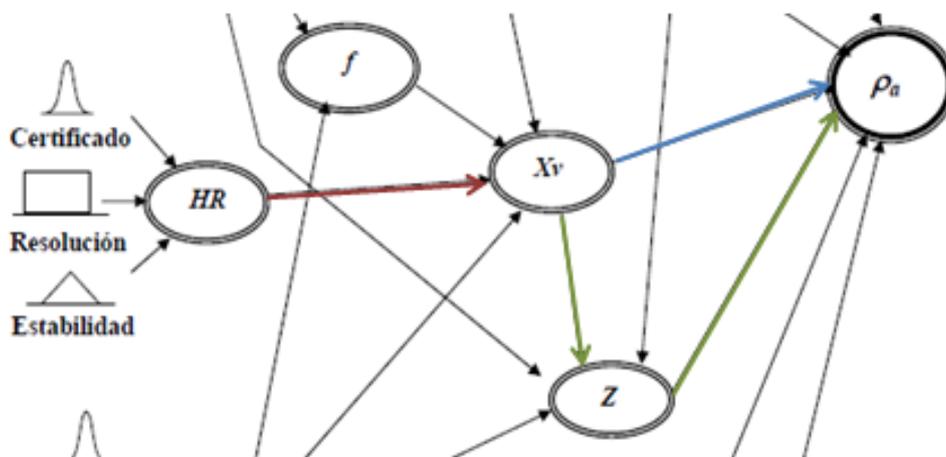


Figura III.7 Impacto de la humedad relativa en la medición de la densidad del aire.

Lo anterior de manera funcional es:

$$\rho = f_{\rho}(p, Z, T, R, M_a, M_v, x_v), \quad (III. 35)$$

$$Z = f_z(p, T, t, x_v), \quad (III. 36)$$

$$x_v = f_x(p_{sv}, f, Hr, p), \quad (III. 37)$$

Si bien la humedad relativa no impacta de manera directa a la densidad si impacta al factor de compresibilidad y a la fracción molar de agua por lo que el coeficiente de sensibilidad queda de la siguiente manera:

$$C_{Hr} = \left(\frac{\partial \rho}{\partial Z} \frac{\partial Z}{\partial x_v} \frac{\partial x_v}{\partial Hr} \right) + \left(\frac{\partial \rho}{\partial x_v} \frac{\partial x_v}{\partial Hr} \right), \quad (III. 38)$$

Realizando las derivadas, el valor del coeficiente para la humedad relativa es:

$$C_{Hr} = -0.011\ 099\ 104 \left[\frac{Kg}{m^3} \right], \quad (III. 39)$$

Paso 8. Calcular la incertidumbre estándar combinada $u_c(y)$

Una vez que se ha identificado y cuantificado el mensurando, magnitudes de entrada y fuentes de incertidumbre, se procede a realizar una combinación de tal forma que se obtenga un valor de incertidumbre total sobre la determinación del mensurando. Esta incertidumbre total, es denominada incertidumbre estándar combinada y se denota por $U_c(y)$, en la cual se contiene toda la información esencial sobre la incertidumbre del mensurado y.

Para el cálculo de la incertidumbre estándar combinada es necesario realizar los productos de las incertidumbres combinadas $u_c(x_i)$ de cada fuente de incertidumbre multiplicada por su respectivo coeficiente de sensibilidad C_i y posteriormente sumar el cuadrado de cada producto y obtener la raíz de dicha suma.

Matemáticamente queda expresado como:

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (C_i * u_c(x_i))^2}, \quad (III. 40)$$

La ecuación III.40 determina la incertidumbre combinada estándar que manifiesta la variación que puede sufrir la incertidumbre de acuerdo a todas las variables de entrada y a las fuentes de incertidumbre consideradas para cada una de ellas. La anterior ecuación es una expresión de la ley de la propagación de la incertidumbre. La ley de propagación de incertidumbre se debe aplicar exclusivamente para combinar incertidumbres estándar. De ninguna manera debe ser utilizada para combinar intervalos de confianza.

Cabe destacar que la anterior expresión de la incertidumbre está dada en las mismas unidades del mensurando.

Ejemplo:

Calculando todas las incertidumbres combinadas y los coeficientes de sensibilidad se puede determinar la incertidumbre estándar combinada.

Los coeficientes de sensibilidad y las incertidumbres combinadas para cada variable son:

Tabla III.4 Variables que aportan incertidumbre a la densidad del aire.

Variable que aporta incertidumbre	Incertidumbre combinada	Coficiente de sensibilidad
Presión atmosférica.	14.2(Pa)	$1.1849 \times 10^{-5} (Kg/m^3 Pa)$
Temperatura ambiente.	0.061(°C)	$-0.00357703 (Kg/m^3 °C)$
Humedad relativa del aire.	0.011(%)%	$-0.011099104 (Kg/m^3)$
Constante universal de los gases.	$84 \times 10^{-7} (J/K * mol)$	$-0.114203618 (Kg K mol/m^3 J)$
Ajuste de la ecuación.	$9.5 \times 10^{-5} (Kg/m^3)$	1

Por lo que de los valores anteriores obtenemos la incertidumbre estándar combinada:

$$u_c(\rho) = 0.00032 (Kg/m^3), \tag{III. 41}$$

Paso 9. Calcular la incertidumbre expandida $U(y)$

La forma de expresar la incertidumbre como parte de los resultados de la medición depende de la conveniencia del usuario. A veces se comunica simplemente como la incertidumbre estándar combinada, otras ocasiones como un cierto número de veces tal incertidumbre, algunos casos requieren que se exprese en términos de un nivel de confianza dado, etc. En cualquier caso, es indispensable comunicar sin ambigüedades la manera en que la incertidumbre está expresada.

La incertidumbre combinada estándar puede considerarse como la desviación estándar de la distribución que representa al mensurando; es común suponer que esta distribución es de tipo normal. La incertidumbre estándar $u_c(y)$ tiene un valor igual a la desviación estándar de la función de distribución del mensurando. El intervalo centrado en el mejor estimado del mensurando contiene el valor verdadero con una probabilidad p de 68% aproximadamente, bajo la suposición de que los posibles valores del mensurando siguen una distribución normal.

Generalmente se desea una probabilidad mayor de 68%, lo que se obtiene expandiendo este intervalo por un factor k , llamado factor de cobertura. El resultado se llama incertidumbre expandida U .

$$U(y) = k * u_c(y), \quad (III. 42)$$

La incertidumbre expandida U indica entonces un intervalo, llamado intervalo de confianza, que representa una fracción p de los valores que puede probablemente tomar el mensurando. El valor de p es llamado el nivel de confianza y puede ser elegido a conveniencia.

Frecuentemente, los valores del mensurando siguen una distribución normal. Sin embargo, el mejor estimado del mensurando, la media (obtenida por muestreos de n mediciones repetidas) dividida entre su desviación estándar, sigue una distribución llamada t de Student, la cual refleja las limitaciones de la información disponible debidas al número finito de mediciones. Esta distribución coincide con la distribución normal en el límite cuando n tiende a infinito, pero difiere considerablemente de ella cuando n es pequeño. La distribución t de Student es caracterizada por un parámetro ν llamado número de grados de libertad.

Por lo anterior, el intervalo correspondiente al nivel de confianza p , se calcula ahora por:

$$U(y) = t_p(\nu) * u_c(y), \quad (III. 43)$$

De cierta manera el número ν de grados de libertad asociado a una distribución de una magnitud puede considerarse una medida de la incertidumbre de esa magnitud. Entre mayor sea ν la estimación de la incertidumbre será más confiable. El número efectivo de grados de libertad ν_{ef} del mensurando considera el número de grados de libertad ν_i de cada fuente de incertidumbre.

En la estimación de incertidumbres por el método tipo A, v_i depende directamente del número de datos considerados y disminuye conforme al número de parámetros estimados a partir de los mismos datos. La repetibilidad de una medición, estimada por la desviación estándar experimental de n lecturas tiene $n-1$ grados de libertad.

Por lo tanto, cuando la distribución no es normal es necesario considerar la distribución t de Student y calcular los grados de libertad asociados, esto se puede realizar por medio de ecuaciones como la de Welch-Satterwaite.

Ejemplo:

Si se considera que los valores del mensurando ρ siguen el comportamiento denotado por una distribución normal podemos utilizar un factor de cobertura k que nos dé una confiabilidad de 95.45% para el valor de incertidumbre, por lo que la incertidumbre expandida será:

$$U(\rho) = k * u_c(\rho) = 2 * 0.00032 \left(\frac{Kg}{m^3} \right) = 0.00064 \left(\frac{Kg}{m^3} \right), \quad (III. 44)$$

Paso 10. Expresión de la incertidumbre

Existen diferentes formas de expresar la incertidumbre, en función del nivel de confianza y de la forma en la que se exprese la citada incertidumbre; por ejemplo, puede ser en las unidades correspondientes al mensurando o puede ser en forma de porcentaje respecto a la medición realizada.

La expresión de la incertidumbre expandida U incluye su indicación como un intervalo centrado en el mejor estimado y del mensurando, la afirmación de que p es del 95% (o el valor elegido) aproximadamente y el número efectivo de grados de libertad, cuando sea requerido. Una manera de expresar el resultado de la medición es:

$$Y = y \pm U, \quad (III. 45)$$

El número de cifras significativas en la expresión de la incertidumbre es generalmente uno, o dos cuando la exactitud es alta (si la primera cifra significativa es uno o dos, cabe la posibilidad de usar un dígito más para evitar la pérdida de información útil). Además debe asegurarse que el número de cifras significativas del valor del mensurando sea consistente con el de la incertidumbre.

Para asociar una incertidumbre medida en un proceso de calibración que se tomará como referencia para las demás mediciones realizadas por el instrumento de medición es cuestión de expresar la incertidumbre como un porcentaje respecto al valor medido:

$$U(y)\% = \frac{U}{y}, \quad (III. 46)$$

Esta forma de expresar la incertidumbre es conveniente ya que varía la incertidumbre estándar combinada en función del valor medido. Es particularmente útil en casos en los que dispositivos de medición funcionan en rangos amplios de valores.

Ejemplo:

Una vez que se ha realizado la medición de la densidad y se ha calculado la incertidumbre asociada se puede reportar de la siguiente forma:

$$\rho_{aire} = 0.949547125 \pm 0.00064 [Kg/m^3], \quad (III. 47)$$

Si por cuestiones de practicidad se supone que la incertidumbre será la misma durante un periodo de tiempo en el que se realizaran diversas mediciones. Esta forma de expresar la medición es la más recurrente en la medición de hidrocarburos.

$$\rho_{aire} = 0.949547125 [Kg/m^3] \pm 0.06740055\%, \quad (III. 48)$$

Dónde:

$$U(\rho)\% = 0.06740055\%, \quad (III. 49)$$

III.3 PRORRATEO DE LA PRODUCCIÓN

Existen ocasiones en las que no es conveniente medir de forma frecuente las corrientes producidas en unidades pequeñas como los pozos de forma individual, por lo que se recurre a una técnica denominada prorrateo.

El prorrateo es una técnica que se utiliza comúnmente en el área de contabilidad para distribuir los costos administrativos de la producción de un bien y asignarle un costo por unidad producida.

El prorrateo es conveniente cuando se tienen diversas fuentes con alta incertidumbre que aportan producción a un solo punto que posteriormente es medida con una menor incertidumbre. En el caso de la industria petrolera estas diversas fuentes suelen ser los

pozos y el punto con menor incertidumbre suelen ser las baterías de producción aunque el prorrateo no se reduce a estas dos instalaciones y se puede aplicar en cualquier par de puntos de medición en donde sea útil realizar esta operación siempre y cuando se cumplan los criterios de incertidumbre antes mencionados.

Por definición se entiende por prorrateo el reparto de una cantidad, obligación o cargo entre varios entes, según la proporción del colectivo y que representa el valor total de la característica a estudiar respecto del total.

Para realizar un prorrateo se debe contar con una base de información que debe constar de la medición puntual de la producción de cada uno de los pozos y del valor medido del total de la producción que llega a la batería de producción.

$$P_t = \sum_{i=1}^n p_{i_t}, \quad (III. 50)$$

Dónde:

P_t Producción total medida en punto de menor incertidumbre al tiempo t.
 p_{i_t} Producción aportada por cada elemento de mayor incertidumbre al tiempo t.

Con esta información se calcula una proporción de aporte de cada pozo.

$$A_i = \frac{p_{i_t}}{P_t}, \quad (III. 51)$$

Dónde:

A_i Proporción de aporte del i-ésimo elemento.
 p_{i_t} Producción del i-ésimo elemento al tiempo t.
 P_t Producción total del conjunto al tiempo t.

Una vez conocida la proporción de cada elemento es posible estimar la posterior producción de un pozo bajo el supuesto de que la proporción de la producción será la misma en un tiempo diferente al tiempo t, este supuesto es cierto en periodos de tiempo cortos.

Para obtener una producción prorrateada en un tiempo diferente al t de cualquiera de los i elementos que conforman el sistema bastará con multiplicar su proporción de aporte por la producción medida con menor incertidumbre.

$$p_{if} = P_f * A_i, \quad (III.52)$$

Dónde:

p_{if}	Producción del i-ésimo elemento al tiempo f.
P_f	Producción total del sistema al tiempo f.
A_i	Proporción de aporte del i-ésimo elemento.

El prorrateo ofrece una estimación de la producción de los pozos que se obtiene a partir de una medición con mayor certidumbre, por lo que cuando los instrumentos colocados a boca de pozo tienen un alto grado de incertidumbre el prorrateo nos ofrece un valor que puede estar más aproximado a la realidad.

III.4 BALANCES DE PRODUCCIÓN

Los balances de producción son análisis que se realizan de un sistema en su conjunto para poder analizar cuáles son y en qué proporción es el aporte de cada fuente de producción, así como de los destinos que tienen las distintas salidas del sistema. Este proceso es útil particularmente para llevar una correcta y sencilla administración de los recursos producidos y permite identificar pérdidas que no se han considerado en el sistema con el fin de reducirlas o tenerlas en consideración para la futura planeación. También es importante porque le permite a una empresa tener un conocimiento más cercano a la realidad sobre los recursos con los que cuenta para su venta o su consumo interno.

Es importante señalar que un balance es una herramienta que, debido a las incertidumbres asociadas a los diferentes dispositivos de medición, sólo representa una aproximación de la realidad. Por lo tanto los valores calculados por medio de un balance pueden presentar ligeras diferencias respecto a los valores medidos correspondientes.

Tipos de balance de producción

Un balance puede llevarse a cabo por medio de dos parámetros principales:

- ✚ Masa
- ✚ Volumen

Los balances, utilizando cualquiera de las dos magnitudes, recurren a un principio de conservación.

$$Producción\ entrante - Producción\ Saliente = Producción\ Acumulada$$

Es necesario identificar los puntos que aportan producción al sistema así como identificar las salidas de producción del sistema, además es importante tener un conocimiento frecuente de los volúmenes almacenados.

En el caso de balances de masa lo único que se necesita es conocer las magnitudes aportadas por cada variable, sin embargo en la mayoría de los casos no es posible contar con esta información ya que los medidores másicos no son comunes en la práctica y tampoco se recurre a la medición frecuente de la densidad de las corrientes; por lo tanto en la mayoría de los casos es imposible o muy poco práctico realizar balances de materia aplicados a instalaciones de producción.

Debido a los cambios que sufren los volúmenes debido a cuestiones técnicas como las condiciones termodinámicas, es necesario comparar volúmenes que se encuentren bajo las mismas condiciones operativas, sin embargo si se han corregido las mediciones realizadas como se explicó en el capítulo anterior es posible hacer un balance de volúmenes de forma más sencilla y teóricamente correcta.

La forma general de un balance volumétrico de producción se realiza de la siguiente manera:

$$Ve_{@c.s.} - Vs_{@c.s.} = Va_{@c.s.}, \quad (III.53)$$

Dónde:

- $Ve_{@c.s.}$ Volumen entrante de producción dado a condiciones estándar.
- $Vs_{@c.s.}$ Volumen que sale de producción dado a condiciones estándar.
- $Va_{@c.s.}$ Volumen acumulado dado a condiciones estándar.

Es importante considerar, aunque parezca evidente, que no es correcto sumar volúmenes de distintos tipos de fluidos. En la práctica se suman o restan aritméticamente volúmenes de corrientes de distintos tipos de aceite o condensado, así como se les da el mismo manejo a corrientes de diferentes tipos de gas.

Puntos en donde se realizan los balances

Los balances volumétricos de producción se realizan en puntos que permiten la acumulación y el almacenamiento, aunque sea por cortos periodos de tiempo, de producción tanto de aceite como de gas. Se realizan con el fin de contar con información que permita auditar dichas instalaciones y que a su vez facilitan la administración u optimización de las instalaciones. Para que se pueda realizar un balance es necesario contar con mediciones previas o en la entrada de la instalación en cuestión o posteriores o en la salida de las mismas.

Algunas de las instalaciones en donde se realizan estos balances son las siguientes:

A. Baterías de separación

Este es el primer punto de acumulación, normalmente se recolecta la producción de un grupo de pozos cercanos geográficamente a la batería y cuyas corrientes presentan propiedades similares.

En las baterías de producción se presentan principalmente dos entradas de producción:

- ✚ Producción proveniente de pozos.
- ✚ Producción proveniente de otras plantas de producción.

La producción proveniente de los pozos normalmente entra a través de un ducto que previamente ha recolectado las producciones de diversos pozos; este ducto es denominado cabezal. En ocasiones por cuestiones operativas es necesario realizar el envío de corrientes provenientes de una instalación a otra; estos traspasos deben ser contabilizados en las entradas de la producción.

En cuanto a las salidas, se presenta una mayor diversidad de posibles salidas presentes. En las baterías de separación normalmente se lleva a cabo la separación de agua del crudo y del aceite por lo que una de las salidas del sistema son las salidas de agua hacia plantas de tratamiento o a pozos letrina.

En lo que respecta al transporte de gas y de aceite, en ocasiones es necesario agregar energía en forma de presión por lo que hay salidas de las baterías de separación que se dirigen a plantas de bombeo o compresión. También pueden existir salidas hacia otras baterías debido a las transferencias o salidas que se dirijan a centrales de almacenamiento o puntos de entrega-recepción.

Debido a cuestiones de seguridad existen puntos de salida que contemplan la posible quema de gas o aceite en caso de un siniestro, por lo que suelen integrarse válvulas de desfogue, presas de quema o actividades de quema o venteo. También existen pérdidas debido al autoconsumo del gas, sin embargo comúnmente son despreciables.

Recapitulando encontramos las siguientes salidas:

a) Salidas a otras instalaciones de producción como:

- ✚ Transferencia a otras baterías de separación.
- ✚ Estaciones de compresión.
- ✚ Estaciones de bombeo.
- ✚ Centrales de proceso y almacenamiento.
- ✚ Puntos de entrega recepción.
- ✚ Plantas de tratamiento.
- ✚ Pozos letrina.

b) Salidas o pérdidas por motivos de seguridad.

- ✚ Válvulas de desfogue.
- ✚ Eventos de quema y/o venteo.
- ✚ Operación de presas de quema.

B. Centrales de almacenamiento

Estas instalaciones son puntos en donde se reúnen corrientes separadas, normalmente de aceite, con el único fin de separarlas para su posterior distribución a algún otro punto.

Los principales puntos que proveen la producción de estas instalaciones son las baterías de separación u otras instalaciones de producción como estaciones de bombeo o compresión. Debido a los procesos de lavado que en ocasiones se llevan a cabo en estas instalaciones existen entradas de agua dulce que pueden considerarse.

Las salidas de hidrocarburos de este tipo de instalaciones normalmente son a centros de comercialización y hacia pozos de inyección en donde se confina el agua que se empleó para el lavado del crudo.

C. Puntos de entrega-recepción

Estas instalaciones normalmente son puntos en donde convergen las producciones emitidas por diferentes baterías de producción. En estas se da un último acondicionamiento a los hidrocarburos para su posterior transferencia de custodia.

En estos puntos convergen corrientes de aceite y/o gas provenientes de otras plantas de producción. Por lo que las entradas son baterías de separación o estaciones de bombeo o compresión. Las salidas principales de estos puntos son los volúmenes que se venden.

Cada balance de volúmenes se debe ajustar a la instalación que se utiliza como punto de referencia considerando las particularidades de la misma. También debe decirse que la efectividad del balance de producción estará en función de la incertidumbre de las mediciones consideradas para el mismo. Las diferencias entre los valores calculados por medio de balances y los medidos pueden ser evidencia de pérdidas o entradas no consideradas o mal medidas, o cuando las pérdidas son relativamente pequeñas se pueden deber a errores asociados a la incertidumbre de las mediciones.

III.5 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE

En ocasiones es conveniente, desde el punto de vista administrativo, comparar volúmenes de gas y de aceite y existe la necesidad de encontrar una equivalencia entre las cantidades de ambos. Debido a esta necesidad existe un concepto denominado crudo equivalente.

El crudo equivalente es la expresión de un volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

Un barril de petróleo crudo equivalente en términos energéticos es igual a:

$$BPCE = 6.119 * 10^9(\text{joules}) = 5.8 * 10^6(\text{BTU}), \quad (III. 54)$$

Relacionando la capacidad energética de la mezcla mexicana se ha encontrado en la práctica que el factor de conversión de gas a barriles de petróleo crudo equivalente es:

$$\text{Factor de conversión}_{BPCE} = 5.0155 \left(\frac{\text{mmpc}}{\text{mbl}} \right), \quad (III. 55)$$

Lo cual de forma aproximada nos indica que:

$$1 \text{ Barril de aceite} \approx 5015.5 \text{ pies cúbicos de gas}, \quad (III. 56)$$

CAPÍTULO IV. LINEAMIENTOS LEGALES Y REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

Este capítulo tiene como principal objetivo mostrar cuáles son los principales lineamientos a los que se deben ajustar las prácticas en la industria petrolera mexicana en función de lo emitido por el órgano regulador mexicano (CNH), así como mostrar las consideraciones que hace Pemex sobre esta materia; también se muestra brevemente cuál ha sido la dinámica de la industria petrolera mexicana en cuanto a la medición de hidrocarburos se refiere.

IV.1 ANTECEDENTES DE LA REGULACIÓN EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

Como ya se ha mencionado la medición de las corrientes de hidrocarburos es un factor fundamental de la industria, sin embargo ha sido sólo hasta fechas recientes cuando se ha comenzado a trabajar en su estandarización y regulación en el ámbito petrolero mexicano.

Los primeros esfuerzos por establecer lineamientos claros e integrar directrices concretas en el ámbito de la medición de hidrocarburos comenzó en los años 2004 y 2005, cuando la Subdirección de la Coordinación Tecnológica de Explotación de Pemex, en conjunto con la Subdirección de Operaciones y Comercialización, produjeron un Plan Rector que fue el primer intento por establecer y regularizar una estrategia de medición de hidrocarburos en la cadena productiva de Pemex Exploración y producción (PEP), con el fin de mejorar la calidad de los balances volumétricos.

En el año 2006, la Subdirección de Operaciones y Comercialización se transformó en la Subdirección de Distribución y Comercialización, recibiendo facultades operativas de los ductos de transporte, distribución y acondicionamiento. Este cambio administrativo dio como uno de sus resultados la necesidad de actualizar el anterior Plan Rector dando como origen al protocolizado “Plan Rector para la Medición de los Hidrocarburos 2007-2010”. El objetivo de este documento fue contar con sistemas de medición instalados estratégicamente en la cadena productiva de PEP con la finalidad de elaborar balances volumétricos diarios dentro de una máxima diferencia permisible, con evidencia de que estos sistemas estuvieran apegados a las mejores prácticas internacionales.

En 2008, Pemex, a través de la Subdirección de Operaciones y Comercialización conjuntamente con el CENAM, realizó un diagnóstico del conocimiento metrológico que posee el personal relacionado con los procesos de medición y en función de las deficiencias detectadas en 2009 se crearon dos diplomados impartidos por el CENAM que capacitaron al personal diagnosticado.

El 28 de noviembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la “Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos”, por medio de esta ley en mayo de 2009 se creó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). La CNH es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER) dotado de autonomía técnica y operativa cuyo principal objetivo es regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos, así como regular y supervisar las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

A finales del año 2010 Pemex emitió el “Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2011-2015” con el cual se dio continuidad al anterior Plan Rector, pero aumentando el alcance del mismo. Dentro de los objetivos de este documento se encuentra el realizar el diagnóstico de los principales sistemas de medición de hidrocarburos para que posteriormente los activos integrales de producción y las gerencias de transporte y distribución de hidrocarburos establezcan y ejecuten programas de modernización que resulten en el mejoramiento continuo de los sistemas de medición implementados.

El 18 de noviembre de 2010 el Titular del Poder Ejecutivo Federal publicó el Diario Oficial de la Federación el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativa al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos”; este decreto establece, entre otras cosas, que la CNH es la encargada de emitir los lineamientos a los que quedarán sujetos los sistemas de medición de volúmenes extraídos de petróleo crudo y gas natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia.

En respuesta al anterior decreto, la CNH publicó en junio de 2011 la resolución CNH.06.001/11 en el Diario Oficial de la Federación por medio de la cual dio a conocer “Los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos”. Este documento representa el primer esfuerzo de un organismo independiente a Pemex por regular los procedimientos a los que se debe ajustar la medición de hidrocarburos en el país. Desde entonces los esfuerzos por mejorar los procedimientos asociados con la medición de hidrocarburos han sido fruto del trabajo conjunto de Pemex y la CNH.

La publicación de dichos lineamientos técnicos establecieron algunas nuevas obligaciones que Pemex debe cumplir en este ámbito, una de ellas fue la realización de un proceso de revisión y diagnóstico inicial del estado que guardan los instrumentos, instalaciones y sistemas de medición actuales, dentro de la cadena de producción de PEP. Por lo que PEP se vio en la necesidad de realizar un diagnóstico inicial de sus instalaciones. Dicho diagnóstico sirvió como base para establecer el estado en el que se encontraban todos los sistemas de medición y poder de esta manera establecer con mayor claridad objetivos que permitan la optimización de los mencionados sistemas.

Los lineamientos técnicos emitidos por la CNH también contemplan el establecimiento de metas a corto y a mediano plazo por parte de Pemex, con el fin de lograr el cumplimiento de los propios lineamientos. Para satisfacer esta necesidad Pemex emite un documento de forma anual al que denomina Plan Estratégico para la Medición con el cual se fijan objetivos concretos que se deben cumplir en el plazo de un año. Como

resultado final de este proceso de mejoramiento se espera que Pemex cuente con sistemas de medición que compitan en efectividad con cualquier sistema a nivel mundial.

Dichos lineamientos técnicos establecen en su artículo décimo transitorio que en un periodo de 5 años, a partir de la publicación de los mismos, la CNH emitirá la primera Norma Oficial Mexicana correspondiente a los elementos metroológicos que forman parte de la gestión y la gerencia de medición de hidrocarburos.

IV.2 LINEAMIENTOS TÉCNICOS EMITIDOS POR LA CNH

En el caso específico de la industria petrolera mexicana, la única compañía que puede llevar a cabo las labores de exploración y de explotación de hidrocarburos es Pemex. Debido a su carácter de empresa paraestatal es de fundamental importancia para el Estado procurar y auditar las acciones llevadas a cabo por la misma; es por eso que el 18 de noviembre de 2010 el titular del ejecutivo federal publicó en el Diario Oficial de la Federación el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativa al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos”. En estas reformas se indica que la CNH debe emitir los lineamientos a los que quedarán sujetos los sistemas de medición de volúmenes extraídos de petróleo crudo y gas natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia.

Antes de que la CNH tuviera la función de emitir lineamientos y vigilar su cumplimiento, Pemex, mediante su subsidiaria PEP, era la encargada de llevar un control interno propio para determinar los volúmenes producidos. PEP presentó un plan rector para “Medición de Hidrocarburos 2007 - 2010” y el “Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2011-2015”, que junto con diversas normatividades internacionales, sirvieron como fundamentos para la elaboración de los lineamientos emitidos por la CNH.

Estos lineamientos contemplan que la medición de hidrocarburos debe dividirse en mediciones de volúmenes extraídos (medición en pozos y en baterías de separación) y medición de volúmenes vendidos (medición en puntos de transferencia de custodia o puntos de venta) y que dicha medición se debe llevar a cabo por medio de métodos indirectos y de métodos directos.

Los lineamientos técnicos emitidos por la CNH se basan entre otras cosas en la reglamentación referida a los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos en los diversos puntos en la cadena productiva de cualquier activo de producción.

IV.2.1 **OBJETIVO**

El primer objetivo de los lineamientos técnicos es permitir conocer y constatar que los volúmenes y calidades de hidrocarburos extraídos, transferidos y vendidos que son reportados diariamente a diferentes entidades del gobierno federal, principalmente la SENER y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), tengan un sustento técnico y puedan ser auditados y comparados por las propias Secretarías o por consultores independientes.

Otro objetivo está relacionado con el aspecto fiscal de la industria ya que de acuerdo al régimen fiscal existente y aplicable en la industria petrolera mexicana el valor de los impuestos que se debe pagar está en función del valor comercial de las cantidades que se van a comercializar; este valor comercial a su vez es función de la cantidad que se comercializará y de la calidad de los hidrocarburos.

Es importante debido a cuestiones técnicas poder realizar balances de materia o volumen en la cadena productiva que puedan realizarse con análisis iniciales, intermedios y finales, para hacer mesurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, así como también la validación de la información que permita realizar comparaciones y detección de causas de posibles variaciones en la medición.

