



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Método analítico para la reducción del
error sistemático en mediciones de
volumen de aceite en tanques
atmosféricos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Emmanuel Alejandro Romero Tello

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Ángel de María Clavel Mendoza



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado METODO ANALITICO PARA LA REDUCCION DEL ERROR SISTEMATICO EN MEDICIONES DE VOLUMEN DE ACEITE EN TANQUES ATMOSFERICOS que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

EMMANUEL ALEJANDRO ROMERO TELLO

Número de cuenta: 420053136

DEDICATORIA

Para mi madre, quien me amó toda mi vida y hoy
es bandera y estandarte de mis logros,
sí soy alguien es por ti y para ti,
aunque hoy no pueda verte.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la vida, acompañarme siempre y bendecir mi camino con personas, experiencias, oportunidades e incluso problemas, para hacer de mi alguien bueno. Gracias Señor por permitirme ser parte de tu creación y ser alguien que se acerca a ti a diario,

A mis papás, por creer en mí y darme todo con tal de cumplir mis sueños, hoy estoy aquí por ustedes, este trabajo es el resultado de nuestros esfuerzos. Papá, soy ingeniero porque me enseñaste a amar la ingeniería, te amo y admiro, si Dios quiere seré como tú algún día. Mamita, nunca conocí a una mujer con tantos dones como los tuyos, fuiste una mujer extraordinaria, dicen que me parezco a ti, y como me dijiste algún día, si soy inteligente es por ti, descansa en paz.

A mi hermano, por ser mi compañero durante toda la vida y una gran inspiración en aspectos de la vida que no se me dan tan bien, por enseñarme a ser tu hermanito mayor. Te dedico en buena parte este trabajo Eros, para que te inspire y seas un mejor profesional que yo.

A mi familia, porque si tengo un hogar es gracias a ustedes, al final siempre he de volver a casa.

Al ingeniero Rubén Ostos Villaseñor, por ser una gran fuente de inspiración y un ejemplo de trabajo duro y dedicación, además de apoyarme sobremedida con la realización de este proyecto, siendo pionero y precursor del tema.

A mi asesor M.I. Ángel de María Clavel, por enseñarme de metrología y asesorar este trabajo, para que pueda hacer de mí un profesionalista.

A mi amor, por ser mi motor y motivación cuando no tenía la fuerza para seguir, princesa, llegaste a mi vida para ser el pilar sobre el cual construya un futuro para ambos en ti veo al amor de Dios vuelto mujer, tu felicidad es mi meta, pequeñita te amo.

A mis amigos, porque sin ustedes la carrera hubiera sido imposible, no hay mejor grupo de amigos que el mío, a su lado cualquier reto me parece fácil, son brillantes y todos unos genios de los que he aprendido mucho.

A la UNAM, por formarme como ingeniero y junto a los muchos profesores que tuve, gracias por abrirme los ojos a un mundo nuevo, dónde todo es emocionante y bello, aprender en tus aulas fue lo más divertido que hice en mi vida.

CONTENIDO

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
LISTA DE FIGURAS.....	v
LISTA DE TABLAS	v
INTRODUCCIÓN.....	1
JUSTIFICACIÓN	3
CAPÍTULO 1. Proceso de producción y estabilización del aceite en superficie	4
1.1.- Proceso de producción de aceite estabilizado	5
1.2.1.-Separación de fases	7
1.2.2.- Deshidratación del aceite	8
1.2.3.-Desalado de aceite.....	10
1.3.- Almacenamiento del aceite estabilizado.....	11
CAPÍTULO 2. Fundamentos de metrología.....	13
2.1.- Importancia de la metrología	14
2.2.- Conceptos básicos de medición.....	16
2.2.1.- Exactitud y precisión	17
2.2.2.- Repetibilidad y Reproducibilidad de una medición.....	18
2.2.3.- Incertidumbre de medida	19
2.3.- Patrones de medida y trazabilidad	23
2.3.1.- Tipos y características de los patrones de medida	23
2.3.2.- Sobre la trazabilidad metrológica.....	25
2.4.- Esbozo de la metrología en la industria petrolera.....	26
2.4.1.- Tipos de mediciones de hidrocarburos	27
2.4.2.- Incertidumbre asociada a los Puntos de Medición.....	28
2.4.3.-Sistemas de medición y medidores utilizados en la industria petrolera	30
CAPÍTULO 3. Medición de volumen en tanques de almacenamiento atmosféricos	33
3.1.- Generalidades de los tanques de almacenamiento verticales.....	34
3.1.1.- Tipos de tanques de almacenamiento.....	36

3.1.2.- Partes de un tanque de almacenamiento	39
3.2.- Mediciones en tanques de almacenamiento	40
3.2.1.- Métodos de medición de volumen en tanques de almacenamiento atmosféricos	41
3.2.2.- Mediciones manuales en tanques atmosféricos	42
3.2.3.- Mediciones automáticas (ATG)	44
3.3.- Descripción de los procedimientos de medición manuales en tanques de almacenamiento atmosféricos	45
3.3.1.- Medición al vacío	45
3.3.2.- Medición al fondo	47
3.3.3.- Incertidumbre en mediciones de tanques atmosféricos	50
CAPÍTULO 4. Presentación del método propuesto	51
4.1.- Dilatación lineal del acero	52
4.1.1.- Coeficiente de dilatación lineal en el acero y corrección por dilatación en tanques atmosféricos	52
4.2.- Coeficiente de expansión volumétrica (líquidos)	55
4.2.1.- Corrección por expansión térmica del aceite	56
4.2.2.- Representación gráfica del factor de expansión del aceite	59
4.3.- Derivación de las expresiones para corregir por gas disuelto	62
4.4.- Derivación de las expresiones para corregir por temperatura	65
CAPÍTULO 5. Resultados Obtenidos	68
5.1.- Descripción del método obtenido	68
5.2.- Aplicación del método	73
5.3.- Comparación del método tradicional y método propuesto	76
5.4.- Discusión de los resultados	78
CAPÍTULO 6. Conclusiones y Recomendaciones	80
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama ejemplificativo del proceso de producción de hidrocarburos (Elaboración propia)	6
Figura 2 Esquema ejemplificativo de deshidratación y desalado general (Elaboración propia)	10
Figura 3 Tanque de almacenamiento. (Díaz del Castillo, 2018)	11
Figura 4 Clasificaciones de la metrología (Elaboración propia)	14
Figura 5 Posibles combinaciones de exactitud y precisión (Elaboración propia)	18
Figura 6 Error de medida e incertidumbre (Elaboración propia)	21
Figura 7 Representación gráfica de la trazabilidad (Elaboración propia)	25
Figura 8 Tipos de mediciones petroleras y sus incertidumbres (Elaboración propia)	29
Figura 9 Clasificación de tanques atmosféricos (Elaboración propia)	37
Figura 10 Esquema tanque de almacenamiento atmosférico (Elaboración propia).....	38
Figura 11 Partes de un tanque de almacenamiento atmosférico de techo fijo (Elaboración propia)	39
Figura 12 Cinta y plomada de medición manual (Emerson, 2021)	43
Figura 13 Plomada con pasta reveladora	43
Figura 14 Esquema medición al vacío (Elaboración propia).....	47
Figura 15 Esquema de medición manual a fondo (Elaboración propia)	49
Figura 16 Comportamiento del Volumen de referencia en función de la temperatura (Elaboración propia)	58
Figura 17 Diagrama de fases P vs v (Ostos,2023)	60
Figura 18 Diagrama T vs v propano (Ostos, 2023)	61
Figura 19 Proceso de separación gas-aceite en una batería (Elaboración propia)	63
Figura 20 Mercado de hidrocarburos (Ostos, 2023)	69
Figura 21 Resultados prueba de laboratorio factor β (Ostos, 2023).....	71
Figura 22 Diagrama de flujo método analítico (Elaboración propia)	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Magnitudes y unidades base del SI.....	16
Tabla 2 Incertidumbre promedio en Puntos de Medición (LTMMH,2012).....	28
Tabla 3 Coeficientes de dilatación lineal (Young y Freedman, 2009)	52
Tabla 4 Resultados procedimiento de medición (Ostos, 2023)	73
Tabla 5 Propiedades del aceite medido	74
Tabla 6 Resultados corrección por gas disuelto	74
Tabla 7 Resultados corrección por expansión volumétrica del aceite	74
Tabla 8 Resultados volumen final	75
Tabla 9 Gastos producidos	75

INTRODUCCIÓN

La medición es un proceso que consiste en obtener valores comparativos de manera experimental, donde dichos valores pueden ser asociados a una magnitud de referencia y que en la industria sirven como elementos básicos para la correcta toma de decisiones. La metrología se define como la ciencia de las mediciones y sus aplicaciones y es la base del desarrollo científico y tecnológico de cualquier país.

La importancia de obtener resultados de medición lo más correctos posibles reside en que físicamente es imposible obtener valores perfectos o con ausencia de incertidumbre, por lo que al resultado de medida se asocia un nivel de confianza en cualquier proceso y para la industria petrolera es fundamental sobre todo en sus Puntos de Medición y de transferencia de custodia¹ o venta, dotando así de certidumbre a las partes involucradas. En mediciones de hidrocarburos las magnitudes de interés son aquellas que involucran la cantidad y Calidad del producto, es decir, volumen, masa y composición química.

Durante la producción y transporte de petróleo crudo en superficie, se pueden definir varios tipos de medición de caudal (en tuberías) y/o volumen (mediciones estáticas en tanques de almacenamiento). Ejemplos de estos puntos son las Baterías de Separación y Centrales de Almacenamiento y Bombeo. Para determinar el tipo de medición a realizar se debe considerar que en cuanto más cercano se encuentre al pozo el resultado de la medición contará con mayor nivel de incertidumbre debido al tipo de flujo presente, donde normalmente se instalan medidores cuya exactitud aún no es aceptable para la transferencia de custodia, dada la naturaleza multifásica de las corrientes y la falta de estabilización en cada fase. En contra parte, si se realizan procedimientos de medición en las baterías después de procesos de separación y estabilización de hidrocarburos la incertidumbre asociada será menor, hasta llegar a los tanques de almacenamiento y Puntos de Medición para transferencia de custodia donde generalmente el aceite y gas están procesados y estabilizados, siendo muchos de estos lugares aprobados como Puntos de Medición por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ahora función de

¹ Se define a la transferencia de custodia como el proceso de compraventa de hidrocarburos donde los derechos y responsabilidades sobre el producto se transfieren de propietario.

la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, haciendo posible la posterior fiscalización del aceite o gas. En particular el proceso de medición para determinar el volumen de crudo en un tanque atmosférico (TA) cuenta con un gran número de contribuciones a la incertidumbre de medida, a la fecha se continúa utilizando el método tradicional de aforo de tanques con cinta y plomada para determinar el volumen contenido en el tanque vertical (TV). Aunado a esto, existen factores físicos que pueden alterar el resultado de nuestras mediciones, estos factores involucran al material del tanque, el ambiente que rodea al tanque y al mismo aceite, resultando en elementos que de no ser corregidos representan un error de medida que pese a la adición del concepto de incertidumbre puede alejar al resultado del valor verdadero de la magnitud.

El presente trabajo tiene como **objetivo general** el proporcionar una nueva herramienta analítica para **disminuir el error de medida** en las mediciones de volumen en tanques de almacenamiento de petróleo crudo; y a su vez **reducir los factores que contribuyen a la incertidumbre** presentes en los procedimientos de medición que conforman los errores de tipo sistemáticos, esto realizando correcciones en el volumen de crudo producido por contenido de gas disuelto, por temperatura (@ 20°C, Patm) y por dilatación del tanque de almacenamiento. Para esto se requiere conocer la presión de vapor, las propiedades físicas (densidad específica γ_o , relación de solubilidad R_s y el factor de volumen B_o) y la curva característica del coeficiente de expansión volumétrica del crudo a medir; así como la constante del tanque corregida por temperatura. Para lo anterior se tienen como **objetivos específicos** conocer el proceso de producción de aceite y su tratamiento en superficie hasta llegar al tanque, describir el procedimiento actual para realizar las mediciones de volumen en tanques atmosféricos e identificar aquellos factores que aporten a los errores sistemáticos (conocidos como tipo B, VIM 2009), que se asocian precisamente con los factores de corrección en las ecuaciones aplicadas a procedimientos de esta naturaleza y por último derivar en expresiones matemáticas que corrijan los factores contribuyentes a la incertidumbre antes mencionados y sean una alternativa a la determinación del volumen medido mediante tablas de calibración. Es importante aclarar que se usarán de forma indistinta las palabras aceite o crudo para referirse al petróleo crudo.

JUSTIFICACIÓN

En el año 2021, Pemex Exploración y Producción realizaba casi la mitad de sus mediciones de volumen de aceite en tanques de almacenamiento, siendo estas (mediciones estáticas) incluso a día de hoy las que mayor presencia tienen en el territorio nacional, es por ello que una contribución a la disminución del error de medida sistemático puede permitir el tener un mayor control de la producción y poder brindar mayor confianza al proceso transferencia de custodia de hidrocarburos (interna o de exportación), al tener una mayor seguridad del volumen enviado durante la transferencia de custodia con el comprador y dotando de un mayor nivel de confianza a la incertidumbre asociada a este tipo de procedimientos de medida, siendo así indispensable el desarrollo de herramientas para la identificación y reducción del error de medición como la que tiene por objetivo esta investigación.

CAPÍTULO 1. Proceso de producción y estabilización del aceite en superficie

En este capítulo se presentan a los elementos que permiten desplazar a los fluidos del yacimiento hasta la superficie, se describen las etapas de tratamiento típicas que son necesarias para obtener aceite estabilizado² con el propósito de comprender el recorrido del crudo desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento.

Existen muchas formas de clasificar a los yacimientos de hidrocarburos, para la ingeniería petrolera una de las más relevantes es según el contenido que estos almacenen. Cuando un yacimiento petrolero es descubierto, el paso a seguir es el análisis y caracterización de su producto contenido cuyo propósito es la evaluación económica potencial del hidrocarburo a producir además de la definición del equipo necesario para su explotación y manejo en superficie. La clasificación según el hidrocarburo contenido en un yacimiento se divide en dos grandes bloques: de aceite y de gas; dentro de estas categorías los hidrocarburos pueden ser descritos como:

- a) Aceite negro
- b) Aceite volátil
- c) Gas y condensado
- d) Gas seco

Debido a que la medición de volumen de aceite es el objeto de investigación del presente trabajo, se presenta a continuación la descripción del recorrido y procesos generales que recorre la molécula de aceite desde el yacimiento hasta su respectivo almacenamiento donde el crudo debe cumplir con el contenido mínimo aceptable de agua, gas disuelto y sólidos como sales, establecidos en la normatividad nacional. El proceso termina con el

² Aceite que ha sido sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto, posteriormente, almacenarlo a las condiciones atmosféricas.

almacenamiento en tanques ya sea en las baterías de separación o en puntos de almacén para efectuar posteriormente las mediciones correspondientes.

1.1.- Proceso de producción de aceite estabilizado

En la mayoría de las ocasiones la producción petrolera se describe como una mezcla, debido a su compleja composición entre hidrocarburos de distinto peso específico, presencia de otros fluidos como el agua y sólidos acarreados por la propia agua libre, como sales, entre otras impurezas donde podemos incluir pequeñas porciones de minerales y arenas de la formación productora; las configuraciones de mezclas que podemos producir son variadas, siendo la más común un flujo multifásico conformado por una fracción líquida y una fracción de gas. Como se mencionó anteriormente, la composición de esta mezcla determina los elementos necesarios para su tratamiento en superficie, elementos que se incluyen a efecto de obtener un producto económicamente comerciable y que faciliten las operaciones de medición volumétrica o másica y de calidad del propio hidrocarburo.

Ahora bien, hemos de referirnos al Sistema Integral de Producción (SIP), como el conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento a la superficie, los separa y envía a instalaciones de tratamiento para su posterior almacenamiento y/o comercialización. Las partes constitutivas del SIP son las siguientes: yacimiento, pozo, cabeza de pozo, estrangulador, línea de descarga, cabezal de recolección, separadores, equipo de procesamiento y tanques de almacenamiento. Un vez que un pozo petrolero es perforado dentro de un yacimiento de hidrocarburos, el acarreo de los mismos es producto de las caídas de presión que existen a lo largo del SIP, podemos discretizar dichas caídas de presión señalando aquellas que nos son de mayor interés: siendo la primera de estas la presente entre el yacimiento y el pozo, los fluidos entran al pozo según la configuración de la terminación que haya sido empleada durante su construcción; en seguida la mezcla atraviesa el aparejo de producción del pozo donde se presenta la mayor caída de presión del sistema, ya que para un acarreo correcto a la superficie la energía presente en los hidrocarburos debe vencer a la fricción que se genera con las paredes de la tubería y principalmente superar a la caída de presión

generada por levantamiento de la mezcla multifásica en las tuberías verticales. Una vez en superficie, la producción es controlada mediante el estrangulador, y se envía a su próximo destino a través de la línea de descarga, siendo entonces que se pueden señalar otras dos caídas de presión importantes en estas etapas. A partir de este punto comienza la recolección de la producción que se enviará a las etapas de manejo correspondientes. Es importante señalar que para la recolección de la producción se configura el sistema de tal manera que uno o varios pozos envíen sus mezclas extraídas a un cabezal de recolección general, de ahí se envía al proceso de separación en las baterías donde se pueden realizar de igual forma las rectificaciones que se consideren necesarias, los fluidos separados son enviados a los equipos de procesamiento para ser estabilizados, dentro de esta categoría vamos a encontrar plantas rectificadoras, plantas de deshidratación, plantas endulzadoras, tanques de almacenamiento, tanques para segregación y asentamiento, entre otros. Por último, cada fluido es enviado a almacenar; el destino de los componentes hidrocarburos con potencial comercial puede ser para refinación y tratamientos químicos, en México esto corresponde al Sistema Nacional de Refinación (SNR), o bien, almacenarlos para su posterior venta y exportación mediante la transferencia de custodia a los compradores, todo este procedimiento se describe a continuación en la figura 1.

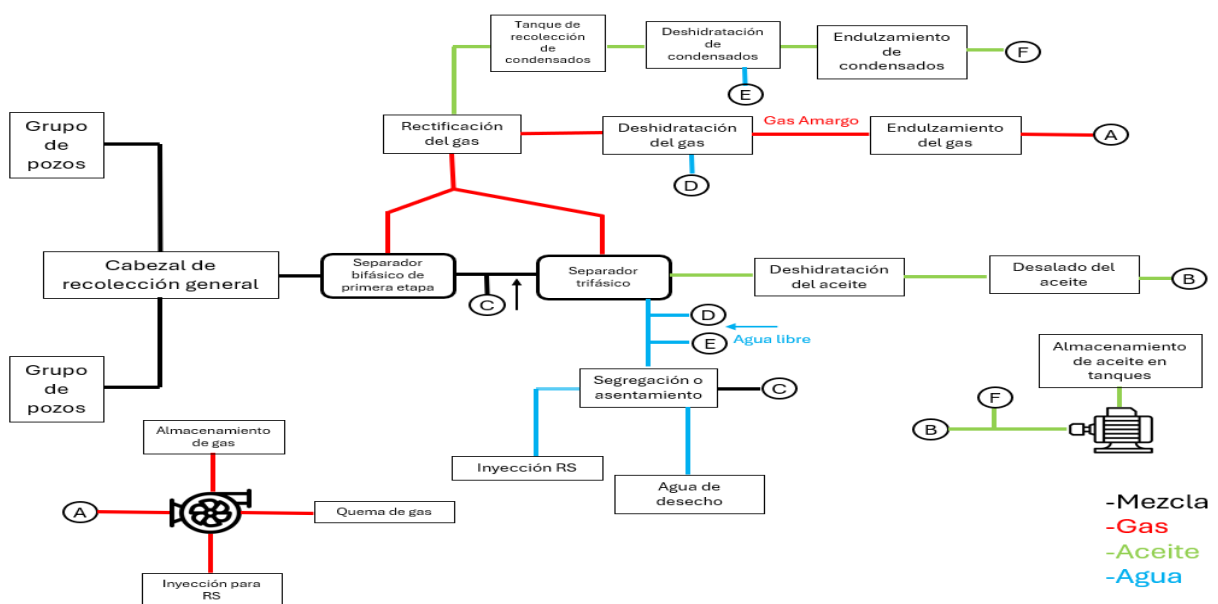


Figura 1 Diagrama ejemplificativo del proceso de producción de hidrocarburos (Elaboración propia)

1.2.- Descripción de las etapas de estabilización del aceite

Como se mencionó anteriormente, es una práctica común el enviar la mezcla producida de varios pozos a un cabezal de recolección general, para ser transportada a los equipos e instalaciones de acondicionamiento en superficie (Baterías), cuya planificación debe basarse en la producción extraída, esto es fundamental para garantizar una capacidad de manejo y procesamiento adecuados de los hidrocarburos, para no sufrir problemas por una baja u alta oferta.