IV.2.2 **ALCANCE**

Los lineamientos emitidos por la CNH que dictan especificaciones técnicas para realizar mediciones de hidrocarburos tienen expectativas a diferentes periodos de tiempo. El primer paso para la implementación de los lineamientos técnicos es generar un diagnóstico sobre la situación inicial de los sistemas de medición con el fin de enfatizar esfuerzos en las zonas más sensibles y con mayores fallas. Esta fase ha sido finalizada ya que Pemex ha realizado en conjunto con la CNH una evaluación del estado inicial de sus instalaciones. La CNH emitió su dictamen sobre dicho estado inicial en el documento “Dictamen de la Evaluación del Diagnóstico Inicial del Estado de la Medición y el Plan Estratégico de Medición 2012” presente en la resolución CNH.E.11.002/12.

La segunda fase implica que, una vez identificadas las condiciones de los sistemas de medición y priorizando actividades, se lleven a cabo actividades para el fortalecimiento de la certidumbre en el sistema íntegro de medición con el fin de lograr que a partir de 2015 Pemex cuente con un sistema de medición que esté por lo menos a la altura de los mejores sistemas de medición implementados en las mejores compañías internacionales.

Para lograr estos propósitos se debe crear un programa de trabajo anual que detalle las metas que se deben cumplir en el año con el fin de lograr gradualmente los objetivos parciales que concluirán con el cumplimiento de las metas mínimas establecidas para 2015.

IV.2.3 CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES

Se toma en cuenta la obligación de Petróleos Mexicanos en lo que se refiere a mantener un estricto control de los hidrocarburos a través de un sistema de gestión y gerencia de medición de los volúmenes que se producen, transportan, almacenan, o transfieren en custodia o hasta el despacho para su venta a otra subsidiaria o para exportación. Lo anterior implica que Pemex es responsable del diseño, operación y administración y que debe atender a la mejora continua del sistema.

La CNH es la responsable de emitir y llevar a cabo los procesos de revisión, evaluación y supervisión del cumplimiento de los principios y criterios generales de medición de los hidrocarburos en las actividades de exploración y producción.

Tomando en cuenta lo anterior Petróleos Mexicanos deberá establecer un “Plan Estratégico de Medición”, aprobado por la CNH, que definirá un plan de trabajo anual en esta materia. Lo anterior, con el objeto de programar la realización de acciones y adoptar medidas viables y realizables que permitan dar certidumbre a las actividades de medición de los hidrocarburos.

Es importante considerar que los fluidos presentan variaciones de volumen en función de las condiciones termodinámicas presentes, por lo que es necesario corregir las mediciones para llevarlas a condiciones estándar que se usan como referencia. Dichas condiciones son valores específicos de presión y temperatura a los que se deben presentar las mediciones realizadas. Los valores de referencia estándar para la medición de hidrocarburos en Pemex son de 101, 325 [Kpa] o 1 atm de presión absoluta y para la temperatura, 20 [°C].

Las mediciones realizadas en cualquier punto de medición deben apearse a las condiciones estándar a las que se hizo referencia anteriormente sin embargo la norma NOM-008 indica que en cualquier contrato de compra-venta se deben especificar las condiciones referenciales que pueden o no ser las utilizadas como referencia en los lineamientos técnicos emitidos por la CNH. En materia contractual también se debe establecer de forma clara y reportar con regularidad la cuantificación de volumen y la calidad de los hidrocarburos que se despachan, así como los elementos que pueden

afectar la medición en los puntos de venta y que podrían provocar posibles reclamaciones de las partes afectadas.

IV.2.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN

Los sistemas de medición de hidrocarburos son el conjunto de elementos físicos, equipos, instrumentos e instalaciones, así como los principios metroológicos, normas y estándares, a través de los cuales se cuantifican cantidades o volúmenes de hidrocarburos ya sean aceites, gases o condensados.

La CNH indica que Pemex debe contar con sistemas de medición en toda la cadena de producción de hidrocarburos, desde los pozos hasta los puntos de venta interna y externa considerando los puntos intermedios.

Se debe contar con la información estadística que permita medir la incertidumbre asociada a cada sistema de medición y considerando que se debe contar con los sistemas de medición con menor incertidumbre en los puntos de transferencia de custodia. En el caso específico de la medición fiscal debe ser la SHCP la encargada de establecer los puntos y condiciones de medición.

La medición de hidrocarburos que se lleva a cabo en los puntos de venta interna y externa se deberá llevar a cabo con la menor incertidumbre posible y atendiendo siempre a lo establecido en contratos comerciales. En estos puntos de transferencia de custodia se deberá regular también la calidad de los hidrocarburos medidos con el fin de asegurar que el sistema de medición sea el adecuado en función de las características de la corriente que se está midiendo; puede ser mediante cromatógrafos de flujo continuo o por medio de muestreos automáticos. Otro aspecto que se debe considerar en la medición en los puntos de venta tanto interna como externa es que se debe contar con sistemas de monitoreo que a través de sistemas telemétricos permita al interesado conocer los valores medidos por los sistemas de medición en tiempo real.

La implementación de los sistemas de medición siempre implica un costo económico que Pemex está obligado a cumplir. En caso de deficiencia presupuestal se debe dar prioridad a la medición en los puntos de venta por encima de los demás puntos de medición.

En paquetes de medición ubicados en puntos de venta interna o externa y en puntos de transferencia de custodia, la cantidad de corrientes debe ser tal que el máximo estimado de hidrocarburos se pueda medir con cualquiera de las corrientes fuera de operación conservando los límites operacionales de las demás corrientes.

En los sistemas de medición está prohibida la instalación de derivaciones sin importar el objetivo que ésta tenga. En el caso de que estas derivaciones existan se debe comprobar que elementos tales como bridas ciegas o válvulas tengan enclavamientos o candados o los medios necesarios para comprobar su hermeticidad.

Para efectos contables las sustancias a medir son dos: los gases y los líquidos. Los líquidos incluirán a las corrientes de aceite y de condensados que se encuentren a condiciones termodinámicas estándar mientras que los gases consideran cualquier corriente de gas natural.

IV.2.5 TIPOS DE MEDICIONES

En la cadena de producción se encuentran distintos sistemas de medición que poseen diversos grados de incertidumbre teniendo, en los puntos de venta y transferencia los prioritarios y por lo tanto los más certeros. Es debido a esta incertidumbre que la suma de todas las mediciones en cada nivel de medición no corresponde entre sí y podemos obtener un volumen total si sumamos las mediciones en boca de pozo y obtenemos un volumen que varía si sumamos las mediciones en las baterías. De lo anterior se plantea un tipo de medición que extrapole las proporciones de los puntos con menor incertidumbre hacia los puntos de medición con mayor incertidumbre; para esto es posible la utilización de procedimientos como el prorrateo.

Dentro del sistema de medición que se implementa se consideran dos tipos de mediciones: las mediciones operacionales y las mediciones referenciales. Las mediciones operacionales son las mediciones que se obtienen directamente de los equipos de medición. Si consideramos las mediciones que se realizan en los puntos con menor incertidumbre y consideramos las proporciones que se obtienen de los puntos de mayor incertidumbre podemos realizar un ajuste por medio de la extrapolación de las medidas con mayor certeza; a esta extrapolación la denominamos medición referencial. Para cuestiones de cálculos se tendrá preferencia de la medición referencial sobre la operacional por tener estas últimas fuentes con menor incertidumbre.

La medición operacional en cualquier punto de la cadena de producción debe contar con información que permita calcular la incertidumbre asociada a cada sistema; este valor se debe calcular de acuerdo al tipo específico de medidor que se presente para medir condensados y aceites. Cuando se realizan pruebas con el fin de corroborar su funcionalidad se deberán realizar estas pruebas a condiciones iguales a las de operación.

Se le llama prorrateo a la extrapolación de la producción de un punto de mayor certidumbre a otros puntos que presenten una certidumbre menor. En el caso de la producción media medida en las baterías de primera separación deberá ser prorrateada a la producción de los pozos del campo correspondiente. La medición operacional en los pozos se requiere implementar un procedimiento que integre los aforos reales medidos y los compare con las mediciones referenciales y con un aforo teórico basado en las condiciones de fondo de pozo y de superficie y se debe informar el método implementado para el aforo teórico.

En cuanto a las unidades en las que se deben reportar las mediciones, los lineamientos técnicos indican que deben reportarse en unidades del sistema internacional (SI). Para las producciones de aceite, condensado y agua se deben reportar en unidades de SI, es decir, metros cúbicos y también en barriles determinados en las condiciones estándar que especifican estos lineamientos. Para el caso de la producción de gases producidos como los enviados a venteo y a quema se deben reportar en metros cúbicos y en pies cúbicos, también especificados a condiciones estándar y en el caso de reportarse valores energéticos asociados a los gases, éstos se deben reportar en joules.

IV.2.6 AUDITORÍA

Una auditoría es el proceso de monitoreo de desempeño y de identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos que influyen en un sistema. Las auditorías se realizan con el fin de analizar el funcionamiento de los sistemas de medición y encontrar puntos que no cumplen con las normas aplicables, o encontrar oportunidades de mejora para optimizar cualquier elemento relacionado con el proceso y el sistema de medición. La producción total debe ser estimada por Pemex y ésta a su vez debe ser verificada por medio de procesos de auditoría interna y externa con el fin de validar la información y darle mayor credibilidad a la cifra y al proceso de medición.

Los procesos de auditoría tienen que ser realizados por personal independiente, imparcial y competente con el fin de incrementar la efectividad de las mismas. Estos procesos tienen como objetivo verificar que los equipos y sistemas estén basados en normas y estándares nacionales e internacionales aplicables a un proceso de fiscalización de hidrocarburos. Estas auditorías deben enumerar los factores o inconformidades que se encuentre que pueden afectar de forma negativa el nivel de certidumbre y deben a su vez ser jerarquizados en función de su impacto potencial o severidad de la afectación. Una vez identificadas las áreas de oportunidad, se deberán recomendar cambios que promuevan la mejora de los puntos mencionados y cuantificar los beneficios de la operación.

La Dirección General de PEP tiene la obligación de administrar el sistema de medición en cada punto mediante la designación en cada activo de producción y en la gerencia de ductos y transporte a un funcionario responsable de vigilar y reportar el desempeño de todos los sistemas de medición y ser el responsable de realizar los ajustes necesarios en el caso de que existan diferencias volumétricas, justificando siempre metrológicamente la necesidad de los ajustes. Estos responsables son los encargados de programar y ejecutar las auditorías internas de los sistemas y equipos de medición, ya sean estas programadas o en atención de las inconformidades que impacten la exactitud y la viabilidad de la información. Estos encargados también son los responsables de atender a los auditores externos facilitándoles acceso a los equipos y a la información necesaria.

El programa continuo de auditorías que debe ser implementado por parte de Pemex contempla auditorías que serán realizadas de forma periódica en función de la ubicación del punto de medición de la siguiente manera:

- ✚ Para los sistemas de medición ubicados en puntos de transferencia de custodia, de venta interna y de venta externa deben ser evaluados por lo menos una vez al año.
- ✚ Los sistemas de medición de volúmenes extraídos en pozos y en primeras baterías de separación deberán ser evaluados por lo menos cada tres años.

Estas auditorías deberán realizarse por terceros independientes. Cuando existan condiciones técnicas que la CNH considere suficientes puede solicitar que se realice una auditoría adicional a las ya programadas para garantizar el correcto funcionamiento de un punto de medición.

IV.2.7 INCERTIDUMBRE

La incertidumbre es un parámetro estadístico asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente ser atribuidos al mensurando. Este parámetro nos permite cuantificar la confianza que se le tiene al sistema de medición, por ello es necesario que Pemex realice una evaluación constante de la correcta combinación de equipos, instrumentos y sistemas informáticos junto con los procedimientos operativos y el adiestramiento del personal con el fin de reducir este parámetro y con ello generar más confianza en el sistema de medición.

Este parámetro tiene tal importancia que es necesario que se corrobore por medio de auditorías tanto externas e internas para darle credibilidad a la información obtenida de cada sistema de medición.

Los valores mínimos permitidos de incertidumbre son función del tipo de fluido que se mide y del punto en el que el sistema de medición se encuentra ubicado, dándole prioridad a los puntos de venta externa, seguidos por los de venta interna y de transferencia de custodia, siendo los pozos y las primeras baterías los que cuentan con mayor certidumbre mínima permitida.

La Tabla VI.1 indica los valores mínimos permitidos y clasificados en función del tipo de fluido y el punto de medición. Es necesario especificar que para estos valores se consideran fluidos libres de agua.

Tabla IV.1 Incertidumbres máximas permitidas.¹⁵

Tipo de Medición	Aceite		Gas	
	2012	2015	2012	2015
Volúmenes extraídos en pozos y primeras baterías	+15.0%	+8.0%	+15.00%	+10.00%
Volúmenes exportados	+0.3%	+0.25%	N/A	N/A
Transferencia de custodia	+1.0%	+5.0%	+5.0%	+2.0%
Venta a subsidiarias	+0.3%	+0.25%	+2.0%	+1.0%

IV.2.8 CALIBRACIÓN

La calibración es la operación que bajo condiciones específicas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

La trazabilidad es la propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón, tal que ésta pueda ser relacionada con referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo en cuenta todas las incertidumbres determinadas.

La calibración de cualquier equipo se debe realizar utilizando equipos con trazabilidad a patrones nacionales e internacionales, ya sean a través del laboratorio primario de México del CENAM o por medio de laboratorios acreditados ante una entidad acreditadora. En este caso Petróleos Mexicanos debe contar con el reporte o certificado de calibración correspondiente de dichas entidades acreditadoras dispuesto por la Ley federal de metrología y normalización (LFMN).

La calibración de cualquier equipo debe realizarse en periodos de tiempo que estén justificados por los registros históricos y se rige de acuerdo al comportamiento estadístico de sus variables de control mediante la aplicación de herramientas estadísticas y evitando a toda costa los periodos fijos de calibración que no estén justificados técnicamente.

IV.2.9 MEDICIÓN MULTIFÁSICA

Los lineamientos técnicos de la CNH permiten el uso de medidores multifásicos en la cadena de producción, particularmente en el caso de mediciones en la salida (boca) de los pozos en las primeras etapas de separación.

Se debe justificar el uso de los medidores multifásicos de acuerdo a la normatividad vigente o a las mejores prácticas en la industria indicando siempre las características técnicas de los pozos que contemplen el uso de dichos medidores y que justifiquen su uso, así como la incertidumbre asociada al medidor.

Pemex se debe asegurar el apoyo continuo por parte de particulares y soporte técnico en campo por el tiempo establecido con el proveedor que debe ser por lo menos de un año asegurando que los usuarios tengan completo conocimiento y destreza de su operación.

Los medidores multifásicos pueden ser aceptados en lugar de separadores de prueba pudiendo ser fijos o móviles siempre y cuando se cumplan con los límites de incertidumbre mínimos permitidos. Estos medidores multifásicos también se pueden considerar para la medición multifásica que involucren gas húmedo.

IV.2.10 MEDICIÓN DE VOLÚMENES DE GAS DESTINADOS A QUEMA Y VENDEO

Pemex está obligado a medir el gas para quema y venteo. Esta medición puede ser de forma directa o indirecta; dicha medición debe ser reportada a la CNH. Las mediciones que se realicen deben permitir desglosar el gas hidrocarburo y el nitrógeno de los balances volumétricos.

Esta medición debe estar regida por la reglamentación y normatividad vigente, pudiendo ser continua o de manera intermitente. La incertidumbre de estos medidores debe cumplir con una incertidumbre de 3% como máxima permitida.

El gas que se mide debe ser caracterizado de forma continua o intermitente de manera regular con el fin de utilizar el medidor más apto para el tipo de fluidos que se están explotando.

Se debe considerar que para la correcta medición del gas a quema y venteo se debe contar con un estricto control de líquidos presentes en la corriente de gas para evitar los errores de medición debidos a la falta de contabilización de estos fluidos. Debido a lo anterior es necesario instalar un separador en caso de que la presencia de líquidos sea considerable y asimismo se debe instalar un medidor que contabilice estos líquidos producidos.

Cuando se desee recurrir a métodos indirectos se debe considerar el valor tomado por la RGA, por medio de balance de volúmenes o por medio de simuladores debiendo siempre informar a la CNH el equipo y procedimiento utilizado para la contabilización.

IV.2.11 **BALANCES DE PRODUCCIÓN**

Los balances de producción son una herramienta utilizada por Pemex para contabilizar y llevar a cabo un control adecuado del destino que tienen las diferentes fases y corrientes de hidrocarburos producidas. Un balance implica cotejar las mediciones realizadas en distintos puntos de la cadena de producción en donde la suma de las producciones medidas en cada punto debe aproximarse en volumen constante a valores que no genere dudas sobre el destino de algún volumen. Para que el balance de volumen producido se lleve a cabo de manera correcta se debe considerar que en cualquier cadena de producción siempre existen volúmenes que se pierden debido a los procesos de seguridad que se llevan a cabo como el venteo y la quema del gas; estos volúmenes se deben considerar y medir de forma directa o indirecta. También es importante que se tenga en consideración que el balance es de tipo volumétrico y que las corrientes de hidrocarburos varían de forma natural su volumen en función de la temperatura y la presión a la cual están sometidos. En consideración a lo anterior se debe realizar la medición a condiciones de temperatura y presión estándar o bien se deben corregir las mediciones para tomar en cuenta esta consideración.

Los balances de hidrocarburos deben realizarse de forma diaria. Para que los balances se realicen de forma correcta se deben considerar todas las entradas y salidas en el sistema, así como las mediciones realizadas en los tanques de almacenamiento, considerando también los volúmenes involucrados en procesos internos, en procesos de autoconsumo, en venteo y quema, evaporaciones, robo, hurto y cualquier otro proceso que pueda desembocar en una variación significativa del volumen medido.

Los fluidos que se deben de considerar en los balances son:

- ✚ Aceite.
- ✚ Gas.
- ✚ Condensados.
- ✚ Agua.
- ✚ Fluidos involucrados en procesos de inyección a yacimientos.
- ✚ Gas de quema y venteo.
- ✚ Nitrógeno.

IV.3 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS ESTABLECIDOS POR PEMEX

Como ya se ha mencionado Pemex ha establecido sus directrices y estrategias encaminadas a asegurar una efectiva administración de los sistemas de medición; éstas se encuentran plasmadas en el “Plan Rector para la medición de hidrocarburos en PEP 2011-2015”. De dicho documento se han extraído los principales requerimientos técnicos solicitados por Pemex en los sistemas de medición en los que aplique.

IV.3.1 ADMINISTRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

Primero se define a la administración de un sistema de medición como el conjunto de actividades que, respaldadas con herramientas estadísticas, conocimientos, características y requisitos metrológicos, permiten ejercer el control de este sistema, aportando evidencia objetiva de la confiabilidad de sus mediciones.

Esta administración se fundamenta en cuatro rubros:

- A. **Metodología de las mediciones.** Se deben de cumplir un conjunto de operaciones requeridas para asegurar que el equipo de medición es apropiado conforme a los requisitos correspondientes previstos a su uso. También se deben satisfacer las características metrológicas requeridas y con un conocimiento de la incertidumbre que vaya de acuerdo a las necesidades a satisfacer.
- B. **Herramientas estadísticas.** Estarán provistas de información a partir de herramientas como cartas de control, cartas de desempeño, requisitos metrológicos, índices de capacidad, entre otros.
- C. **Competencia del personal.** Se debe contar con personal suficiente que además esté capacitado y adiestrado de forma correcta y suficiente.

- D. **Control documental.** Expediente del sistema de medición que provea por lo menos de la información mínima necesaria para realizar un juicio sobre su desempeño.

Una efectiva administración de los sistemas de medición asegura que sus sistemas y procesos de medición son adecuados para el uso previsto y brinda confiabilidad a la entrega de hidrocarburos ante la institución y cualquier ente involucrado en el proceso; por lo tanto, ésta debe implementarse en todos los sistemas de flujo.

IV.3.2 FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN

La frecuencia para calibrar un sistema de medición en los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias se debe sustentar y regir por las tendencias de sus variables de control con la aplicación de herramientas estadísticas y no en periodos fijos de tiempo.

El personal a cargo de los sistemas de medición es responsable de implementar controles estadísticos y sus tendencias, que le permitan determinar la frecuencia adecuada de calibración sin afectar la calidad de sus mediciones. El periodo de calibración debe ser consensado con las áreas operativas correspondientes y con los clientes, en caso de venta, para que de esta manera se ajusten a las mejores condiciones comerciales o a las prácticas más óptimas que permitan contar con instrumentos de confianza.

IV.3.3 MEDICIÓN DINÁMICA

En toda mejora, modificación o sustitución que implique una adquisición, arrendamiento o contratación de equipos y sistemas de medición de flujo, así como la contratación de servicios relacionados con este proceso, como la confirmación metrológica o calibraciones, entre otros, debe aplicarse lo previsto en la norma de referencia NRF-111-Pemex-2006 o la que en su momento la sustituya.

Todas las corrientes de campos nuevos que se integren a las líneas de transporte y distribución, deben ser cuantificadas a través del sistema de medición de flujo, en los cuales deberán incluir un arreglo o la flexibilidad operativa que permita la confirmación metrológica.

Todas las tecnologías utilizadas en la medición de corrientes de hidrocarburos deben de cumplir con los “Lineamientos para la realización de pruebas tecnológicas en materia de explotación de hidrocarburos en PEP”, cuando se estén utilizando por primera vez.

Toda línea que envíe gas a la atmósfera deberá contar con un sistema de medición para cuantificar su volumen.

El personal encargado directamente de las mediciones en las instalaciones operativas es el responsable de mantener actualizado el censo de los sistemas de medición y de informar oportunamente a sus superiores a través de la línea de mando sobre sus actualizaciones.

A. Sistemas de medición en el despacho de hidrocarburos

Se entiende como despacho de hidrocarburos el punto en el que se realiza el cambio de custodia entre subsidiarias de Pemex.

Debe cumplir los siguientes requisitos:

- ✚ El principio de medición se deberá seleccionar de acuerdo al tipo de hidrocarburo a medir y a las condiciones de operación.
- ✚ El tipo de medidor deberá estar avalado por estándares internacionales o extranjeros de acuerdo a la LFMN y se deberá ajustar a la infraestructura actual o futura.
- ✚ El fluido a medir debe presentar una sola fase.
- ✚ El elemento primario (el cual convierte una característica del flujo a medir en una señal medible) debe tener al menos una exactitud de 0.2% para sistemas nuevos de medición de aceite crudo y condensados, 0.3% para sistemas de medición existentes y de 0.1% para gas. Los elementos secundarios y terciarios (transductor de señales e integrador de señales que obtiene el volumen por medio de un algoritmo, respectivamente) deben ser electrónicos y para los transmisores electrónicos la exactitud debe ser de $\pm 1\%$ en el caso de presión y de $\pm 0.3 [^{\circ}\text{C}]$ de la escala total en el de temperatura. Para los medidores de densidad en línea la exactitud debe ser de $\pm 1 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$.
- ✚ Se debe contar con los siguientes equipos según su aplicación para aceite, gas o condensado: analizador de humedad, analizador de cromatografía, detector de ácido sulfhídrico, densímetro, analizador de corte de agua y muestreador automático avalados todos por estándares internacionales de acuerdo a la LFMN.

- ✚ Mantener trazados los sistemas de medición a patrones nacionales o internacionales, por lo que se debe disponer de la infraestructura y flexibilidad operativa necesaria para realizarla.

B. Sistemas de medición en la entrega-recepción o traspaso de los hidrocarburos

Son los puntos en donde los activos de producción entregan físicamente la custodia de los hidrocarburos a las respectivas gerencias de transporte y distribución de hidrocarburos.

Respecto a los sistemas de medición en puntos de despacho se consideran los mismos requisitos excepto las características asociadas a los elementos primario y secundario de los medidores que se sujetan al siguiente punto:

- ✚ El elemento primario (el cual convierte una característica del flujo a medir en una señal medible) debe tener al menos una exactitud de 1% para sistemas nuevos de medición de aceite crudo y condensados, 1.5% para sistemas de medición existentes y de 2% para gas. Los elementos secundarios y terciarios deben ser electrónicos y para los transmisores electrónicos la exactitud debe ser de $\pm 1\%$ en el caso de presión y de $\pm 0.3 [^{\circ}\text{C}]$ de la escala total en el de temperatura.

C. Sistemas de medición de proceso

Son los sistemas de medición presentes en baterías de separación. En estos puntos la producción se encuentra en más de una sola fase.

Debe cumplirse lo siguiente:

- ✚ El principio de medición por causa de las deficiencias en el grado de acondicionamiento de los fluidos debe seleccionarse con base en un análisis avalado por los grupos de medición regionales respectivos, tomando en consideración las mejores prácticas de medición en otras instalaciones de PEP y si las condiciones de los fluidos no afectan en un grado extremo la confiabilidad de cada aplicación.
- ✚ El tipo de medidor se debe seleccionar basándose en un análisis costo-beneficio avalado por los grupos de medición regionales respectivos.

- ‡ Los elementos secundarios podrán ser neumáticos, mecánicos o electrónicos, en este último caso se podrán integrar los elementos terciarios del sistema.
- ‡ Se debe procurar la trazabilidad de las mediciones a patrones nacionales o internacionales.

IV.3.4 MEDICIÓN EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Para la medición en tanques verticales atmosféricos se debe atender a las recomendaciones técnicas desarrolladas por el ISO en el capítulo 4266 partes 1, 2, 3 y 4; para los casos no previstos por estas recomendaciones se debe aplicar el manual de normas de medición del API.

Se deben actualizar las tablas de aforo con una frecuencia no mayor a 5 años o antes en caso de sufrir alguna modificación en su estructura y/o geometría; cuando se realice la calibración los instrumentos usados deberán tener trazabilidad a patrones nacionales o internacionales de acuerdo a la LFMN.

Cualquier instrumento utilizado en la medición del nivel también deberá tener trazabilidad a patrones reconocidos por la LFMN.

En caso de ser necesario se debe instalar un sistema de medición automático cuando las necesidades técnicas así lo ameriten.

El personal encargado es el responsable de informar de forma oportuna a sus superiores de cualquier cambio que sufran los sistemas.

IV.3.5 BALANCES DE PRODUCCIÓN

En lo que concierne a los balances de producción realizados en diversos puntos de la cadena de producción de PEP se debe considerar que los balances volumétricos diarios se deberán sustentar en los volúmenes que registren los sistemas de medición ubicados en las instalaciones de producción y en los sistemas de transporte y distribución, considerando las incertidumbres asociadas a estos sistemas registrados en los informes de calibración emitidos por el CENAM o laboratorios secundarios debidamente acreditados.

Se debe considerar la información obtenida en los puntos de despacho como la oficial para realizar los balances y será mandatorio sobre la obtenida en la entrega-recepción o en el traspaso de hidrocarburos.

CAPÍTULO V. SITUACIÓN ACTUAL EN EL ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN MACUSPANA – MUSPAC

Este capítulo tiene como objetivos mostrar las principales características del Activo Integral de Producción Macuaspana-Muspac (AIPMM) y mostrar un panorama general sobre los sistemas de medición utilizados, así como conectar la información teórica presentada hasta el momento con la práctica industrial diaria.

V.1 DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN MACUSPANA-MUSPAC

V.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El AIPMM surge a partir de la reestructura de PEP autorizada a finales del año 2011 y es uno de los cuatro centros de trabajo de la Región de Producción Sur. Geográficamente abarca los estados de Campeche, Chiapas y Tabasco (Figura V.1) y geológicamente comprende la cuenca de Chiapas-Tabasco y la cuenca de Macuspana.



Figura V.1 Ubicación geográfica del Activo de Producción Macuspana-Muspac.

En la actualidad, el Activo es responsable de explotar los hidrocarburos que se encuentran almacenados en yacimientos localizados en las cuencas antes mencionadas, mediante la ejecución de proyectos que permitan obtener resultados satisfactorios, tanto económicos como de producción.

Se compone de tres proyectos: Proyecto Cactus-Sitio Grande, Proyecto Costero y el Proyecto Macuspana; estos proyectos fueron planeados y establecidos considerando características y aspectos que influyen en la producción, como por ejemplo: tipos de yacimiento que se explotan, infraestructura instalada y requerida para el manejo de la producción, cantidad de pozos, etc.

V.1.2 PANORAMA DEL ACTIVO

Debido al alcance del proyecto es necesario subdividirlo para su óptima administración en proyectos petroleros. Debido a esto se describirán todas las cuestiones asociadas al AIPMM en función de cada uno de los proyectos que lo componen. Estos proyectos son tres:

- A. Proyecto Cactus - Sitio Grande.
- B. Proyecto Costero.
- C. Proyecto Macuspana.

A. Proyecto Cactus- Sitio Grande

El proyecto de explotación Cactus-Sitio Grande (PECSG), es un proyecto en el cual se han unificado tres antiguos proyectos:

- ‡ Cactus-Sitio Grande
- ‡ Carmito-Artesa
- ‡ San Manuel.

Fueron unificados primeramente con el objetivo de optimizar inversiones, costos y maximizar sus indicadores económicos mediante el empleo de la misma infraestructura para el manejo de la producción.

El sector Cactus-Sitio Grande se encuentra ubicado a 32 kilómetros al Suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en la porción norte del estado de Chiapas. Esta limitado al norte por la planicie costera del Golfo de México, al Sur por la Sierra de Chiapas, al este y oeste por la zona del frente de la sierra de Chiapas.

Abarca una superficie aproximada de 33,747 km² y está compuesto por veintinueve campos, en diez municipios de Tabasco y Chiapas. De estos veintinueve campos que lo conforman destacan los siguientes:

- ‡ Cactus
- ‡ Teotleco
- ‡ Juspí
- ‡ Sitio Grande
- ‡ Muspac
- ‡ Catedral

- ‡ Sunuapa
- ‡ Gaucho
- ‡ Artesa

En estos se concentran las actividades de desarrollo y reparación; tanto campos como instalaciones se encuentran ubicados en zona terrestre.

Antecedentes del proyecto

La explotación de los yacimientos que conforman Cactus-Sitio Grande dio inicio en junio de 1972 con la perforación y terminación del pozo Sitio Grande 1. De 1972 a 1977 se continuó con el desarrollo de Sitio Grande y Carmito Artesa, se incorporan los campos Cactus y Níspero alcanzando una producción de 189 [mbd] de aceite y se incorporaron gradualmente los campos Río Nuevo, Arroyo Zanapa, Juspí y Cacho López; en 1977 se inició la inyección de agua como proceso de recuperación secundaria en el campo Sitio Grande y a partir de 1981 y hasta 1984 se registró una marcada declinación de la producción producto del alto vaciamiento.

En el año 2005 se inició el proceso de inyección de CO₂ en el campo Sitio Grande; en mayo de 2008 se descubrió el campo Teotleco generando nuevas expectativas para el proyecto.

La producción que aporta se ha modificado con el tiempo debido al agotamiento de los yacimientos y a las actividades de desarrollo y reparación; entre éstas se encuentran: descubrimientos de nuevos yacimientos, perforación de nuevos intervalos, implementación de sistemas artificiales de producción, reparación y mantenimiento de pozos

Estrategia del proyecto

La estrategia a futuro del proyecto incluye continuar con la operación de los sistemas artificiales de producción (SAP), como: bombeo neumático (BN) , bombeo hidráulico tipo jet (BHJ), bombeo mecánico (BM) y bombeo electro centrífugo (BEC), además de los sistemas no convencionales como el uso de tuberías capilares en pozos que producen gas y condensado con alto porcentaje de agua, así mismo continuar con el proceso de recuperación mejorada por inyección de gas hidrocarburo con CO₂ al campo Sitio Grande; seguir con la ejecución del proceso de mantenimiento de presión en el campo Sunuapa Este y evaluar la posible aplicación de procesos de recuperación adicional a los campos Cactus, Teotleco, Juspí y Gaucho. Esto permitirá maximizar la recuperación final de los yacimientos.

La estrategia de explotación está sustentada en estudios efectuados en los que se definieron los volúmenes originales, reservas, tipos y número óptimo de pozos a perforar, reparaciones mayores y la factibilidad de implementar procesos de recuperación secundaria y mejorada para los campos en etapa avanzada de explotación (inyección de gas de formación y CO₂), optimización, modernización y mantenimiento de las instalaciones existentes. Dicha estrategia considera la administración del riesgo en el desarrollo de los campos, el cual es complejo por la naturaleza de sus estructuras geológicas.

De acuerdo con las metas establecidas en el Plan de Negocios de Pemex y sus organismos subsidiarios vigente, la producción promedio de crudo en el periodo 2013-2016 será de 21.17 [mbd], mientras que la producción promedio de gas es de 68.25 [mmpcd].

Los retos principales están asociados a producir los volúmenes de aceite y gas mencionados, mejorando su rentabilidad económica, para lo cual se ha diseñado un plan de ejecución que vislumbra continuar con la perforación, terminación y reparación de pozos además de ejecutar el proyecto de recuperación secundaria y continuar con la implantación de los SAP, realizar los estudios de yacimientos y el reproceso de sísmica, así como optimizar la infraestructura y transporte de los hidrocarburos.

B. Proyecto Costero

Está enfocado a la explotación de hidrocarburos de 2 campos:

- ‡ Costero
- ‡ Ribereño

El campo Costero actualmente se encuentra en etapa de declinación, mientras que el campo Ribereño recientemente se ha comenzado a desarrollar. Se localiza en la parte sureste de la República Mexicana, entre el municipio de Centla del estado de Tabasco y el municipio del Carmen del estado de Campeche.



Figura V.2 Ubicación geográfica de los campos que desarrolla el proyecto Costero.

Antecedentes del proyecto

El proyecto se encuentra en ejecución desde el año 2006, en el cual se estableció llevar a cabo actividades estratégicas para el desarrollo complementario de los campos que lo integran, realizar reparaciones mayores a los pozos, construir la infraestructura correspondiente y dar el mantenimiento oportuno a pozos e instalaciones. En el periodo de agosto del 2009 a mayo del 2011 la parte marina de la cual se compone el campo Costero, fue explotada por medio del establecimiento de plataformas de producción, llegando a producir un máximo de 22.5 [mbd] de aceite y 170 [mmpcd] de gas en el año 2010. Actualmente el campo declina a 0.8% mensual.

Para el desarrollo del campo Ribereño recientemente se perforó el pozo Ribereño 11, resultando productor, lo cual detonará aún más el proyecto; adicionalmente, y como resultado de la interpretación reciente de la sísmica 3D, se tiene otra área potencial prospectiva visualizada en bloques adyacentes al campo Costero. De igual forma se tiene considerado perforar pozos delimitadores del campo Ribereño con el fin de recuperar las reservas 2P (probadas + probables) remanentes de hidrocarburos certificadas, mediante la perforación de pozos de alto ángulo y reparaciones mayores; además se contemplan tratamientos (limpieza y estimulaciones) a los pozos.

Estrategia de explotación del proyecto

La estrategia del proyecto se enfoca principalmente a la producción del campo Costero por agotamiento natural y el desarrollo del campo Ribereño. Asimismo, se tienen conceptualizadas reparaciones en los pozos y la perforación de una localización del campo Costero para explotar el Cretácico Superior (Brecha).

Se considera la implementación de sartas de velocidad y equipos de bombeo neumático autoabastecido (BNA) como sistemas artificiales, para mantener la producción y cumplir con los perfiles de producción. Asimismo, se tiene contemplada la actualización continua de la caracterización estática y dinámica de los yacimientos con modelos geológicos y simulación numérica que describan el comportamiento de los yacimientos para mitigar la incertidumbre y darle mayor valor al proyecto, lo anterior dentro de un marco de respeto al medio ambiente y al entorno social, los cuales al estar los campos en áreas protegidas toman una gran importancia.

Para la definición de la estrategia se consideraron diferentes posibilidades, entre las que se encuentran la revisión de volúmenes originales, reservas, tipos de pozos (convencionales, alto ángulo, multilaterales, horizontales, etc.), realización de reparaciones mayores a pozos para el mantenimiento de la producción; la factibilidad técnica-económica de implementar un proyecto de mantenimiento de presión con inyección de gas; el requerimiento de la adecuación de las instalaciones existentes.

De acuerdo con las metas establecidas en el Plan de Negocios de Pemex y sus organismos subsidiarios vigentes, la producción promedio de crudo en el periodo 2013-2016 será de 2,714 [mbd] de aceite, mientras que la producción promedio de gas será de 5,981 [mmpcd].

Proyecto Macuspana

Es un proyecto que está enfocado a la explotación de hidrocarburos de treinta y cinco campos, siendo los más importantes:

- ‡ Cafeto
- ‡ Cobo
- ‡ Narvárez
- ‡ Shishito
- ‡ Tepetitán
- ‡ Vernet
- ‡ Viche.

Geográficamente el proyecto se ubica en la porción este de Tabasco, oeste de Campeche y norte de Chiapas, comprende los municipios de Macuspana, Jalapa, Jonuta, Centla y Centro del estado de Tabasco; así como parte del municipio de Ciudad del Carmen del estado de Campeche y parte de los municipios Catazaja, Palenque, Salto de Agua, Tila, Sabanilla, Tumbal, Huitiupan, Chilón, Yajalón y La Libertad en el estado de Chiapas.

Tiene una extensión de 18,061 km², los campos que explota poseen diferentes características, diferentes niveles de explotación, grado de madurez y se localizan en zonas terrestres y lacustres.

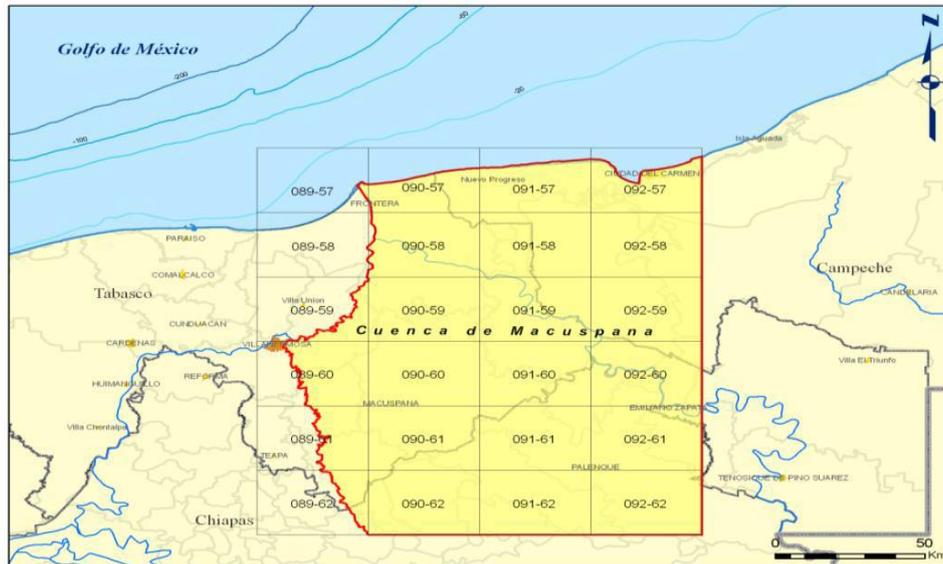


Figura V.3 Ubicación geográfica de los campos que desarrolla el proyecto Macuspana.

Antecedentes del proyecto

El proyecto Cuenca de Macuspana actualmente pertenece al Proyecto Estratégico de Gas (PEG) y se encuentra en ejecución desde 1958; lleva a cabo actividades estratégicas para el desarrollo complementario de los campos que lo integran, entre las que se encuentran principalmente la perforación y reparación de pozos, la construcción de infraestructura y mantenimiento de instalaciones.

Estrategia del proyecto

La estrategia del proyecto se enfoca principalmente al desarrollo de los bloques adyacentes a los campos actualmente en explotación a través de la perforación de pozos de alto ángulo y la realización de reparaciones mayores y menores. Para los campos en etapa avanzada de explotación se considera la reactivación de pozos, uso de SAP así como la realización de estudios de yacimientos, reproceso de sísmica y mantenimiento de la infraestructura existente.

La estrategia antes mencionada es producto de los estudios de caracterización estática y dinámica recientes, en los que se validaron los volúmenes originales de los diferentes fluidos de la cuenca (gas seco, húmedo, gas y condensado y aceite), las reservas remanentes, tipos y número de pozos a perforar (convencionales, alto ángulo y horizontales principalmente), reparaciones mayores y menores, requerimientos de

optimización, modernización y mantenimiento de las instalaciones existentes; así mismo, se considera la administración del riesgo en la optimización de los campos, para generar menor incertidumbre y mayor valor al proyecto; todo lo anterior dentro de un marco de respeto al medio ambiente y al entorno social.

La principal problemática del proyecto es la disminución continua de las reservas de hidrocarburos. Esta disminución en las reservas ha causado que se programen en los bloques adyacentes a los actualmente en producción, actividades como perforaciones y reparaciones mayores y menores de pozos que permitan mantener los ritmos de producción actuales, así mismo, que se actualicen los estudios de caracterización estática y dinámica, para disponer de modelos de balance de materia o de simulación con mayor certidumbre que permitan generar pronósticos realistas de producción e identificar zonas para perforar pozos que permitan un mejor drenaje de los yacimientos.

Este proyecto tiene como propósito producir 10.3 [mmb] de aceite y 289.9 [mmmpc] de gas en el horizonte 2013 al 2029.

V.1.3 GEOLOGÍA Y YACIMIENTOS EXPLOTADOS

Los yacimientos que se explotan actualmente se localizan en la cuenca de Chiapas-Tabasco y en la cuenca de Macuspana. Éstas cuencas presentan una variedad de ambientes sedimentarios, lo cual permite identificar yacimientos que se forman de distinta manera; sin embargo, los hidrocarburos que se producen generalmente son hidrocarburos ligeros y gaseosos, que se obtienen en el caso de los proyectos Cactus-Sitio Grande y Costero de yacimientos en rocas calizas y dolomías, mientras que el Proyecto Macuspana son obtenidos de yacimientos formados de arena, arcilla y caliza.

Geología de los yacimientos que explotan los Proyectos Cactus- Sitio Grande y Costero

La geología que presentan los yacimientos que se localizan en la cuenca de Chiapas-Tabasco presentan una similitud geológica, debido a que las rocas en las que se encuentran almacenados los hidrocarburos pertenecen al mismo tiempo geológico y por tal motivo sólo se presenta una descripción geológica para los dos proyectos. Los yacimientos de estos proyectos se encuentran localizados en formaciones originarias del periodo cretácico:

Cretácico Inferior.

Constituido por sedimentos depositados en ambientes marinos de plataforma, talud y cuenca, existiendo también áreas muy restringidas con facies evaporíticas hacia el Sureste. Hacia la parte central conocida como cuenca Mesozoica Chiapas-Tabasco, los pozos que cortaron rocas del Cretácico Inferior indican la presencia de ambiente de

cuenca caracterizado de la base a la cima por: a) mudstone-wackestone arcilloso, fracturado, con huellas de cuarzo y pirita; b) mudstone-wackestone recristalizado, fracturado, con cuarzo y pirita; c) mudstone-wackestone arcilloso, fracturado, recristalizado, en ocasiones dolomitizado, con cuarzo y pirita.

Cretácico Medio

Las rocas del Cretácico Medio corresponden principalmente a depósitos de ambientes de Pie de Talud y Cuenca. Una gran extensión de estas rocas se encuentran dolomitizadas, por lo que la fauna es escasa e implica la determinación de edad, sin embargo con ayuda de la litología y los registros se puede identificar claramente la cima y base del yacimiento productor.

Los ambientes de cuenca, comprendidos en el área Chiapas-Tabasco y que se extienden costa afuera, hacia la región marina, están constituidos por mudstone-wackestone planctónico, arcilloso, fracturado, en partes micro laminado, con cuarzo tamaño limo y con bandas de pedernal biógeno. En algunas áreas se observa dolomitización leve hasta rocas 100 por ciento dolomía, también pueden encontrarse flujos turbidíticos. Esta área rodea las plataformas mencionadas y constituye un área de oportunidad para la prospección de yacimientos, ya que a pesar de estar constituida por sedimentos calcáreos profundos, es un área productora de gran importancia, debido principalmente al fracturamiento que presentan las rocas por los esfuerzos extensionales al que fueron sometidas.

Cretácico Superior

Las rocas del Cretácico Superior corresponden principalmente a depósitos de ambientes de cuenca y en menor medida de plataforma; ambos son relativamente fáciles de identificar debido a que sus litologías se encuentran sanas, a diferencia de los niveles anteriormente descritos de Cretácico Medio y Cretácico Inferior. La dolomitización no afectó estas rocas, debido principalmente a su constitución menos calcárea y más arcillosa.

El evento que da origen a la sedimentación del Cretácico Superior es una gran elevación en el nivel del mar que origina el ahogamiento paulatino de las plataformas existentes en el Cretácico Medio, en el área de la cuenca Mesozoica Chiapas-Tabasco, en áreas de ambientes profundos. Para los períodos del Campaniano-Maastrichtiano, el área se presenta como una cuenca con una gran cantidad de brechas y flujos calcáreos provenientes de la destrucción de las plataformas pre-existentes.

Geología de los yacimientos que explota el Proyecto Macuspana

Mioceno Superior, Parte Inferior

Los yacimientos contenidos en la parte inferior del Mioceno Superior están formados por cuerpos de areniscas de relleno de valle, con espesores mayores a 100 m y sellos de arcilla que pueden variar entre los 5 y 100 m. Son esencialmente productores de gas húmedo y sus estructuras presentan cierre por tres flancos; el único campo que produce en este play es el Fortuna Nacional.

Dentro de esta misma edad se ubica otro play, el cual produce aceite representado en el campo Sarlat y cuyos cuerpos de arena poseen espesores de entre 100 y 300 m, con sellos de 50 a 100 m.

Otro play productor de aceite de edad Mioceno Superior en su parte inferior en un ambiente de submarea está representado en el campo Morales y al igual que el anterior posee cuerpos de arena de entre 100 y 300 m, sellos de 50 a 100 m y cierre no definido.

Mioceno Superior, Parte Superior

Es uno de los más importantes ya que es donde producen un gran número de campos como Cantemoc, Cobo, Chilapilla, Hormiguero, José Colomo, Narvárez, Usumacinta y San Román. Este play produce gas en un ambiente de submarea, lo constituyen cuerpos de arena de más de 50 m de espesor.

Otro play productor de gas en la misma edad pero en ambiente fluvial, es el representativo de los campos Jimbal, Acahual, Regocijo y Fortuna Nacional y está integrado por areniscas delgadas de 5 a 25 m de espesor con buen sello.

El último play productor de gas en esta edad lo integran areniscas de plataforma de menos de 10 m con buen sello; en este Play se encuentran los pozos de los campos Laguna Alegre y el pozo Narvárez-4.

Plioceno Inferior

Existe una gran subdivisión de plays productores; el primero de ellos está constituido por potentes areniscas de submarea productoras de gas de más de 300 m de espesor y con un sello de entre 5 y 50 m.

En este play producen los campos Usumacinta y Cobo con las mismas características anteriores pero con producción de aceite, además de otro Play productor en los campos Vernet, Chunel y José Colomo.

Otro play característico productor de gas se relaciona con los campos Xicalango, Narvárez, Nuevos Lirios, Boca del Toro, Mangar, Ojillal y está constituido por areniscas de plataforma con espesores menores a 10 m y sellos de 5 a 50 m.

En el Plioceno Inferior existe otro play constituido de cuerpos de areniscas entre 50 y 150 m depositadas en un frente deltaico; en este play producen los campos Xicalango, Usumacinta, Almendro y Vernet. Por último, para esta edad se cuenta con rellenos de valle productores tanto de gas como de aceite. En este ambiente se depositan cuerpos de areniscas de 50 a 150 m de espesor y con sellos de entre 50 y 100 m, para el caso de los campos productores de gas, se cuenta con Almendro, Ojillal, Cantemoc y para aceite los campos José Colomo, Vernet y Chilapilla.

Plioceno Medio-Superior

En el Plioceno Medio-Superior se identificaron 3 plays principales, dos de ellos productores de gas y uno de aceite. Los primeros pertenecen a ambientes de submarea y de plataforma; para el primer caso, lo constituyen potentes cuerpos de areniscas de más de 100 m de espesor, presentando contactos de fluidos múltiples siendo Hormiguero y José Colomo los campos representativos de este play.

En el caso de las areniscas de plataforma, éstas se presentan en cuerpos menores a 50 m de espesor, cuyo único representante es el campo Espadañal.

El play productor de aceite del Plioceno Medio-Superior se encuentra representado en el campo Vernet donde existen espesores de columna de entre 400-560 [m], mostrando un sello delgado de lutitas.

Mioceno Medio

Por último existe un play productor de gas seco de edad Mioceno Medio cuya roca almacén está constituida por rocas carbonatadas de ambiente de plataforma, conocido en el área, como caliza Macuspana, donde el sello está formado por cuerpos de lutitas (200-300 m) de la misma edad. Los campos que producen en este play son Tepetitán y Acachu.

Yacimientos del Proyecto Cactus- Sitio Grande

Los yacimientos son naturalmente fracturados y están formados por rocas calizas y dolomías de edades Cretácico Medio y Superior, presentan mecanismos de producción tales como la expansión del sistema roca-fluidos y empuje hidráulico; la mayoría de los campos están en etapa avanzada de explotación y su presión de fondo se encuentra cercana a la presión de saturación, salvo el caso del campo Teotleco y algunos bloques

de Juspí de reciente descubrimiento. Este sector está integrado principalmente por yacimientos de aceite volátil y yacimientos de gas y condensado.

Los fluidos presentes son gas y condensado (Juspí, Gíraldas), aceite volátil (Teotleco) y aceite negro (Cactus, Sitio Grande).

Yacimientos explotados en el Proyecto Costero

Los yacimientos son naturalmente fracturados, formados por rocas calizas y dolomías, que se encuentran a profundidades de 5,600 a 5,890 metros verticales bajo el nivel del mar. El horizonte productor en ambos Campos es el Cretácico Medio (Dolomía) y se tiene prospectivo el horizonte Cretácico Superior (KS) en el campo Costero. Los mecanismos de producción presentes son empuje por expansión roca fluido correspondiente al campo Costero y empuje hidráulico correspondiente al campo Ribereño.

Los yacimientos que conforman el Proyecto Integral Costero son productores de gas y condensado y aceite volátil cuyas densidades varían entre 43° y 45° API, siendo de alto valor comercial y útiles para enriquecer la mezcla de crudo de exportación; los campos que se encuentran actualmente en etapa de desarrollo son el Ribereño y la brecha del Campo Costero, con una presión inicial de yacimiento del orden de los 632 kg/cm² y 456 kg/cm², respectivamente, prospectivos en la formación Cretácico Medio y Cretácico Superior; en etapa intermedia de explotación se encuentra el yacimiento Costero productor en la formación Cretácico Medio con presión inicial de 666 kg/cm², actualmente con una presión de 407 kg/cm² próximo a la presión de rocío.

Yacimientos explotados en el Proyecto Macuspana

Los yacimientos que conforman el Proyecto Cuenca de Macuspana son productores de aceite súper ligero y ligero, gas seco, gas húmedo y gas y condensado y están distribuidos dentro del Neógeno (Mioceno y Plioceno).

La densidad del aceite varía entre 32° y 43° API, siendo de alto valor comercial y útiles para enriquecer la mezcla de crudo de exportación. La mayoría de los campos con la excepción del campo Laguna Alegre, que no ha iniciado su desarrollo, se encuentran en una fase de madurez en su explotación.

Panorama actual de la producción y los pozos del AIPMM

El AIPMM se destaca a nivel nacional principalmente por la producción de gas y de aceites ligeros. Si bien en números brutos la producción de aceite no representa una magnitud elevada, ésta es muy importante para enriquecer a las mezclas de exportación que se comercializan a nivel internacional. La producción que este Activo representa para la producción nacional se indica en la tabla V.1.

Tabla V.1 Aporte en la producción nacional de hidrocarburos del AIPMM.³⁴

Activo	Aportación del Activo Respecto a la Producción Nacional (%)		
	Crudo	Gas	Condensado
Macuspana- Muspac	3.18	8.00	5.64

En lo que respecta a nivel de la Región Sur el aporte de producción del AIPMM se indica en la tabla V.2.

Tabla V.2 Aporte en la producción regional de hidrocarburos del AIPMM.³⁴

Activo	Aportación del Activo Respecto a la Producción Regional (%)		
	Crudo	Gas	Condensado
Macuspana- Muspac	16.99	32.27	23.55

En el AIPMM se encuentran en operación actualmente treinta y siete campos que corresponden a los 3 proyectos referidos; la producción proporcional respecto al total del activo y a la producción nacional se describe en la tabla V.3.

Tabla V.3 Aporte a la producción de los campos que explota y desarrollo el AIPMM.³⁴

Campos	Aportación por campo a la producción del activo (%)		Aportación por campo respecto a la producción regional (%)	
	Crudo	Gas	Crudo	Gas
Achual	0.00	0.02	0.00	0.01
Agave	1.61	0.00	0.27	0.00
Artesa Mesozoico	5.49	0.74	0.93	0.24
Cactus	7.45	2.99	1.27	0.96
Cafeto	0.13	0.43	0.02	0.14
Carmito	0.02	0.40	0.00	0.13
Catedral	0.08	0.48	0.01	0.15
Chiapas	0.67	0.44	0.11	0.14
Chilapilla	0.00	0.78	0.00	0.25

Tabla V.3 Aporte a la producción de los campos que explota y desarrollo el AIPMM.³⁴

Campos	Aportación por campo a la producción del activo (%)		Aportación por campo respecto a la producción regional (%)		
	Operando	Crudo	Gas	Crudo	Gas
Cobo		0.00	0.58	0.00	0.19
Comoapa		1.97	0.93	0.33	0.30
Copano		4.48	2.74	0.76	0.88
Costero		24.89	31.37	4.23	10.12
Fortuna Nacional		0.05	0.01	0.01	0.00
Gaucho		1.30	0.59	0.22	0.19
Giraldas		0.92	10.49	0.16	3.39
Hormiguero		0.00	0.85	0.00	0.27
Iris		0.24	0.35	0.04	0.11
José Colomo		0.05	2.33	0.01	0.75
Juspi		7.72	6.31	1.31	2.04
Malva		0.38	0.61	0.06	0.20
Mundo Nuevo		0.10	0.71	0.02	0.23
Muspac		1.07	2.56	0.18	0.83
Narvárez		0.00	6.83	0.00	2.20
Níspero		1.30	0.42	0.22	0.14
Rasha		0.00	0.20	0.00	0.06
Río Nuevo		1.66	0.45	0.28	0.15
Secadero		0.82	0.27	0.14	0.09
Shishito		8.36	0.67	1.42	0.22
Sitio Grande		0.35	0.77	0.06	0.25
Sunuapa		6.27	7.77	1.07	2.51
Teotleco		21.12	12.59	3.59	4.06
Tepetitán		0.00	1.16	0.00	0.37
Topén		0.61	0.35	0.10	0.11
Usumacinta		0.00	0.68	0.00	0.22
Vernet		0.88	0.19	0.15	0.06
Viche		0.00	0.93	0.00	0.30
Total		100.0	100.0		

Es importante indicar el número de pozos que son requeridos para la explotación de este Activo ya que se debe considerar la medición en cada uno de los pozos en operación. Si bien se sugiere el control en la medición de los pozos de inyección debido a cuestiones operativas, éste no está regulado; sin embargo, se indica en los lineamientos que los volúmenes inyectados a yacimiento deben considerarse para la realización de balances de producción.

Los pozos operando en el AIPMM Se indican en la tabla V.4.

Tabla V.4 Cantidad de pozos que operan en cada campo del AIPMM. ³⁴

Campos	Numero de Pozos Productores Operando			Numero de Pozos Productores Operando		
	Crudo y Gas asociado	Gas no asociado	Total de productores	Inyectores de agua residual	Inyectores de gas a yacimiento	Inyectores totales
Acahual	0	1	1	0	0	0
Agave	8	0	8	1	0	1
Artesa Mesozoico	6	0	6	0	0	0
Cactus	22	0	22	5	0	5
Cafeto	1	0	1	0	0	0
Carmito	1	0	1	0	0	0
Catedral	5	0	5	0	0	0
Chiapas	4	0	4	0	0	0
Chilapilla	0	14	14	0	0	0
Cobo	0	4	4	0	0	0
Comoapa	4	0	4	0	0	0
Copano	9	0	9	0	0	0
Costero	11	0	11	0	0	0
Fortuna Nacional	2	0	2	0	0	0
Gaucho	7	0	7	0	0	0
Giraldas	12	0	12	4	0	4
Hormiguero	0	14	14	0	0	0
Iris	1	0	1	0	0	0
José Colomo	2	24	26	0	0	0
Juspi	6	0	6	0	0	0
Malva	3	0	3	0	0	0
Mundo Nuevo	1	0	1	0	0	0
Muspac	9	0	9	0	0	0
Narvárez	0	7	7	0	0	0
Níspero	4	0	4	0	0	0
Rasha	0	1	1	0	0	0
Río Nuevo	2	0	2	0	0	0
Secadero	2	0	2	0	0	0
Shishito	8	0	8	0	0	0
Sitio Grande	5	0	5	6	1	7
Sunuapa	13	0	13	0	1	1
Teotleco	9	0	9	0	0	0
Tepetitán	0	4	4	0	0	0
Topén	2	0	2	0	0	0
Usumacinta	0	4	4	0	0	0
Vernet	10	1	11	2	0	2
Viche	0	2	2	0	0	0
Total	169	76	245	18	2	20

V.1.4 **INSTALACIONES SUPERFICIALES**

Las instalaciones superficiales tienen un rol muy importante en la explotación de hidrocarburos, debido a que por medio de éstas se transportan, tratan, separan y almacenan los hidrocarburos bajo ciertas condiciones de operación; por lo tanto, deben ser diseñadas de tal forma que se tengan las mayores facilidades para llevar a cabo la conducción, manejo y medición de los hidrocarburos.

Las instalaciones con las que cuenta el AIPMM se componen de una variedad de equipos, ductos, gasoductos y oleogasoductos, diseñados de tal manera que puedan manejar los hidrocarburos extraídos de los distintos yacimientos de las cuencas. Sin embargo, no siempre se mantienen iguales, ya que conforme pasa el tiempo y se extiende la explotación, son modificadas, añadiendo o quitando algunas de éstas.

En la actualidad el Activo cuenta con once baterías de separación, una central de almacenamiento y bombeo (CAB), nueve estaciones de compresión, una estación de recolección, entre otras. La descripción que se dará de las instalaciones del AIPMM se realizará por cada proyecto, brindando una descripción de las principales instalaciones y procesos que se llevan a cabo en cada una de éstas. Cabe destacar que la mayor cantidad de instalaciones pertenecen al proyecto Cactus-Sitio Grande, debido a que se manejan mayores volúmenes de hidrocarburos.