1.2.1.-Separación de fases

Anteriormente se ha precisado que la corriente de hidrocarburos que se extrae del yacimiento se considera como un flujo único de producción compuesto por distintas fases que pueden ser hidrocarburos y no hidrocarburos, la fase líquida conformada por aceite y agua, el gas y vapor como fase gaseosa e incluso arenas de formación y sales minerales como fase sólida; siendo las configuraciones de la mezcla diversas es importante identificar el tipo de flujo a manejar (bifásico o trifásico).

Los separadores son los equipos utilizados para separar una fase de otra, pueden clasificarse de acuerdo con varios criterios: según su geometría (horizontales, verticales, esféricos, etc.), según las fases que separan (bifásicos o trifásicos) o por su finalidad operativa (de prueba, de uso general, filtros, entre otros). Como se observa en la figura 1, una configuración recomendable consiste en colocar primeramente un separador bifásico que extraiga el gas de la corriente de líquido y después un separador trifásico para dividir la mezcla en gas, aceite y agua no emulsionada en seno de aceite; la cantidad de etapas de separación requeridas se determinan con base a la eficiencia de los separadores y el costo que conlleva mantener esta eficiencia.

En general un separador funciona de la siguiente manera:

- a) La mezcla producida ingresa al separador y accede a la sección de separación primaria, donde el cambio de *momentum* o inercia de la corriente separa el líquido del gas en primera instancia.

- b) Posteriormente, el flujo llega a la sección de separación secundaria donde el líquido se separa del gas principalmente por efecto de segregación gravitacional, esto es, debido a que los pesos específicos de cada componente son distintos, la segregación gravitacional permite el asentamiento en el fondo de los componentes más pesados.
- c) Por último, la zona de extracción de niebla es donde por medio de la acción de fuerza centrífuga o por el fomento físico de coalescencia se separa de la corriente de gas a aquellas gotas de líquido ligero que se encuentran presentes en dicha corriente mediante el extractor de niebla.

Además, el separador debe contar con un área de asentamiento para los líquidos separados y componentes internos de control y extracción de fases. Al momento de realizar el diseño de cualquier separador las variables que se deben de controlar son el diámetro de este y su longitud efectiva, ya que dependiendo de su dimensionamiento se tendrá un determinado tiempo de residencia³ en el equipo.

Dadas estas etapas de separación se puede señalar que los separadores funcionan mediante los siguientes principios físicos: cantidad de movimiento (acción de la fuerza centrífuga), segregación gravitacional y coalescencia.

1.2.2.- Deshidratación del aceite

Luego de completar los procesos de separación, el aceite separado es transportado para ser deshidratado, debido a que los separadores trifásicos únicamente eliminan el agua libre o no la emulsionada mediante métodos mecánicos convencionales de separación de fases, sin embargo, cuando el agua se encuentra emulsionada en el aceite es necesario aplicar un procedimiento más avanzado que permita romper la emulsión existente.

En la industria petrolera es posible hablar de emulsiones de agua en seno de aceite, ya que se generan durante la producción y la conducción en superficie de hidrocarburos. En general se requiere de tres factores para la formación de una emulsión: la interacción de dos sustancias inmiscibles, agitación suficiente y la presencia de agentes emulsificantes que doten de estabilidad a la emulsión; en este caso el agua y aceite cumplen con el

³ Se llama tiempo de residencia al tiempo que toma desde que una partícula entra y salir del separador.

primer requisito, la agitación necesaria se produce durante su flujo y también se cuenta con agentes emulsificantes naturales intrínsecos al petróleo, principalmente surfactantes.

La ruptura de la emulsión puede lograrse mediante el uso de uno de los siguientes métodos o la combinación de estos: térmico, eléctrico y químico. En general, el objetivo de la aplicación de estos es desestabilizar la emulsión permitiendo así la coalescencia de las gotas de agua a efecto de poder separarlas del aceite mediante segregación gravitacional. A continuación, se describe cada método:

- a) Método térmico: su aplicación consiste en el uso de un intercambiador de calor, que al aumentar la temperatura del aceite reduce su viscosidad, permitiendo mayor libertad en el movimiento de las fracciones de agua. Esta facilidad de movimiento del agua beneficia al asentamiento de las sus fracciones más pesadas, además de favorecer la coalescencia entre gotas de menor tamaño que también componen la fase dispersa, facilitando su segregación.
- b) Método eléctrico: el objetivo de su uso es acelerar el acercamiento de las fracciones ligeras de la fase dispersa mediante electrodos que generen un campo eléctrico y eficientizar la coalescencia de estas, dado que el fenómeno de coalescencia suele ser el más tardado dentro de las etapas de deshidratación el uso de un campo eléctrico es una alternativa eficiente que acelera este proceso. El campo eléctrico aplicado puede ser inducido mediante el uso de corriente directa o corriente alterna a efecto de hacer interactuar las cargas eléctricas presentes en el agua y estas se atraigan a una mayor velocidad haciendo así coalescencia, la dirección que puede tomar cada gota de agua es determinada por su carga, misma que la dirige al electrodo de carga opuesta.
- c) Método químico: también conocido como tratamiento de la emulsión, consiste en la aplicación de un producto desemulsionante cuyo objetivo es romper la interfaz existente entre el aceite y al agua, logrando así que se deshace la estabilidad de la emulsión. Los agentes emulsificantes que dotan de estabilidad la emulsión son adsorbidos por las gotas de agua en seno de aceite, generando una película en la interfaz que proporciona la estabilidad mencionada, misma que debe tratarse químicamente.

Una vez descrito el funcionamiento de manera general de un producto desemulsionante es preciso apuntar que entre más temprana sea su inyección a la emulsión mayor será su eficiencia, es decir, su efecto está en función del tiempo de interacción con la propia emulsión. Por ello se recomienda su inyección en etapas tempranas de la producción o inclusive directamente al pozo de interés.

Existen ocasiones donde el beneficio económico y técnico justifica la combinación de los métodos ya descritos, haciendo más compleja la red de estabilización del aceite, añadiendo etapas extra antes de su almacenamiento en tanques verticales.

1.2.3.-Desalado de aceite

Antes de ser enviado a almacenamiento, es necesario someter al aceite a proceso de desalado debido a que el crudo puede contener partículas de sal que originalmente estuvieron asociadas al agua de formación principalmente. Para remover estas sales inorgánicas es necesario colisionar el flujo de aceite deshidratado con una corriente de agua fresca con un muy bajo contenido de sal para posteriormente volver a efectuar la separación de fases de agua y crudo. Es importante alcanzar los parámetros deseados de sal en el aceite para evitar problemas relacionados con la corrosión de tuberías o tanques, además de posibles incrustaciones.

Considerando estos procedimientos podemos representar un ejemplo del esquema de manejo de producción en superficie visto anteriormente, según lo ahora entendido la figura 2 representa los cambios aplicables en la propia Batería de Separación.

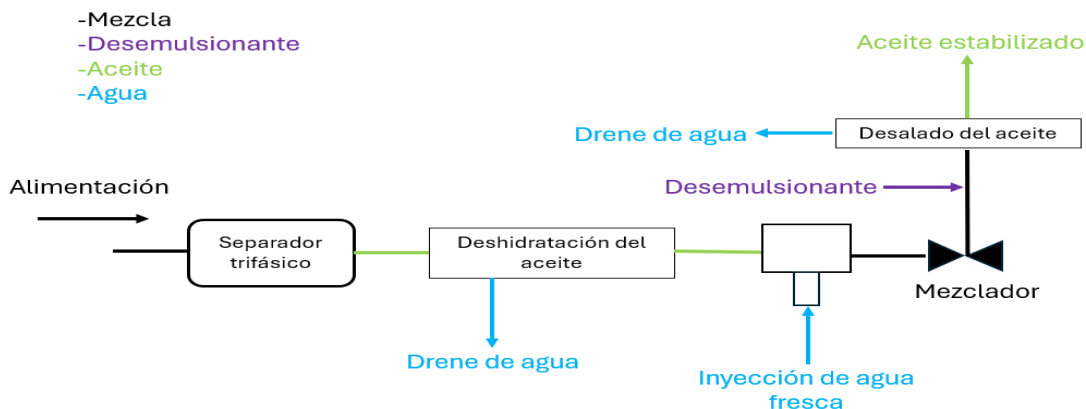


Figura 2 Esquema ejemplificativo de deshidratación y desalado general (Elaboración propia)

1.3.- Almacenamiento del aceite estabilizado

El almacenamiento de hidrocarburos es el proceso previo al transporte de estos para su comercialización si se presentan las condiciones de mercado óptimas para su compraventa o en el caso particular de México para envío de la producción al SNR a efecto de obtener distintos petrolíferos de interés nacional. Para almacenar aceite o gas se puede recurrir a almacenamiento subterráneo, o en superficie mediante el uso de buque tanques o de forma más convencional de tanques de almacenamiento en superficie como el mostrado en la figura 3.



Figura 3 Tanque de almacenamiento. (Díaz del Castillo, 2018)

En la actualidad para la industria petrolera mexicana la principal herramienta para el almacenamiento de aceite son los tanques de acero verticales. Además de simplemente preservar el aceite producido dentro del tanque de almacenamiento, los ingenieros

pueden realizar una serie de operaciones para el control de su transferencia de custodia, algunas de estas son:

- a) Medición de volumen
- b) Operaciones de muestreo
- c) Determinación de la presión de vapor del aceite

Dadas las posibles operaciones a realizar es evidente que el tanque debe contar con los accesorios necesarios para ejecutarlas: accesorios con funciones de control, de medición, de llenado, de vaciado y de sello.

Es menester mencionar que, aunque el aceite almacenado se ha denominado como estabilizado, existen pequeños porcentajes de gas, agua y sal que siempre van a tener presencia debido a la imposibilidad de garantizar el 100% de eficiencia encada equipo, por lo que se tienen residuos remanentes de las operaciones previas, aunque su porcentaje composicional es mínimo estos detalles cobran importancia al momento de hablar sobre el mantenimiento del tanque y sobre todo al realizar una transferencia de custodia y para nuestro particular interés al momento de ejecutar mediciones puesto que son características que podemos pensar en forma de contribuciones a la incertidumbre de medición, estos son puntos que hemos de retomar en los capítulos posteriores, profundizando en aquellos que presenten información de utilidad.

Una vez que el aceite producido ha sido separado, deshidratado y desalado, el porcentaje contenido de agua, gas, sal y elementos no hidrocarburos se registra en parámetros permisibles este se almacena en tanques, donde se acondiciona a presión y temperatura estándar (20°C y 14.7 psi o 1 atm) podemos denominar a nuestro aceite como estabilizado.

CAPÍTULO 2. Fundamentos de metrología

El presente capítulo tiene el objetivo de exponer la información necesaria para entender los conceptos básicos dentro de los procedimientos de medición, la teoría que incide en la correcta interpretación de los resultados de una medición. Cabe hacer notar que los conceptos de incertidumbre y error de medida suelen ser confundidos de manera frecuente, por lo que se destacan sus diferencias con la finalidad de caracterizar la naturaleza de la investigación presentada en este trabajo.

Medir es la base del desarrollo de la ciencia y el avance tecnológico, siendo esta la actividad primordial para la aplicación de la razón y el criterio para la toma de decisiones, referente a esto el Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial postula “El nivel de la ciencia metrológica de un país es la prueba más verídica de su desarrollo tecnológico” (CIDESI, 2010, p. 03).

Es por ello que, a medida que el ser humano desarrolló su capacidad cognitiva con el paso de los años fue imperiosa su necesidad de contar aquello que cobró relevancia para sí mismo, y con ello nace la necesidad de medir. Ahora bien, en la actualidad la metrología ha evolucionado en su propósito y normalidad, adaptándose a nuestro contexto y propósitos; es por ello que el grado de rigurosidad que debe ser empleado al momento de hablar sobre medición está establecido y regulado por aquellas entidades que se encargan de administrar su ejercicio diario tanto a nivel internacional como nacional, en el caso particular de México dichas entidades son: Secretaría de Economía (misma que cuenta con el Centro Nacional de Metrología CENAM), Procuraduría Federal del Consumidor, entre otras. Con el propósito de evitar confusiones en los conceptos de medición se vuelve indispensable el Vocabulario Internacional de Términos Fundamentales y Generales de Metrología (VIM, 3RA Edición, 2009), a efecto de exponer un lenguaje de metrología correcto, sobre todo aquellos conceptos que se usan de manera frecuente en la industria petrolera.

2.1.- Importancia de la metrología

La metrología es la ciencia que se encarga del estudio de las mediciones abarcando todos los aspectos teóricos y prácticos en esta materia, puede clasificarse de acuerdo con su función o según la aplicación para implementarla, esto puede observarse con detalle en la figura 4. Los patrones de medida y unidades que conforman el Sistema Internacional de Unidades son desarrollados mediante el uso de metrología científica, mientras que las mediciones que se relacionen con ámbitos técnicos y legales corresponden a la labor de la metrología legal, por último, la medición en procesos industriales donde se asegure la calidad en la producción de bienes y servicios es quehacer de la metrología industrial.

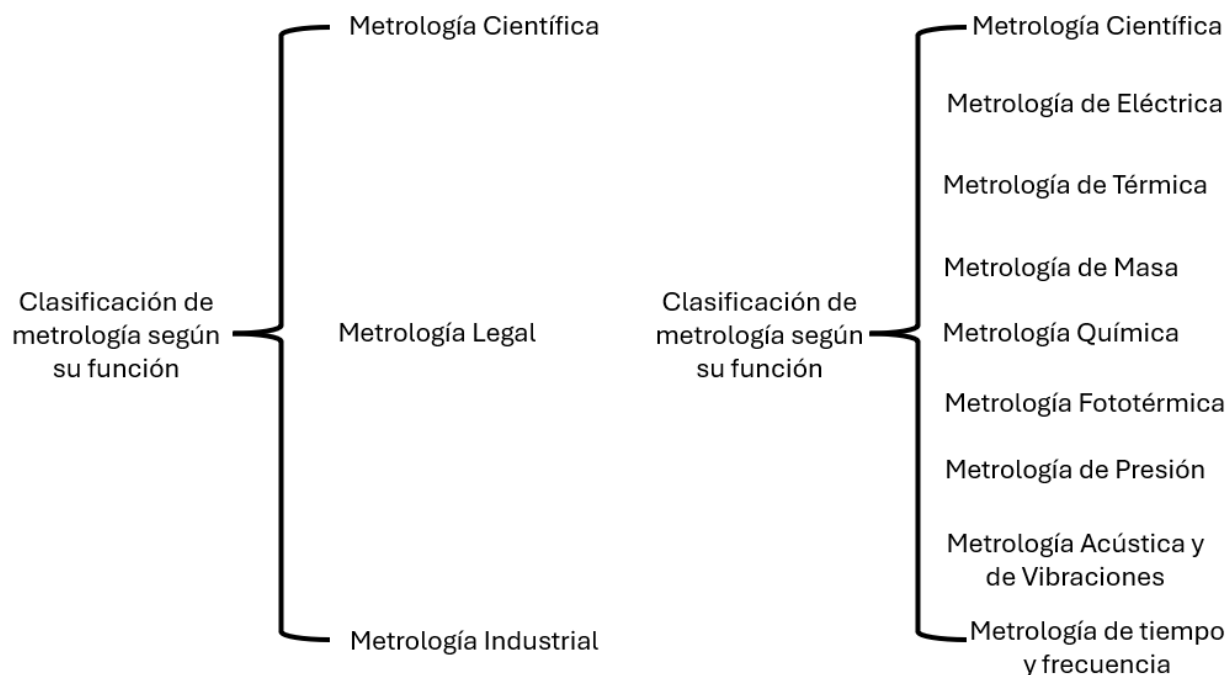


Figura 4 Clasificaciones de la metrología (Elaboración propia)

Para comprender la relevancia de la metrología en la actualidad, es indispensable plantear las siguientes preguntas: ¿qué es medir?, ¿para qué medimos? y ¿cuál es la importancia de realizar procesos de medición?

Medir se puede definir *a priori* como el proceso de realizar una comparación de una propiedad entre dos objetos: uno que se busca caracterizar y otro como referencia o patrón. Sin embargo, no es suficiente la simple acción de comparar a dos cuerpos para generar un veredicto o tomar una decisión crucial en procesos regulados como la acción de compraventa de hidrocarburos; por ello el VIM (2009) define como medición al “proceso que consiste en obtener **experimentalmente** uno o varios valores que puedan atribuirse razonablemente a una **magnitud**”. A partir de esto es posible señalar que medir nos sirve para conocer y en consecuencia poder realizar juicios o toma de decisiones de forma confiable y segura.

En cuanto refiere al propósito de realizar mediciones se puede apuntar a lo siguiente:

- a) Capacidad de controlar procesos.
- b) Garantizar obtener especificaciones deseadas, requisitos técnicos y ceñirse a lineamientos de normatividad.
- c) Proteger la economía de las partes involucradas en los procesos de medición.
- d) Caracterizar de forma correcta los productos y servicios.
- e) Certificar los sistemas de calidad y calibraciones necesarias.

Una vez realizadas las mediciones pertinentes, se dispone de la información necesaria para la toma de decisiones, siendo que se tiene amplio conocimiento sobre el qué, cómo y cuándo de aquellos procedimientos ejecutados.

En la industria petrolera la medición se aplica, entre varias funciones más, para el intercambio de productos y servicios que involucren hidrocarburos y el control de su calidad, específicamente en aquellos que se traten de arreglos para la transferencia de custodia de petrolíferos, siendo habilitada la capacidad de adjudicarles un precio justo basándose en los resultados de medida obtenidos. Por ello, se debe garantizar la fiabilidad de los procesos de medición, ya que una toma de decisiones equivocada puede repercutir en la pérdida de confianza y en un derrame económico no deseado.

Otro aspecto que se debe considerar para garantizar la correcta medición de hidrocarburos (ya sea medición de flujo o medición estática) es la calibración de los instrumentos de medida cuidando su resolución, estabilidad, intervalos de medida y

sesgos instrumentales a efecto de garantizar la trazabilidad del instrumento hasta un patrón internacional certificado.

2.2.- Conceptos básicos de medición

El ejercicio del quehacer diario de la metrología exige que los conceptos utilizados en las mediciones sean claro y homogéneo, por ello, en México la norma “NMX-Z-055-IMNC-2009” en conjunto con el VIM son las referencias predilectas para garantizar un correcto lenguaje metrológico.