La tabla V.5 muestra las baterías de producción del AIPMM y su porcentaje de producción respecto el total del activo.

Tabla V.5 Baterías que pertenecen al AIPMM, con sus respectivas contribuciones a la producción total del activo.³⁴

Baterías	Contribución a la producción de crudo en el activo (%)	Contribución a la producción de gas en el activo (%)
Agave	1.2	1.4
Artesa	8.1	3.8
Cactus I	31.3	22.6
Cactus II	2.7	1.1
Costero	23.3	34.9
Giraldas	5.3	16.7
Muspac	1.1	3.4
Shishito	7.8	0
Sitio Grande	9.7	4.3
Sunuapa	8.1	11.1
Vernet	1.4	0.7
Total	100	100

El resto de las instalaciones de producción trascendentes se indican en la tabla V.6.

Tabla V.6 Instalaciones de producción importantes en el APMM. ³⁴

Tipo de Instalación	Nombre
Estación de compresión	Agave
	Artesa
	Cactus I
	Cactus IV
	Giraldas
	José Colomo
	Muspac
	Sitio Grande
	Sunuapa
Central de Almacenamiento y Bombeo	Cactus
Estación de Recolección	San Román

El AIPMM considera los siguientes puntos de entrega-recepción:

Tabla V.7 Instalaciones de producción consideradas como puntos de entrega-recepción. ³⁴

Puntos de entrega recepción
Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus
Estación de compresión Cactus IV
Estación de compresión José Colomo

Es importante considerar todos los tipos de instalación de acuerdo a su uso ya que en función de esto están definidas las condiciones que debe cumplir.

A continuación se describen brevemente los procesos utilizados en las baterías más importantes del proyecto con el fin de entender las implicaciones de los procesos en los sistemas de medición implementados.

A. Baterías de Separación

Batería de separación Cactus I

La batería de separación (BS) Cactus I opera en condiciones de baja presión y presión intermedia. En los cabezales recolectores se recibe la producción de los campos Cactus y Juspí a baja presión y la del campo Teotleco a presión intermedia. Actualmente, la batería maneja procesos de separación, rectificación, estabilización, recuperación de vapores, almacenamiento y bombeo.

La mezcla de hidrocarburos de presión intermedia se recibe en los separadores verticales de presión intermedia (SVPI); la corriente líquida separada (aceite-agua) se incorpora a la carga de los separadores verticales trifásicos de baja presión (SVTBP) junto con la producción de los campos Cactus y Juspí. La corriente de gas se envía al rectificador vertical de presión intermedia (RVPI). El gas rectificado es enviado a la estación de compresión Cactus IV con previa medición.

La mezcla de hidrocarburos de baja presión se recibe en los SVTBP. El aceite separado junto con los líquidos recuperados en el Rectificador Vertical de Baja Presión (RVBP) se dividen de forma paralela a la carga de la Torre Estabilizadora (TE) de crudo y al Tanque de Balance de Baja Presión (TBBP) de crudo. El líquido estabilizado se envía a los tanques de almacenamiento, mientras que el gas separado se envía al RVBP para separar los líquidos remanentes y posteriormente ser enviado a la Estación de Compresión (EC) Cactus I.

En la BS Cactus I se procesan los condensados provenientes de las EC Cactus I y Cactus IV así como de los condensados provenientes del Slug Catcher (línea 2 Cactus - Nuevo Pemex). Estos condensados se reciben en el Tanque de Balance de Condensados de Baja Presión (TBCBP), en donde se separan los líquidos del gas, enviándose los líquidos a la succión de motobombas de condensados con descarga hacia la Planta de Líquidos del Complejo Procesador de Gas de Cactus (CPGC). El gas, después de la separación se reincorpora al proceso en la carga al RVBP.

El gas separado se incorpora a la alimentación del RVBP y la corriente líquida (aceite-agua) pasa a la TE. El gas se envía a la succión de la Recuperadora de Vapor (RV). El líquido estabilizado es enviado al Tanque de Medición (TM-1).

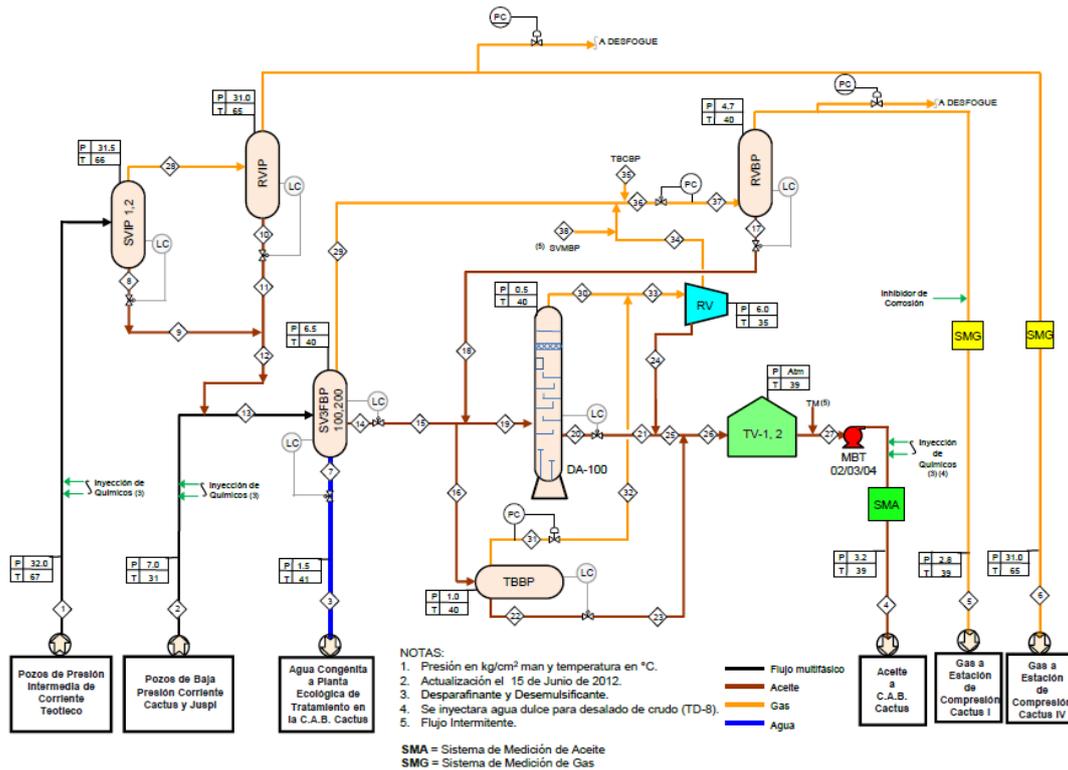


Figura V.4 Diagrama de la batería de separación Cactus I. ³⁴

Batería de separación Cactus II

La BS Cactus II opera en condiciones de baja presión. En los cabezales recolectores se recibe la corriente de pozos de baja presión proveniente de los campos Cactus y Níspero. Actualmente la batería maneja procesos de separación, rectificación, estabilización, recuperación de vapores, almacenamiento y bombeo.

La mezcla de hidrocarburos de presión baja se recibe en el separador horizontal de baja presión (SHBP), la corriente líquida separada (aceite-agua) se incorpora a la carga de los separadores horizontal elevado de baja presión. La corriente de gas se envía al RVPI. El gas rectificado es enviado a la EC Cactus I con previa medición.

El líquido estabilizado se envía a los tanques de almacenamiento. Por su parte, el gas separado se envía al RVBP para separar los líquidos remanentes y posteriormente ser enviado a la EC Cactus I. Los vapores obtenidos del RVBP, se mezcla con el gas proveniente de los SHBP la cual se recibe en la recuperadora de vapor. Los líquidos de la recuperadora de vapor son enviados al tanque TV-1.

El gas separado se incorpora a la alimentación del RVBP y la corriente líquida (aceite-agua) pasa al separador elevado estabilizador. El gas se envía a la succión de la recuperadora de vapor. El líquido estabilizado es enviado al tanque de medición (TM-1).

En la batería se deben de cuantificar los volúmenes de hidrocarburos obtenidos del proceso de separación, para poder llevar a cabo este proceso de medición son empleados medidores tipo ultrasónico y medidores tipo placa de orificio. Para cuantificar el volumen de gas que se manda a lugares fuera de la batería se emplea el medidor tipo placa de orificio, mientras que para medir los volúmenes de líquido se emplean tanques de medición y medidores tipo ultrasónico.

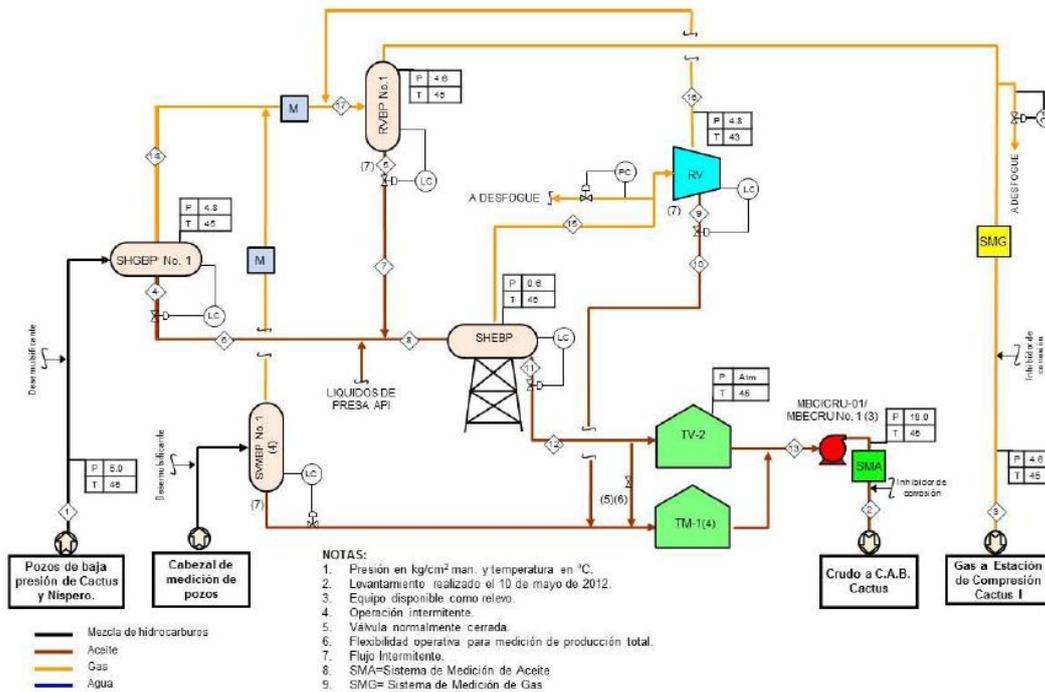


Figura V.5 Diagrama de la batería de separación Cactus II. ³⁴

Batería de separación Sitio Grande

La BS Sitio Grande recibe la mezcla de hidrocarburos provenientes de pozos de los campos Sitio Grande y Río Nuevo, también se recibe la mezcla líquida de aceite bruto de la batería Agave y la corriente de aceite bruto proveniente de la batería Artesa.

La producción de baja presión de pozos de los campos Sitio Grande y Río Nuevo, junto con los condensados de EC Sitio Grande y los líquidos bombeados de la BS Agave se reciben en el cabezal de recolección Sitio Grande. Posteriormente, esta mezcla de hidrocarburos se envía al SHBP No. 2. De igual forma, en el cabezal de recolección Carnito es recibida la producción de los pozos Sitio Grande 80 y 90, y se envía al SHBP No. 1.

La mezcla aceite-agua separada en estos equipos, junto con los líquidos recuperados en el RVBP, se envían al separador SHEBP, con la finalidad de estabilizar el crudo.

El crudo proveniente del SHEBP se envía al tanque deshidratador (TD), para separar el agua del aceite, por diferencia de densidades. Por su parte, la mezcla líquida bombeada de la BS Artesa, se recibe en los límites de batería y se envía al TD, para separar la mezcla aceite- agua.

El aceite separado en los TD, es succionado y enviado por medio de dos bombas hacia el CAB Cactus. Cuando existe bombeo de las BS Giraldas y Sunuapa, la presión de envío requerida en la instalación puede ser de más del doble de la presión de envío normal. El agua congénita separada en los TD, se envía a la Planta de Tratamiento de Agua (PTA), para posteriormente inyectarse a los pozos Sitio Grande 53, 73, 85 y 811.

El gas separado en los SHEBP No. 1 y 2, es enviado a los enfriadores. El gas enfriado se envía al RVBP para separar los líquidos generados durante el enfriamiento.

Por otra parte, los vapores desprendidos en el SHEBP se envían a la recuperadora de vapores (RV) para ser comprimidos. Este gas se une con el proveniente del RVBP y finalmente se envían hacia la EC Sitio Grande.

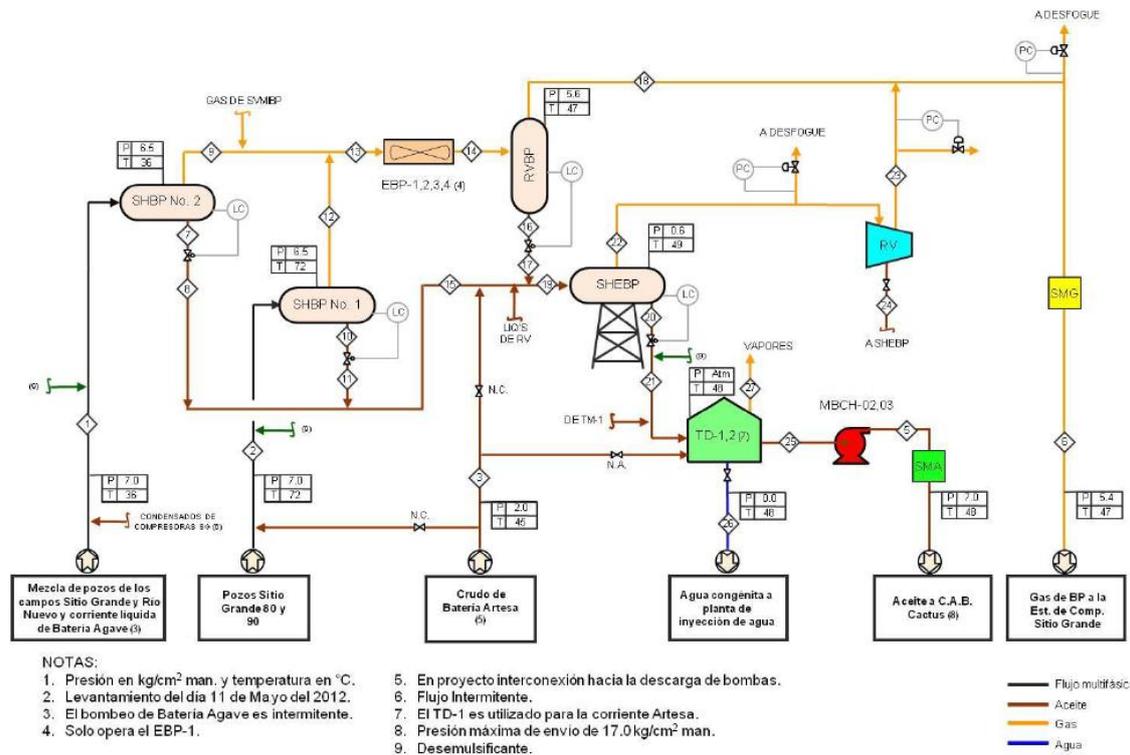


Figura V.6 Diagrama de la batería de separación Sitio Grande. ³⁴

Batería de separación Sunuapa

La Batería de Separación Sunuapa opera en condiciones de baja presión. En los cabezales de llegada se recibe la producción proveniente de los campos Sunuapa, Sunuapa Este, Malva y los pozos Copanó 1, 14, 41 y 45.

La mezcla de hidrocarburos, es recibida en el SHBP y en el separador horizontal de presión intermedia SHPI el cual opera a baja presión.

Del proceso de separación se obtiene gas y una mezcla aceite-agua, la cual se une con los condensados recuperados del Rectificador Vertical Ciclónico de Baja Presión (RVCBP) y RVPI. Posteriormente, se envían al SHEBP con la finalidad de estabilizar el crudo a una presión cercana a la atmosférica.

La mezcla aceite-agua proveniente del SHEBP se envía a deshidratación al TD en donde por diferencia de densidad se separa la mezcla aceite-agua. El aceite separado es succionado y enviado por medio de tres bombas hacia la CAB Cactus con previa medición. Por su parte el agua congénita separada en el TD, se envía a la PTA, donde se le da tratamiento y para posteriormente ser inyectada al pozo Sunuapa 24.

El gas separado en el SHBP es enviado al RVPI para separar el posible arrastre de líquidos. Asimismo, el gas proveniente del SHPI, se envía al RVCPI y posteriormente se une con el gas descargado del RVPI.

Por otra parte, los vapores desprendidos en el SHEBP se envían a la RV. Este gas se mezcla con el proveniente del RVCPI y RVPI, para posteriormente enviarse a la EC de Sunuapa con previa medición. Los condensados provenientes de la EC Sunuapa, se incorporan en los cabezales de llegada de pozos de la batería.

El gas separado se incorpora a la alimentación del RVPI, con previa medición, y la corriente líquida (aceite-agua) pasa al TM, la descarga de líquidos del tanque, se incorpora a la corriente que alimenta a las bombas de envío de aceite.

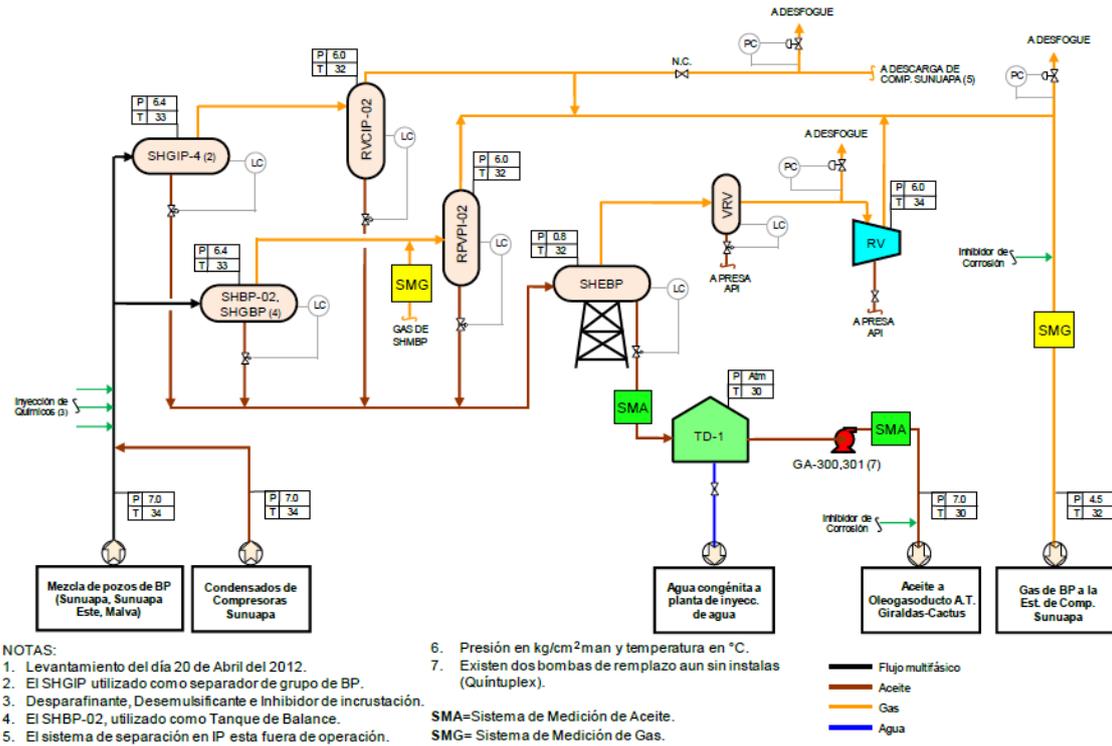


Figura V.7 Diagrama de la batería de separación Sunuapa.³⁴

Batería de separación Artesa

Actualmente la batería se conforma por separación bifásica, almacenamiento, rectificación, medición y bombeo; recibe la producción de los campos Topen, Carmito, Artesa, Gaucho y Secadero, así como producción proveniente de la batería Gaucho, todo en baja presión.

La mezcla de hidrocarburos provenientes de pozos de baja presión es recibida en dos SHPI; SHPI-1,2 (solo opera el SHPI-1 y el SHPI-2 está disponible).

Por la parte superior de los separadores se obtiene gas y por la parte inferior se obtiene una mezcla (aceite - agua), y se derivan al separador horizontal de súper baja presión (SHSBP), la corriente aceite-agua del SHSBP pasa al tanque de almacenamiento TV-1, para su posterior envío por medio de las bombas previa medición hacia la BS Sitio Grande.

El gas separado en el SHPI-1 pasa al RVIP, la descarga de gas obtenida del RVIP se envía a la EC Artesa (pendiente previa medición). Los vapores desprendidos en el SHBP-1, son enviados directamente a la EC Sitio Grande. Cabe mencionar que este equipo cuenta con la flexibilidad de enviar el gas a la RVIP y posterior a ello enviar el gas obtenido a compresora Artesa, esta operación es la que se contempla como anormal.

Los vapores obtenidos en el SHSBP son enviados a presa de quema. Actualmente no se cuenta con equipo para recuperación de vapores, estabilización de crudo, deshidratación de aceite ni medición de pozos.

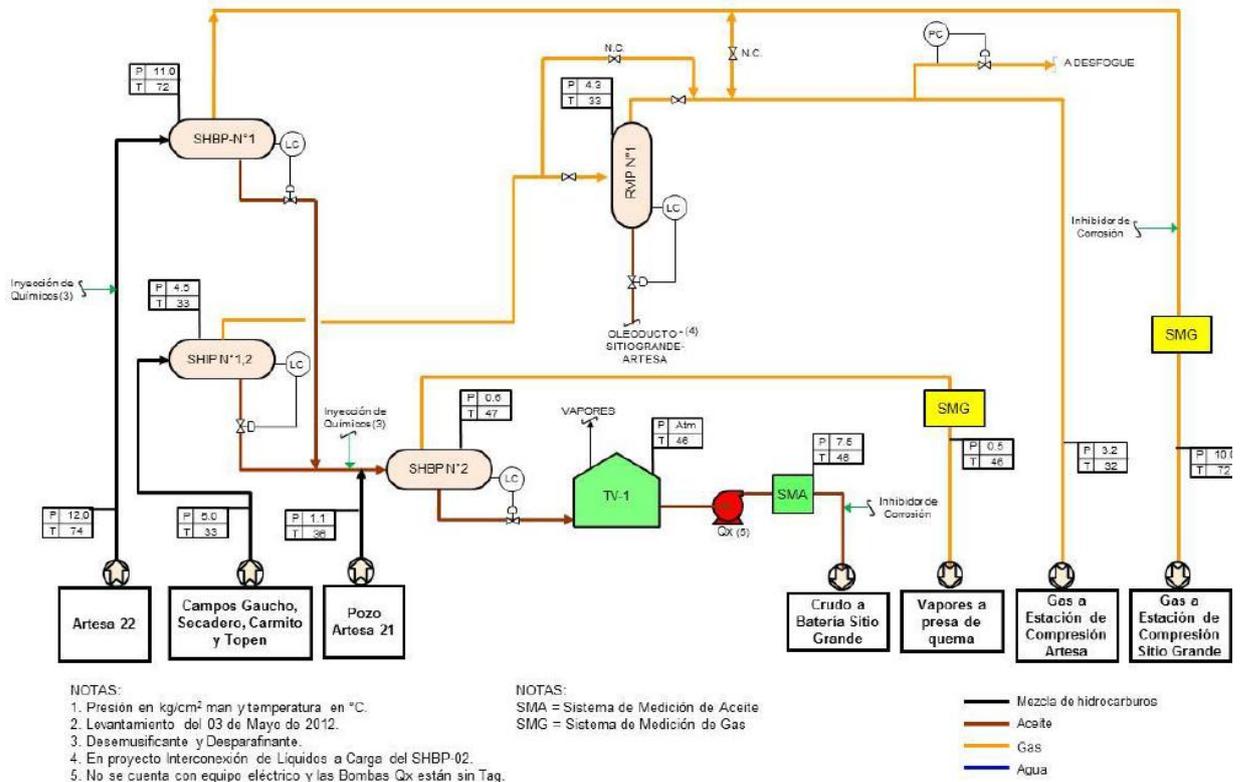


Figura V.8 Diagrama de la batería de separación Artesa. 34

Batería de separación Giraldas

La BS Giraldas opera en condiciones de baja presión. En el cabezal de esta instalación concurre la producción de los campos Giraldas, Comoapa, Mundo Nuevo, Iris y tiene la opción de recibir la producción de los campos Chiapas y Copanó, y el aceite de la BS Muspac.

La mezcla de hidrocarburos se recibe en el SHBP, donde se obtienen gas y líquido. El líquido va hacia el SHEBP, donde se semiestabiliza el aceite para después ser descargado al TD, ya libre de agua, se bombea a la C.A.B. Cactus.

Los vapores desprendidos del Separador Horizontal Elevado de Baja Presión van a la succión de la Recuperadora de Vapor y el agua separada se manda a una planta de tratamiento para inyectarla a los pozos Giraldas 11, 31, 51 y 74.

El gas separado del SHBP va hacia los RVBP, al gas rectificado se le une la descarga de la RV y pasa por los enfriadores de baja presión (EBP), que están fuera de operación y funcionan únicamente como tubos, para cargarse a los RV secundarios de baja presión.

La descarga de gas se envía a la EC Giraldas, con previa medición; y los condensados formados en los RVBP, rectificadores verticales secundarios de baja presión, y en la recuperadora de vapor, así como los condensados sucios y limpios de las compresoras, se integran a la carga del SHEBP.

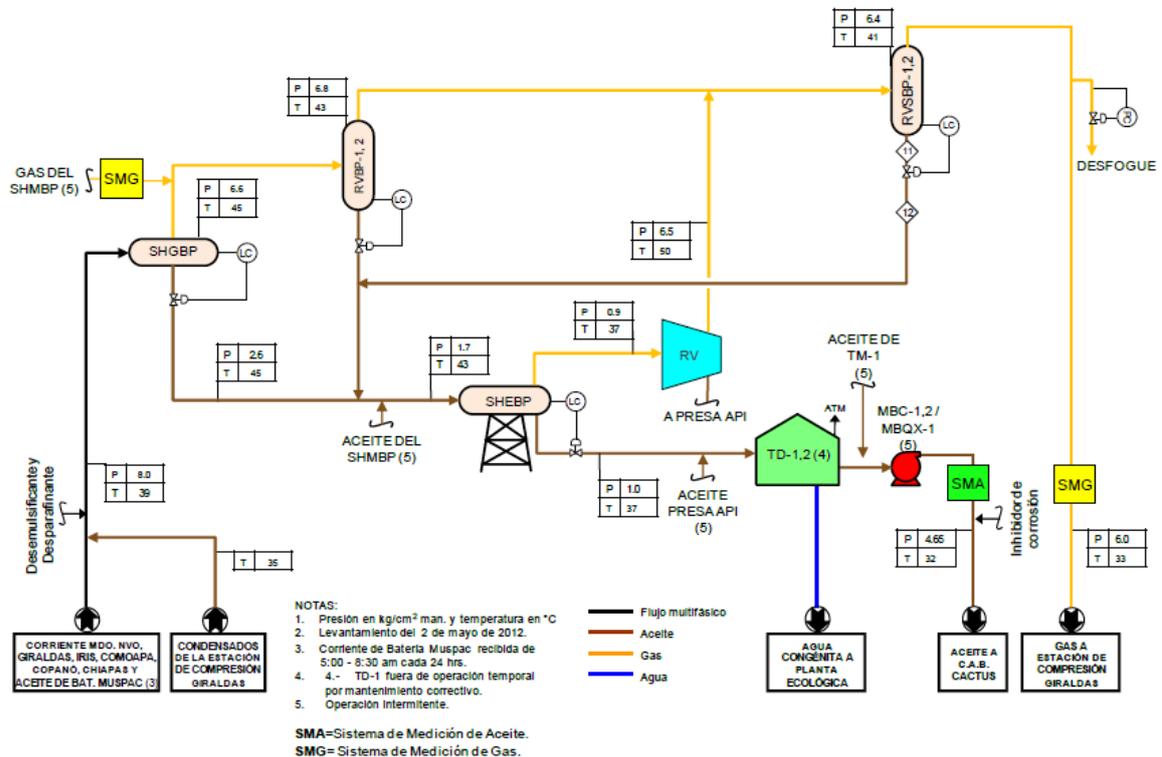


Figura V.9 Diagrama de la batería de separación Giraldas.³⁴

Batería de separación Agave

La BS Agave se encuentra operando en condiciones de baja presión. Recibe una mezcla de crudo, gas y agua proveniente de los pozos del campo Agave.

La mezcla de hidrocarburos del campo Agave y los condensados de la EC Agave son recibidos en el SHBP. Por la parte superior del SHBP se obtiene gas y por la parte inferior se obtiene una mezcla líquida de aceite y agua.