La bibliografía antes referida se compone por 5 secciones principales que comprenden los siguientes apartados: magnitudes y unidades, medición, dispositivo para medir, propiedades de los dispositivos para medir y patrones de medida. En su primera sección el VIM define lo que es un sistema de magnitudes y un sistema de unidades, los cuales son las bases de las mediciones.

En general, el Sistema Internacional de Unidades define las magnitudes básicas y derivadas que se utilizan para las mediciones en la mayoría de los países, además de la asociación de las unidades de medida relacionadas a cada magnitud, siendo este un sistema coherente con relaciones magnitud-unidad uno a uno, véase la tabla 1. En la industria petrolera el uso del sistema inglés es un hábito normalizado, sin embargo, es importante reconocer que se trata de un sistema de unidades no coherente, ya que existen diversas unidades de medida asociadas a una sola magnitud, por ejemplo, para determinar longitud se puede hacer uso de unidades como pies, pulgadas y yardas.

Relación magnitud-unidad del SI	
Magnitud base	Unidad base
Longitud (L)	Metro
Masa (M)	Kilogramo
Tiempo (T)	Segundo
Corriente eléctrica (I)	Ampere
Temperatura termodinámica (Θ)	Kelvin
Cantidad de sustancia (N)	Mol
Intensidad luminosa (J)	Candela

Tabla 1 Magnitudes y unidades base del SI

A partir de las magnitudes base podemos determinar las derivadas, siendo la de nuestro particular interés el volumen, propiedad que será el mensurando a trabajar en la investigación.

Cuando se realiza un procedimiento de medición como producto se obtiene un valor medido de una magnitud, el cual representa el resultado de la medición, mismo que difiere del valor verdadero de la magnitud⁴, que es imposible conocer durante la práctica por la inherente naturaleza experimental de los procesos de medición, es menester el procurar una correcta calibración de los dispositivos utilizados, considerando su trazabilidad y una ejecución del procedimiento alineada por las directrices de cada método particular a efecto de garantizar un acercamiento aceptable a los valores verdaderos del mensurando⁵.

2.2.1.- Exactitud y precisión

A menudo, los conceptos de exactitud y precisión son considerados como sinónimos, sin embargo, aunque están estrechamente relacionados, se debe evitar confundir su significado, especialmente en varias disciplinas de ciencias e ingeniería.

En el ámbito de la medición, la diferencia entre ambas es notoria, especialmente al revisar su definición en el VIM, la exactitud se refiere a la proximidad del resultado obtenido con respecto al valor verdadero de un mensurando. En contraparte, la precisión indica la proximidad existente entre cada valor obtenido al repetir un mismo proceso de medición bajo condiciones controladas. Con ello es posible imaginar distintas combinaciones entre ambas para caracterizar los resultados, esto se aprecia en la figura 5.

⁴ Existen diversos enfoques para abarcar el concepto de valor verdadero para una magnitud, siendo en torno al error, asociando un único valor verdadero o desde el enfoque de incertidumbre que reconoce un intervalo o conjunto de valores aceptables como verdadero.

⁵ Se entiende por mensurando como la magnitud a determinar de un objeto, cuerpo o sustancia.

La exactitud depende del error de medida determinado, siendo el resultado de la diferencia entre el valor obtenido y uno de referencia, mientras menor sea esta diferencia se puede establecer una mayor exactitud. Por su parte, la precisión puede ser descrita mediante las herramientas otorgadas por la estadística y análisis de datos, ya que se puede caracterizar mediante la dispersión entre los valores, su varianza, o desviación.

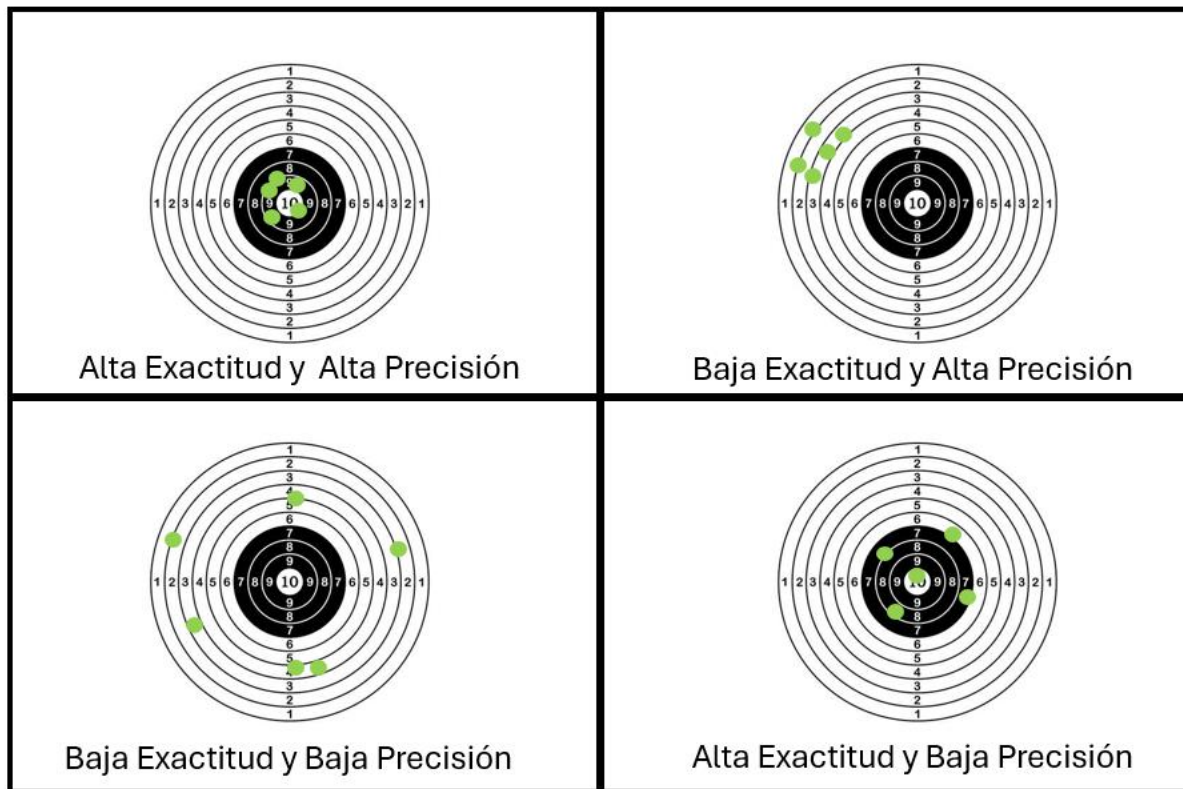


Figura 5 Posibles combinaciones de exactitud y precisión (Elaboración propia)

En cualquier caso, garantizar la exactitud y precisión durante las mediciones es una herramienta poderosa que asegura la fiabilidad de los resultados. Para esto es indispensable la correcta calibración de los dispositivos usados y una clara trazabilidad que se pueda ajustar a patrones de medida internacionales.

2.2.2.- Repetibilidad y Reproducibilidad de una medición

Además de los conceptos de exactitud y precisión, para garantizar la fiabilidad de una medición es necesario considerar la repetibilidad y reproducibilidad presentadas en los resultados obtenidos.

Se denomina a las condiciones de repetibilidad a aquellas presentadas durante la medición reiterada de un mismo objeto o sustancia que consideran el mismo procedimiento de medida, mismos sistemas, operadores, mismo ambiente y lugar, dado un corto plazo de tiempo de separación entre las repeticiones. Así pues, el que una medición sea repetible supone que se determina una precisión alta entre los resultados de las mediciones bajo las condiciones de repetibilidad establecidas previamente.

Por otro lado, si se realizan mediciones de los mismos objetos o sustancias, o por lo menos similares entre ellos, pero en diferentes locaciones, distintos sistemas y operadores, bajo un conjunto de condiciones que incluyan los parámetros anteriores se pueden definir como las condiciones de reproducibilidad de una medición. Siendo entonces que la reproducibilidad de una medida considera la precisión de los resultados bajo condiciones de reproducibilidad.

A través del acercamiento de estas definiciones con los conceptos de exactitud y precisión podemos determinar la fiabilidad de los sistemas de medición de forma interna, además también de ser capaces de evaluar y cuantificar las afectaciones o variaciones que existen en dichos sistemas por el cambio de condiciones presentadas. Al realizar mediciones bajo las mismas condiciones en las que los resultados no varíen entre sí superando una tolerancia dada, podemos determinar al sistema como repetible, y si al cambiar el lugar y equipo de medición los resultados nuevamente se ajustan a una variación tolerable, se trata de un sistema reproducible.

2.2.3.- Incertidumbre de medida

La incertidumbre asociada a los resultados de las mediciones es el valor intrínseco que refiere al nivel de confianza en cada procedimiento de medición, esto significa que sin importar la rigurosidad con la que se determinen y corrijan los componentes del error de medición resulta imposible para el ser humano eliminar dichos componentes en su totalidad, por lo que siempre ha de existir una incertidumbre asociada al resultado.

La definición formal de incertidumbre señala que la incertidumbre de medida es “parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, con base en la información usada” (VIM, 2009), por lo que es posible

razonar que, la incertidumbre es aquel valor que va a indicar la calidad de un resultado de medición reportado, incluyendo todos los aspectos derivados por errores aleatorios o sistemáticos asociados a patrones de medidas o correcciones aplicadas, mismos que no deben confundirse con los componentes de la incertidumbre aunque se suele tratar en algunos casos como fenómenos de la misma naturaleza.

Refiriendo a los componentes de la incertidumbre, para determinarlos de forma precisa se puede realizar distintos tipos de análisis:

- a) Evaluación tipo A de incertidumbre de medida: se realiza a partir de la distribución estadística de los valores procedentes de las mediciones y se pueden caracterizar mediante desviaciones típicas. Siendo así que el parámetro de piensa como incertidumbre típica de medida.
- b) Evaluación tipo B de medida: por la cual se pueden calcular los componentes de la incertidumbre restantes, haciendo uso de desviaciones típicas evaluadas a partir de funciones de densidad de probabilidad basadas en la información disponible.

Se debe señalar que el objeto de aplicación de la incertidumbre es el valor resultado de una medición, del cual se debe determinar su nivel de confianza, siendo la incertidumbre una forma de cuantificar la fiabilidad asociada a este valor o la caracterización de este resultado contra el intervalo donde se encuentra el valor verdadero del mensurando.

Es indispensable comprender las diferencias entre error e incertidumbre, los errores son aquellos aspectos imposibles de cuantificar en su totalidad, y que se debe procurar corregir, para acercar lo más posible nuestro resultado al valor verdadero de una magnitud, mientras que la incertidumbre por definición es un atributo de las mediciones que es cuantificable de esta forma, al ser corregidos los errores de medición, su incertidumbre asociada seguirá presente en el resultado. Estos errores cuentan con su propia clasificación:

- a) Tipo A: contiene a los errores de naturaleza aleatoria que se originan de aquellos cambios o variaciones impredecibles, teniendo efecto en observaciones repetidas.

- b) Tipo B: también llamados sistemáticos, se caracterizan por ser asociados a errores determinados de forma previa y que se relacionan con factores de corrección directamente.

En términos matemáticos, la ecuación que define al error de medida indica que este es la diferencia existente entre un valor de referencia de la magnitud y el valor medido del mensurando, esto es representado por la ecuación 1:

$$E = \tilde{A} - A \quad \dots (1)$$

Dónde:

E : Error de medida

$\tilde{A}$: Valor medido

A : Valor de referencia

Otra forma de expresar al error es mediante la suma de los componentes aleatorios (Tipo A) y los componentes sistemáticos (Tipo B). A continuación, en la figura 6, se representa la relación entre la incertidumbre asociada a una medición y el error siendo menester señalar que al no poder cuantificar todos los componentes que contribuyen al error (incluso llegan a asumirse como contribuyentes a la incertidumbre) y por ende no tener la posibilidad de corregirlos, el valor verdadero de la magnitud estudiada es imposible de conocer:

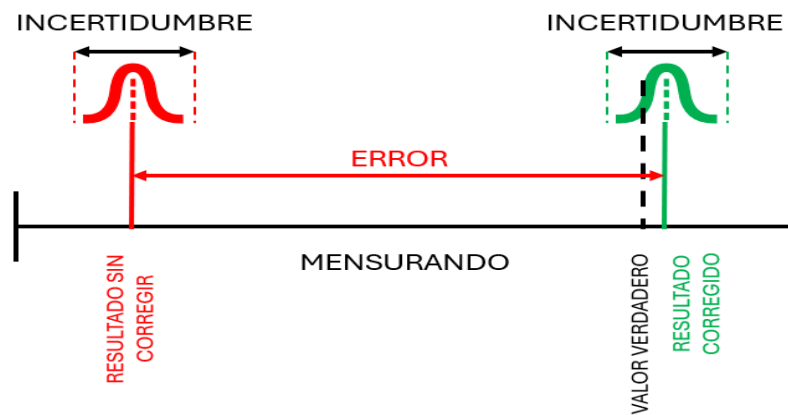


Figura 6 Error de medida e incertidumbre (Elaboración propia)

Ahora bien, una vez discretizadas y señaladas las diferencias entre el error e incertidumbre se pueden interpretar en la figura 6 que la incertidumbre refiere a la duda existente en el resultado de la medición aún después de su corrección, por lo que es indispensable cuantificar qué tan grande es esta duda y el porcentaje de confianza con que se declara. Una vez bien identificados el proceso de medición a realizar, el principio físico que lo rige y la magnitud a determinar se puede realizar el análisis para determinar y calcular los contribuyentes a la incertidumbre, para esto es recomendable realizar una lista donde se consideren todos aquellos aspectos o variables que tengan influencia en la incertidumbre asociada a nuestra medición, entre estas variables destacan: la incertidumbre heredada del patrón de referencia y de los dispositivos de medición, las condiciones ambientales y sus variaciones, las repeticiones del proceso de medición, la representatividad de las muestras, la reproducibilidad y repetividad de la medición y la resolución de los dispositivos de medición utilizados.

Con esta información es posible realizar un presupuesto de incertidumbre, mismo que describe a todos los contribuyentes de esta, incluyendo aquellos derivados de la incertidumbre tipo A y tipo B. Con toda la información descrita es posible representar el resultado de una medición de la siguiente forma:

$$Y = y \pm U \quad \dots (2)$$

Dónde:

Y : Representa el valor del mensurando

y : es el mejor valor estimado que se atribuye al mensurando

U : expresa el intervalo de incertidumbre relacionado con la medición con el nivel de confianza correspondiente

2.3.- Patrones de medida y trazabilidad

Anteriormente se ha destacado la importancia de poder comprobar la veracidad y confianza de los resultados obtenidos en las mediciones, para esto se enfatiza la importancia de las referencias disponibles como guía. Las herramientas que cumplen con este papel son los patrones de medida, que según el Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial se definen como “Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia” (CIDESI, 2010, p. 62); en otras palabras, un patrón de medida puede ser una medida materializada, un instrumento, sustancia o sistema de medición cuyas unidades y valores sirven como referencia en procedimientos de medición.

Los patrones de medida cuentan con una jerarquía establecida y la relación entre los eslabones que componen dicha jerarquía es conocida en términos metrológicos como trazabilidad.

2.3.1.- Tipos y características de los patrones de medida

Cuando se busca definir un patrón de medición se deben cumplir las siguientes condiciones:

- a) Universalidad: debe ser un valor y una unidad reconocida en todos los ámbitos.
- b) Reproducibilidad: el patrón debe ser capaz de reproducirse “n” cantidad de veces.
- c) Estabilidad: su valor debe ser el mismo y no variar con el paso del tiempo.

Una vez que se compruebe que la referencia cumple con estas características, se debe establecer su alcance, siendo que su nivel en la jerarquía establecida es función del nivel de reconocimiento del que esté dotado, como se cita a continuación:

- **Patrón de medida internacional.** Corresponde al nivel más alto, el valor y unidad de este son reconocidos a nivel internacional a efecto de hacer uso de él mundialmente. Su importancia radica en que son utilizados como la referencia para los patrones de medida nacionales, por lo que a medida que la tecnología

avance es menester actualizarlos de forma que se vuelvan lo más exactos posibles. Un ejemplo claro de un patrón internacional es la definición del prototipo del kilogramo.

- **Patrón de medida nacional.** Su reconocimiento es establecido por las autoridades de cada país o estado, y su aplicación garantiza la trazabilidad de los procedimientos de medición a nivel nacional. Se utilizan como la referencia para patrones primarios y secundarios.
- **Patrón primario de medida.** Establecido por procedimientos primarios de medición, se caracterizan por poseer las más altas cualidades metrológicas por lo cual se componen naturalmente por unidades básicas y derivadas.
- **Patrón secundario de medida.** Utilizado con el propósito de calibrar instrumentos de medición con respecto a patrones primarios para procedimientos de la misma naturaleza.
- **Patrón de referencia.** Utilizado para calibrar otros patrones de la misma índole con trazabilidad a los patrones secundarios, su nivel de uso es designado por una organización o lugar dado para su uso particular.
- **Patrón de medida de trabajo.** El más utilizado en la industria cuyo propósito es ser referencia para la calibración instrumentos de medición o sistemas de medida en laboratorios u otros lugares de trabajo.

La calibración⁶ de instrumentos o sistemas cobra especial relevancia dentro del tema, ya que la exactitud y precisión de las mediciones dependen ampliamente del nivel de calibración logrado para el procedimiento de medición. Además, mediante la ejecución de calibraciones se pueden identificar potenciales problemas o errores presentes en los instrumentos utilizados, tomando en cuenta esto se asegura la conservación de las propiedades del patrón de medida, como puede ser su incertidumbre, dotando de mayor control a la persona o entidad responsable de realizar mediciones.

Dentro de la industria del petróleo, la calibración de los medidores utilizados asegura que los volúmenes medidos sean confiables y se tenga seguridad en el valor reportado, típicamente calibrar medidores consiste en un proceso de comparación entre los

⁶ Se define como calibrador al patrón de medida utilizado como referencia para comparar durante las calibraciones.

resultados de medición obtenidos y alguna referencia conocida, como puede ser algún patrón.

2.3.2.- Sobre la trazabilidad metrológica

Como se ha mencionado anteriormente, los patrones de medida son las referencias establecidas para las mediciones, y son a su vez referencias para patrones de medición por debajo de estos en la jerarquía establecida. Esta relación existente es conocida como trazabilidad metrológica y es la propiedad asociada a un resultado de medida mediante la cual se relaciona con su referencia que a su vez pertenece a una cadena de eslabones ininterrumpidos documentados mediante las calibraciones realizadas. Esta propiedad presente en la jerarquía de los patrones se puede representar gráficamente mediante la figura 7:



Figura 7 Representación gráfica de la trazabilidad (Elaboración propia)

Cada eslabón de la cadena de trazabilidad metrológica hereda ciertas propiedades al siguiente del cual es referencia, esto es, que los patrones de medición pueden contribuir a la incertidumbre de medida como atributo de mayor peso.

De esta forma se puede señalar que la trazabilidad es una propiedad que no debe relacionarse con los medidores o sistemas de medición utilizados, sino con los valores obtenidos como resultado de las mediciones, de tal manera que podamos “rastrear” la fiabilidad del valor reportado comparando con aquellos patrones de mayor jerarquía, hasta llegar a los patrones internacionales de medición que son salvaguardados por el esfuerzo conjunto del *Bureau International des Poids et Mesures* (BIPM) y cada instituto nacional de metrología según sea el caso.

2.4.- Esbozo de la metrología en la industria petrolera

La entidad responsable de garantizar la confianza de las mediciones realizadas en nuestro país y la determinación de los patrones de medición nacionales es el Centro Nacional de Metrología (CENAM), institución que es dependiente de la Secretaría de Economía de México, de la cual se pueden obtener los siguientes servicios: aseguramiento de la trazabilidad en México (servicios de calibración), determinación de la hora oficial, transferencia de conocimiento y tecnología, metrología legal y acreditaciones.

El marco teórico sobre metrología en México, incluyendo su normatividad, lineamientos, definiciones y conceptos físicos, se puede consultar y estudiar en el registro histórico que marcó la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización, conformada por 5 títulos principales que abarcan los siguientes temas: disposiciones generales, metrología, normalización, acreditación y determinación del cumplimiento y verificación, la cual fue sustituida en julio de 2020 por la Ley de Infraestructura de la Calidad, que establece las bases vigentes de la política industrial y que promueve la calidad en la producción de bienes y servicios, asegurando el desarrollo económico y la protección del interés público. De igual forma si se desea ahondar más sobre el quehacer metrológico dentro de la industria petrolera en nuestro país se puede consultar los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) de la Secretaría de Energía (SENER) que se conforma de igual manera por 5 títulos y 62 artículos.

Dentro de la LTMMH se pueden encontrar las definiciones correspondientes a los tipos de mediciones realizadas a lo largo del recorrido de la producción de hidrocarburos en superficie, clasificadas según su propósito y el nivel de incertidumbre asociada a cada tipo de medición, a continuación, se exponen dichos tipos de mediciones y sus características.

2.4.1.- Tipos de mediciones de hidrocarburos

En el capítulo anterior se precisaron aquellos procesos generales en el manejo de la producción en superficie, dentro de este recorrido es indispensable garantizar el control sobre el volumen que entra y sale de cada etapa, por lo que es necesario realizar mediciones a lo largo del sistema cuyo nivel de confianza dependerá de la incertidumbre asociada a cada tipo de medición:

- a) Medición operacional: son aquellas que se realizan sin propósito de transferencia, tienen lugar durante las operaciones de producción por lo que se realizan en puntos cercanos al pozo, se cuantifica el volumen y la calidad de los hidrocarburos, un ejemplo son las mediciones multifásicas que se realizan con la mezcla producida por un pozo cuya incertidumbre es tan amplia que no permite tener confianza total en el resultado obtenido, siendo únicamente de uso particular su resultado de medida o la ejecución de aforo de pozos para determinar la producción de un pozo particular.
- b) Medición de referencia: mediciones que cuantifican volumen o masa y calidad de los hidrocarburos, normalmente con fines comparativos para datos procedentes de mediciones con menor incertidumbre. Un ejemplo de este tipo de mediciones puede presentarse después de procesos de separación donde se determina el volumen de cada fase separada y se compara con el flujo ingresado originalmente, haciendo posible realizar un balance de materia.
- c) Medición de transferencia: se realiza en los puntos de menor incertidumbre, como la medición de volumen de aceite en tanques verticales de almacenamiento, cuantifica volumen o masa y calidad de los hidrocarburos para realizar procesos de transferencia de custodia, dada la gran confianza con la que cuentan los resultados de las mediciones realizadas en este punto es posible determinar un precio justo para el aceite y gas, a efecto de realizar su correspondiente compra y venta.

d) Puntos de Medición: se trata de aquellos puntos aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), ahora SENER, donde se realizan las mediciones de volumen, masa, calidad y precio de los hidrocarburos producidos según para un contrato o asignación. Las propuestas para la asignación de un punto de medición las realizan las partes interesadas en el traspaso de los hidrocarburos, estas son evaluadas por la SENER y se decide la aprobación o no aprobación de estos.

2.4.2.- Incertidumbre asociada a los Puntos de Medición

La incertidumbre de cada tipo de medición varía de tal forma que mientras nos alejamos del pozo y los hidrocarburos hayan sido sometidos a procesos de estabilización la fiabilidad de los resultados de las mediciones aumenta, siendo que la incertidumbre para fiscalización del aceite o gas debe ser la menor posible, a efecto de garantizar la confianza con el comprador y efectuar el justo pago por el producto. A continuación, en la tabla 2 se señalan las incertidumbres asociadas a cada tipo de medición:

Relación tipo de medición-incertidumbre	
Punto de medición	Incertidumbre asociada promedio (%)
Operacional	+/-15
Referencia	+/-6 a 10
Puntos de Medición (para gases)	+/-1
Puntos de Medición (para aceite)	+/-0.3

Tabla 2 Incertidumbre promedio en Puntos de Medición (LTMMH,2012)

Para garantizar el cumplimiento de la normatividad en materia de incertidumbre de medición de hidrocarburos es necesario identificar a los contribuyentes particulares para cada procedimiento de medición, además de considerar la incertidumbre intrínseca dado el patrón de medida referencial, de igual forma la calibración de los instrumentos es indispensable para obtener los resultados de mayor fiabilidad.

A continuación, en la figura 8, se representan las posibles mediciones para el recorrido de las moléculas producidas de aceite, gas y agua, según el circuito expuesto en el capítulo anterior, relacionando al tipo de medición realizada con su incertidumbre correspondiente:

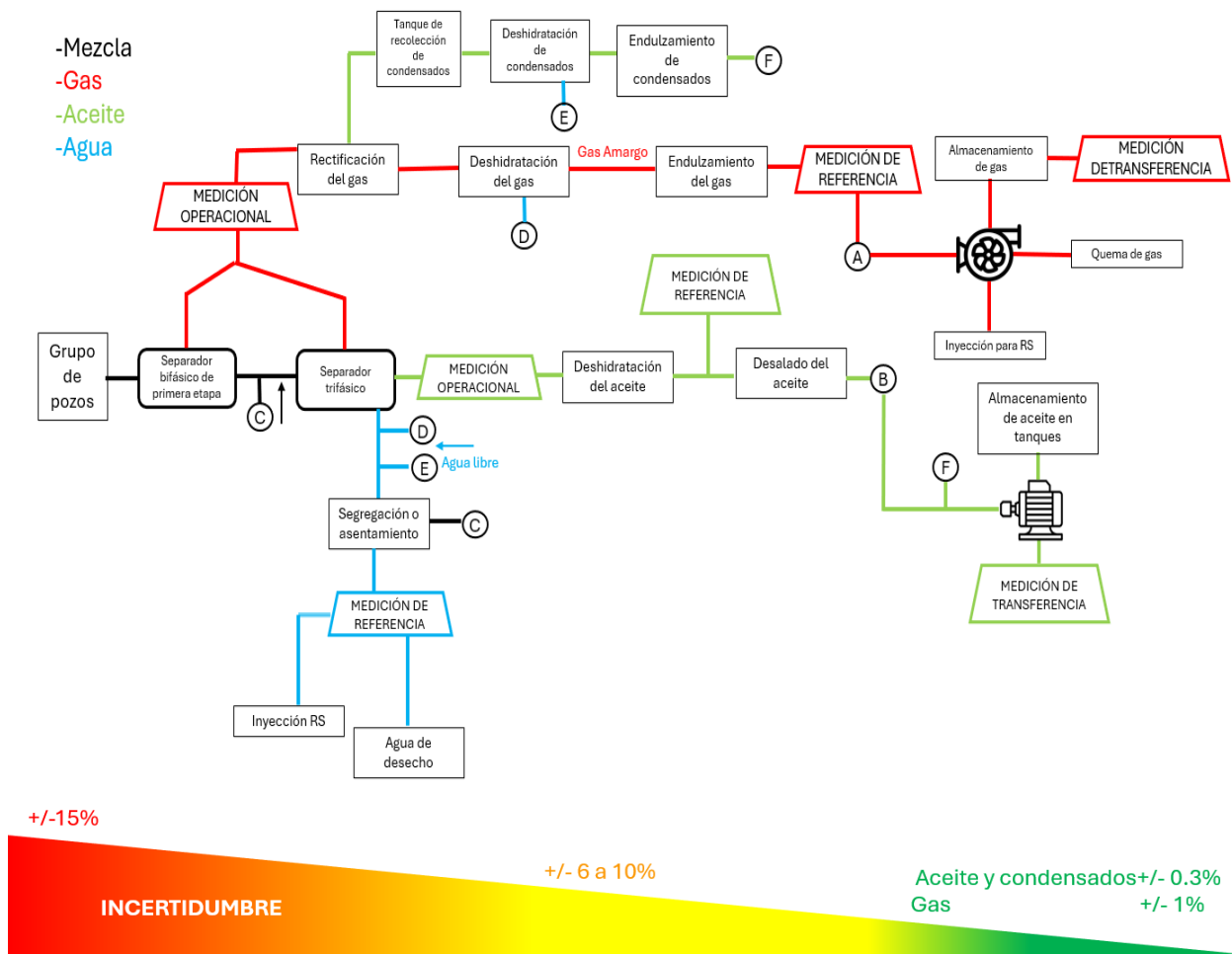


Figura 8 Tipos de mediciones petroleras y sus incertidumbres (Elaboración propia)

Para el caso particular de las mediciones de volumen de aceite en tanques de almacenamiento se debe garantizar que los contribuyentes a la incertidumbre no superan el límite de $\pm 1\%$, de ser el caso, es posible realizar los procedimientos de medición, sin embargo, existen variables físicas que pueden representar adiciones al error de medida, dejando nuestro valor medido aun considerando su incertidumbre alejado en demasía del valor verdadero de la magnitud, es por ello que los ingenieros y/o técnicos responsables de realizar las mediciones de los tanques deben tomar en cuenta aquellos parámetros físicos que impactan en los resultados obtenidos, tales como la temperatura, presión y densidad.

2.4.3.-Sistemas de medición y medidores utilizados en la industria petrolera

Se define como sistema de medición al conjunto de operaciones, procedimiento, instrumentos y equipo de medición (incluyendo el software) necesarios para definir el valor de un mensurando. Comúnmente los sistemas de medición en la industria del petróleo se componen de tres tipos de elementos:

- a) Elemento primario: se trata de aquellos elementos o partes de un medidor que están en contacto directo con el medio físico, resultado de la interacción de estos elementos con el medio se obtienen la respuesta o señal, proporcionales a la variable medida.
- b) Elemento secundario: son aquellos equipos receptores de la señal de los elementos primarios, se encargan de transformar dicha señal a un formato de otra naturaleza (señal eléctrica, hidráulica, entre otros), es decir, transforman la entrada recibida en una señal medible para enviarla al elemento terciario.
- c) Elementos terciarios: reciben las señales emitidas por los elementos anteriores y las integra a efecto de ofrecer el resultado del mensurando, además de ser el medio de comunicación entre el operador y la máquina.

Una vez comprendidos los componentes de un sistema de medición es posible exponer aquellos medidores utilizados en la industria, estos cuentan con distintas clasificaciones:

- Según su principio de funcionamiento:
 - Medición Estática: como la realizada en los tanques de almacenamiento de aceite.
 - Medición dinámica: es la realizada en la medición de flujo en tuberías, mediante dispositivos cuyo elemento primario registra alguna variable proporcional a la cantidad de flujo.
- Según las fases de medición:
 - Monofásica
 - Multifásica
- Según el tipo de flujo que miden
 - Másico
 - Volumétrico

Para esta última clasificación, indistintamente si se calcula flujo másico o volumétrico se desprenden dos posibles ramas: métodos directos o indirectos. Al no ser propósito de la investigación presente ahondar en demasía sobre las tecnologías de medición de flujo usados para líquido o gas, a continuación, se presentan aquellos más usados convencionalmente y una breve descripción de estos:

- a) **Placas de orificio:** corresponde a los medidores volumétricos de tipo indirecto y su principio físico de funcionamiento es el registro de presión diferencial. En la actualidad es el medidor para flujo de gas y vapor más utilizado principalmente por su bajo costo y sus condiciones de uso accesibles, consiste en una placa metálica biselada con una disminución del diámetro de flujo para generar el cambio de presión y velocidad en la corriente de gas, puede tener distintas configuraciones de orificios y disposición de estos según sea conveniente.
- b) **Medidor tipo turbina:** usado para la medición de líquidos y gases, corresponde al tipo volumétrico de tipo indirecto y consta de un grupo de aspas sujetas a un eje central. Dicho arreglo (llamado rotor) se dispone al centro de la pieza y el volumen es determinado mediante el cálculo de la velocidad del rotor que es proporcional a la velocidad del fluido que lo atraviesa, haciendo el cálculo del volumen de forma indirecta.
- c) **Ultrasónicos:** llamados de esta manera porque la velocidad del caudal se determina mediante el análisis de ondas ultrasónicas, usando como principios físicos de determinación de la velocidad de flujo el efecto Doppler o el método por tiempo de tránsito de señal. Se categorizan como de tipo volumétrico e indirecto al transformar la velocidad a gasto volumétrico.
- d) **Medidor Másico tipo Coriolis:** como su nombre indica, pertenece a la categoría de medidores másicos, de método de medición indirecto. En la industria se opta por medidores de masa en lugar de volumen dadas las dificultades que representan las magnitudes de mayor incidencia en la medición de fluidos, como la presión, temperatura y la densidad del fluido, y por las cuales el volumen medido varía de un punto a otro. El principio físico que rige a este tipo de medidores es el efecto Coriolis y su aplicación abarca tanto líquidos como gases.

Por último, debemos considerar la medición de volumen estática, correspondiente a la realizada en los tanques de almacenamiento verticales o atmosféricos, la cual cobra relevancia al ser el tipo de medición más practicada en nuestro país y es el objeto de estudio de este trabajo, esta se estudia a fondo a continuación.

CAPÍTULO 3. Medición de volumen en tanques de almacenamiento atmosféricos

El contenido de este capítulo abarca los conceptos básicos sobre tanques de almacenamiento de aceite (principalmente los atmosféricos), el procedimiento típico de medición para la determinación del volumen de hidrocarburo almacenado, la identificación de los contribuyentes a la incertidumbre de medida y al error de medición sistemático.

Los tanques de almacenamiento son los dispositivos que permiten guardar y preservar la producción hasta que sea enviada a su destino próximo, el cual puede ser a refinación o al mercado existente para la exportación de hidrocarburos. A lo largo de la historia de la industria petrolera se puede señalar que los tanques de almacenamiento han evolucionado a modo que cumplan con las especificaciones necesarias para garantizar el aseguramiento y conservación de la producción, a lo largo del tiempo se han fabricado tanques de madera, concreto, metales como aluminio y hoy en día el principal insumo para su fabricación es el acero inoxidable.

Dependiendo de las condiciones del lugar y los costos por asumir, un tanque puede ser construido lejos del sitio de operación y ser transportado hasta este o bien, construirse directamente en el lugar donde será usado. Para definir el dimensionamiento de los tanques y la cantidad de estos a utilizar en determinado campo es indispensable basarse en la relación producción-consumo, condiciones de operación críticas o máximas que debe tolerar el tanque las cuales se determinan en función del tipo fluido a almacenar, siendo de mayor interés la determinación de la presión de trabajo, que se calcula a raíz de la presión de vapor del fluido contenido, parámetro físico de gran incidencia para el método propuesto en esta investigación. Otro punto a destacar radica en la hermeticidad del sistema de sellado y su eficiencia en el cumplimiento de su función, debido a que este sistema evitara las fugas de gas al ambiente cuando la presión del tanque sea mayor a la presión atmosférica, problema que agrava las pérdidas de volumen por evaporación,

siendo una situación que repercute en las mediciones realizadas, y sobre todo se refleja en una pérdida económica importante, ya que los componentes que suelen evaporarse son los de menor peso específico y de mayor interés comercial, por lo que debe existir un sellado eficiente que evite su fuga.

En general, un tanque de almacenamiento debe ser diseñado para soportar los distintos esfuerzos a los que es sometido durante su uso, incluyendo los cambios de presión que ocasionan colapso en las paredes del tanque por fuerzas externas, esfuerzos de cizallamiento, estallamiento por la diferencia de presión interna y externa, además de la corrosión interna por los fluidos contenidos y externa por procesos de intemperismo.

Una vez analizado lo anterior, se reconoce la importancia de apagar a la normatividad aplicable en la construcción de cualquier tanque de almacenamiento, esto durante todas las fases de construcción como son las etapas de ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de detalle.

3.1.- Generalidades de los tanques de almacenamiento verticales

Como se mencionó anteriormente, el principal material utilizado para la construcción de un tanque de almacenamiento es el acero inoxidable, algunas de las consideraciones para la construcción de un tanque se encuentran establecidos por las normas API referentes al tema, por ejemplo:

- ***API Standard 620-Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks***: incluye las reglas necesarias para el diseño y construcción de tanques soldados de gran tamaño y de baja presión.
- ***API Standard 650- Welded Tanks for Oil Storage***: se trata de la norma básica para diseñar y construir tanques de almacenamiento para petróleo (verticales u horizontales).

- **API Standard 653- Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction:** abarca los requisitos indispensables para la inspección, reparación, modificación y reconstrucción de tanques que se construyeron según la API 650.
- **API Specifications:** son las familias de especificaciones necesarias para la correcta operación de los tanques, se destacan principalmente: 12C, 12 D y 12 F.

En general se deben cuidar y considerar los siguientes puntos: localización para el uso del tanque, propiedades fisicoquímicas del fluido a almacenar, volumen a almacenar determinado por la relación de producción-consumo, disponibilidad de materiales e insumos, costos, tiempo de vida y mantenimiento.

Las condiciones ambientales son de suma importancia para realizar mediciones de volumen en los tanques, puesto que, como se explica más adelante la temperatura a la que realizan los procedimientos de medición manuales repercute directamente en las correcciones necesarias para eliminar el error sistemático, además de la presión atmosférica que puede o no contener a modo de contra presión la presión de vapor del aceite y evitar la fuga y evaporación de componentes ligeros.

Una de las principales ventajas de los tanques de almacenamiento verticales es su geometría, su forma de cilindro permite determinar de manera simple y directa el volumen que se encuentra almacenado, si además se considera la variable del tiempo se puede determinar el gasto de aceite, las expresiones a utilizar son:

Área transversal del tanque:

$$A = \frac{d^2 * \pi}{4} = \pi * r^2 [m^2] \quad \dots (3)$$

Constante del tanque:

$$C = \frac{A * h * c}{h} \left[\frac{bl}{m} \right] \quad \dots (4)$$

Diferencia de lecturas:

$$\Delta L = (L_f - L_i)[m] \quad \dots (5)$$

Volumen:

$$V = \Delta L * C [bl] \quad \dots (6)$$

Gasto:

$$Q_o = \frac{24 * V}{t} \left[\frac{bls}{día} \right] \quad \dots (7)$$

Donde:

A = Área transversal del tanque, [m^2]

d = Diámetro del tanque, [m]

r = Radio del tanque, [m]

C = Constante del tanque, $\left[\frac{bl}{m} \right]$

h = Altura del tanque, [m]

c = Es el factor de corrección para obtener la constante del tanque en barriles por metro

ΔL =Diferencia de lecturas, [m]

L_i =Lectura inicial, [m]

L_f =Lectura final, [m]

V =Volumen Contenido en el tanque, [bls]

Q_o =Gasto de aceite, $\left[\frac{bls}{día} \right]$

t =Tiempo de llenado, [hrs]

3.1.1.- Tipos de tanques de almacenamiento

Existen diversas formas de clasificar a los tanques de almacenamiento, estas varían según el criterio a considerar para la organización de estos, en principio la clasificación más general engloba a los tanques superficiales siendo divididos en dos grandes grupos: tanques atmosféricos y tanques a baja presión. Los tanques atmosféricos son los más

comunes dentro de la industria y están diseñados para operar a presiones poco más elevadas que 15 psi de Presión de Vapor Reid, mientras que los tanques a baja presión son utilizados para contener fluidos volátiles como aceites muy ligeros a una presión de trabajo de 0.5 psi hasta 15 psi.

Otros criterios comúnmente utilizados para clasificar a los tanques de almacenamiento son: según su forma, según el fluido que contienen, según su disposición (horizontales o verticales) y según el uso designado (almacenamiento, de prueba, de lavado y de agua).