La mezcla líquida obtenida en el SHBP tiene la facilidad de recibir el crudo deshidratado proveniente de la BS Vernet (Shishito, Cafeto, Vernet, José Colomo y Fortuna Nacional); la cual, junto con los líquidos obtenidos del RVPBP, son enviados al SHEBP con la finalidad de estabilizar el crudo. La mezcla estabilizada de crudo-agua es enviada al TD,

TD-2 donde por diferencia de densidad el agua y el aceite son separados. El aceite deshidratado es enviado por medio de las bombas hacia la BS Sitio Grande. El agua obtenida en el TD-2 es enviada a la planta de inyección de agua, donde por medio de las bombas, se inyecta al pozo Agave 82.

El gas obtenido en el SHBP es enviado al RPVBP para eliminar los líquidos arrastrados en la corriente gaseosa. El gas despedido en SHEBP se introduce a la RV, (actualmente fuera de operación) para que, junto al gas rectificado sea enviado a la EC Agave.

En la batería se deben de cuantificar los volúmenes de hidrocarburos obtenidos del proceso de separación, para poder llevar a cabo este proceso de medición son empleados medidores tipo ultrasónico y medidores tipo placa de orificio. Para cuantificar el volumen de gas que se manda a lugares fuera de la batería se emplea el medidor tipo placa de orificio, mientras que para medir los volúmenes de líquido se emplean tanques de medición y medidores tipo Ultrasónico.

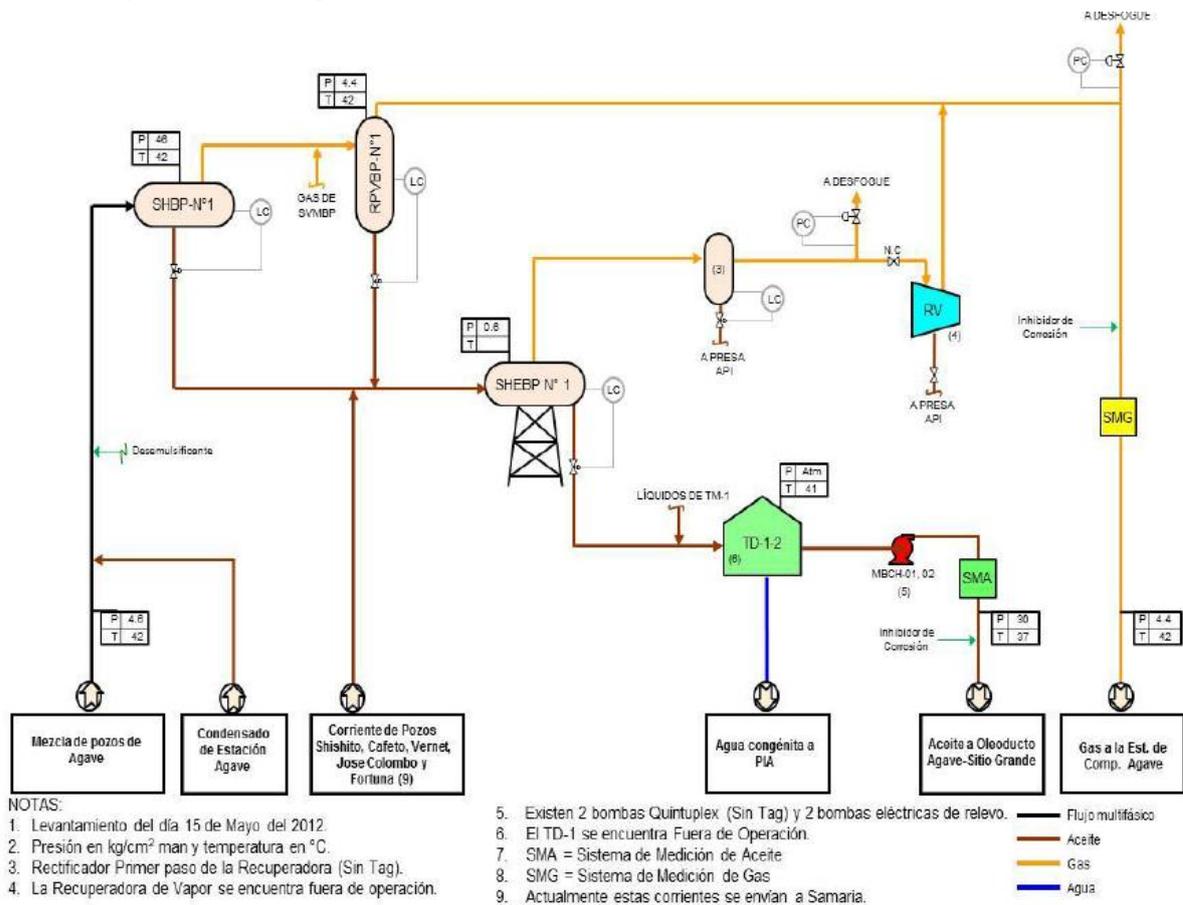


Figura V.10 Diagrama de la batería de separación Agave. 34

Batería de Separación Costero

La BS Costero, maneja la producción de los pozos asociados al área de los campos Costero y Ribereño, con una capacidad de procesamiento de 200 [MMPCD] de gas, 30 [MBPD] de condensado y 5 [MBPD] de agua.

La mezcla gas-condensado-agua recolectada en el cabezal Costero 14 es alimentada a los separadores trifásicos de presión intermedia de la BS Costero, los cuales operarán en una primera fase a 120 °C y 60 kg/cm² y posteriormente en una segunda fase a 120 °C y 30 Kg/cm². La corriente de condensado que se obtiene de los separadores se envía al separador trifásico de baja presión, el cual opera a 88 °C y 7 Kg/cm², la corriente de agua se envía al tanque de almacenamiento de agua congénita y la corriente de gas se envía al rectificador de presión intermedia antes de entrar al enfriador de aire de presión intermedia donde se enfría hasta 50 °C, luego pasa al rectificador de presión intermedia donde es depurado para luego pasar al turbocompresor de alta presión donde se comprime hasta 100Kg/cm² y se envía hacia la Batería Luna.

Los líquidos que se obtienen de los rectificadores se unen a la corriente de condensado proveniente de los separadores trifásicos antes de entrar al separador trifásico de baja presión. La corriente de condensado que se obtiene en el separador se envía a la TE, la cual opera a 72.42 °C y 0 kg/cm², la corriente de agua se une a la corriente proveniente de los separadores antes de entrar al tanque de almacenamiento de agua congénita y la corriente de gas se envía al rectificador de baja presión antes de entrar al EBP donde se enfría hasta 50 °C, luego pasa al rectificador de baja presión donde es depurado antes de entrar al turbocompresor de presión intermedia donde se comprime hasta 60 kg/cm² para luego unirse a la corriente proveniente del rectificador de presión intermedia antes de entrar al compresor de alta presión.

Los líquidos que se obtienen de los rectificadores se unen a la corriente de condensado proveniente del separador de baja presión antes de entrar a la torre estabilizadora. La corriente de condensado estabilizado que se obtiene en la torre se envía hacia la plataforma marina “May B” a través de la bomba, la cual descarga a una presión de 80 kg/cm².

Las primeras baterías y corrientes que inciden a esta instalación son: Sunuapa, Sitio Grande, Giraldas, Cactus I, Cactus II, y Agave. También se realiza el servicio de deshidratación de aproximadamente el 50% del volumen producido del Activo de Producción Bellota - Jujo. Para lograr que el aceite crudo tenga la calidad requerida es necesario realizar la inyección de productos químicos para romper emulsiones separando de manera eficiente el aceite del agua. También es necesario inyectar agua dulce (lavado) hacia los tanques, con la intención de disminuir la concentración de sal además de mantener un nivel de agua para lograr un tiempo de residencia óptimo. El agua de deshecho del proceso es drenada hacia una planta de inyección de agua pasando por un sistema de filtrado e inyección de reactivos para la protección de las tuberías y de la formación geológica: la energía necesaria para reinyectar es transmitida por bombas centrífuga eléctricas; finalmente, el agua es medida y transportada a través de un saloducto hasta los pozos dispuestos para tal fin.

Para dar energía al aceite crudo deshidratado, la CAB Cactus cuenta con 2 equipos de bombeo centrífugo de combustión interna (turbo bombas) y 3 equipos centrífugos eléctricos (motobombas).

Finalmente, el aceite crudo deshidratado es medido con sistemas del tipo volumétrico, en específico con elementos primarios con el principio de funcionamiento ultrasónico, además de otros elementos de medición de la densidad, el porcentaje de agua, la temperatura, la presión, y un computador alojado en una estación de adquisición de datos para el cálculo, monitoreo en tiempo real, almacenamiento e histórico del volumen de aceite neto a condiciones estándar.

Los volúmenes manejados en la CAB Cactus de los AIPMM y AIPBJ se encuentran segregados con aislamientos mecánicos con lo cual se asegura que no exista ninguna combinación de fluidos. Se cuenta con el sistema de medición (Tren 1) que contabiliza el volumen del AIPMM y el sistema de medición (Tren 2) el volumen del AIPBJ. Estos volúmenes de aceite clasificado en PEP como superligero es enviado al CCCP para su entrega a refinación o exportación.

Los volúmenes manejados en la C.A.B. Cactus (entrega-recepción) y la Batería Costero (traspaso al AIPSL) representan el 100% del aceite manejado en el Activo de Producción Macuspana-Muspac.

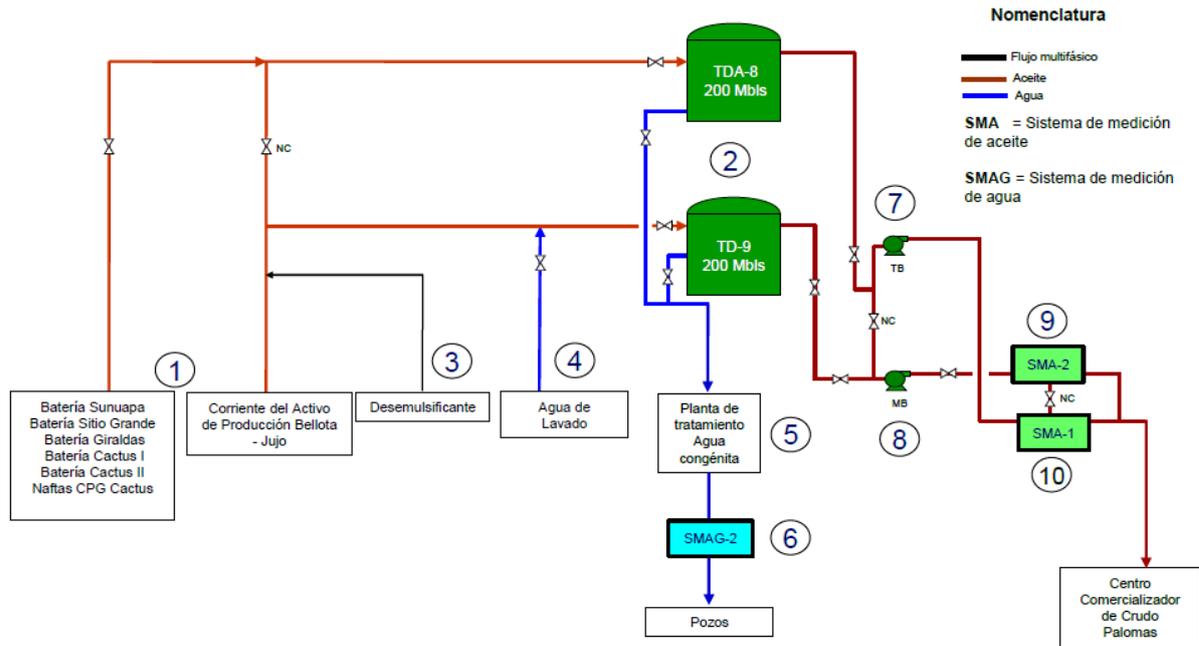


Figura V.12 Diagrama del Centro de Almacenamiento y Bombeo Cactus. 34

Estación de compresión Cactus IV

Es una instalación perteneciente a Pemex Exploración y Producción de la Región Sur, considerada dentro del actual sistema de administración del Activo de Producción Macuspana - Muspac. La Estación de Compresión Cactus IV comprime de Intermedia a Alta Presión el gas proveniente de las Estaciones de Compresión Muspac, Giraldas, Sunuapa, Sitio Grande, Agave y Cactus I, así como el gas de la corriente Teotleco.

La instalación tiene una capacidad nominal de 450 MMPCSD y está integrada por dos Módulos (A y C), cada uno con 3 unidades de compresión (75 [mmpcsd] c/u). Actualmente, comprime aproximadamente 300 [mmpcsd] de gas, operando con dos unidades de compresión de cada módulo.

La estación de compresión Cactus IV recibe el gas a una presión de 30 [kg/cm²] y una temperatura de 38 [°C] y lo envía hacia el Centro Procesador de Gas Cactus a 72 [kg/cm²] y 50 [°C].

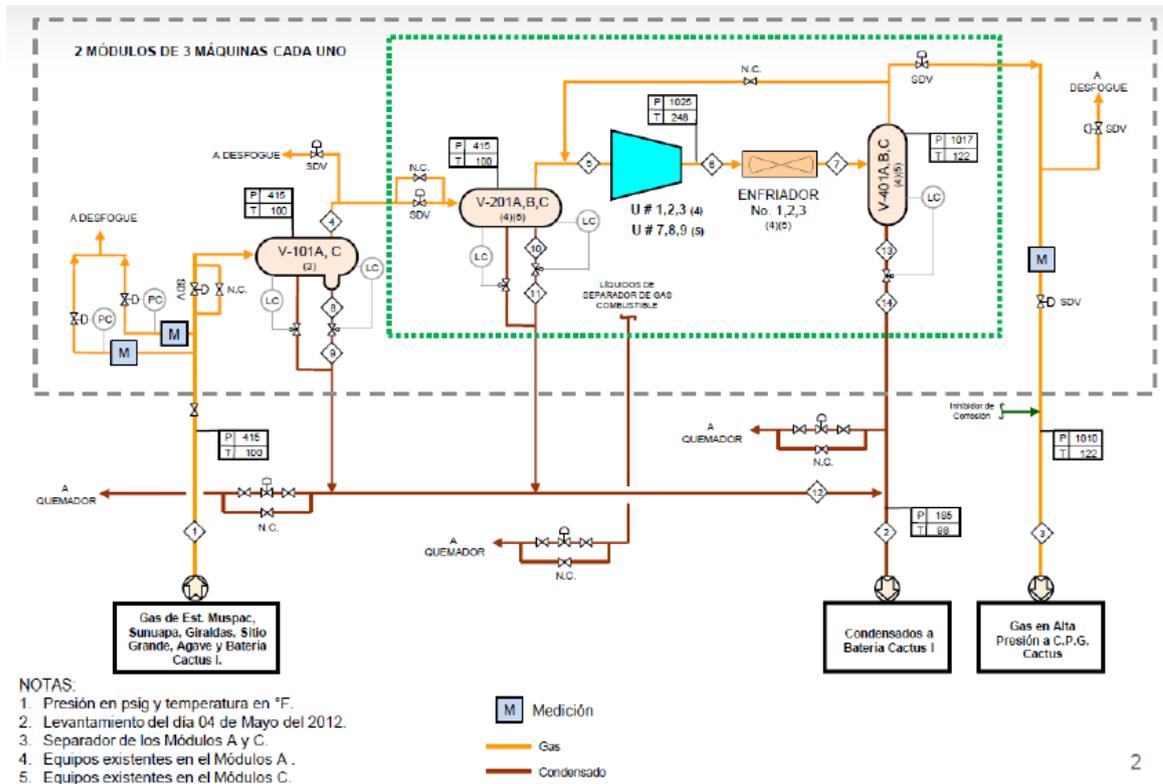


Figura V.13 Diagrama de la estación de compresión Cactus IV. 34

Estación de compresión José Colomo

Es una instalación perteneciente a PEP considerada dentro del actual sistema de administración del AIPMM. Está ubicado en el municipio de Macuspana en el estado de Tabasco. Su actividad principal consiste en comprimir el gas que proviene de los campos José Colomo, Usumacinta, Hormiguero, Cobo, Viche, Tepetitán, Vernet y Chilapilla, se envía al complejo procesador de gas Ciudad Pemex.

La estación de compresión Jose Colomo cuenta actualmente con 5 equipos turbocompresores marca solar, modelo centauro 40, los 5 equipos turbocompresores están distribuidos en dos módulos.

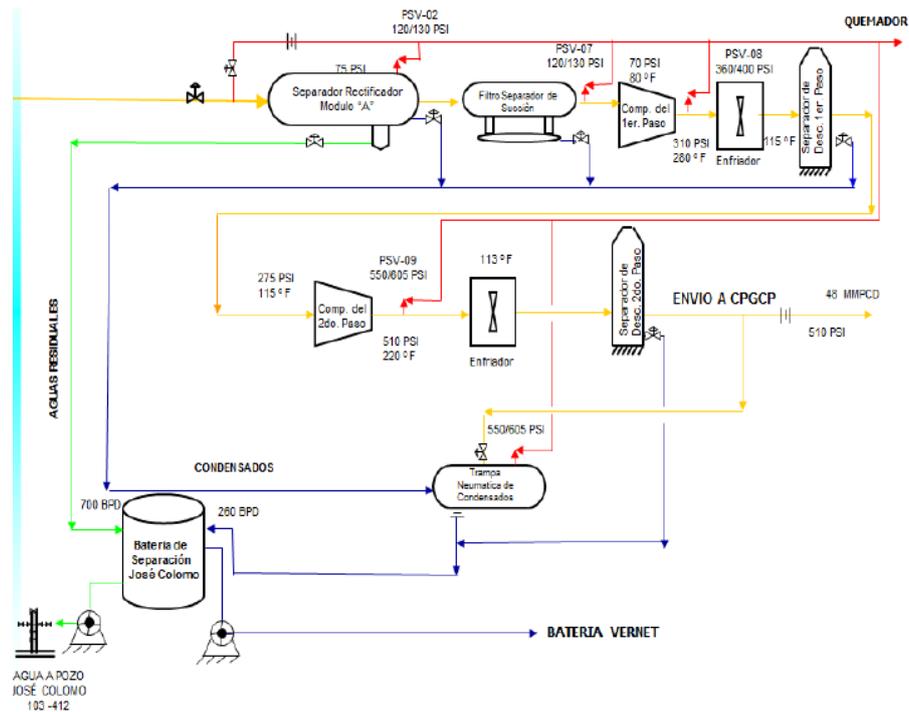


Figura V.14 Diagrama de la estación de compresión José Colomo.³⁴

V.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

De acuerdo a los lineamientos de la CNH, el AIPMM debe contar con sistemas de medición en cada uno de los puntos importantes para cuantificar la producción de todo el activo. Los puntos en los que se realiza la medición son:

- ✚ A boca de pozo.
- ✚ Baterías de separación
- ✚ Puntos de entrega-recepción
- ✚ Puntos de quema y venteo de gas.

V.2.1 MEDICIÓN A BOCA DE POZO

En el Activo se cuenta con un total de 245 pozos productores en operación a la fecha. Se emplean principalmente tres formas de medir el caudal producido:

- ✚ Medidores multifásicos.
- ✚ Medición en batería.
- ✚ Aforo teórico.

Se emplean medidores de flujo multifásico en 40 de los 245 pozos en operación. Los medidores multifásicos proveen de información constante que puede proveer un monitoreo eventual o continuo del comportamiento de los pozos y de este modo tener una mayor cantidad de información.

Se justifica el uso de los medidores multifásicos en el AIPMM debido a las características de los fluidos producidos ya que en general son hidrocarburos ligeros asociados a la producción de gases y condensados, por lo que las corrientes producidas a condiciones de cabeza de pozo generalmente conforman mezclas con altas proporciones de gas dentro de una corriente de aceite.

La distribución de los medidores multifásicos empleados se indica en la tabla V.8.

Tabla V.8 Distribución de los medidores Multifásicos en el APMM. ³⁴

Campo	Cantidad de pozos	Frecuencia de medición (Medición/mes)
Gaucho	5	2
Juspi	3	2
Teotleco	4	2
Costero	10	3
Catedral	4	2
Comoapa	3	2
Mundo Nuevo	2	2
Fortuna Nacional	1	3
Shishito	8	3
Total	40	

Los pozos que no son medidos mediante el empleo de medidores multifásicos son medidos con separadores de prueba, alineándolos en las baterías de separación por medio de arreglos de válvulas y empleando tanques de prueba o sistemas de medición dinámica. Cabe destacar que la principal forma en la que se realizan las estimaciones del aforo de un pozo es por medio de correlaciones de flujo en estranguladores.

La incertidumbre asociada a las mediciones multifásicas no cuenta con estimaciones de incertidumbre debido a la falta de información estadística. Si bien, se tienen identificadas algunas fuentes de variaciones y errores no se cuenta con estimaciones de la incertidumbre de dichos medidores. Debido a los otros métodos de estimación son teóricos o no son constantes no es posible asociar valores de incertidumbre en esta etapa de la medición.

V.2.2 MEDICIÓN EN BATERÍAS DE SEPARACIÓN

Las baterías de separación son las instalaciones en las que se lleva a cabo el proceso de medición con mayor cantidad de medidores debido a la amplia variedad de plantas de producción y debido también a que en ellas se reúne la producción de varios campos.

Se cuenta con la información de las 8 baterías de separación más importantes del activo restando únicamente las baterías Shishito, Vernet y Muspac debido a la falta de información sobre las mismas.

Medición de aceite.

Las mediciones de flujo de aceite se llevan a cabo principalmente mediante medidores de tipo ultrasónico que funcionan bajo el principio de tiempo de tránsito aunque, en el caso de la batería modular Costero también se utiliza un medidor tipo Coriolis debido a que este es un punto de traspaso entre Activos (la producción viaja a la plataforma MAY B perteneciente al Activo Samaria-Luna). Cabe señalar que la producción de todas las baterías se entrega al C.A.B. Cactus perteneciente también al activo.

Se tienen identificadas algunas de las incertidumbres de todos los medidores de tipo ultrasónico, sin embargo no se ha estimado la incertidumbre del medidor tipo coriolis instalado en la batería Costero. El diámetro de todas las líneas de medición es de 12 cm y presentan una presión promedio de operación que varía en el rango de 2.8 a 31 $\left[\frac{Kg}{cm^2}\right]$ y en un rango de temperatura que oscila entre los 30 y 72 $[^{\circ}C]$.

Tabla V.9 Incertidumbres reportadas sobre la medición en cada batería de separación del activo.³⁴

Baterías	Fluido	Medidor	Incertidumbre Reportada
Cactus I	Aceite	Ultrasónico	0.96
Sunuapa	Aceite	Ultrasónico	0.65
Giraldas	Aceite	Ultrasónico	0.65
Sitio Grande	Aceite	Ultrasónico	0.66
Modular costero	Condensado	Coriolis	N/E
Agave	Aceite	Ultrasónico	1.1
Cactus II	Aceite	Ultrasónico	1.74
Artesa	Aceite	Ultrasónico	2.22

Todos los sistemas de medición cuentan con medidores auxiliares de temperatura, densidad, presión y porcentaje de agua. Estos medidores reportan de forma continua los parámetros mencionados con el fin de monitorear las condiciones de flujo y de contar con información para calcular y reportar la producción a condiciones estándar de Pemex.

Pemex considera como condiciones estándar una presión de 102.325[kPa] y una temperatura de 20 [°C].

Las mediciones de flujo volumétrico que se registran son reportadas a condiciones estándar, tanto en metros cúbicos como en barriles.

Se cuenta con sistemas de telemetría que permiten la acumulación de la información en bases de datos que se actualizan en tiempo real. Con esta información se realiza un banco de información histórica con la que cada batería cuenta en todo momento. Comúnmente las mediciones se realizan cada hora y todos los días.

La calibración se realiza en función del comportamiento estadístico de cada instrumento y se llevan a cabo por un tercero certificado ante el CENAM, cada calibración cuenta con sus respectivas cartas de trazabilidad y certificados de calibración.

Cada instalación cuenta con un sistema de derivaciones que permiten desviar el flujo en caso de una emergencia, sin embargo estas válvulas están debidamente selladas y sólo se utilizan en casos de contingencia. Cada vez que se requiere desviar el flujo, esto se toma en consideración para el registro histórico de medidas.

En la figura V.15 se muestra un ejemplo sobre cómo se registran los valores de medición y sobre cómo se encuentran montados los medidores en el patín de medición.

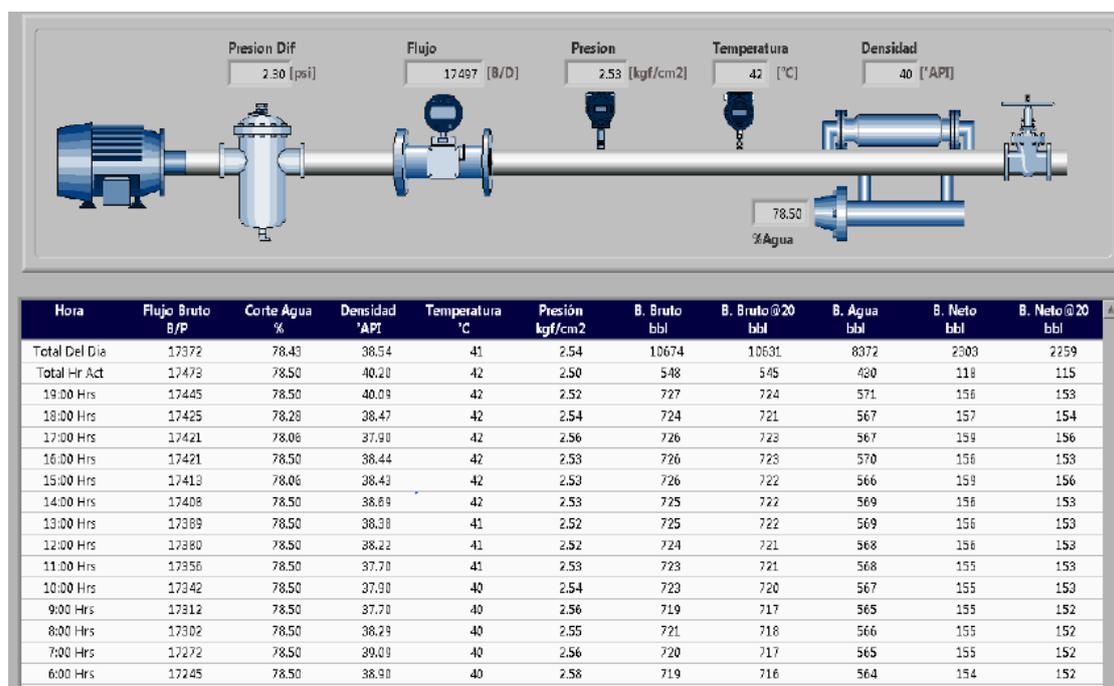


Figura V.15 Ejemplo de los registros de volúmenes y propiedades del aceite obtenidos en un punto de medición.

En las baterías de separación también se mide la calidad de los hidrocarburos por medio de la medición de 3 parámetros principalmente:

- ‡ Densidad.
- ‡ Agua.
- ‡ Salinidad.

La densidad se mide en °API, la salinidad en libras por cada 1000 barriles y el agua como porcentaje del total de una muestra de hidrocarburos y agua. Las mediciones se realizan con una frecuencia de por lo menos una vez al día. Los métodos utilizados para las mediciones asociadas a la calidad se indican en la tabla V.10.

Tabla V.10 Métodos empleados para determinar la calidad del aceite en baterías de separación.³⁴

Parámetro	Método utilizado
Densidad	D-287 o D-1298 de la ASTM
Agua	D-4007 de la ASTM
Salinidad	D-3230 de la ASTM

Adicionalmente se realiza un análisis extra a los condensados producidos y se analiza el color de Saybolt para medir su calidad por medio de la norma ASTM-D156.

Medición de gas

La medición de gas se realiza por medio de medidores que trabajan bajo el principio de operación de presión diferencial. Todos los medidores instalados en las baterías son placas de orificio de diversos diámetros, excepto el medidor instalado en la batería modular Costero que, es un medidor cónico.

Se cuenta con un total de 9 placas de orificio y un medidor cónico cuya producción de gas se conduce hacia la respectiva batería de Compresión.

La incertidumbre asociada a cada uno de los medidores de flujo no ha sido estimada aún. Los diámetros de las líneas de donde se encuentran instalados los medidores tienen un diámetro que varía entre 20.3 [cm] y 40.6 [cm]. Las presiones de operación son de entre 2.8 y 31 $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$, en cuanto a la temperatura de operación está entre el rango de 32 y 72 [°C].

En las instalaciones de medición de gas se cuenta con válvulas de derivación que se encuentran debidamente selladas y sólo se utilizan en caso de una emergencia; en caso de ser utilizadas dichas válvulas, se toma en consideración el tiempo durante el que el flujo no transitó por los medidores para la realización de los balances y los registros históricos.

Se cuenta con sistemas de telemetría que permiten tener una base de datos actualizada en tiempo real con información recabada por los medidores instalados en línea.

Cabe destacar que no se lleva a cabo la calibración de los equipos de presión diferencial de forma regular; por lo tanto, la calibración y trazabilidad asociada a estos medidores no es vigente.

La medición de la calidad del gas se lleva a cabo por medio de la medición de parámetros asociados a la misma. En lo que respecta al gas se miden las concentraciones de compuestos y de contaminantes presentes en la mezcla. Estos parámetros se miden diariamente y bajo métodos internacionales estandarizados. Los parámetros medidos se muestran en la tabla V.11.

Tabla V.11 Métodos empleados para determinar la calidad del gas en baterías de separación.³⁴

Fluido	Análisis	Método
Gas húmedo amargo	Cromatográfico para H ₂ S (% mol)	ASTM-D4468/89
	Cromatográfico para CO ₂ (% mol)	ASTM-D1945
	Cromatográfico para N ₂ (% mol)	ASTM-D1945
Gas Seco	Cromatográfico para H ₂ S (% mol)	ASTM-D4084/88
	Cromatográfico para N ₂ +CO ₂ (% mol)	ASTM-D1945
Condensado	Color Saybolt	ASTM-D156

V.2.3 MEDICIÓN EN PUNTOS DE ENTREGA-RECEPCIÓN

Los puntos de entrega recepción son estaciones de producción en donde a la salida se cambia de custodia entre subsidiarias o activos de Pemex.

Medición de aceite

El único punto de medición de entrega-recepción perteneciente al AIPMM para aceite es la CAB Cactus. Dentro de la Central se encuentran dos medidores de flujo de tipo ultrasónico, que operan bajo principio de funcionamiento de velocidad de tránsito. A su salida de la central, el crudo se dirige al Centro Comercializador de Crudo Palomas. Es importante señalar que en esta central convergen dos corrientes de aceite, una proveniente del APMM y otra del Activo de Producción Bejota-Jujo; cada una de las corrientes tiene un medidor asociado y durante el proceso ambas corrientes no se

mezclan en ningún momento. El diámetro de ambas líneas es de 15.2 [cm]. La incertidumbre de los dispositivos mencionados se muestra en la tabla V.12.

Tabla V.12 Incertidumbres reportadas sobre la medición de aceite en la Central de almacenamiento y Bombeo Cactus.³⁴

Medidor	Corriente	Incertidumbre
Ultrasónico	APMM	0.45
Ultrasónico	APBJ	0.65

Se cuenta también con medidores auxiliares que miden en tiempo real la presión, temperatura, densidad y corte de agua.

Al igual que en las baterías, se cuenta con derivaciones que permiten desviar el flujo, sin embargo se encuentran debidamente selladas y sólo se utilizan caso de emergencias. También se cuenta con un sistema telemétrico que permite contar con un banco de datos en tiempo real.

La calibración de los instrumentos de medición se lleva a cabo con un control estadístico de parámetros como la media y la desviación estándar.

Las condiciones estándar a las cuales se reporta el volumen de aceite son las mismas que en las baterías; de igual forma, se emplean los mismos métodos para determinar la calidad de los hidrocarburos.

Las mediciones se realizan aproximadamente cada hora y se registran en tiempo real en un registro histórico.

Se realizan operaciones de mantenimiento y calibración por terceros acreditados ante el CENAM.

Medición de Gas

Más del 95% del gas que se produce en el Activo se recibe y traspasa de custodia por medio de dos estaciones de compresión:

- ✚ Estación de compresión José Colomo
- ✚ Estación de compresión Cactus IV

Las producciones manejadas por ambas estaciones son enviadas al Centro de Procesamiento de Gas de Ciudad Pemex.

Se cuenta con dos medidores de placa de orificio en cada estación. Las líneas que salen de la estación José Colomo son de 15.2 [cm] y de las que se dispone en Cactus tienen un diámetro de 40.6 [cm]. Los instrumentos que se encuentran en estos puntos no cuentan con procesos de calibración eficientes ni basados en parámetros estadísticos y las incertidumbres no han sido estimadas para ningún instrumento.

Las derivaciones en caso de emergencia existen y se procura su uso sólo en caso de alguna contingencia.

Los valores emitidos por los medidores son registrados a distancia gracias al sistema de telemetría con el que se cuenta, lo cual facilita la construcción del registro histórico.

La calidad se mide por medio de análisis cromatográficos, en donde se miden las concentraciones mol de contaminantes en el gas. Los parámetros medidos y los métodos utilizados son los mismos que se emplean en las baterías de separación.

V.2.4 MEDICIÓN DE GAS QUEMADO Y VENTEADO

Actualmente no se cuenta con equipos de medición instalados en puntos de quema y venteo, sin embargo se planea el uso de medidores de tipo ultrasónico debido a su eficiencia, bajo costo y necesidades mínimas para su mantenimiento. Este proyecto ya se encuentra en marcha y se encuentra en la etapa de procurar equipos con algún proveedor.

Una vez instalados estos medidores, se contará con información para reducir al mínimo la quema de gas en las instalaciones del activo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Los procesos de medición en la industria petrolera son procesos complejos que requieren de conocimientos de una enorme variedad de las ramas tanto de las ciencias básicas como de la ingeniería.

Es necesario conocer el principio de funcionamiento de los medidores, al igual que contar con conocimientos metrológicos para seleccionar alguno, sin perder de vista los aspectos económicos.

Para entender e implementar un proceso de medición de forma eficiente, no sólo es necesario emplearlos de forma correcta, también se deben conocer los principales conceptos metrológicos asociados con el proceso, así como conocer el funcionamiento del instrumento de medición a emplear y caracterizar las condiciones promedio a las cuales se realizarán las mediciones.

Es necesario identificar las zonas dentro de las instalaciones de superficie en donde es conveniente realizar mediciones y, una vez identificadas, valorar el tipo de medición que se va a implantar, las limitaciones técnicas que implica la zona y los requerimientos metrológicos necesarios para que la medición se convierta en una herramienta útil y efectiva en la administración de los hidrocarburos.

La realización de una apropiada medición puede derivar en un impacto económico considerable al momento de realizar una cuantificación de los recursos extraídos, mismos que pueden impactar a nivel nacional en una variación de cientos de miles de dólares diarios. Los correctos procesos de medición también permiten realizar mejores prácticas técnicas y administrativas.

Es necesario garantizar la cantidad y calidad de los hidrocarburos pactados en acuerdos comerciales por medio de instrumentos que den confianza a las partes involucradas empleando prácticas y estándares aceptados internacionalmente.

Los instrumentos de medición son dispositivos cuyo correcto funcionamiento depende de sus condiciones técnicas y del correcto mantenimiento y seguimiento metrológico. El control y caracterización metrológica de un instrumento de medición permite identificar fallas o errores en el proceso de medición, por lo que otorga certeza y confianza sobre el funcionamiento del mismo.

Es de vital importancia realizar el entendimiento de todo lo que implique medición apoyada siempre en los conocimientos de las ciencias básicas para entender las consecuencias técnicas de alguna variación en el medidor.

La medición multifásica es un proceso muy complejo que se sirve de diversos procedimientos y técnicas que se emplean simultáneamente; si bien el costo de los medidores de esta clase es algo prohibitivo en ocasiones, se justifica su uso en función de los fluidos producidos.

La incertidumbre de las mediciones es un proceso indispensable que se debe asociar a la medición y que tendrá efectividad en la medida en la que se realicen análisis más específicos sobre los procesos de medición.

El cálculo de los factores de corrección para la medición de hidrocarburos es de vital importancia para la comparación de distintas corrientes hidrocarburos y su cálculo debe realizarse de forma cuidadosa considerando los factores que varían y que afectan el comportamiento de los fluidos.

La medición sirve de fuente de información para implementar técnicas de la administración de la producción, como lo son los balances de producción, que a su vez se apoyan en herramientas teóricas como el prorrateo de la producción y el cálculo de volúmenes de petróleo crudo equivalente. Por medio del uso de estas técnicas es posible identificar la cantidad de hidrocarburos que se pierden en su manejo y distribución, y se pueden identificar las cantidades reales que se comercializan.

Debido a la complejidad de los procesos de medición existe la necesidad de crear normas internacionales que regulen y estandaricen estas prácticas y además que den certeza sobre la efectividad de las mismas.

La medición en puntos de quema y venteo permiten analizar las cantidades de gas perdido y tomar decisiones para evitar esta práctica por medio de la implementación de proyectos económicamente viables.

En México se han comenzado a formalizar y estandarizar los procesos de medición desde la década pasada. Si bien se realizaban mediciones, no se tenían bien caracterizadas ni estandarizadas.

Recomendaciones

Es necesario tener bien identificado el comportamiento metrológico de todos los medidores de flujo utilizados, haciendo énfasis en la caracterización y determinación de las incertidumbres asociadas a cada instrumento. Se deben priorizar los medidores de flujo en líneas de gas debido a la actual escasez de este recurso en nuestro país.

Es recomendable tener bien identificado el funcionamiento de cualquier medidor multifásico que se pretenda implementar; esto con el fin de elegir el medidor que se adapte de mejor manera a las condiciones de operación a las que se expondrá, considerando siempre los aspectos técnicos y teniendo bien definidos los objetivos que justifiquen la implementación de medidores multifásicos.

Dados los requerimientos de gas de la industria nacional y la escasa producción de dicho recurso, será conveniente el uso de medidores de flujo en puntos de quema y venteo con el fin de realizar evaluaciones económicas que permitan diseñar proyectos de aprovechamiento del gas actualmente desperdiciado.

Sería conveniente para Pemex la creación de un grupo multidisciplinario que tenga la responsabilidad de asegurar la correcta instalación, funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de medición empleados en la cadena productiva de Pemex. Debido a las implicaciones económicas que puede tener este ejercicio es posible realizar una evaluación económica que justifique la creación de dicho grupo.

Es conveniente continuar con el trabajo que realizan de manera conjunta la CNH y Pemex, con apoyo del CENAM, con el fin de establecer cada vez con más claridad los requerimientos necesarios para el empleo óptimo de medidores en la industria mexicana, a través de la creación de normas cada vez más específicas que generen como consecuencia de su aplicación mejores prácticas de medición de hidrocarburos. Este esfuerzo debe ser prioritario para el gobierno mexicano debido a la futura participación que tendrá el sector privado en la producción de hidrocarburos en México.

Es recomendable realizar una adecuada planeación sobre la obtención de los sistemas de medición recurriendo a proveedores confiables y certificados, cuyas tecnologías hayan sido probadas y que posean fundamentos teóricos y experimentales que los avalen. En caso de que los proveedores presten un servicio de renta, se deberán considerar los periodos de vencimiento del servicio con el fin de planear con antelación la sustitución de los sistemas implementados o con la renovación del contrato siempre y cuando las decisiones estén justificadas técnica y económicamente.

REFERENCIAS.

1. ABB ATPA Oil and Gas. (2006). Oil and Gas Production Handbook. 1.3 ed. USA. Havard Devold. 82 p.
2. American Society for Testing and Materials. "Método de Prueba Estándar para Sal en Crudo (Método Electrométrico)". D-3230. Segunda Edición, Mayo 2008.
3. ARELLANO, F. A. (2007). "Metodología para la medición de líquidos en pozos". Tesis Licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM.
4. ARIAS, R. (2012). *Ejemplo de Cadena de Trazabilidad en Mediciones de Volumen de Crudo* [Diapositivas de Power Point]. Recuperado de:
http://www.cnh.gob.mx/_docs/Eventos_CNH/Presentacion_2_Ejemplo_de_cadenas_de_trazabilida_CENAM.pdf
5. ARIAS, R. Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos. Artículo presentado en el año 2002 en el primer Seminario de medición de flujo de hidrocarburos.
6. ATKINSON, I.; B. THEUVENY; M. BERARD; G. CONORT; T. LOWE. "Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico". *Oilfield Review Spring* 2005. 17(1):58-70
7. AYALA, M. A. (2003). "Optimización del equipo de deshidratación natco de crudo pesado en una empresa petrolera". Tesis Licenciatura. Facultad de Ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala.
8. CALAHORRANO, M. E.; D. A. MÁRQUEZ. (2004). "Análisis técnico-comparativo entre el separador de prueba convencional y el medidor de flujo multifásico con fuente radioactiva". Tesis Licenciatura. Facultad de ciencias de la Ingeniería. Universidad Tecnológica Equinoccial.

9. CAMPOS, O. A. (2008). "Programa de cómputo para dimensionalizar medidores de flujo por presión diferencial en líquidos". Tesis Licenciatura. Escuela superior de Ingeniería mecánica y eléctrica. IPN.
10. CENAM, (2001). "Estimación en la incertidumbre en la determinación de la densidad del aire". México, El marqués.
11. CENAM, (2004). "Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre en la calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico". México: El marqués.
12. CENAM, (2004). "Guía para estimar la incertidumbre de la medición". México: El marqués.
13. CENAM, (2006). "Resultados de la comparación nacional de medición de flujo de hidrocarburos en sitio". México: El marqués.
14. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Dictamen de la Evaluación del diagnóstico Inicial del Estado de la medición y el Plan Estratégico de Medición 2012* (primer informe). SENER. Recuperado de <http://www.cnh.gob.mx/>
15. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). *Lineamientos Técnicos de Medición de hidrocarburos*. SENER. Recuperado de <http://www.cnh.gob.mx/>
16. Comité Conjunto para las Guías en Metrología presidido por el Director del BIPM, (2008). Vocabulario Internacional de Metrología-Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados. 1 ed. México. 80 p.
17. CRABTREE, M. M. (2009). "Industrial Flow Measurement". Thesis Master. University of Huddersfield.
18. CREUS SOLÉ, Antonio. (2011). Instrumentación Industrial. 8 ed. España. Marcombo. 741 p.

-
19. DEL ÁNGEL, A. K. (2012). "Gestión Integral de la medición de hidrocarburos". Tesis Licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM.
 20. DELVAUX, E.; B. GERMOND; N. K. JHA. (2004). "Combination of Dual-energy Gamma Ray/Venturi Multiphase Flowmeter and Phase Splitter for Application in Very High Gas Volume Fraction Environment". SPE 88745 presented at the 2004 11th Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, 10-13 Oct.
 21. Department of Energy and Climate Change (DECC). (2012). Guidance Notes for Petroleum Measurement. 8 ed. Inglaterra. 72 p.
 22. DOMÍNGUEZ, G. (2012). *La Medición de hidrocarburos en México* [Diapositivas de Power Point]. Recuperado de:
http://www.cnh.gob.mx/_docs/Eventos_CNH/Presentacion_1_FOROLINEAMIENTOSVHSAENERO312012_GDV.pdf
 23. FALCONE, G.; G. F. HEWITT; C. ALIMONTI; B. HARRISON. 2001. "Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments". SPE 71474 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 Sept.-3 Oct.
 24. GARCÉS, F. A.; F. A. RUALES (2005). "Determinación objetiva de los beneficios y alcances de las soluciones tecnológicas en tiempo real aplicadas a la producción de petróleo en Ecuador". Tesis Licenciatura. Facultad de Ingeniería electrónica. Escuela Politécnica del Ejército.
 25. GONZÁLEZ, R. (2012). *Compendio De Nociones elementales de medición multifásica* [Diapositivas Power Point]. Recuperado de:
<http://es.scribd.com/doc/138774084/Compendio-de-nociones-elementales-de-medición-multifásica>.

26. GONZÁLEZ, J. (2012). *Medición de flujo de aceite* [Diapositivas de Power Point]. Recuperado de:
http://www.cnh.gob.mx/_docs/Eventos_CNH/Presentacion_3_UJAT_Presentacion_Foro_de_Medicion_JGV.pdf
27. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 6–“Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters”, 1st Edición, API, Octubre 2002.
28. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 5– Metering, Section 8–“Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters”, 1st Edición, API, Febrero 2005.
29. Manual of Petroleum Measurement Standards.Chapter 10– Metering, Section 3–“Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure) ”, 3rd Edición, API, Mayo 2008.
30. Manual of Petroleum Measurement Standards; Chapter 12– Metering, Section 1–“Calculation of Static Petroleum Quantities”, 3rd Edición, API, Septiembre 2009.
31. Manual of Petroleum Measurement Standards.Chapter 12– Metering, Section 2–“Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factor”, 2nd Edición, API, Mayo 1995.
32. Mc Crometer, Inc. (2008). Estudio Introductorio del funcionamiento de un medidor de flujo tipo cónico. USA.
33. Pemex Exploración y Producción, (2011). *Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción*. PEMEX
34. QUIROZ, C. N. (2013). *Informe Técnico sobre el estado del cumplimiento del Activo de Producción Macuspana- Muspac a la Resolución CNH.06.001/2011 Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos*. PEMEX.

-
35. RÜHL, C. (2013). *Statistical Review of World Energy Junio 2013. La energía en 2012, Adaptarse a un mundo cambiante*. British Petroleum.
36. THEUVENY, B. C.; G. SEGERAL; B. PINGUET. (2001). "Multiphase flowmeters in well testing applications". SPE 71475 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 Sept.–3 Oct.
37. Trauwvitz, E.F. (2008) "Flujo multifásico en tuberías" Tesis Licenciatura. Facultad de ingeniería. UNAM.
38. VELÁZQUEZ, A. (2012). "Ingeniería de detalle de un separador de prueba bifásico para la facilidad de producción petrolera". Tesis Licenciatura. Facultad de Ingeniería eléctrica y electrónica. Escuela Politécnica Nacional.
39. WINSOR, L.; DANIEL INDUSTRIES. ; SVAEREN J. A.; FRAMO ENGINEERING.; CONORT G. (1997). "Topside and Subsea Experience with the Multiphase Flow meter". SPE 38783 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5–8 Oct.
40. CENGEL, Y. A.; M. A. BOLES. (2009). *Termodinámica*. 6 ed. México: Mc Grw Hill. 993 p.

ANEXO A. PROCESOS EMPLEADOS EN LAS BATERÍAS DE SEPARACIÓN

Después de su recorrido por el interior del pozo, es decir de haber sido producido por medio de la tubería de producción, por el espacio anular o ambos, la producción llega al árbol de válvulas por medio del cual se controla su flujo y es posible direccionarlo.



Figura A.1 Árbol de válvulas.

Una vez direccionado por el árbol, la producción es conducida a una tubería conocida como línea de descarga cuyo fin es realizar la conexión entre el cabezal de recolección y el árbol de cada pozo. En las líneas de descarga es posible, y en ocasiones necesario, instalar un estrangulador que permitirá que la variación de presión corriente abajo no altere la presión existente corriente arriba y así sea posible controlar la producción de agua, arenas o asfáltenos.



Figura A.2 Árbol de válvulas conectado a dos líneas de descarga.

La línea de descarga se conecta normalmente a una tubería de mayor capacidad denominada cabezal de recolección, cuya función es la de recibir la producción de varios pozos cuyas propiedades tanto de los fluidos como termodinámicas permitan su mezcla y transporte de manera simultánea a una batería de separación. El cabezal de recolección conduce la producción hasta una batería de separación.



Figura A.3 Cabezal de recolección de la producción de varios pozos.

Una batería de separación es un conjunto de dispositivos e instalaciones que tienen como objetivo principal someter a la producción a diversos procesos que permitan manejarla con mayor facilidad así como lograr que las propiedades de los fluidos que se quieren comercializar cumplan los estándares pactados en los acuerdos comerciales.

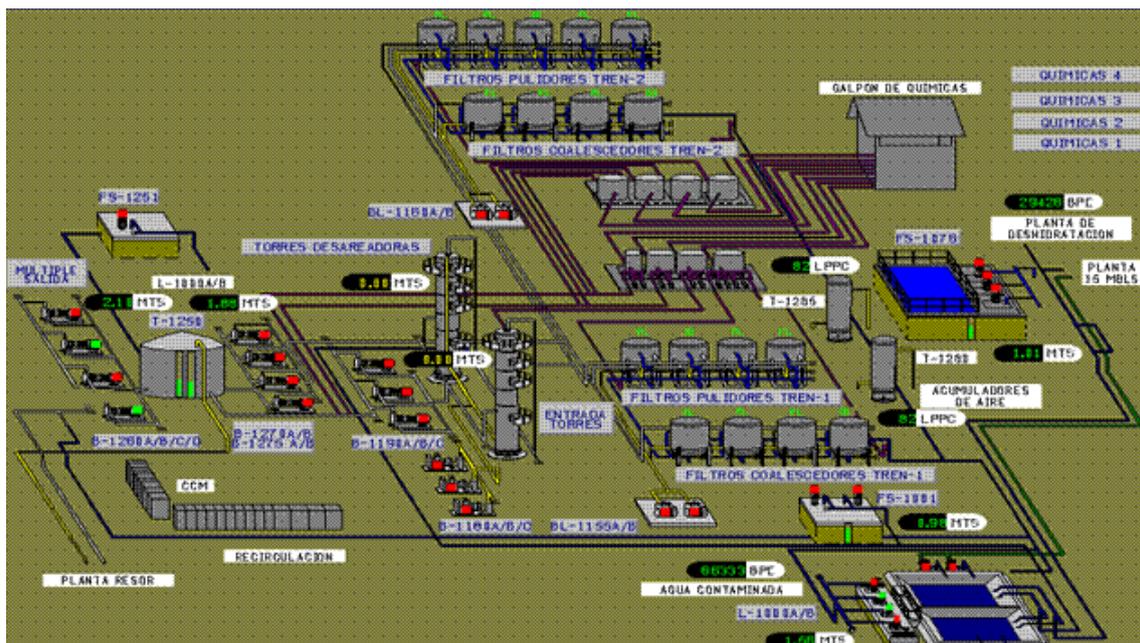


Figura A.4 Representación esquemática de una batería de separación.

Procesos llevados a cabo en las plantas de producción y equipos utilizados.

Generalmente la producción de un pozo petrolero, se presenta de dos maneras:

- ‡ Producción monofásica; en la cual se involucra solamente la corriente de un mismo tipo fluido, siendo el caso más común la producción de gas seco.
- ‡ Producción multifásica: que como su nombre lo indica se produce una corriente de flujo compuesta por más de un tipo fluido, y algunos contaminantes líquidos, gaseosos y sólidos.

Debido a las características propias de cada mezcla se debe dar un tratamiento especial a la corriente de fluidos que se produce, con el objetivo de poder separar los fluidos hidrocarburos entre si y de los contaminantes que los acompañan. Es importante indicar que para que se pueda comercializar el hidrocarburo debe cumplir con estándares técnicos referidos a la cantidad o al porcentaje de impurezas (agua, sedimentos, etc).

Algunos de los procesos que se presentan en una planta de producción se mencionan a continuación, con el fin de poder comprender la dinámica presente en la batería y entender como estos procesos afectan la medición y el volumen del flujo de hidrocarburos.

Debido a las altas condiciones de presión y temperatura y a las propiedades físicas de los hidrocarburos, se presenta un fenómeno de disolución del gas en el aceite. Cuando el flujo avanza dentro del sistema integral de producción sufre una caída de presión debida a fenómenos como la fricción, el cambio de temperatura o el cambio de volumen. En ocasiones la caída de presión es tan grande que provoca una liberación del gas que se encontraba disuelto en la fase líquida (agua, aceite o ambos) y el gas comienza a viajar de forma independiente a la corriente de la fase líquida.

Cuando el flujo de hidrocarburos llega a instalaciones de separación se produce un proceso artificial de caída de presión, que se vale de otros fenómenos físicos para lograr separar las fases de una corriente, este proceso es llamado separación y se lleva a cabo en equipos llamados separadores.

La separación puede clasificarse en bifásica y trifásica, la separación bifásica involucra la separación de una corriente de flujo compuesta por una fase líquida y una fase gaseosa, sin separar el agua de la fase líquida, mientras que en la separación trifásica se involucra una corriente de flujo compuesta por líquidos y gases, llevando a cabo la separación de cada fase y del agua.

Es conveniente mencionar que el proceso de separación se puede llevar a cabo en distintos separadores que reducen la presión de la corriente de manera gradual, permitiendo que se separe todo el gas posible a condiciones estándar. Cuando un proceso de separación se lleva a cabo de esta manera se le llama separación por etapas, en donde cada separador o conjunto de separadores con las mismas condiciones de operación representan a una etapa.

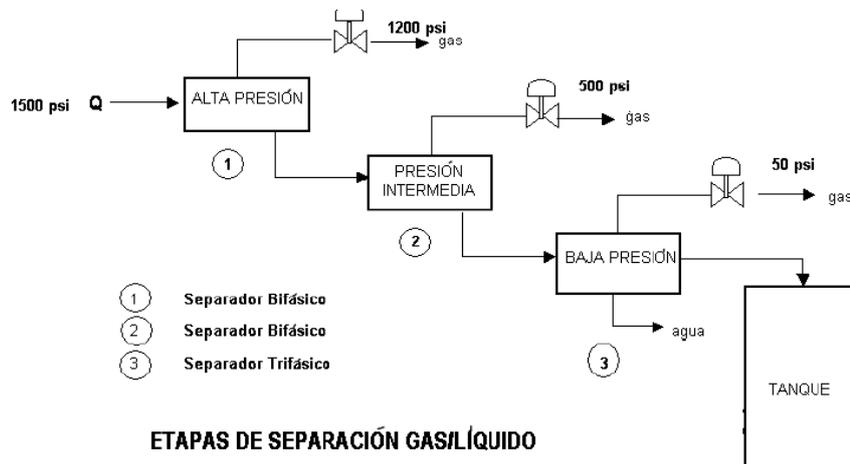


Figura A.5 Representación de etapas de separación de hidrocarburos.

A continuación se mencionan y describen algunos de los elementos y procesos más comunes en las baterías de separación.

I. Separador

Un separador es un cilindro de acero que se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua. Pueden clasificarse considerando su configuración, su uso y su operación en:

Según su configuración:

- ⚡ Verticales
- ⚡ Horizontales
- ⚡ Esféricos.
- ⚡

Operación:

- ⚡ Bifásicos
- ⚡ Trifásicos.

Uso:

- ✚ De Producción
- ✚ De Prueba.

Cada uno de estos tipos de separadores presenta ventajas y desventajas, tanto de tipo técnico como económico. Los separadores verticales son utilizados con mayor frecuencia cuando las producciones poseen una alta relación gas- aceite, ya que permiten una mayor separación debida a efectos gravitacionales, sin embargo los separadores de tipo horizontal normalmente son más económicos, su operación es más sencilla y pueden manejar mayores cantidades de líquido en menos tiempo que un vertical.

Los separadores son importantes para el proceso de medición debido a que en la salida de las plantas se puede realizar la medición de flujos que han sido separados y que difiere de una medición multifásica. Estos elementos que se encuentran presentes en plantas de producción o en locaciones de pozos exploratorios tienen diferentes principios de funcionamiento, sin embargo los más comunes en el mercado tienen un principio de funcionamiento muy similar.

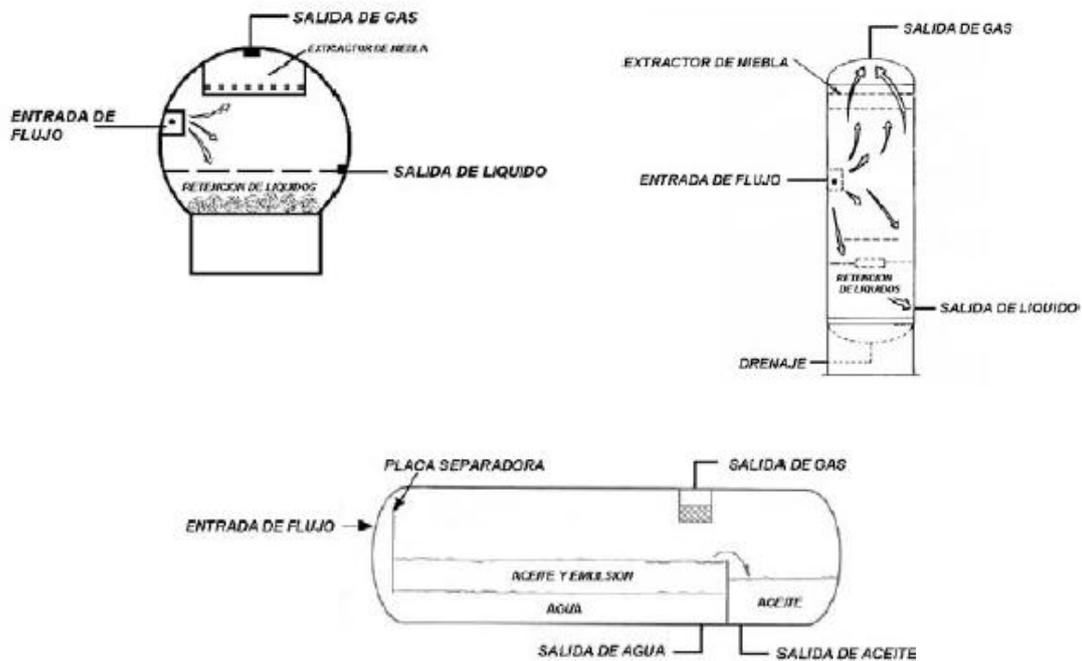


Figura A.6 Tipos de separadores empleados en la industria petrolera.

A. Secuencia del proceso en separadores bifásicos horizontales

El caudal proveniente del cabezal o cabezales de producción entra al separador, choca contra el desviador de flujo, cambia la velocidad y la dirección del flujo, aquí se efectúa la separación primaria y casi total de las dos fases gas / líquido. Las gotas pequeñas de líquido son arrastradas por el flujo horizontal del gas que llega al extractor de niebla.

Durante este recorrido, las gotas líquido que pueden vencer la velocidad del gas, se precipitan debido a su fuerza gravitacional o peso de las mismas.

El líquido separado tanto en el desviador de flujo como el separado en la sección gravitacional se almacena en la sección de acumulación de líquido. Esta sección debe tener la suficiente capacidad para suministrar un tiempo de residencia suficiente para que las burbujas de gas que han sido arrastradas por el líquido, puedan liberarse del líquido y formar parte de la fase gaseosa. La sección de acumulación de líquido también debe tener capacidad suficiente para absorber la turbulencia generada por los baches intermitentes que puedan llegar al separador.