Dentro de la rama de los tanques atmosféricos se pueden distinguir unos de otros según el techo del tanque, la figura 9 esquematiza esta clasificación.

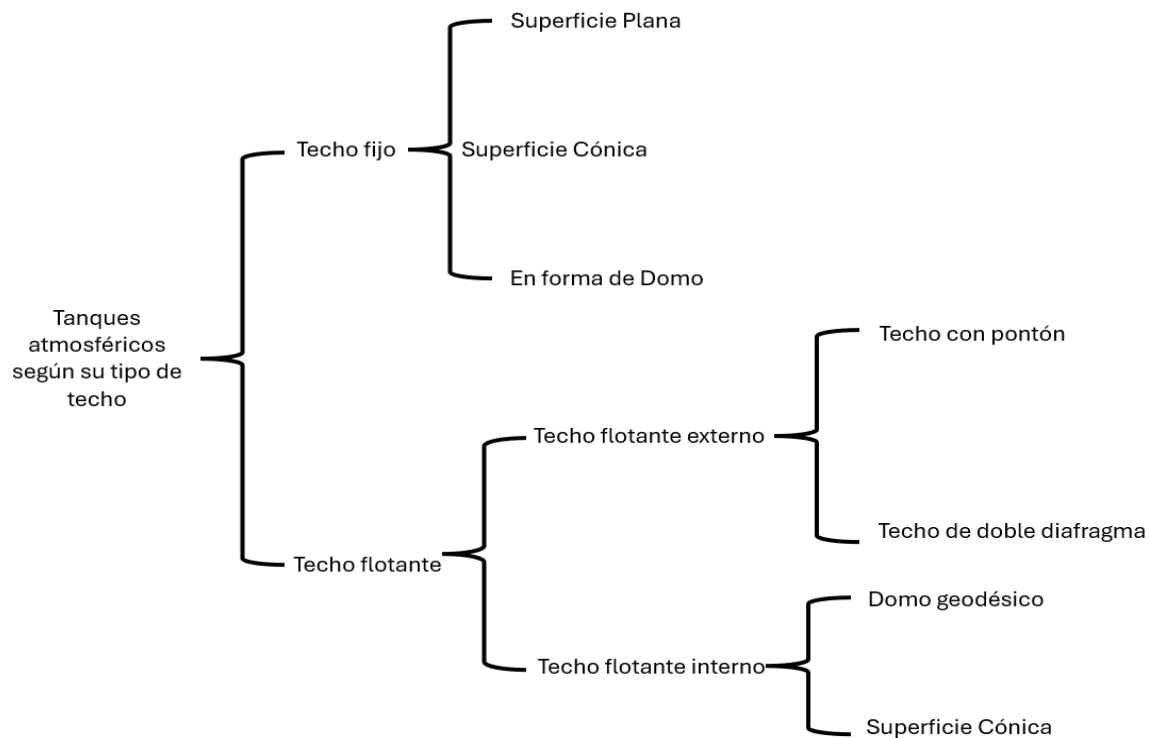


Figura 9 Clasificación de tanques atmosféricos (Elaboración propia)

Es evidente que existen distintas variaciones más de tanques atmosféricos, sin embargo, su presencia en la industria es poco habitual y por ende solo son vistos en casos particulares. Para el caso de los tanques con techos flotantes, su principal diferencia es el grosor del techo, siendo en el caso del techo con pontón su techumbre está conformada por delgadas placas de acero, mientras que en el de doble diafragma el techo es mucho más grueso, con una gran flotabilidad.

La elección para uso de uno u otro depende de las necesidades requeridas del lugar y fluido a operar, en general el mayor problema de ambos tipos de tanques atmosféricos son las pérdidas de volumen por evaporación a causa de la temperatura, siendo así, que es menester controlar las condiciones de operación, haciendo énfasis en la presión y temperatura, los tanques de techo fijo son altamente sensibles a las variaciones de calor a lo largo del día mientras que para el caso de los tanques de techo flotante el sello entre el ambiente y el interior del tanque debe ser completamente hermético para evitar la pérdida de gases y componentes ligeros. La identificación de estas situaciones puede ser reguladas apoyándose en las mediciones de volumen realizadas en los tanques. A continuación, en la figura 10 se observa la forma característica de un tanque de almacenamiento atmosférico con techo cónico a modo de esquema.

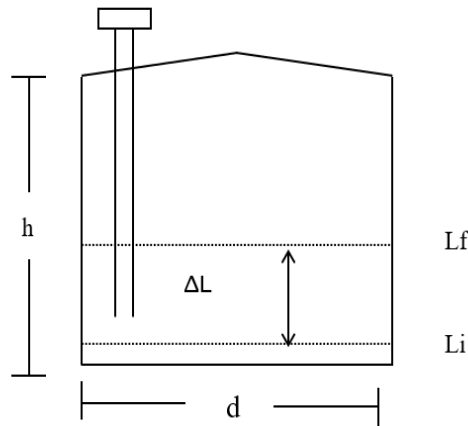


Figura 10 Esquema tanque de almacenamiento atmosférico (Elaboración propia)

Donde:

h = Altura del tanque, [m]

L_i = Lectura inicial de la medición, [m]

L_f = Lectura final de la medición, [m]

ΔL = Diferencial de lecturas de la medición, [m]

d = Diámetro del tanque, [m]

Ahora bien, dependiendo del diseño del tanque el techo puede ser auto soportado si este cuenta con el espesor adecuado, por lo que no es necesario contar con estructuras internas que sostengan su peso, es evidente, que los diámetros para este tipo específico

de techo no pueden ser muy grandes, generalmente menores a los 15 metros. Por otro lado, si el techo cuenta con un diámetro considerable y un diseño complejo este necesitara de soportes en la parte interna del cuerpo del tanque siendo pues un techo soportado.

3.1.2.- Partes de un tanque de almacenamiento

Las partes constitutivas de un tanque de almacenamiento varían de un tipo a otro, por lo que es menester saber en primera instancia el tipo de tanque a utilizar para almacenar el crudo. En general un tanque de almacenamiento atmosférico vertical con techo fijo cuenta con los siguientes elementos y accesorios: líneas de llenado y vaciado, válvulas de presión, válvulas de vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo o respiradores, indicadores de nivel, registro de hombre (manhole), escalera plegada y plataformas, línea de contrapresión, punto de referencia, boca de aforo, plato de medición, sellos (principalmente en el techo del tanque), tubo de aforo y medidores de presión. A continuación, en la figura 11 se muestra un tanque atmosférico, señalando sus elementos principales:

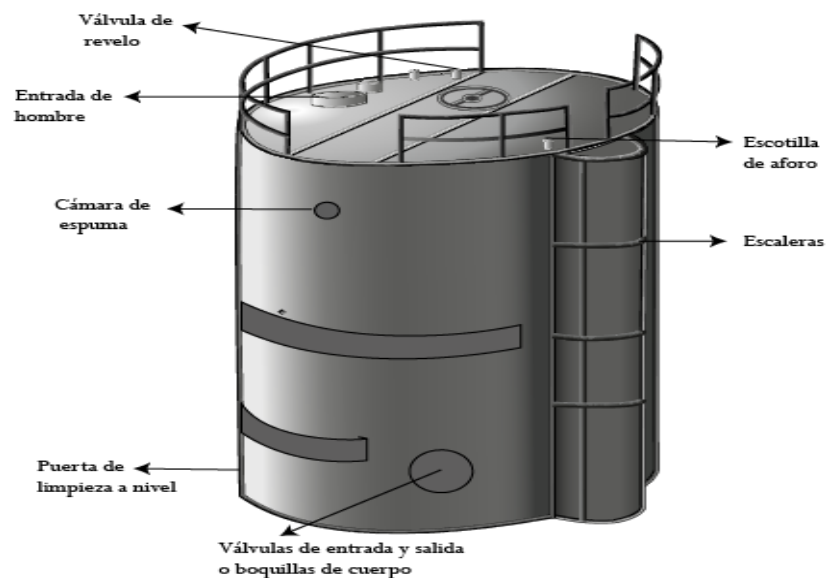


Figura 11 Partes de un tanque de almacenamiento atmosférico de techo fijo (Elaboración propia)

En cuanto al interior del tanque refiere, se debe considerar que en tanques de techo fijo cierto volumen en la parte superior del mismo (aproximado al 20% del volumen de todo el cilindro) se debe destinar a la zona de vapores misma que sirve como espacio libre para la liberación de gases y vapores contenidos en el aceite, en función este volumen

se puede determinar el nivel máximo de llenado del tanque. Por parte, se debe tener cuidado durante las operaciones de vaciado del tanque con el propósito de evitar presiones de vacío, para esto se debe tomar en cuenta el volumen mínimo de operación al interior del tanque, sin importar si se trata de uno con techo fijo o flotante.

3.2.- Mediciones en tanques de almacenamiento

Los procedimientos de medición en tanques de almacenamiento se realizan comúnmente en Baterías de Recolección de la producción para uno o varios pozos petroleros (lo que se denomina corriente pozos), refinerías, terminales de distribución, depósitos y almacenamiento para la industria petroquímica, entre muchos otros.

Se puede definir a la medición en tanques de almacenamiento como al conjunto de procedimientos y operaciones realizadas con el propósito de cuantificar la cantidad de volumen y/o masa de aceite contenido en un tanque. Debido a esto, se enfatiza que la medición de volumen en tanques de almacenamiento se trata de un tipo de medición estática, ya que una condición indispensable para efectuar estos procedimientos de medición es que el fluido se encuentre en reposo total, a diferencia de las mediciones de caudal descritas en el capítulo anterior.

Además de la determinación de volumen mediante la medición de nivel, es posible enfocar como mensurandos a la temperatura del aceite y a la presión dentro del tanque (las mediciones de presión y temperatura pueden hacerse con el fin determinar la densidad promedio del fluido).

Como se mencionó anteriormente, las mediciones se realizan para la toma de decisiones, para este caso, referentes a temas como: control del inventario, ejecutar operaciones de traslado del fluido (por ejemplo si algún tanque necesita mantenimiento), balances de materia, detección de problemas como fugas o sobrellenado del tanque y para procesos de transferencia de custodia y conciliación de volumen, dónde estos últimos dos repercuten directamente en el ámbito económico, siendo indispensable realizar mediciones confiables y que garanticen la certidumbre de las partes involucradas

durante la transferencia de custodia, además de obtener balances de inventarios con mayor exactitud.

Mediante los resultados de las mediciones en tanques podemos responder a las siguientes preguntas: ¿cuánto aceite hay contenido en el tanque?, ¿cuánto espacio vacío queda?, ¿cuál es la tasa de llenado y vaciado del tanque?, ¿en qué momento se alcanzarán los límites de sobrellenado o vaciado especificados? Y ¿cuánto tiempo tomará un proceso de transferencia de custodia?

Una vez respondidas estas preguntas mediante la interpretación de los resultados de las mediciones obtenidas, es posible gestionar nuestros siguientes procesos de manera más eficiente y precisa.

3.2.1.- Métodos de medición de volumen en tanques de almacenamiento atmosféricos

La tecnología existente para realizar mediciones de volumen en tanques de almacenamiento atmosféricos se puede identificar en dos grupos: **mediciones manuales** y **mediciones automáticas** (ATG)⁷. Las normas API que rigen y describen los procedimientos de medición, calibraciones de los instrumentos para medir⁸, equipo de protección y riesgos para la salud son las ***API MPMS Chapter 3.1A- Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products*** y ***API MPMS Chapter 3.1B — Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging*** respectivamente.

En ambos casos se presentan dos posibilidades: **medición de vacío del tanque** y **medición a fondo**. Para el primer caso las normas API mencionadas señalan que al medir el vacío del tanque y posteriormente determinar mediante cálculos el volumen de aceite contenido es considerado como un método de medición indirecto, mientras que en la medición a fondo se determina el nivel de los fluidos contenidos en el tanque por lo que se define como un método de medición directo al obtener el resultado de la medición directamente por lo que este es el procedimiento más utilizado.

⁷ ATG: Automatic Tank Gauge.

⁸ Al conjunto de instrumentos para medir se le conoce como sistema de medición.

3.2.2.-Mediciones manuales en tanques atmosféricos

El procedimiento de medición manual en TA se basa de un sistema de medición que consiste principalmente en el uso de cinta metálica y plomada para medir las alturas de los fluidos en el tanque de almacenamiento y así determinar el volumen total observado (TOV) en los tanques atmosféricos, para posteriormente aplicar las correcciones necesarias hasta obtener el volumen neto de aceite. Como se mencionó anteriormente, los parámetros y lineamientos a cumplir para este tipo de mediciones se encuentran en la API MPMS 3.1A, es importante recordar que en los apartados anteriores se señaló que los tanques atmosféricos trabajan a una presión hasta los 15 psi como Presión de Vapor Reid máxima, siendo que la norma API 3.1A señala que este método de medición aplica para este tipo de tanques.

El equipo de medición a utilizar para este método de medición es la cinta metálica⁹ de acero inoxidable y resistente a la corrosión, dado el ambiente corrosivo que significa su inmersión al seno de aceite hidrocarburos. Su longitud debe ser determinada en función del tanque objeto de las mediciones, la graduación de la cinta puede ser en décimas de pie, pulgadas, fracciones de pulgada, centímetros o milímetros.

La cinta debe contar con un gancho que permita engarzar la plomada, cuyo material puede ser propiamente de acero inoxidable, bronce o algún material resistente a la corrosión, su graduación puede ser en pulgadas o centímetros. Las formas de las plomadas pueden variar entre rectangulares, cuadradas o cilíndricas, de forma indistinta la punta de estas debe ser cónica.

⁹ La cinta y plomada usadas deben tener un coeficiente de dilatación por temperatura similar a la carcasa del tanque de almacenamiento objeto de la medición.

A continuación, en la figura 12 se esquematiza el sistema de medición conformado por la cinta y plomada:

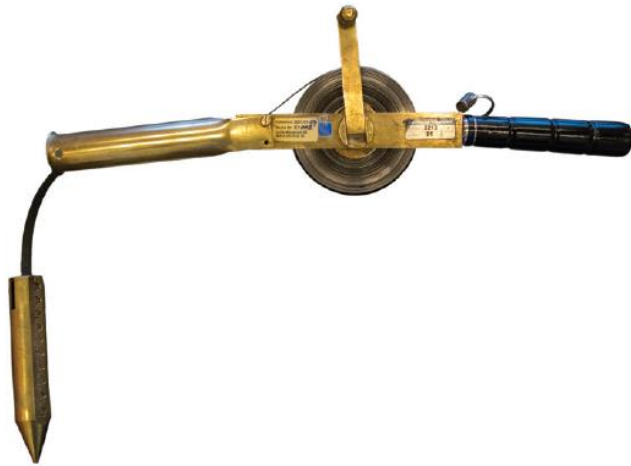


Figura 12 Cinta y plomada de medición manual (Emerson, 2021)

Además del sistema de medida antes descrito se debe hacer uso de una pasta indicadora o reveladora de agua, la cual sirve para identificar la interfase existente entre el aceite y el agua libre que pueda encontrarse al fondo del tanque. Dicha pasta no reacciona al contacto con el crudo y solo cambia de color al interactuar con el agua libre, por lo que para su uso debe untarse en la cara interior de la cinta o alrededor de la plomada como se muestra en la figura 13.



Figura 13 Plomada con pasta reveladora

Los sistemas de medición utilizados tanto para la medición manual como para las mediciones automáticas deben ser revisados antes de realizar cualquier procedimiento de medición, además de calibrados y trazados a un patrón de referencia nacional, además de que es necesaria la certificación de un laboratorio acreditado que evalúe la calibración, por ejemplo, el existente en el CENAM para las mediciones en México.

Por último las normativa API MPMS 3.1A.9.1.1 indica que para reportar el resultado de las mediciones se requiere de la realización de 3 lecturas consecutivas que estén dentro de un intervalo de 3 mm (1/8 de pulgada), en caso de que dos lecturas consecutivas sean iguales la tercera deberá tener una diferencia de 1 mm para ser válida la medición, en caso de que las tres lecturas sean distintas pero su diferencia es de 1mm con respecto a otra se promedian los valores leídos, por último si el tanque tiene una capacidad nominal para 1,000 barriles o menos la tolerancia se amplía a un intervalo de 5 mm.

3.2.3.- Mediciones automáticas (ATG)

El uso de los medidores automáticos en tanques de almacenamiento de aceite se encuentra limitado según ciertas especificaciones, como que su uso para procedimientos de transferencia de custodia solo es aplicable en caso de que las partes involucradas estén de acuerdo con el uso del sistema de medida usado.

La tecnología utilizada para este tipo de mediciones abarca en un principio el uso de medidores de boya, conectada a una cinta metálica que a su vez se conecta con un motor de resortes e indicadores numéricos graduados y de transmisores que enviarán la señal del resultado de la medición vía remota, sin embargo, existe un gran número de contribuyentes a la incertidumbre de medida por todas las partes móviles que componen al sistema.

Con el progreso tecnológico se migro al uso de medidores de servo y de radar, en cualquier caso, es menester realizar un ajuste inicial del sistema de medición automático con el nivel actual del tanque para arrancar su operación cómo se indicó anteriormente mediante los medidores automáticos se pueden realizar procedimientos de medición al vacío y medición a fondo del tanque, sin embargo, el contenido de este tipo de mediciones escapan a los objetivos de la presente investigación incluyendo también sus

contribuyentes a la incertidumbre y error de medida por lo que se recomienda la consulta a la bibliografía especializada en ATGs.

3.3.- Descripción de los procedimientos de medición manuales en tanques de almacenamiento atmosféricos

Como ya se ha precisado, que para realizar el procedimiento de medida en tanques atmosféricos se puede optar por dos procedimientos distintos: medición a vacío y medición a fondo. Un detalle importante es que los puntos de referencia o “puntos cero” van a variar según qué caso de medición se esté realizando, esto es, que para la medición al vacío la referencia de la escala será el punto de contacto entre el broche y el ojo de la plomada, mientras que para la cinta a fondo la punta de la plomada es el punto cero de la escala. En las Baterías de Separación y Tratamiento de Hidrocarburos existen dos casos para efectuar una medición con cinta y plomada:

- 1) Medición de la producción de una corriente de pozos que fluyen hacia la batería en tanques de capacidad que van de los 10,000 hasta los 55,000 barriles.
- 2) Medición de la producción de un solo pozo, en tanques con capacidad de 500 hasta 10,000 barriles.

El método de medición es el mismo para cualquiera de los dos casos, así pues, a continuación, se presentan los pasos a seguir para realizar las mediciones de nivel de aceite en un tanque de almacenamiento atmosférico.

3.3.1.- Medición al vacío

Antes de comenzar con cualquier proceso de medición estática en tanques de almacenamiento es indispensable comprobar el cumplimiento de las siguientes especificaciones:

- a) El crudo contenido en el tanque debe estar en reposo total.