El líquido es descargado a través de la válvula de control de nivel, la cual es regulada mediante el control de nivel. El nivel de líquido en el separador debe ser constante y comúnmente opera al 50% de la capacidad del separador.

Las gotas pequeñas de líquido que no alcanzan a separarse por gravedad entran al extractor de niebla o sección de coalescencia, donde coalescen, es decir, las gotas pequeñas, mediante un mecanismo especial, se juntan para formar gotas más grandes y así poder precipitarse y realizar la etapa final de separación gas/líquido, para lograr una descarga de gas completamente seco. La presión del separador es mantenida constante mediante la válvula de control de presión.

B. Secuencia del proceso en separadores bifásicos verticales

El caudal proveniente del cabezal o cabezales de producción entra al separador por la parte lateral superior. En el desviador de flujo se efectúa la separación bruta de las dos fases líquido/gas. El líquido se precipita hacia la sección de acumulación de líquido, el cual es descargado a través de la válvula de control de nivel o válvula de descarga de líquido. En el momento en que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas que han sido arrastradas por el líquido, fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y migran hasta la fase gaseosa.

El control de nivel y la válvula de descarga de líquido operan como en el separador horizontal. El gas separado en el desviador de flujo fluye verticalmente hacia arriba hasta alcanzar el extractor de niebla, arrastrando gotas pequeñas de líquido. En la sección de asentamiento gravitacional, la mayor parte de las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas, coalescen y se precipitan en dirección contraria al flujo de gas. La sección de acumulación de líquido debe tener características similares al separador horizontal.

En el separador vertical, la presión y el nivel son mantenidos constantes, tal como en el separador horizontal.

En el extractor de niebla se produce la coalescencia de las pequeñas gotas de líquido, para luego precipitarse al fondo del recipiente.

C. Secuencia del proceso en separadores trifásicos convencionales y horizontales

El caudal del fluido entra al recipiente y choca con el desviador de flujo, donde se produce la separación primaria gas/ líquido. El desviador de flujo tiene un arreglo especial (bajante) para dirigir aisladamente el líquido separado hasta un poco por debajo de la interfase gas-aceite. La sección de acumulación de líquido del recipiente debe tener suficiente tiempo de residencia para que el aceite y la emulsión formen una capa o colchón de aceite. El aceite limpio se localiza en la parte superior, mientras que el agua libre se precipita al fondo del recipiente.

La compuerta mantiene el nivel de líquido en el recipiente, mientras que el nivel de agua es mantenido por el control de nivel tipo interfase, y por la válvula de descarga de agua. El aceite limpio se recolecta en la cámara de aceite, donde su nivel se controla mediante una válvula neumática de control de nivel. El control tipo interfase controla la interfase aceite/agua, así como el espesor del colchón de aceite. La válvula de descarga de agua actúa de acuerdo con la señal del control de nivel tipo interfase, permitiendo la salida adecuada de agua, de tal forma que la interfase agua/aceite o colchón de aceite, se mantenga a la altura de diseño. El gas fluye horizontalmente hasta el extractor de niebla y la válvula de control de presión mantiene constante la presión del separador. Las gotas de líquido que han sido arrastradas por el gas se precipitan en forma perpendicular a la dirección del caudal de gas. El nivel de la interfase gas/aceite puede variar desde la mitad del diámetro (50%), hasta el 75% del diámetro del recipiente, dependiendo de la importancia de la separación gas-líquido. La configuración más usada es del 50%.

D. Secuencia del proceso en el separador trifásico convencional vertical.

Como en el separador bifásico, el flujo entra al recipiente por la parte lateral superior y choca con el desviador de flujo donde se efectúa la separación primaria líquido / gas. Al igual que el separador trifásico horizontal, se dispone de un arreglo especial para llevar el flujo de líquido a través de la interfase aceite/agua sin perturbar la quietud requerida en el colchón de aceite para la separación agua aceite.

Dispositivos internos de un separador.

‡ Desviadores de flujo.

Cuando el flujo multifásico entra al separador entra a una etapa de separación principal. En esta sección se separa la parte líquida de la corriente de gas reduciendo la turbulencia del fluido. Para conseguir este efecto, es necesario producir un cambio de dirección del fluido mediante un desviador de flujo pudiendo ser de dos tipos:

Tipo Platina: Esta platina puede ser en forma de disco esférico, plana o de cualquier otro tipo que genere un cambio rápido en la velocidad y dirección de los fluidos. El desviador de flujo de disco esférico o cónico es más ventajoso ya que crea menos turbulencia que las platinas planas, disminuyendo las posibilidades de problemas de emulsificación o de reincorporación de agua en la fase gaseosa.

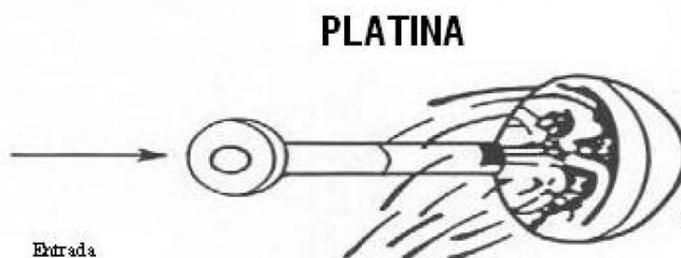


Figura A.7 Platina en forma de disco esférico.

Tipo Ciclón: Utiliza el principio de la fuerza centrífuga para la separación del gas/líquido. El diámetro de la boquilla de entrada debe ser diseñado para crear una velocidad de entrada de aproximadamente 20 pies por segundo alrededor del disco interior cuyo diámetro no debe ser mayor de $2/3$ del diámetro del recipiente.

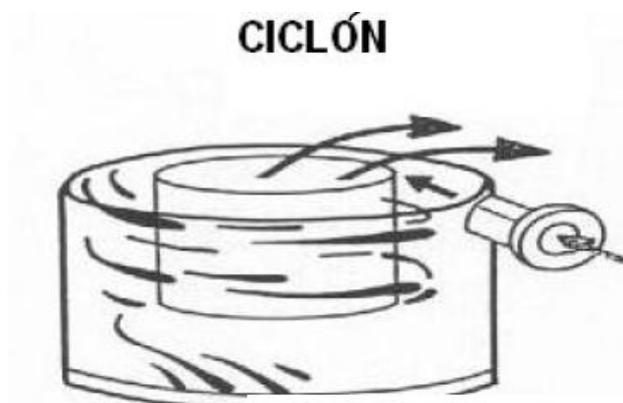


Figura A.8 Difusor tipo ciclón.

‡ **Platinas antiespumantes.**

Generalmente la espuma presente en un caudal de producción de crudo es tratada mediante la adición de un producto químico. Muchas veces, una solución efectiva se logra mediante la instalación de una serie de platinas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda al rompimiento de las burbujas de espuma. Se instalan en la interface gas/líquido.

‡ **Platos Coalescentes.**

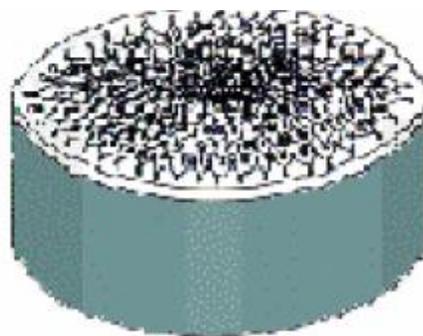
Los platos coalescentes están arreglados en forma de una V invertida, de tal forma que las gotas líquidas se peguen en los platos y se separen del gas. Estas gotas de líquido se agrupan y forman gotas más grandes y caen al fondo del separador.



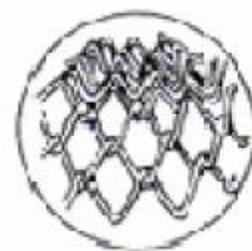
Figura A.9 Platos coalescentes.

‡ **Extractores de niebla.**

Los extractores de niebla están compuestos de una masa de red de alambre como se muestra en la figura. Antes de salir del separador, el gas pasa a través del extractor, causando que el petróleo restante en el gas caiga en forma de gotas pequeñas. Existen de tipo mallado o enrejado.



**Extractor de Niebla
(Malla de Alambre)**



Malla de Alambre

Figura A.10 Extractor de niebla.

‡ Rompedores de Vórtice

Estos rompedores están localizados en las salidas del crudo y del agua. Su función es romper la formación de remolinos que puede ocurrir cuando el crudo y el agua salen del separador por sus respectivas salidas. Los rompedores de vértice previenen en la salida del líquido, remolinos que atraparían gas dentro de la masa líquida.

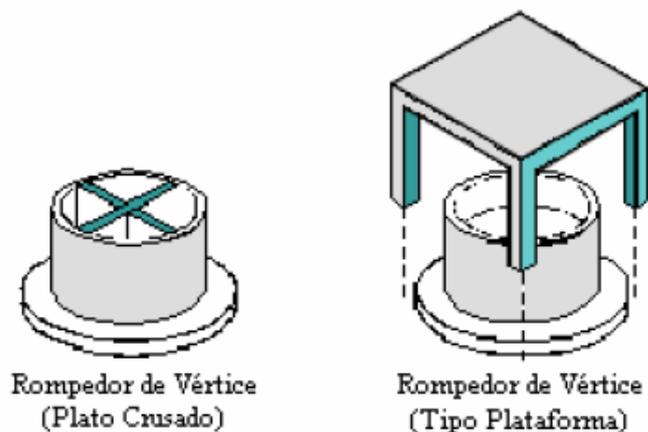


Figura A.11 Tipos de rompedores de vórtice.

Dispositivos externos de un separador

‡ Línea de gas.

Es la tubería por donde sale el gas hacia los compresores y lo que no es utilizado se dirige hacia los mecheros.

‡ Línea de agua.

Es la tubería por donde se drena el agua del separador al tanque de almacenamiento de agua para luego a ser reinyectada en los pozos y no contaminar el ambiente.

‡ Línea de crudo.

Es la tubería que conduce el crudo hacia la bota de gas, o en ocasiones directamente hacia el tanque de lavado.

‡ Controlador de nivel.

Existen dos, uno para el petróleo y otro para el agua, y consta de un desplazador, un switch y un posicionador. Su objetivo es por medio de un flotador en el desplazador dar la señal al switch y este con un brazo de torque da la señal al posicionador que envía la señal neumática final a la válvula controladora de nivel ya sea de crudo o de agua.

‡ **Válvula controladora de nivel.**

Es el elemento final de control, posee una válvula para el agua y otra para el petróleo, para este caso se utiliza la válvula normalmente cerrada y únicamente permite la salida del fluido al recibir la señal neumática que envía el elemento primario de control.

‡ **Válvula de seguridad.**

Permite desfogar la presión en el interior del separador, cuando exista exceso de la misma y lograr un trabajo óptimo en la separación.

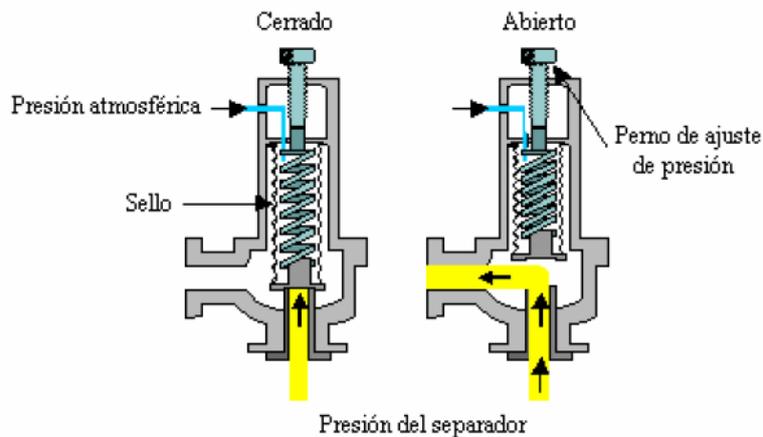


Figura A.12 Funcionamiento de la válvula de seguridad del separador.

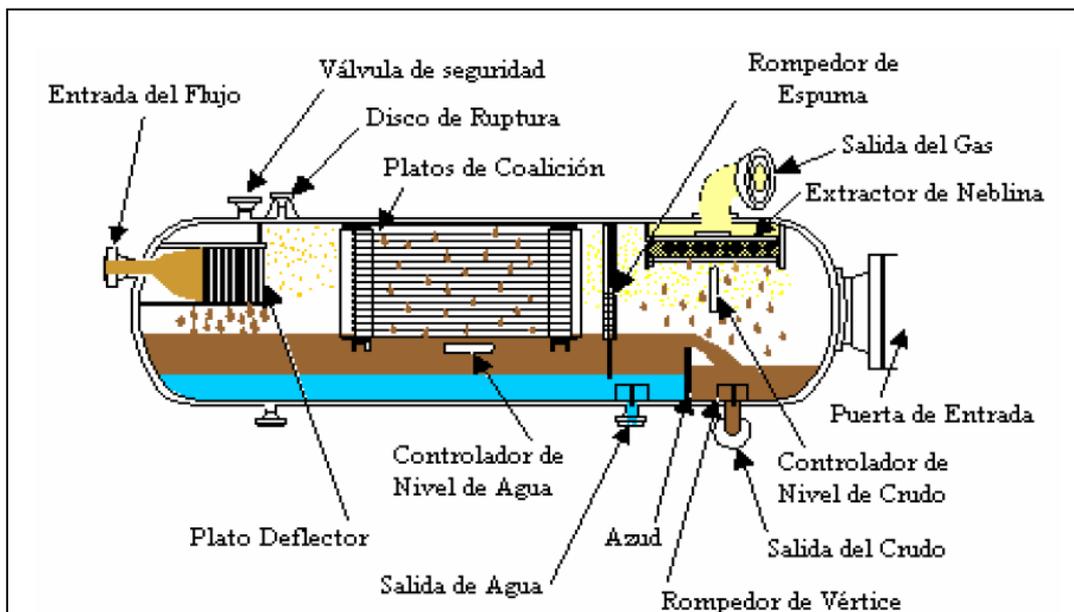


Figura A.13 Partes de un separador de hidrocarburos.

II. Rectificación.

Debido a la turbulencia del flujo de gas o a la tensión interfacial del contacto aceite-gas se pueden presentar gotas de líquido de diámetro muy reducido que son capaces de continuar fluyendo dentro de la corriente gaseosa una vez que ha pasado por un separador. Cuando este fenómeno se presenta es necesario someter la corriente de flujo por un proceso que reduzca al mínimo el contenido de líquido aun presente, esto con el fin de lograr una separación que se aproxime al 100% lo más que sea posible.

El proceso por el cual se reduce la cantidad de líquidos en forma de niebla de un flujo de gas se denomina rectificación y se lleva a cabo en un equipo llamado rectificador. Una vez que el gas se ha sometido a un proceso de rectificación se obtiene una nueva separación de fases, la corriente de los nuevos líquidos obtenidos normalmente se agrega a alguna otra corriente para su tratamiento.

III. Estabilización.

La estabilización del crudo es un proceso que se lleva a cabo una vez que se ha sometido la corriente a un proceso inicial de separación y se desea poder almacenar el petróleo crudo bajo condiciones ambiente o condiciones estándar. La estabilización consiste en llevar el flujo de fluidos a una presión apenas por debajo de la presión atmosférica o ambiente, con el fin de poder evaporar los componentes ligeros que se perderían por evaporación cuando se expusiera el crudo a la intemperie. La estabilización de crudo se lleva a cabo en torres de separación, estos equipos son denominados tanques elevados.



Figura A14 Torres de estabilización.

Tanque elevado. Es un recipiente que opera a baja presión y que recibe el aceite proveniente de los separadores de baja presión, de los rectificadoras de baja presión y de recirculación de condensados ocasionalmente, su forma es cilíndrica horizontal y se le denomina elevado por que está colocado a una altura considerable y comúnmente cercana a los 25 metros.

Su función es estabilizar el crudo, es decir separar los componentes ligeros que aun permanezcan en él, mediante una disminución de presión.

IV. Almacenamiento.

En muchas partes de la cadena productiva del negocio de los hidrocarburos se necesita almacenar los fluidos producidos con el fin de someter una gran cantidad a un mismo proceso o para acumular un volumen que se comercializará.

En los tanques de almacenamiento se pueden presentar pérdidas considerables de hidrocarburos ligeros en forma de gas si no se ha sometido a la corriente de producción a un adecuado proceso de separación, rectificación y estabilización.

El almacenamiento representa un proceso importante durante la cadena de producción de hidrocarburos desde el punto de vista de la separación de impurezas. Cuando se almacena el aceite la carencia de fuerzas que provoquen movimiento dentro del tanque almacén generan un estado estático en el fluido lo que provoca que las fases solidas que se encuentran suspendidas en el aceite se decanten y por lo tanto se separen. Este tipo de impurezas pueden ser arenas o sedimentos que se arrastraron desde el yacimiento, parafinas que se han depositado debido a la caída en la temperatura o asfáltenos que se precipitan debido a la caída en la presión del flujo. Aprovechando esta separación de fases debida a la segregación gravitacional se puede separar el agua que quede en la corriente debido a la falta de un correcto proceso de separación trifásico.

Debido a los procesos de separación de fases que continua presentando un flujo de hidrocarburos durante su almacenamiento se deben construir bajo especificaciones técnicas que han sido aprobadas por organismos internacionales como el API. La norma de uso más común para aplicarse durante su construcción es la norma API 650 que se aplica para la construcción de tanques que almacenaran aceites a bajas presiones (menores a 15 psia) y bajas temperaturas (menores a 90°C). Para tanques que trabajan a condiciones especiales existen normas especiales de construcción.

Debido a que la separación de gas se puede presentar aun en los tanques de separación se deben considerar adaptaciones especiales, lo cual genera una mayor variedad en los tipos de tanques que existen.

Básicamente son de dos tipos según el tipo de fluido a almacenar:

- ✚ **Para aceite.** Generalmente presentan una geometría cilíndrica y vertical. Estos son los más comunes para almacenar aceite que ha sido sometido a un proceso de separación por lo menos del gas y que por lo tanto presentaran una baja cantidad de gas que se libere debido a la evaporación dentro de ellos. Si el aceite aun presenta una cantidad considerable de gas disuelto que se liberará durante el tiempo en que se encuentre almacenado se considera almacenar el aceite en un tanque vertical de techo flotante. Los techos flotantes son comúnmente contruidos de aluminio y están contenidos bajo techos de tipo domo que protejan el techo móvil de la intemperie.



Figura A.15 Tanque de techo flotante para almacenar petróleo.

- ✚ **Para gas.** En la práctica podemos estimar que los gases presentaran un comportamiento parecido al que describe la ley de gases reales sabemos que si modificamos las condiciones de presión y o temperatura de un gas, este cambiara su volumen por lo que se puede economizar en espacio si el gas que se desea almacenar se comprime y contiene a temperatura ambiente y presión suficiente para que este cambie de fase y se licue. Estos contenedores tienen dos geometrías comunes esférica y cilíndrica.



Figura A.16 Tanques de almacenamiento para gas.

V. Proceso de lavado.

En ocasiones el crudo producido contiene una gran cantidad de sales disueltas. Estas sales son elementos que no deseamos encontrar en el aceite porque pueden ocasionar daños en las instalaciones de producción debido a incrustaciones inorgánicas.

Para eliminar dichas sales se implementa un proceso que se denomina lavado del crudo y que consiste en mezclar en un tanque una corriente de aceite con otra corriente de agua dulce. La mezcla de estos dos fluidos provoca que parte de la sal disuelta en el aceite se disuelva en el agua dulce, con lo que se reduce el contenido de sal en el hidrocarburo.

Posteriormente se somete al aceite a un proceso de separación, que regularmente se realiza por decantación en tanques en donde se estabiliza la mezcla de fluidos y se separa el agua del aceite por simple segregación gravitacional.

VI. Procesos de compresión y bombeo

Estos son los procesos por medio de los cuales se incrementa la presión de los fluidos con el fin de movilizarlos de un punto a otro. Aunque existen bombas multifásicas que permiten el desplazamiento de corrientes con más de una fase, son poco comunes debido a su costo. Debido a lo anterior es necesario someter los fluidos a procesos de separación que nos permitan transportar gases sin humedad por medio de un compresor y líquidos secos por medio de bombas.

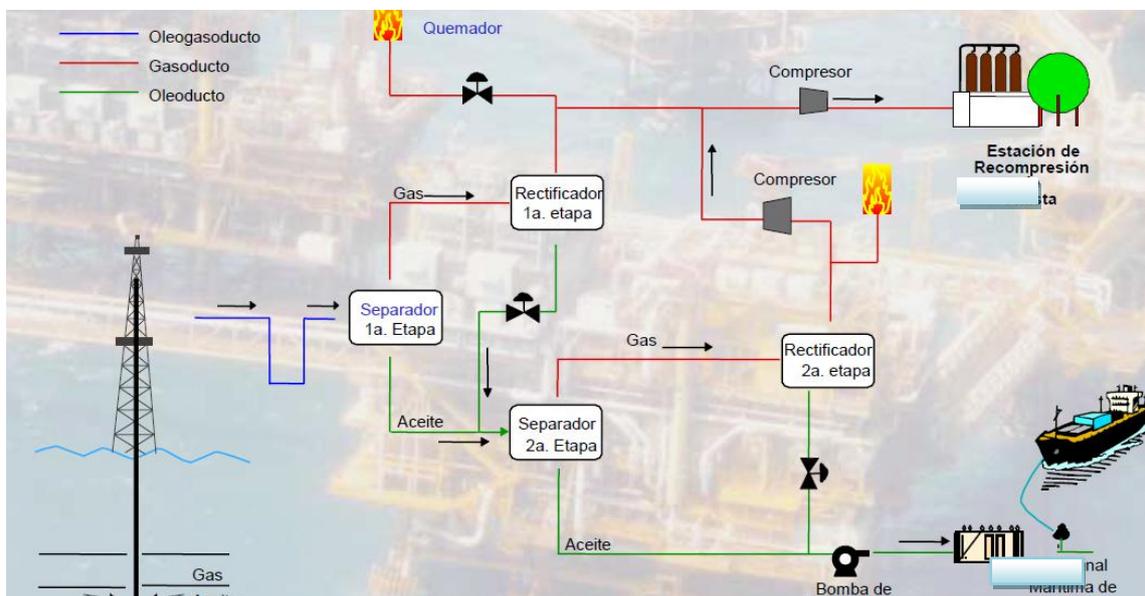


Figura A.17 Representación esquemática del manejo y distribución de hidrocarburos.

ANEXO B. PROCEDIMIENTOS DE CALIBRACIÓN

Existen diversos métodos para calibrar un instrumento de medición y es en función de este proceso como se calcula el factor de calibración. Este factor de calibración se debe considerar para poder corregir los errores sistemáticos cometidos por el medidor.

A grandes rasgos existen dos tipos de calibración que a su vez se dividen en procesos de calibración:

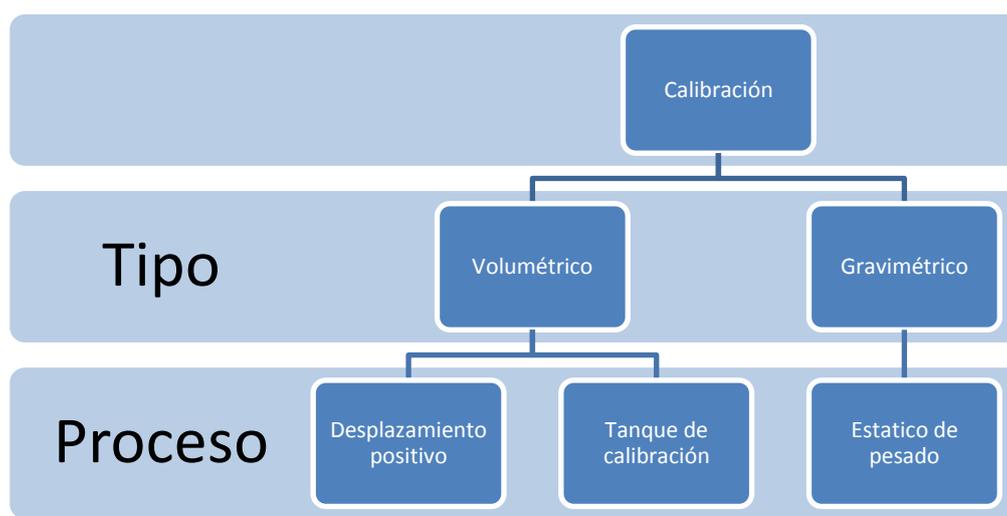


Figura B.1 Tipos de calibración.

Depende del tipo de calibración el procedimiento empleado para el cálculo de dicho factor.

A. Calibración gravimétrica, proceso estático de pesado.

Se fundamenta en medir la cantidad de masa de un fluido, que pasa a través de una tubería y es almacenado en un cierto intervalo de tiempo, obteniéndose así un flujo másico. Al dividir la cantidad de masa que se almacena entre la densidad de dicho fluido, se obtiene el valor correspondiente a un volumen, que al relacionarlo con el tiempo se obtiene un flujo volumétrico. Tanto el flujo másico como el flujo volumétrico pueden ser comparados con el volumen que se indica en los medidores de flujo.

En esta técnica se emplea un procedimiento para determinar la cantidad de masa, el factor de calibración, el volumen de líquido y el tiempo, el cual recibe el nombre de Sistema Estático de Pesado.

El sistema estático de pesado consiste en recolectar en un tanque de pesaje, una cantidad de líquido (agua) que ha pasado por una tubería en un intervalo de tiempo establecido y que posteriormente es pesada.

Para ello cuenta con un tanque de almacenamiento soportado en tres celdas de carga, una válvula desviadora de flujo y un sistema de control, que sincroniza la válvula desviadora de flujo, la señal del medidor y el conteo de tiempo.

Una vez instalado el medidor en el sistema, se regula un caudal, cuando éste se estabiliza y se logra el equilibrio térmico, entonces el sistema de control acciona la válvula desviadora de flujo y comienza a recibir la señal del medidor y se inicia la medición de tiempo; cuando se alcanza un valor predeterminado de masa en el tanque de almacenamiento, el sistema de control acciona la válvula para desviar el flujo de agua hacia la cisterna de drenado y se detiene la medición de tiempo y la recepción de la señal del medidor.

Antes de realizar las mediciones de masa final y de las condiciones ambientales, se da un tiempo de estabilización en el tanque, para posteriormente realizar las correcciones y determinar tanto el factor de calibración del medidor bajo prueba, así como la densidad del líquido.

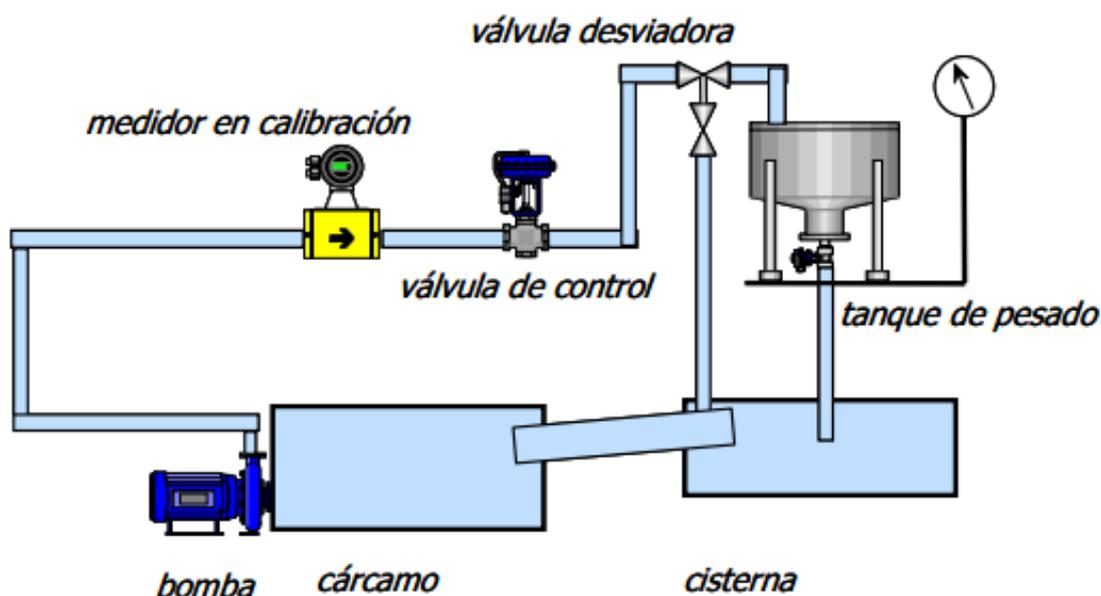


Figura B.2 Calibración gravimétrica (Estático de pesado).

Para obtener el factor de calibración empleando un sistema estático de pesado, se debe dividir la masa de agua corregida colectada en el sistema estático de pesado entre la masa registrada por el medidor.

$$FC = \frac{m_p}{m_m}, \quad B.1$$

Dónde:

FC	Factor de calibración.
m_m	Masa de agua registrada en el medidor.
m_p	Masa de agua corregida colectada en el contenedor.

Para determinar la masa corregida contenida en el tanque de almacenamiento, se emplea la siguiente ecuación:

$$m_p = m_i * f_{cm} * C_{Div} \frac{1 - \frac{\rho_a}{\rho_p}}{1 - \frac{\rho_a}{\rho}}, \quad B.2$$

Dónde:

m_p	Masa de agua corregida colectada en el contenedor.
m_i	Masa de agua registrada en el sistema de pesado.
f_{cm}	Corrección de masa determinado por el fabricante del sistema de pesado.
C_{Div}	Corrección de masa debido a la válvula desviadora.
ρ_a	Densidad del aire.
ρ_p	Densidad de las pesas utilizadas por el sistema.
ρ	Densidad del agua.