- b) Es indispensable revisar el estado del tanque de almacenamiento, así como del sistema de medición a utilizar y constatar que la calibración del tanque esté vigente al momento de realizar los procedimientos.
- c) Se deben tener a la mano las tablas de calibración del tanque objeto de la medición y constatar su vigencia.
- d) Conocer el algoritmo a seguir para realizar el procedimiento de medición.
- e) Es necesario contar con el equipo de protección personal necesario y conocer los riesgos a la salud que la normativa API señala que se expone el personal responsable de realizar la medición, el equipo consta de: uniforme, casco de protección, lentes protectores, mascarilla, guantes y botas industriales. Esto para evitar riesgos por carga estática, por contacto con materia inflamable y por los gases liberados por el crudo. Una vez que se ha determinado el cumplimiento de las condiciones mencionadas, es posible llevar a cabo el procedo de determinación de nivel de vacío:
 1. Colocar la cinta de medición en contacto con tierra para eliminar la posible carga estática que exista en ella.
 2. El operador debe subir hasta la escotilla de medición, abrirla y esperar un instante a efecto de que se liberen los gases almacenados. A esta altura se define el punto de referencia superior de la medición.
 3. Introducir la cinta hasta tener la seguridad de que existe contacto con el líquido, esperar unos segundos a efecto de evitar generar error en la medición por el balanceo.
 4. Sacar la cinta de medición y verificar la altura de la marca hecha por el aceite que debe ser clara y nítida. Registrar la información.
 5. Limpiar la cinta de medición.
 6. Repetir los pasos 3, 4 y 5 dos veces más como indica la normativa API MPMS 3.1A.9.1.1 y obtener el resultado de nivel según los criterios anteriormente descritos.

Una vez que se obtuvo el resultado de la medición, los valores reportados deben ser usados para calcular el volumen vacío del tanque de almacenamiento restando a la altura de referencia¹⁰ la lectura obtenida en la cinta de medición. Esto se esquematiza en la figura 14.

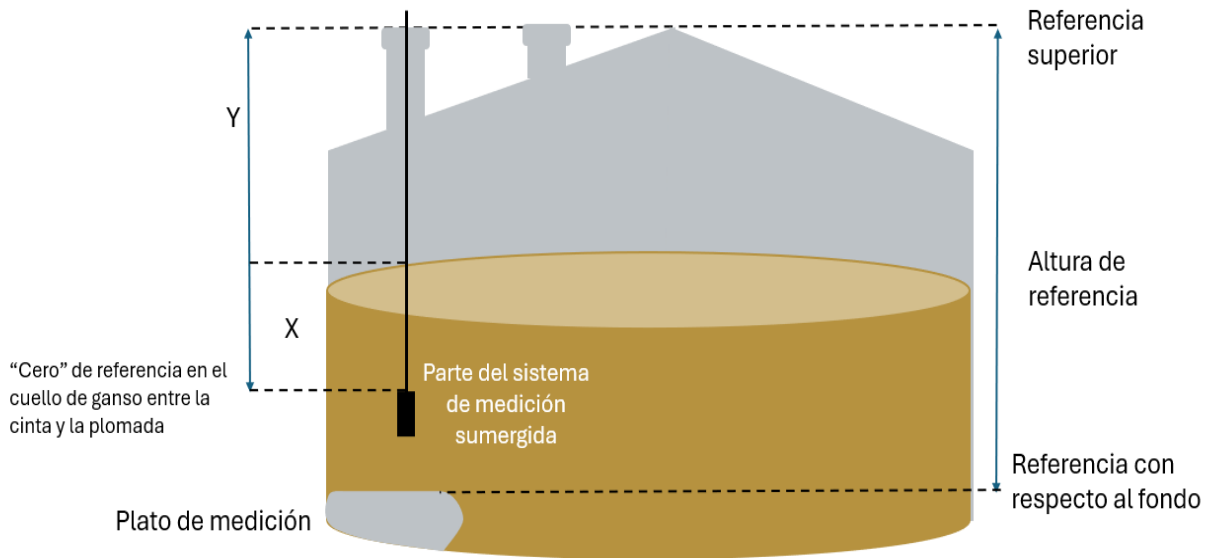


Figura 14 Esquema medición al vacío (Elaboración propia)

A partir de la figura 14 es posible definir lo siguiente:

$$\text{Altura de vacío} = Y - X \quad \dots (8)$$

$$\text{Nivel de fluido} = \text{Altura de referencia} - \text{Altura de vacío} \quad \dots (9)$$

Una vez determinado el nivel del fluido a partir de la ecuación 9, con las tablas de calibración del tanque se determina el volumen de aceite contenido, es decir el TOV, a partir de este punto se aplican las ecuaciones para eliminar los errores sistemáticos hasta obtener el valor de volumen de aceite neto.

3.3.2.- Medición al fondo

Al igual que el método anterior se debe cumplir de forma rigurosa las condiciones para realizar el procedimiento de medición en tanques atmosféricos de forma correcta:

- El crudo contenido en el tanque debe estar en reposo total.

¹⁰ Altura de referencia: es la distancia comprendida entre el punto de referencia superior de la medición hasta el punto de referencia inferior de la medición, esta información debe estar disponible antes de ejecutar el procedimiento.

- b) Es indispensable revisar el estado del tanque de almacenamiento, así como del sistema de medición a utilizar y constatar que la calibración esté vigente al momento de realizar los procedimientos.
- c) Se deben tener a la mano las tablas de calibración del tanque objeto de la medición y constatar su vigencia.
- d) Se debe conocer el algoritmo a seguir para realizar el procedimiento de medición.
- e) Se debe contar con el equipo de protección personal necesario y conocer los riesgos a la salud que la normativa API señala que se expone el personal responsable de realizar la medición, el equipo consta de: uniforme, casco de protección, lentes protectores, mascarilla, guantes y botas industriales. Esto para evitar riesgos por carga estática, por contacto con materia inflamable y por los gases liberados por el crudo.

Una vez que se ha determinado el cumplimiento de las condiciones mencionadas, es posible llevar a cabo el proceso de determinación de nivel a fondo:

1. Colocar la cinta de medición en contacto con tierra para eliminar la posible carga estática que exista en ella.
2. El operador debe subir hasta la escotilla de medición, abrirla y esperar un instante a efecto de que se liberen los gases almacenados. A esta altura se define el punto de referencia superior de la medición.
3. Antes de introducir la cinta de medición, el operador debe untar pasta indicadora de agua en la cara interior de la cinta.
4. Bajar lentamente la cinta de medición hasta alcanzar la referencia en el fondo del tanque (normalmente definida por el llamado plato de medición) con la punta de la plomada y esperar unos segundos a efecto de evitar generar error en la medición por el balanceo.
5. Sacar la cinta del interior del tanque e identificar la marca que deja el crudo (interfase brillante que separa la parte seca y la mojada por el petróleo), para el agua se debe observar la parte donde se untó pasta e identificar la interfase que cambia de color. Registrar las alturas.
6. Limpiar la cinta de medición.

7. Repetir los pasos 3, 4, 5 y 6 dos veces más como indica la normativa API MPMS 3.1A y obtener el resultado de nivel según los criterios anteriormente descritos y señalados.

El tiempo que debe durar la cinta de medición en el fondo del tanque puede variar de unos cuantos segundos en aceites ligeros, y para aquellos más viscosos es recomendable esperar más tiempo, alrededor de 3 minutos.

Una vez que se obtuvieron los resultados de las mediciones, es posible calcular mediante el uso de las tablas de calibración del tanque el volumen de aceite y de agua, como se mencionó anteriormente, la práctica de la medición al fondo es preferida en la industria por que los valores de medición corresponden directamente al mensurando (nivel de altura) y al ser un método directo se puede usar el resultado de medición para determinar los volúmenes de aceite y agua libre contenidos en el tanque.

A continuación, la figura 15 esquematiza este procedimiento:

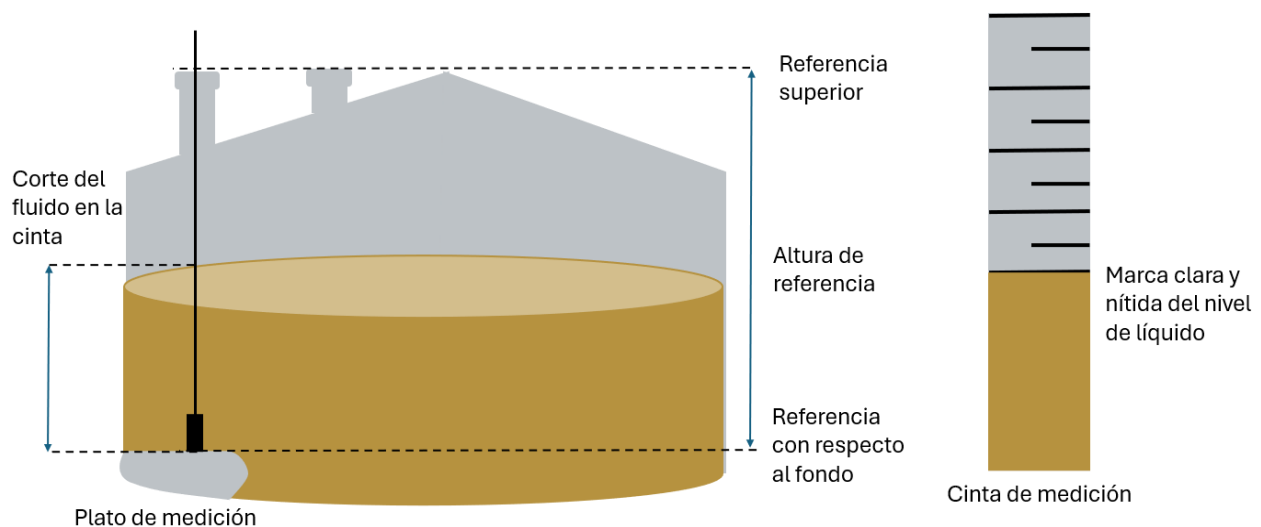


Figura 15 Esquema de medición manual a fondo (Elaboración propia)

Una vez que se obtiene el volumen observado de aceite, es necesario corregir el error de medición sistemático mediante las ecuaciones que contienen entre sus términos matemáticos los coeficientes de corrección necesarios, es menester recordar que los errores de medida tipo B o sistemáticos son aquellos que se han identificado con anterioridad, estos son: dilatación del tanque por temperatura, dilatación de los fluidos,

dilatación del sistema de medición, cambio de volumen por vapores y gases liberados, entre otros.

3.3.3.- Incertidumbre en mediciones de tanques atmosféricos

Como se hace mención en el capítulo anterior todos los procedimientos de medición a raíz que se alejan del patrón internacional de medida (y que define a la magnitud) al que están trazados heredan las nuevas incertidumbres hasta llegar al procedimiento particular, por debemos tener presentes y administrar los contribuyentes a la incertidumbre de medida presentes en las mediciones en tanques atmosféricos:

- a) Precisión de las tablas de información de los tanques y calibración del tanque¹¹.
- b) Expansión de las paredes del tanque por la carga del fluido contenido.
- c) Deformación del fondo del tanque.
- d) Incrustaciones y depósitos de sólidos asentados en el fondo del tanque.
- e) Tubos de aforo desplazados.
- f) Cambios de altura de los puntos de referencia.
- g) Expansión térmica del líquido contenido.
- h) Fugas de vapores y gases por contrapresión insuficiente (en caso de que la presión de vapor supere ampliamente a la presión atmosférica).
- i) Evaporación de los fluidos ligeros.

Además, es menester considerar los principales errores que se cometen durante un procedimiento de medición manual en TA:

- a) Error de paralaje (visualización).
- b) Error por el espesor de la interfase agua-aceite.
- c) Error por espuma en la superficie.
- d) Error por temperatura del líquido.

¹¹ La bibliografía normativa para calibración de tanques de almacenamiento se encuentra en el capítulo 2 del API MPMS.

CAPÍTULO 4. Presentación del método propuesto

Durante este capítulo se exponen los fundamentos del método analítico obtenido de la presente investigación, se detallan aquellos conceptos necesarios para la derivación de las expresiones matemáticas a utilizar y se presentan correcciones por dilatación del tanque de almacenamiento, por dilatación volumétrica del aceite y por gas liberado.

Como se detalló anteriormente, cuando se realiza un procedimiento de medición del cual se obtiene un valor resultado de la medición, este dista del valor verdadero del mensurando por la acumulación de errores aleatorios y sistemáticos. Los errores sistemáticos son aquellos asociados a problemas ya conocidos que se van a presentar en cada medición y pueden ser corregidos numéricamente el uso de ecuaciones que cuenten con los factores de corrección necesarios y así garantizar un error mínimo y dotando de mayor confianza al resultado de medición, garantizando contener el valor verdadero del mensurando dentro del intervalo comprendido por la incertidumbre de medida asociada.

Para obtener un valor más preciso de la medición de crudo en los tanques de almacenamiento, es necesario efectuar las siguientes correcciones:

1. Dimensional: para determinar el diámetro interno promedio de cada anillo del tanque: a) Determinación del diámetro interno, b) aplomado, c) cálculo del área transversal, d) corregir por presión hidrostática y e) corregir por temperatura, (dilatación del acero).
2. Volumétrica: para determinar el volumen de líquido contenido en el tanque: a) Volumen de fondo, b) Volumen desplazado por el peso del techo o membrana flotante, c) Corrección por temperatura del crudo, (expansión del crudo).

Con el propósito de realizar las correcciones presentadas, se corrigen los siguientes errores sistemáticos mediante el método propuesto: expansión de la carcasa del tanque

por dilatación del acero, expansión térmica del aceite por temperatura y liberación del gas disuelto.

4.1.-Dilatación lineal del acero

Anteriormente se mencionó que una de las correcciones para la medición en tanques atmosféricos, es por dilatación del acero con que está construido el tanque. Al exponer cualquier metal al calor, este sufrirá una elongación producto de la dilatación por efecto de la temperatura, a la relación que existe entre la longitud y la temperatura se le conoce como Coeficiente de Dilatación Lineal o Longitudinal, y se define con la letra griega Alfa (α). El valor del coeficiente varía dependiendo del material que se trate, como se puede observar en la tabla 3.

Coeficientes de dilatación térmica	
Material	Coeficiente de dilatación lineal α (1/°C)
Aluminio	24×10^{-6}
Hierro o Acero	12×10^{-6}
Cobre	17×10^{-6}
Latón	20×10^{-6}
Cuarzo	0.4×10^{-6}

Tabla 3 Coeficientes de dilatación lineal (Young y Freedman, 2009)

4.1.1.- Coeficiente de dilatación lineal en el acero y corrección por dilatación en tanques atmosféricos

El coeficiente de dilatación lineal se puede definir de la siguiente forma: La relación de un cambio de longitud por un cambio de temperatura, referenciado a una longitud a condiciones base, T_b y P_{atm} . Esta definición se puede expresar matemáticamente de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta L}{\Delta T} = \alpha L \quad \dots (10)$$

Dónde:

ΔL = Variación de longitud del sólido, [m]

ΔT =Variación de temperatura, [$^{\circ}C$]

α =Coeficiente de dilatación térmica [$\frac{1}{^{\circ}C}$]

L =Longitud inicial, [m]

Considerando este principio físico es posible realizar correcciones en la constante del tanque determinada con la ecuación 4 mostrada anteriormente, misma que se utiliza para el cálculo de volumen del tanque como se muestra en la ecuación 6.

A continuación, se describen las ecuaciones que se utilizan para corregir la constante del tanque por efecto de la temperatura del crudo contenido en el recipiente y por la temperatura ambiente:

$$\alpha = \frac{1}{L} \left(\frac{\Delta L}{\Delta T} \right) p_{atm} \quad \dots (11)$$

Desarrollando la ecuación 11, tenemos que:

$$\alpha = \frac{1}{L_r} \left[\frac{L - L_r}{T - T_r} \right] p_{atm} \quad \dots (12)$$

Tomando la ecuación del API Capitulo 2, Sección 2ª para la corrección del área transversal por expansión térmica del acero, en unidades del SI, ($^{\circ}C$):

$$K = 1 + \alpha_1 * \Delta T_s + \alpha_2 * \Delta T_s^2 \quad \dots (13)$$

Donde:

$$\alpha_1 = 22.3 \times 10^{-6}, \left(\frac{1}{^{\circ}C} \right); \alpha_2 = 1.3 \times 10^{-8}, \left(\frac{1}{^{\circ}C} \right)$$

$$T_s = \frac{(7 * T_L) + T_a}{8} \quad \dots (14)$$

$$\Delta T_s = T_s - 20 \quad \dots (15)$$

Para condiciones iniciales, tenemos:

$$T_{s_i} = \frac{(7 * T_{L_i}) + T_{a_i}}{8} \quad \dots (16)$$

$$\Delta T_{s_i} = T_{s_i} - 20 \quad \dots (17)$$

$$K_i = 1 + (22.3 \times 10^{-6} * \Delta T_{s_i}) + (1.3 \times 10^{-8} * \Delta T_{s_i}^2) \quad \dots (18)$$

$$A_i = \pi * r_i^2 \quad \dots (19)$$

$$C_i = \frac{A_i * h_i * c}{h} * K_i \quad \dots (20)$$

Dónde:

ΔL = Variación de longitud del sólido, [m]

ΔT =Variación de temperatura, [°C]

L =Longitud medida del sólido, [m]

L_r =Longitud de referencia, [m]

T =Temperatura medida del sólido, [°C]

T_r =Temperatura de referencia, [°C]

p_{atm} =Presión atmosférica (manteniéndose como constante)

K =Factor de corrección por dilatación del tanque

α_1 y α_2 = Son el coeficiente lineal del acero, [$\frac{1}{^\circ C}$]

T_s = Temperatura promedio de la placa del tanque, [°C]

T_L = Temperatura del crudo en el tanque, [°C]

T_a = Temperatura del ambiente, [°C]

ΔT_s = Diferencia entre temperatura de la placa y temperatura del ambiente estándar (@ 20°C)

Para las condiciones iniciales se tiene:

T_{si} = Temperatura inicial promedio de la placa del tanque, [°C]

T_{Li} = Temperatura inicial del crudo en el tanque, [°C]

T_{ai} = Temperatura inicial del ambiente, [°C]

ΔT_{si} = Diferencia entre temperatura de la placa y temperatura del ambiente estándar (@ 20°C)

K_i = Factor de corrección por dilatación del tanque inicial

A_i = Área transversal del tanque [m^2]

r_i = Radio inicial del tanque, [m]

h_i = Altura inicial del tanque, [m]

c =Factor de corrección para obtener la constante del tanque en barriles por metro

h =Altura nominal del tanque, [m]

C_i = Constante del tanque corregida por temperatura inicial, [bl/m]

Finalmente, la ecuación 20 sería la expresión para calcular la constante del tanque corregida por temperatura a condiciones iniciales. Para las condiciones finales, se utilizan las mismas expresiones.

4.2.- Coeficiente de expansión volumétrica (líquidos)

Cuando se habla de dilatación por temperatura en los líquidos como el crudo, se considera una expansión en tres dimensiones, dado que la dilatación lineal o en área para un compuesto líquido depende del recipiente que lo contiene. En general, cualquier objeto se expande con el aumento de su temperatura, sin embargo, existen casos como el del agua donde, dependiendo del rango de temperaturas manejado, su comportamiento puede ser una excepción a la regla.

Así pues, es posible modificar la ecuación 10 en términos de volumen, se obtiene:

$$\frac{\Delta V}{\Delta T} = 3\alpha V \quad \dots (21)$$

Dónde:

ΔV = Variación de volumen, [m^3]

ΔT =Variación de temperatura, [$^{\circ}C$]

α =Coeficiente de dilatación térmica [$1/^{\circ}C$]

V =Volumen inicial, [m]

A partir de la ecuación 21 se define al coeficiente de expansión volumétrica que se denota con la letra griega beta (β):

$$\beta = 3 \alpha \quad \dots (22)$$

De esta forma se reescribe la ecuación 21:

$$\frac{\Delta V}{\Delta T} = \beta V \quad \dots (23)$$

4.2.1.- Corrección por expansión térmica del aceite

Para evitar diferencias en la transferencia de custodia del hidrocarburo y con el fin de estandarizar las condiciones de comercialización dentro del país, independientemente de la técnica que se utilice para medir la producción de crudo, es necesario hacer la corrección volumétrica del fluido por temperatura a presión constante. Entendiendo por estandarizar, la normalización de la medición a condiciones de $20^{\circ}C$ y presión atmosférica. Para esto es necesario hacer uso del coeficiente de expansión térmica del aceite, este coeficiente indica el cambio de volumen de un líquido debido a cambios en la temperatura.