B. Calibración volumétrica, proceso con tanques de calibración.

Este método consiste en comparar un volumen indicado en un patrón volumétrico contra el volumen medido directamente por medio del medidor de flujo, ambos a condiciones estándar. A través de esta comparación de volúmenes, se determina que tan exacta es la medición del medidor de flujo.

Esta técnica contempla el empleo de tanques de calibración o medidas volumétricas, probadores de desplazamiento positivo tipo bidireccionales, probadores de desplazamiento positivo compactos y medidores de flujo de referencia, utilizados como patrones volumétricos de referencia en la calibración de medidores de flujo de líquidos.

El equipo que se utiliza para este tipo de calibración es el siguiente:

- ✚ Tanque de calibración cuya capacidad debe ser igual o mayor al volumen colectado al flujo máximo del medidor en un minuto.
- ✚ Sensores de temperatura instalados en la medida volumétrica y en la línea, lo más cercano al medidor de flujo con división de la escala de 0.1°C.
- ✚ Sensor de presión.
- ✚ Cronómetro con división de la escala de centésimas de segundo.

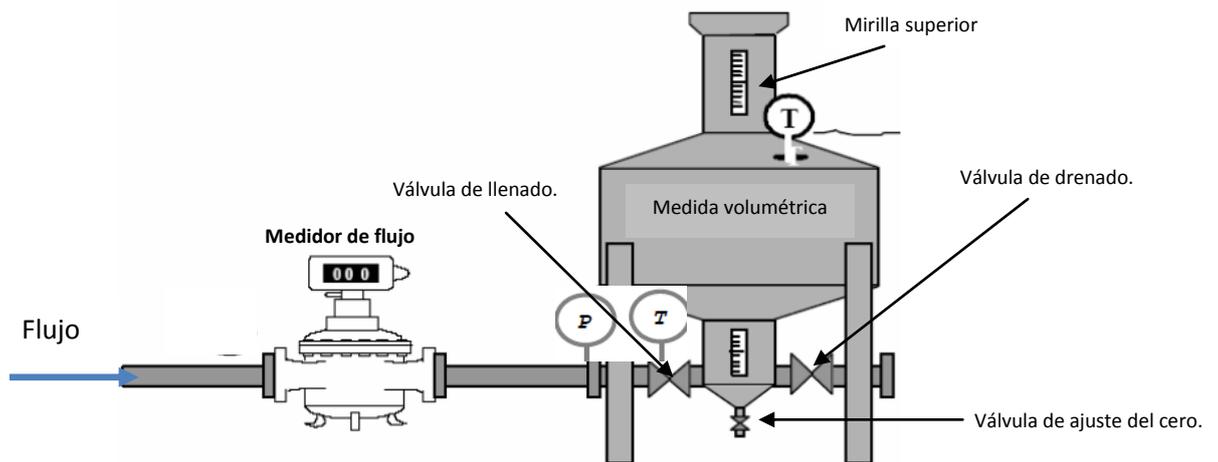


Figura B.3 Calibración empelando un tanque de calibración.

El proceso de calibración utilizando este tipo de equipos es, a grandes rasgos el siguiente:

- 1) Cerrar la válvula de drenado de la medida volumétrica con el objeto de llenarla.
- 2) Cuando la medida volumétrica se ha llenado hasta un punto de la escala preestablecido, de preferencia el cero, cerrar la válvula de llenado.
- 3) Abrir la válvula de drenado de la medida volumétrica para vaciarla.
- 4) Cuando el nivel de líquido aparece en la mirilla del cuello inferior de la medida volumétrica, se debe cerrar la válvula de drenado y abrir la válvula de ajuste del cero dando un tiempo de escurrimiento de 30 segundos antes de cerrar la válvula de ajuste del cero.
- 5) Verificar que el indicador del medidor marque cero y/o se efectúa el registro de la lectura inicial del medidor.

- 6) Iniciar las corridas a un flujo determinado, abriendo la válvula de llenado de la medida volumétrica.
- 7) Mientras se colecta el volumen en la medida volumétrica, se debe registrar la lectura de temperatura y de la presión de la línea, así como el flujo indicado.
- 8) Cuando aparezca el líquido en el cuello superior de la medida volumétrica, dejar que se acerque al volumen nominal y cerrar la válvula de llenado de la medida volumétrica.
- 9) Registrar la lectura del medidor.
- 10) Registrar la lectura de la escala de la medida volumétrica.
- 11) Registrar la temperatura de la medida volumétrica.
- 12) Repetir el procedimiento al menos tres veces para cada flujo.
- 13) Calcular el valor del mensurando y su incertidumbre con los datos obtenidos.

Para obtener el factor de calibración empleando un tanque de calibración o medida volumétrica abierto, se debe de dividir el volumen corregido que se lee en la mirilla superior de la medida volumétrica entre el volumen corregido registrado por el medidor. Lo anterior es equivalente a la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{BPV_a * CTS_p * CTL_p}{IV_m * CTL_m * CPL_m}, \quad B.3$$

Dónde:

FC	Factor de calibración.
BPV_a	Volumen de la medida a condiciones ambientales.
CTS_p	Factor de corrección por temperatura del acero en la calibración.
CTL_p	Factor de corrección por efecto de la temperatura del líquido en el tanque.
IV_m	Volumen indicado por el medidor bajo la prueba.
CTL_m	Factor de corrección por la temperatura del líquido en medidor.
CPL_m	Factor de corrección debido a la presión en el medidor.

Calculo de factores debidos a la temperatura.

Para el cálculo de los factores CTS_p , CTL_p y de CTL_m se recurre a la ecuación que describe la expansión volumétrica por lo que las ecuaciones para determinar cada uno de estos factores es la siguiente:

$$CTS_p = 1 + [3\alpha(T_t - T_s)], \quad B.4$$

$$CTL_p = 1 + \beta(T_t - T_s), \quad B.5$$

$$CTL_m = 1 + \beta(T_m - T_s), \quad B.6$$

Dónde:

CTS_p	Factor de corrección por temperatura del acero en la calibración.
CTL_p	Factor de corrección por efecto de la temperatura del líquido en el tanque.
CTL_m	Factor de corrección por la temperatura del líquido en medidor.
α	Coefficiente cubico de expansión térmica del material del tanque.
β	Coefficiente de expansión térmica del líquido.
T_t	Temperatura del tanque de medida.
T_m	Temperatura en el medidor.
T_s	Temperatura estándar.

El coeficiente de expansión térmica del tanque de calibración debe ser determinado por el fabricante y el coeficiente propio del fluido es un valor que se obtiene de pruebas de laboratorio.

Algunos valores comunes de α en la industria son los siguientes:

Tabla B.1 Valores de los coeficientes de expansión lineal de los materiales que se emplean para construir un tanque de calibración

Tipo de metal	Coefficiente lineal para α °C
Acero al carbono	0,0000112
Acero Inoxidable 304	0,0000173
Acero Inoxidable 316	0,0000159
Acero Inoxidable 17-4PH	0,0000108
Acero Invar Rod	0,0000014

Donde el número de acero inoxidable nos indica el grado de contenido de cromo y carbono.

Calculo de factores debidos a la presión.

El factor de corrección debido a la presión CPL_m se calcula de la siguiente manera:

$$CPL_m = \frac{1}{1 - (P_m * F)}, \quad B.7$$

Dónde:

CPL_m Factor de corrección debido a la presión en el medidor.

P_m Presión manométrica presente en el tanque.

F Factor de compresibilidad del líquido.

El factor de compresibilidad del líquido se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$F = 0.001 * e^{(-1.6208 + ((2.1592 * 10^{-4}) * T) + (0.87096 * (\rho_s)^{-2}) + ((4.2092 * 10^{-3}) * T * (\rho_s)^{-2}))}, \quad B.8$$

Dónde:

F Factor de compresibilidad del líquido.

T Temperatura en el medidor.

ρ_s Densidad del líquido a condiciones estándar.

C. Calibración volumétrica, proceso de desplazamiento positivo.

Un probador de medición, es una pieza de tubo que cuenta con dos detectores colocados sobre él, los cuales están separados a una distancia fija. Entre los dos detectores existe un volumen de espacio conocido, que es utilizado como referencia para ser comparado con el volumen registrado por el medidor, con el fin de determinar el factor de calibración para un medidor de flujo.

Todos los sistemas de probadores de desplazamiento, operan bajo el principio de desplazamiento repetido de un volumen conocido de líquido dentro de la sección de tubería entre los dos detectores y generalmente son empleados para calibrar medidores usados en la transferencia de custodia de hidrocarburos (medidores ultrasónicos, medidores Coriolis y medidores de desplazamiento positivo).

El desplazamiento de volumen puede llevarse a cabo por medio de una esfera o un pistón que viajan a través de la tubería, cuando la esfera o pistón pasan por el primer sensor mandan una señal eléctrica hacia un dispositivo que genera pulsos colocado en el

medidor, cuando la esfera pasa por el segundo detector se vuelve a mandar una señal que detiene la emisión de pulsos.

El número de pulsos que se genera mediante el dispositivo durante el tiempo que tarda en desplazarse el volumen entre los dos detectores, se relaciona con un factor denominado factor k y sirve para poder determinar el volumen de fluido que pasa a través del medidor.

El factor K es un factor que es proporcionado por el fabricante y nos indica cuantos pulsos son generados por barril o litro de fluido.

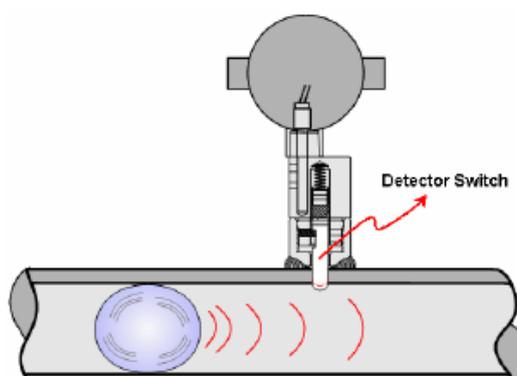


Figura. 2.35 Interruptor detector

Figura B.4 Interruptor detector.

Antes de probarse un medidor, el líquido se corre tanto a lo largo del medidor como del probador hasta que se estabilizan sus presiones y temperaturas. Esto asegura que las lecturas sean exactas. Cualquier diferencia sustancial en temperatura o presión se anota y se hacen las correcciones.

El probador debe tener un aislamiento térmico, ya sea con material aislante térmico o pintura ultrareflexiva de la radiación solar o estar bajo cubierta, con el fin de mantener la temperatura del fluido estable para facilitar los procesos de calibración de medidores. La principal consideración que determina la especificación de este aislamiento térmico tanto para la del probador como para la tubería asociada, es la ΔT entre la temperatura ambiente y la temperatura del fluido.

El equipo utilizado en este tipo de calibraciones es el siguiente:

- ✚ Probador bidireccional con volumen certificado a condiciones de referencia.
- ✚ Sensores de temperatura, tanto en el probador como en el medidor a calibrar. Incertidumbre en la medición de temperatura $\pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}$ o mejor. En mediciones de hidrocarburos se recomienda una incertidumbre de medición de temperatura $\pm 0.05^\circ\text{C}$. Referencia [7].
- ✚ Sensores de presión, tanto en el probador como en el medidor en calibración. Incertidumbre en la medición de presión $\pm 0.05 \text{ MPa}$ o mejor. En mediciones de hidrocarburos se recomienda una incertidumbre de $\pm 0.025 \text{ MPa}$ o mejor.

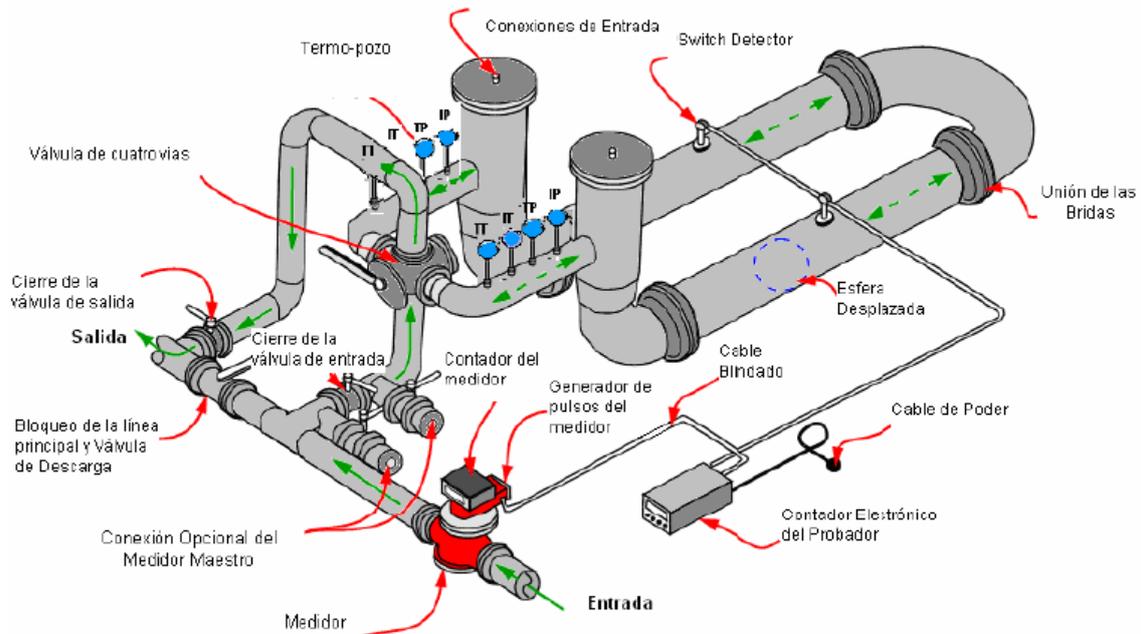


Figura B.5 Probador bidireccional empleado para calibrar.

El flujo pasa a través del medidor, sigue por la válvula de cuatro de vías y luego desciende a través del probador moviendo la esfera de la sección de lanzamiento. Luego pasa por el primer detector, cruza la sección calibrada, luego el segundo detector, y finalmente deposita la esfera en la sección de recepción. La corriente de flujo pasa alrededor de la esfera y por medio de la válvula de cuatro vías baja a la tubería. Cuando la esfera pasa por el primer detector, el contador del probador es activado para contar los pulsos del medidor hasta que el segundo interruptor detector se active. El número de pulsos acumulados en el contador del probador son enviados por el transmisor de pulsos durante la corrida de la esfera entre los dos detectores y el valor total es comparado con el volumen calibrado de la sección del probador para obtener así el factor del medidor.

El proceso de calibración se puede describir de la siguiente manera:

- 1) Fijar el flujo de prueba a través de la operación de la válvula instalada a la salida del probador.
- 2) Definir el volumen del probador al cual será calibrado el medidor.
- 3) Definir el número de corridas del probador.
- 4) Ambientar y eliminar aire del probador.
- 5) Iniciar la prueba (cambio de posición de la válvula de 4 vías).
- 6) Tomar los datos de temperatura presión y pulsos del medidor.

Para obtener el factor de calibración empleando un probador bidireccional, se debe de dividir el volumen corregido que se obtiene en el probador entre el volumen corregido registrado por el medidor. Lo anterior es equivalente a la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{V_{bp} * CTS_p * CPS_p * CTL_p * CPL_p}{VI_m * CTL_m * CPL_m}, \quad B.9$$

Dónde:

FC	Factor de calibración.
V_{bp}	Volumen base del probador a condiciones ambientales.
CTS_p	Factor de corrección por efecto de la temperatura del acero del probador.
CPS_p	Factor de corrección por efecto de la presión en el acero del probador.
CTL_p	Factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido dentro del probador.
CPL_p	Factor de corrección por la presión en el líquido dentro del probador.
VI_m	Volumen indicado por el medidor durante la prueba.
CTL_m	Factor de corrección por efecto de la temperatura del líquido en el medidor.
CPL_m	Factor de corrección por efecto de la presión en el líquido dentro del medidor.

Calculo de factores debidos a la temperatura.

Para el cálculo de los factores CTS_p , CTL_p y de CTL_m se recurre a la ecuación que describe la expansión volumétrica por lo que las ecuaciones para determinar cada uno de estos factores es la siguiente:

$$CTS_p = 1 + [3\alpha(T_t - T_s)], \quad B.10$$

$$CTL_p = 1 + \beta(T_t - T_s), \quad B.11$$

$$CTL_m = 1 + \beta(T_m - T_s), \quad B.12$$

Dónde:

CTS_p	Factor de corrección por temperatura del acero en la calibración.
CTL_p	Factor de corrección por efecto de la temperatura del líquido en el tanque.
CTL_m	Factor de corrección por la temperatura del líquido en medidor.
α	Coefficiente cubico de expansión térmica del material del tanque.
β	Coefficiente de expansión térmica del líquido.
T_t	Temperatura del tanque de medida.
T_m	Temperatura en el medidor.
T_s	Temperatura estándar.

El coeficiente de expansión térmica del tanque de calibración debe ser determinado por el fabricante y el coeficiente propio del fluido es un valor que se obtiene de pruebas de laboratorio.

Calculo de factores debidos a la presión.

Para el cálculo de los cambios de volumen que involucran a la tubería del probador CPS_p se utiliza el siguiente modelo:

$$CPS_p = \frac{P * D_i}{\gamma * t}, \quad B.13$$

Dónde:

CPS_p	Factor de corrección por efecto de la presión en el acero del probador.
P	Presión manométrica en el instrumento de calibración.
D_i	Diámetro interno de la tubería del probador.
γ	Módulo de elasticidad del material del probador.
t	Espesor de la pared del probador.

El módulo de elasticidad es determinado por el fabricante mediante pruebas de laboratorio.

Las correcciones por la variación de presión en el líquido bajo distintas condiciones sigue el siguiente modelo:

$$CPL_p = \frac{1}{1 - (P_p * F)}, \quad B.14$$

$$CPL_m = \frac{1}{1 - (P_m * F)}, \quad B.15$$

Dónde:

CPL_p	Factor de corrección por la presión en el líquido dentro del probador.
CPL_m	Factor de corrección por efecto de la presión en el líquido dentro del medidor.
P_p	Presión manométrica medida en el probador durante la prueba.
P_m	Presión manométrica medida en el medidor durante la prueba.
F	Factor de compresibilidad del líquido.

El factor de compresibilidad se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$F = 0.001 * e^{(-1.6208 + ((2.1592 * 10^{-4}) * T) + (0.87096 * (\rho_s)^{-2}) + ((4.2092 * 10^{-3}) * T * (\rho_s)^{-2}))}, \quad B.16$$

Dónde:

F	Factor de compresibilidad.
T	Temperatura del proceso.
ρ_s	Densidad del fluido a condiciones estándar.

El factor de compresibilidad se debe calcular tanto para las condiciones del medidor como para las del instrumento de calibración por lo que las temperaturas se deben tomar en ambos procesos.

Una vez determinado el factor de calibración por cualquiera de los métodos anteriores se puede continuar con los cálculos del volumen neto a condiciones estándar.

ANEXO C. LISTADO DE NORMAS TÉCNICAS DE USO COMÚN EN LA INDUSTRIA

El siguiente es un listado de normas emitidas por diversos organismos que estandarizan prácticas de uso común en la industria y que están relacionadas con los procesos de medición de hidrocarburos. Estas normas se mencionan en el Plan Rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2011-2015.

Norma	Contenido de la norma.
NOM-001-SECRE-2003	Calidad del gas natural.
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida.
NOM-011-SCGL-2004	Instrumentos de medición. Termómetros de líquidos en vidrio para uso general. Especificaciones y métodos de prueba.
NOM-014-SCFI-1997	Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P.
NMX-CH-140-IMNC-2002	Guía para la expresión de la incertidumbre en las mediciones.
NMX-CC-IMNC-10012-2004 (ISO 10012:2002)	Sistemas de gestión de las mediciones. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.
NMX-EC-17025-IMNC-2006	Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
NRF-028-PEMEX-2004	Diseño y construcción de recipientes a presión.
NRF-032-PEMEX-2005	Sistema de tuberías en plantas industriales-Diseño y especificaciones de materiales.
NRF-035-PEMEX-2005	Sistema de tuberías en plantas industriales-Instalación y pruebas.
NRF-036-PEMEX-2003	Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.
NRF-048-PEMEX-2003	Diseño de instalaciones eléctricas en plantas industriales.
NRF-049-PEMEX-2001	Inspección de bienes y servicios.
NRF-081-PEMEX-2005	Medición ultrasónica de hidrocarburos en fase gaseosa.
NRF-083-PEMEX-2004	Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase gaseosa.

Norma	Contenido de la norma.
NRF-111-PEMEX-2006	Equipos de medición y servicios de metrología.
NRF-148-PEMEX-2005	Instrumentos para medición de temperatura.
NRF-152-PEMEX-2006	Actuadores para válvulas.
NRF-161-PEMEX-2006	Instrumentos de nivel tipo servo-operados.
NRF-162-PEMEX-2006	Placas de orificio.
NRF-240-PEMEX-2006	Medición ultrasónica para hidrocarburos en fase líquida.
NRF-241-PEMEX-2006	Instrumentos transmisores de presión y presión diferencial.
NRF-242-PEMEX-2006	Instrumentos transmisores de temperatura.
OIML R117	Measuring systems for liquids other than water.
ISO 2186:1973	Fluid flow in closed conduits-Connections for pressure signal transmission between primary and secondary elements.
ISO 2714:1980	Liquid hydrocarbon- Volumetric measurement by displacement meter systems other than dispensing pumps.
ISO 2715:1981	Liquid hydrocarbons- Volumetric measurement by turbine meter systems.
ISO 4006:1991	Measurement of fluid flow in closed conduits- Vocabulary and symbols.
ISO 4266-1:2002	Petroleum and liquid petroleum products- Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods- Part 1: Measurement of level in atmospheric tanks.
ISO 4266-4:2002	Petroleum and liquid petroleum products- Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods- Part 4: Measurement of temperature in atmospheric tanks.
ISO 4267-2:1998	Petroleum and liquid petroleum products- Calculation for oil quantities-Part 2: Dynamic measurement.
ISO 5024	Petroleum liquids and liquefied petroleum gases- Measurement- Standar reference conditions.

Norma	Contenido de la norma.
ISO 5167-1:2003	Measurements of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full-Part 1: General principles and requirements.
ISO 5167-2:2003	Measurements of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full-Part 2: Orifice plates.
ISO 5168:2005	Measurement of fluid flow-Evaluation of uncertainties.
ISO 6551:1982	Petroleum liquid and gases- Fidelity and security of dynamic measurement - Cabled transmission of electric and/or electronic pulsed data.
ISO 6976:1995	Cálculo de valores de poder calorífico, densidad, densidad relativa índice Wobbe en base a datos de composición.
ISO 7066-2:1998	Assessment of uncertainty in the calibration and use of flow measurement devices. Part 2:non linear calibration relationships.
ISO 7278-1:1987	Liquid hydrocarbons- Dynamic measurement-Proving systems for volumetric meters-Part 1 General principles.
ISO 7278-2:1988	Liquid hydrocarbons - Dynamic measurement - Proving systems for volumetric meters - Part 2: pipe provers.
ISO 8222:1987	Petroleum measurement systems - Calibration - Temperature corrections for use with volumetric reference measuring systems.
ISO 8697:1999	Liquid hydrocarbons- Transfer accountability-Assessment of board quantity (OBQ) and quantity remaining on board (ROB)
ISO 9200:1993	Crude petroleum and liquid petroleum products - Volumetric metering of viscous hydrocarbons.
ISO 9403	Crude petroleum - Transfer accountability - Guidelines for cargo inspection.
ISO 9951:1993	Measurement of gas flow in closed conduits - Turbine meters; Corrigendum 1.

Norma	Contenido de la norma.
ISO 5167-1:2003	Measurements of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full-Part 1: General principles and requirements.
ISO 5167-2:2003	Measurements of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full-Part 2: Orifice plates.
ISO 5168:2005	Measurement of fluid flow-Evaluation of uncertainties.
ISO 6551:1982	Petroleum liquid and gases- Fidelity and security of dynamic measurement - Cabled transmission of electric and/or electronic pulsed data.
ISO 6976:1995	Cálculo de valores de poder calorífico, densidad, densidad relativa índice Wobbe en base a datos de composición.
ISO 7066-2:1998	Assessment of uncertainty in the calibration and use of flow measurement devices. Part 2:non linear calibration relationships.
ISO 7278-1:1987	Liquid hydrocarbons- Dynamic measurement-Proving systems for volumetric meters-Part 1 General principles.
ISO 7278-2:1988	Liquid hydrocarbons - Dynamic measurement - Proving systems for volumetric meters - Part 2: pipe provers.
ISO 8222:1987	Petroleum measurement systems - Calibration - Temperature corrections for use with volumetric reference measuring systems.
ISO 8697:1999	Liquid hydrocarbons- Transfer accountability-Assessment of board quantity (OBQ) and quantity remaining on board (ROB)
ISO 9200:1993	Crude petroleum and liquid petroleum products - Volumetric metering of viscous hydrocarbons.
ISO 9403	Crude petroleum - Transfer accountability - Guidelines for cargo inspection.

Norma	Contenido de la norma.
ISO 13740:1998	Crude petroleum and petroleum products - Transfer accountability - Assessment of vessel experience factor on loading (VEFL) and vessel experience factor on discharging (VEFD) of ocean - going tanker vessels.
ISO 15377:2007	Measurement of fluid flow by means of pressure-differential devices-Guidelines for specification of orifice plates, nozzles and Venturi tubes beyond the scope ISO 5167.
ISO 10790:1999/Amd.1:2003	Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection installation and use of Coriolis meter (mass flow, density and volume flow measurement). Amendment 1: Guidelines for gas measurement.
ISO/TR 12764:1997	Measurement of fluid flow in closed conduits - flowrate measurement by means of vortex shedding flowmeters inserted in circular cross - Section conduits runnings full.
ISO/TR 12765:1998	Measurement of fluid flow in closed conduits - Methods using transit - time ultrasonic flowmeters.
IEC 60534-1:2005	Industrial process control valves - Part 1: control valve terminology and general considerations.
IEC 60534-2-3:1997	Industrial - process control valves - Part 2-3: Flow capacity - Test procedures.
IEC 60534-7:1989	Industrial - process control valves - Part 7: Control valves data sheet.
IEC PAS 62382:2004	Electrical and instruments loop check.
API MPMS 2:2001	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 2 - Tank calibration.
API MPMS 3:2001	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 3 - Tank gauging.
API MPMS 4: 2003	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 4 - Proving systems. Section 2 - Displacement provers.

Norma	Contenido de la norma.
API MPMS 4: 2003	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 4 - Proving systems. Section 4 -Master meter provers.
API MPMS 5 1995	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 1 - Metering - General considerations for measurement by meters.
API MPMS 5.6 2002	Mesurement of liquid hydrocarbons by Coriolis meters.
API MPMS 8	Sampling.
API MPMS 10	Sediment and water.
API MPMS 11.1	Volume correction factors
API MPMS 11.2	Compressibility Factors for Hydrocarbons.
API MPMS 12.2.3.1998	Part 3 proving reports.
API MPMS 12.2.4.1997	Calculation of base prover volumes by waterdraw methods.
API MPMS 13.2 1994	Methods os Evaluating Meter Proving Data.
API MPMS 12.2 1981 (R2002)	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 12 - Calculation of petroleum quantities Section 2 - Calculation of liquid petroleum quantities measured by turbine or displacement meters.
API MPMS 14.1 1993	Collecting and Handling of natural gas samples for custody transfer.
API MPMS 14.6 1991 (R2006)	Manual of petroleum measurement standards. Chapter 14 - Natural gas fluids measurement. Section 6 - Continous density measurement.
API MPMS 17.1 2005	Guidelines for marine cargo inspection.
API MPMS 17.5 2005	Guidelines for cargo analysis and reconciliation quantities.
API MPMS 19. 2002	Evaporative loss measurement.
API MPMS20.1 1993	Allocation measurement
API RP 85 2003	Use of subsea gas - water flowmeters in allocation measurement systems.
API RP 86 2005	Recommended practice for measurement of multiphase flow.

Norma	Contenido de la norma.
API RP 551.1993 (R2000)	Process measurement instrumentation.
AGA 8	Compresibility factors for natural gas and other related gasses.
ANSI/API RP 555 2001	Process analyzers.
ASME B31.3-2004	Process piping.
GPA STD 2261	Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by chromatography.
P.1.0000.09:2005	Embalaje y marcado para embarque de equipos y materiales.
P.2.0000.04:2007	Manual de especificaciones. Sistemas de medición fiscal de hidrocarburos.
P.2.0514.02:2006	Sistema de medición fiscal de hidrocarburos en fase gaseosa. Segunda edición, Noviembre 2006.
P.2.0514.03:2006	Sistema de medición fiscal de hidrocarburos en fase líquida. Segunda edición, Noviembre 2006.
P.2.0514.04:2006	Medidor de flujo tipo coriolis para hidrocarburos fase líquida y gas, Segunda edición, Noviembre 2006.
P.2.0514.05:2006	Medidor de flujo tipo ultrasónico para hidrocarburos fase líquida y gas, Segunda edición, Noviembre 2006.
P.2.0514.06:2006	Medidor de nivel tipo radar en tanques de almacenamiento. Primera edición, Noviembre 2006.
P.2.0521.02:2006	SEM de flujo para hidrocarburos en fase líquida, transferencia de custodia. Primera edición, febrero 2006.