El cambio de volumen de los líquidos por efecto de la temperatura es más significativo que por efecto de la presión, debido a que los líquidos se consideran casi incompresibles. Caso contrario, el del gas donde el efecto es contrario, el gas sufre mayor cambio en su volumen por efecto de la presión que por la temperatura.

A continuación, se explica el significado físico y analítico del coeficiente de expansión por temperatura del aceite.

El coeficiente de expansión del aceite se define como: la relación de un cambio de volumen por un cambio de temperatura, referenciado a un volumen a condiciones base, T_b y P_{atm} . El efecto de expansión o dilatación de cualquier material o fluido está íntimamente ligado a la presión y temperatura, como ya se mencionó anteriormente, el cambio de volumen de los líquidos es más susceptible a cambios de temperatura que a cambios de presión por lo que únicamente se hará referencia a la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{1}{V} * \left(\frac{\Delta V}{\Delta T} \right)_p \quad \dots (24)$$

Normalizando la ecuación 24 se obtienen las siguientes expresiones:

$$\beta = \frac{1}{V} * \left(\frac{V - V_r}{T - T_r} \right)_p \quad \dots (25)$$

$$\beta = \frac{1}{v_r} * \left(\frac{v - v_r}{T - T_r} \right)_p \quad \dots (26)$$

$$\beta = \rho_r * \left(\frac{\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_r}}{T - T_r} \right)_p \quad \dots (27)$$

Es importante mencionar que el valor numérico de β obtenido en el laboratorio por medio de análisis PVT¹², es el mismo en cualquiera de las tres expresiones expuestas

¹² La manera más común de obtener este parámetro físico es variando la temperatura de la muestra y estudiando el cambio de volumen correspondiente, a presión constante. La norma más utilizada para este tipo de pruebas de laboratorio es la ASTM D7152 – 22.

anteriormente. En este caso se trabaja con la ecuación 25 donde el coeficiente de dilatación térmica está en función del volumen absoluto.

Dónde:

β = Coeficiente de expansión volumétrica del aceite, [1/°C]

V = Volumen medido, [bls]

V_r = Volumen de referencia @ 20°C, [bls]

T = Temperatura medida, [°C]

T_r = Temperatura de referencia (20°C)

Si resolvemos la ecuación 25 para V_r obtenemos la siguiente expresión:

$$V_r = \frac{V}{[1 + \beta * (T - T_r)]} \quad \dots (28)$$

A partir del análisis de la ecuación 28 se puede deducir que:

Si $T > T_r$; V_r disminuye en una cantidad igual a $[(1+\beta\Delta T) > 1]$ de V .

Si $T < T_r$; V_r aumenta en una cantidad igual a $[(1+\beta\Delta T) < 1]$ de V .

Si $T = T_r$; $V = V_r$.

Estas conclusiones se representan gráficamente a continuación en la figura 16:

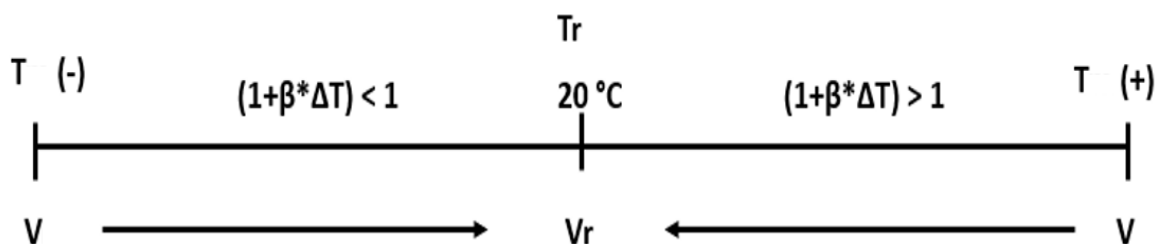


Figura 16 Comportamiento del Volumen de referencia en función de la temperatura (Elaboración propia)

En función de las lecturas de medición en TA tenemos que:

$$L_r = \frac{L}{[1 + \beta * (T - T_r)]} \quad \dots (29)$$

Donde:

L_r = Lectura de referencia de medición (inicial o final), [m]

L = Lectura medida (inicial o final), [m]

T = Temperatura (inicial o final), [°C]

T_r = Temperatura de referencia @ 20°C

β = Coeficiente de expansion térmica (inical o final), [1/°C]

Así entonces, la ecuación 29 es la expresión que se utilizará para realizar la corrección de las mediciones en TA por dilatación volumétrica del aceite a causa de la temperatura.

4.2.2.-Representación gráfica del factor de expansión del aceite

En la figura 17 se presenta un diagrama de fase presión-volumen específico, donde se observa el fenómeno físico del coeficiente de expansión del aceite por cambios de temperatura a presión constante:

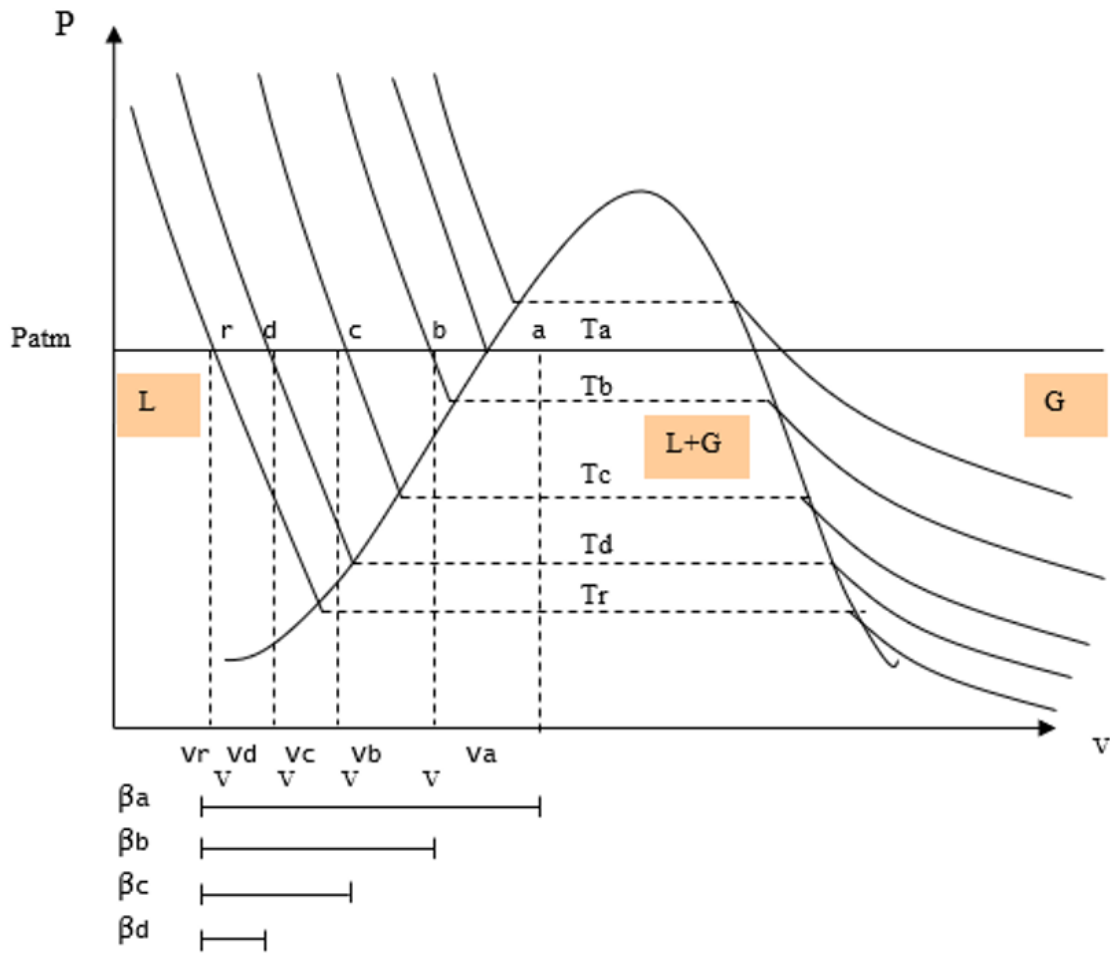


Figura 17 Diagrama de fases P vs v (Ostos, 2023)

Mediante la figura anterior se concluye que para cada temperatura presentada el valor de β es diferente, es importante destacar que en el punto “a” existen 2 fases de hidrocarburo, por lo que se debe realizar el ajuste por el gas disuelto en el crudo. Debido a que el coeficiente de expansión térmica del aceite varía en función de la temperatura, este debe ser determinado de manera individual para cada caso:

punto a:
$$\beta_a = \frac{1}{v_r} * \left[\frac{v_a - v_r}{T_a - T_r} \right]_p$$

punto b:
$$\beta_b = \frac{1}{v_r} * \left[\frac{v_b - v_r}{T_b - T_r} \right]_p$$

punto c: $\beta_c = \frac{1}{V_r} * \left[\frac{V_c - V_r}{T_c - T_r} \right]_p$

punto d: $\beta_d = \frac{1}{V_r} * \left[\frac{V_d - V_r}{T_d - T_r} \right]_p$

Con el propósito de reforzar la premisa sobre la necesidad de determinar el factor de expansión del aceite en función de la temperatura presentada en cada caso, en la figura 18¹³ se muestra un diagrama termodinámico temperatura vs volumen específico, donde se observa el comportamiento del coeficiente de expansión en función de la presión y temperatura.

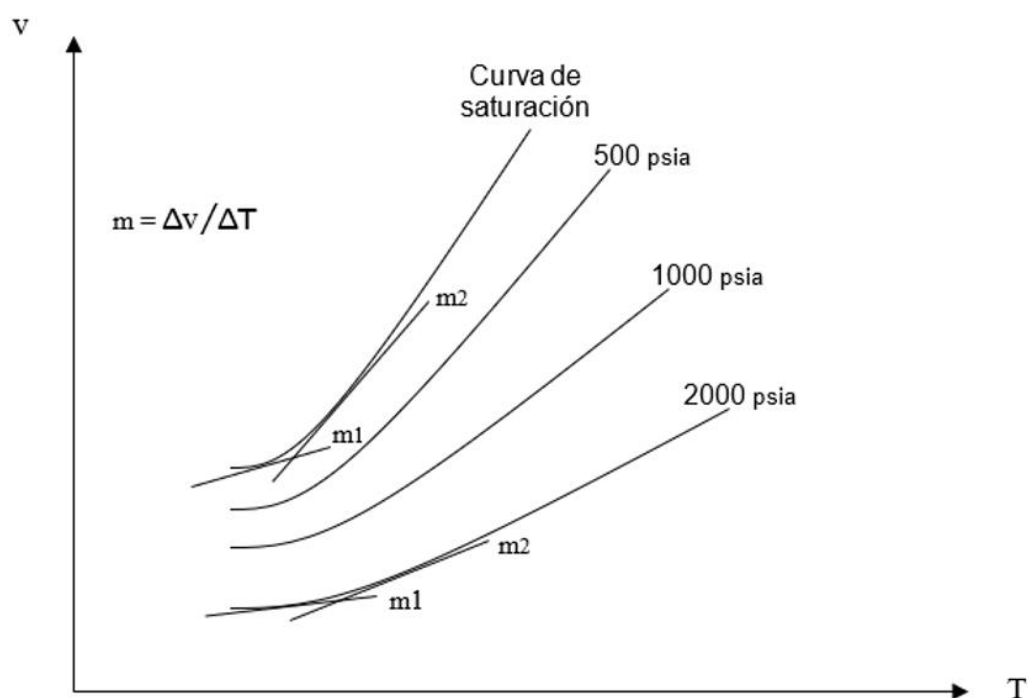


Figura 18 Diagrama T vs v propano (Ostos, 2023)

¹³ Se utilizó un diagrama de fase T-v para el propano a fin de poder explicar objetivamente el coeficiente de expansión térmica de los líquidos.

Cómo se puede observar en la figura 17, la pendiente de las isobaras representa el coeficiente de expansión térmica β , al aumentar la temperatura el coeficiente de expansión aumenta y al aumentar la presión de operación la pendiente disminuye, por lo tanto:

$$P \uparrow \frac{\Delta v}{\Delta T} \downarrow; P \downarrow \frac{\Delta v}{\Delta T} \uparrow$$

De este modo, es posible establecer que, en función de la presión y temperatura presentadas en cada procedimiento de medición, el crudo tendrá un correspondiente coeficiente de expansión volumétrica, mismo que es función de estas propiedades y debe determinarse particularmente a efecto de garantizar la disminución del error de medición provocado por el comportamiento del crudo por las condiciones del ambiente.

4.3.- Derivación de las expresiones para corregir por gas disuelto

Como se mencionó en el capítulo 1, el aceite producido generalmente contiene gas disuelto, por lo que es necesario realizar las correcciones de volumen medido por gas. Para determinar la cantidad de gas que se encuentra disuelto en el aceite se debe obtener la relación de solubilidad (R_s)¹⁴ y el factor de volumen del aceite (B_o)¹⁵ a presión de vapor y temperatura del tanque. Normalmente, la determinación de estas propiedades en campo es mediante el uso de correlaciones (por ejemplo, Oinstein) ya que en sitio puede ser lo más práctico de aplicar, sin embargo, de ser posible lo mejor es obtenerlas mediante análisis PVT en laboratorio.

¹⁴ La R_s también conocida como relación de solubilidad se define como el volumen de gas que se encuentra contenido en un volumen de aceite crudo, normalmente se expresa en pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo (scf/stb).

¹⁵ El B_o corresponde a la relación definida por el volumen de aceite que ocupa un barril a condiciones específicas sobre el volumen del mismo barril a condiciones estándar (stb @ c.y./stb @ c.s.)

La figura 19 muestra un proceso físico de separación de aceite-gas en una batería con tres etapas de separación y las propiedades del aceite estabilizado en el tanque:

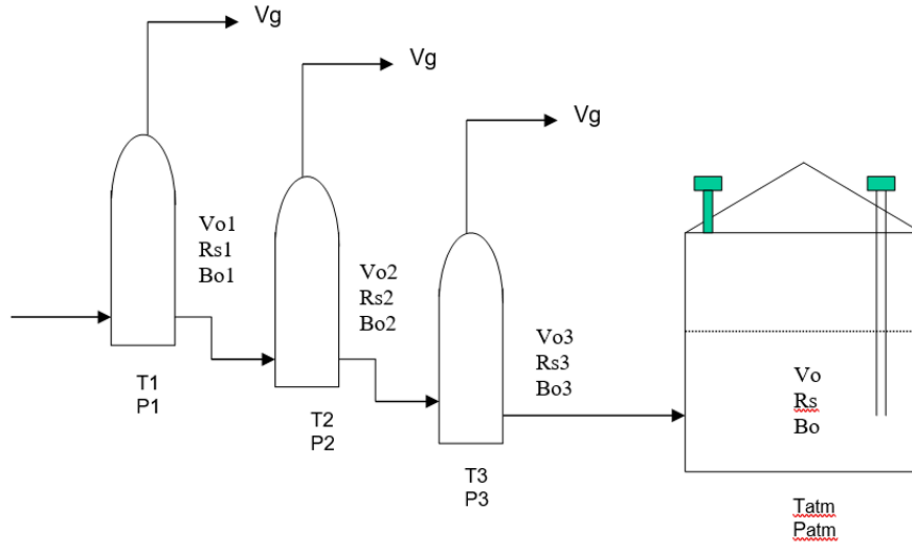


Figura 19 Proceso de separación gas-aceite en una batería (Elaboración propia)

La relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite se deben calcular cuando en el tanque de almacenamiento la presión de vapor sea mayor a la presión atmosférica. Para esto es importante conocer la presión de vapor verdadera¹⁶ del crudo (Pvv) a presión atmosférica y a las temperaturas inicial y final en el tanque, con el fin de calcular el volumen de gas disuelto. Si la Pvv es mayor a la presión atmosférica se debe calcular el volumen inicial de crudo y agua con sus respectivas medidas iniciales, L_{oi} y L_{of} para el crudo y L_{wi} y L_{wf} para el agua, las expresiones para corregir el volumen de crudo por gas disuelto son las siguientes:

$$V_{oi} = (L_{oi} - L_{wi})C_i, \quad \text{Sin corregir por gas} \quad \dots (30)$$

$$V_{oicg} = \frac{(L_{oi} - L_{wi})C_i}{B_{o@}(T_i, P_{vvi})}, \quad \text{Corregida por gas} \quad \dots (31)$$

¹⁶ La presión de vapor verdadera (PvV) es la presión de vapor de un líquido cuando está en equilibrio con su fase vapor a una temperatura específica, se diferencia de la presión de vapor Reid (PVR) en que esta última se calcula a condiciones de prueba y es por lo regular un valor más alto a la PVT.

$$V_{of} = (L_{of} - L_{wf})C_f, \quad \text{Sin corregir por gas} \quad \dots (32)$$

$$V_{ofcg} = \frac{(L_{of} - L_{wf})C_f}{B_{o@}(T_f, P_{vvf})}, \quad \text{Corregida por gas} \quad \dots (33)$$

Donde:

C_i = Constante del tanque corregida por temperatura inicial, [bl/m]

L_{oi} = Lectura inicial de crudo, [m]

L_{wi} = Lectura inicial de agua, [m]

$B_{o@}(T_i, P_{vvi})$ = Factor volumétrico del aceite a temperatura y presión de vapor verdadera inicial [bl/bl]

V_{oicg} = Volumen inicial de crudo, corregido por gas @ T_i y P_{vvi} , [bl]

C_f = Constante del tanque corregida por temperatura final, [bl/m]

L_{of} = Lectura final de crudo, [m]

L_{wf} = Lectura final de agua, [m]

$B_{o@}(T_f, P_{vvf})$ = Factor volumétrico del aceite a temperatura y presión de vapor verdadera final [bl/bl]

V_{ofcg} = Volumen final de crudo, corregido por gas @ T_f y P_{vvf} , [bl]

Por último, si la PVV es menor a la presión atmosférica esta última retendrá el contenido de gas en el tanque de almacenamiento, por lo que no es necesario realizar la corrección por gas disuelto:

si $P_{vv} > P_{atm}$ se calcula R_s y B_o ,

si $P_{vv} < P_{atm}$ no se calcula R_s y B_o ,

Concluyendo que si $P_{vv} < P_{atm}$, no se realiza la corrección por gas disuelto.

Cómo se puede observar en las ecuaciones 31 y 33, la propuesta para corregir el volumen medido por gas considera la corrección a la constante del tanque por temperatura presentada anteriormente (capítulo 4.1.1) mediante la ecuación 20, además de ajustar el volumen con el uso del Bo del aceite a la temperatura inicial y final de la medición y a la presión de vapor verdadera para los mismos casos, este se determina in situ con el uso de correlaciones, por lo que es necesario de la misma forma determinar Rs con anterioridad.

4.4.- Derivación de las expresiones para corregir por temperatura

Después de haber corregido el volumen de crudo por gas disuelto, se procede a corregir por temperatura. Para obtener las expresiones a utilizar se considera la ecuación 28, presentada para la corrección del volumen por expansión térmica del aceite, además de los resultados obtenidos por la corrección de volumen por gas. Por lo tanto:

$$V_{ori} = \frac{V_{oicg}}{[1 + \beta_i * (T_{mi} - T_{ri})]} \quad \dots (34)$$

$$V_{orf} = \frac{V_{ofcg}}{[1 + \beta_f * (T_{mf} - T_{rf})]} \quad \dots (35)$$

Con las expresiones anteriores se calcula la producción de crudo corregido por contenido de gas y por temperatura (tanto del aceite como del TA) en el tiempo “t”:

$$V_{oc} = V_{orf} - V_{ori} \quad \dots (36)$$

Finalmente, se calcula la producción neta de aceite y de agua con las siguientes expresiones adaptando la ecuación 7:

$$Q_{oc} = \frac{V_{oc} * 24}{t} \quad \dots (37)$$

$$Q_w = \frac{(L_{wf} - L_{wi}) * C * 24}{t} \quad \dots (38)$$

Donde:

V_{ori} = Volumen inicial corregido por gas y temperatura, [bl]

V_{oicg} = Volumen inicial de crudo, corregido por gas @ T_i y P_{vvi} , [bl]

T_{mi} = Temperatura medida inicial, [°C]

T_{ri} = Temperatura de referencia inicial, [°C]

β_i = Factor de expansión volumétrica inicial, [1/°C]

V_{orf} = Volumen final corregido por gas y temperatura, [bl]

V_{ofcg} = Volumen final de crudo, corregido por gas @ T_i y P_{vvi} , [bl]

T_{mf} = Temperatura medida final, [°C]

T_{rf} = Temperatura de referencia final, [°C]

β_f = Factor de expansión volumétrica final, [1/°C]

V_{oc} = Volumen de crudo en el tiempo t , [bl]

t = Tiempo de producción, [hrs]

C = Constante del tanque corregida por temperatura, [bl/m]

Q_{oc} = Gasto de crudo producido, [bl/día]

Q_w = Gasto de agua producido, [bl/día]

Cómo se puede observar en las ecuaciones 34 y 35 se obtiene el volumen corregido por temperatura a partir del volumen corregido previamente por contenido de gas (en caso de que esta corrección sea necesaria), además de ser necesario determinar el factor de

expansión volumétrico de aceite por temperatura del crudo a medido, esto es, como se presentó anteriormente en los apartados 4.2.1 y 4.2.2, mismos donde se estableció que en función del valor que corresponda a β el aceite tendrá un mayor o menor volumen en contraste con la temperatura de referencia $T_r=20^{\circ}\text{C}$, aunado a esto, es menester recordar que el valor de β varía en función de la temperatura a la que se encuentre el crudo como se estableció en la figura 17 Por último, se calcula el volumen de aceite corregido y en función del tiempo se calcula el gasto de crudo con la ecuación 37.

CAPÍTULO 5. Resultados Obtenidos

En este capítulo se detalla el método analítico propuesto resultado de la investigación realizada, se expone el procedimiento a seguir para la aplicación de la propuesta y por último se realiza una breve comparación con los métodos tradicionales para determinar el volumen de crudo contenido en tanques.

La determinación del volumen contenido en un TA esta estandarizado para la industria petrolera en el Capítulo 12, sección 1, parte 1 del API. Para realizar estos cálculos es necesario conocer las lecturas obtenidas como resultado de la medición estática en el tanque (nivel de agua y aceite), densidades de los hidrocarburos (relativa y API del aceite y relativa del gas), el contenido de sedimento y las condiciones fuera y dentro del tanque (presión y temperatura).

Para el método tradicional se utilizan las tablas de calibración del tanque, con las cuales a partir de las longitudes obtenidas (mensurando) se obtiene el volumen observado, posteriormente se realizan correcciones a este volumen observado hasta obtener el volumen neto de aceite. Es evidente que el método estandarizado para el cálculo de volumen en tanques cuenta con elementos que contribuyen a la incertidumbre de medida, por lo que es necesario identificar las oportunidades de mejora y construir herramientas que den solución a esos problemas, a continuación, se expone el método propuesto como una posible herramienta que contribuya al proceso de mejora continua.

5.1.- Descripción del método obtenido

Como se establece en el capítulo anterior, la aplicación de las ecuaciones obtenidas considera condiciones iniciales y finales, esto se debe a que como se mencionó en la sección 3.3 en una batería se puede medir el volumen proveniente de un pozo o medir el aporte de una corriente de pozos, por lo que ese volumen se transporta al TA de

medición, dónde en un primer momento se realiza un procedimiento de medición inicial, para determinar las condiciones iniciales de tanque (nivel de agua inicial y nivel de aceite inicial), posteriormente, al almacenar el volumen a medir del pozo o corriente en el TA se tiene un segundo momento, dónde se realiza el procedimiento de medición para el cálculo de volumen de nuestro interés, de este modo es evidente que se debe restar al volumen final la medición inicial.

El alcance del método obtenido considera cualquier medición de volumen de aceite en TA, principalmente las realizadas en las baterías de separación y tratamiento de hidrocarburos, donde puede llegar la producción por pozo para instalaciones cercanas o la corriente de varios pozos más alejados de la batería. En la figura 20 se expone todo el mercado de hidrocarburos, considerando lo visto en el primer capítulo, además de mostrar una representación de una Batería de Separación y el sistema comercial de México de hidrocarburos, siendo este tipo de instalaciones los principales lugares de aplicación:

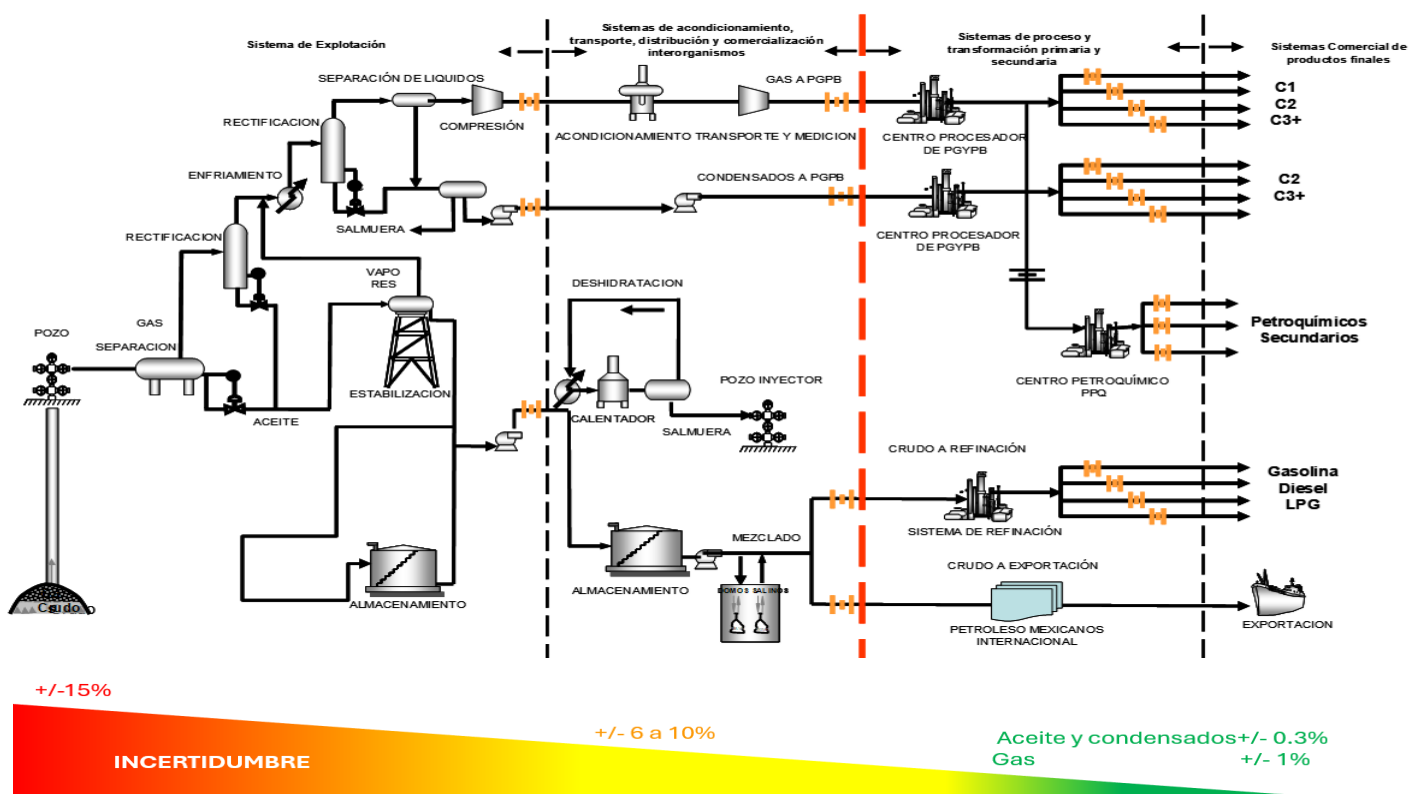


Figura 20 Mercado de hidrocarburos (Ostos, 2023)

Así entonces, el método propuesto consta de los siguientes pasos:

1. Se deben obtener los datos correspondientes al sitio donde se realizará la medición estática: número de pozo o batería, capacidad nominal del tanque, capacidad útil, capacidad bombeable, alturas del tanque (borde, altura de succión y altura de medición), diámetro interior del tanque y la constante del tanque.
2. Conocer las siguientes propiedades del aceite a condiciones del tanque: presión de vapor verdadera, densidad API y densidad específica, relación de solubilidad (R_s), factor volumétrico (B_o) y curva característica del factor de expansión volumétrica (para determinar el valor de β a utilizar en función de la temperatura).
3. Realizar el procedimiento de medición manual descrito en la sección 3.3.2 del presente trabajo (medición a fondo) y registrar los resultados de la medición (valor y referencia) para la lectura de referencia (inicial) y posteriormente para el volumen a determinar de un pozo o corriente de pozos.
4. Corregir la constante del tanque mediante la ecuación 20 (para esto es necesario aplicar las ecuaciones 13, 14 y 15, para las condiciones iniciales y finales).
5. Si la P_{vv} es mayor a la presión atmosférica, realizar la corrección de volumen por contenido de gas, utilizando las lecturas resultantes del procedimiento de medición en las ecuaciones 31 y 33. Si la P_{vv} es menor a la presión atmosférica omitir este paso.
6. Realizar la corrección por expansión volumétrica del aceite por temperatura, aplicando las ecuaciones 34 y 35. Es indispensable garantizar que el factor de expansión volumétrica β este ajustado para el aceite a medir y a la temperatura que se encuentre.
7. Determinar el volumen de aceite corregido por gas y temperatura con la ecuación 36 (V_{oc}), siendo este el resultado final de la medición de volumen en el TA.
8. Utilizar el V_{oc} para calcular el gasto aportado por el pozo o corriente de pozos que llega al TA de medición usando la ecuación 37.
9. Determinar el gasto de agua con la ecuación 38.

Como se menciona en el paso 6 es indispensable conocer la curva característica del factor de expansión volumétrica del aceite para la aplicación de este método, ya que, como se estableció anteriormente en las secciones 4.2.1 y 4.2.2, β varía según el fluido y temperatura durante la medición. Con el objetivo de reforzar este postulado, a

continuación, en la figura 21, se expone la curva obtenida de pruebas realizadas a algunas muestras de aceite crudo, a las cuales se les realizó un análisis PVT, para determinar factor de expansión del aceite (β)¹⁷ y construir la curva característica del aceite.

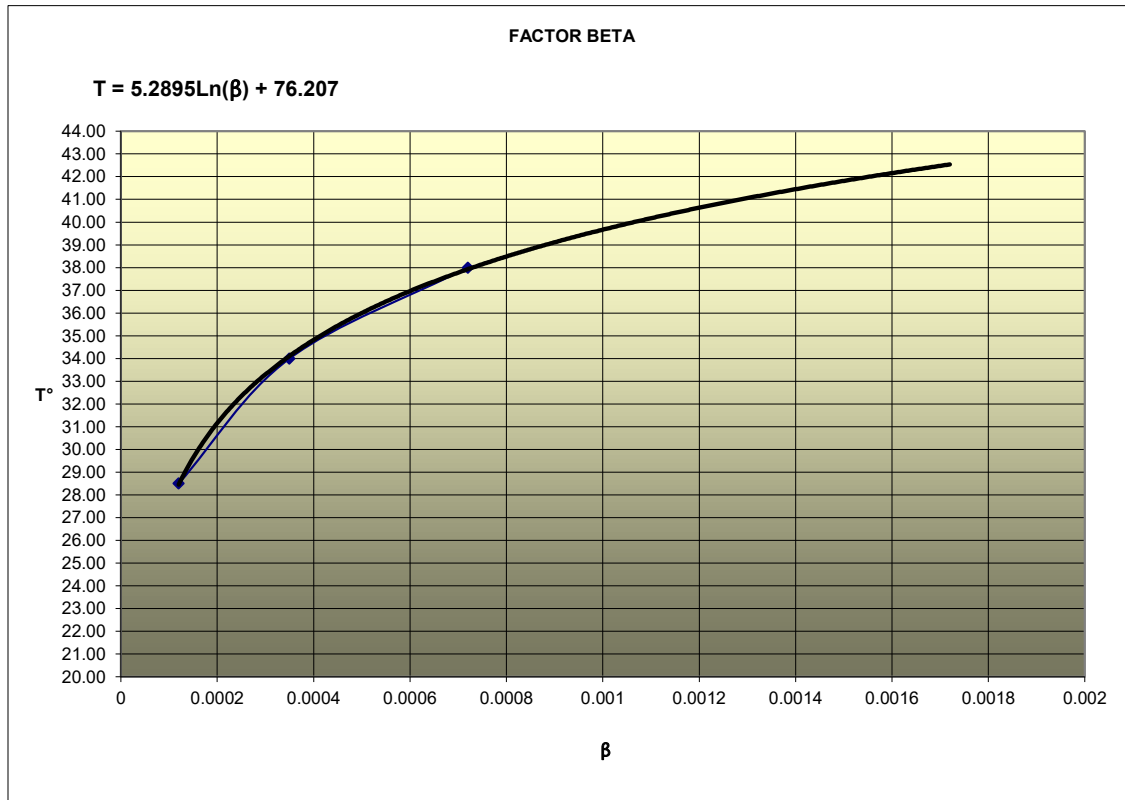


Figura 21 Resultados prueba de laboratorio factor β (Ostos, 2023)

Normalmente, se utiliza un valor estándar para la corrección de expansión volumétrica del crudo, siendo $\beta=0.0008$ [$1/^\circ\text{C}$], valor que según la figura 19 únicamente correspondería si el aceite se encuentra a una temperatura aproximada de 38.5°C , por lo que es necesario conocer el valor que más convenga utilizar de modo que se reduzca el error sistemático, aspecto que destaca del método propuesto. A continuación, se

¹⁷ Los resultados de las pruebas realizadas a las muestras referidas fueron proporcionados por el ingeniero petrolero Rubén Ostos Villaseñor, para la realización del presente trabajo, la prueba fue realizada por el ingeniero José Manuel Morales Suárez, en paz descanse.

muestra en la figura 22 el diagrama de flujo que representa el procedimiento de aplicación del método obtenido:

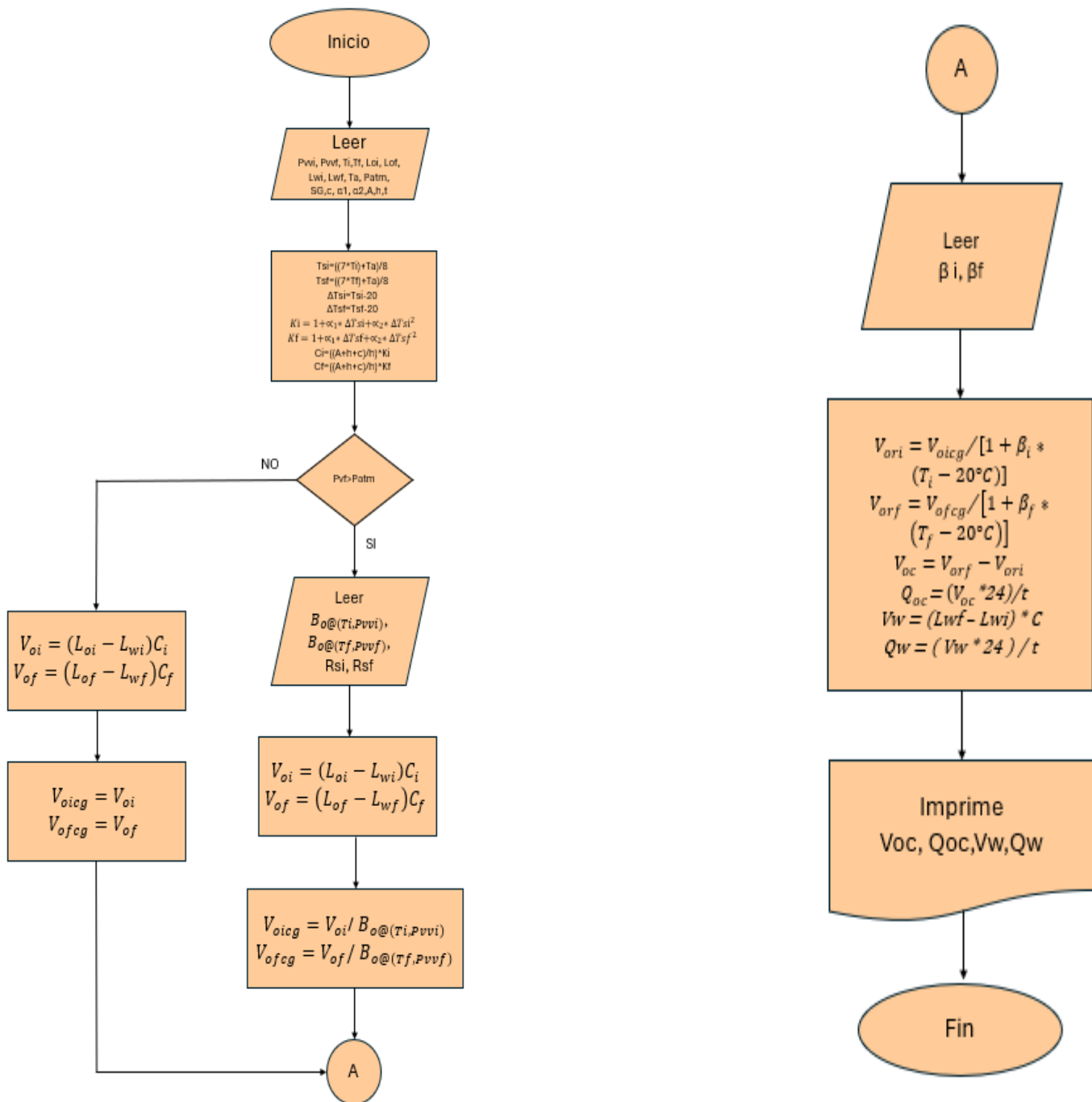


Figura 22 Diagrama de flujo método analítico (Elaboración propia)

Cómo se observa en el diagrama de flujo contenido en la figura 22, en caso de ser necesaria la corrección por contenido de gas, es necesario contar con datos como la R_s y el B_o del aceite, se recomienda ampliamente determinar también la densidad específica del gas, normalmente esta información puede obtenerse por las pruebas de laboratorio a las que se someten las muestras de crudo, sin embargo, una alternativa es su determinación analítica mediante el uso de correlaciones según sea el caso.

5.2.- Aplicación del método

Como se mencionó anteriormente, se cuenta con los resultados obtenidos por una prueba de laboratorio de muestras de aceite, a las se les realizó un análisis PVT, además de los resultados de un procedimiento de medición realizado, por lo que es posible aplicar el método de corrección propuesto y comparar con los resultados sin aplicar las ecuaciones de corrección.

La tabla 4 se muestran los resultados del procedimiento de medición realizado¹⁸:

RESULTADOS PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN MANUAL BATERÍA DE SEPARACIÓN											
FECHA (dd-mm-aaaa)	BATERÍA	TV No.	CTE (bl/m)	POZO No.	t hrs	Ti °C	Tf °C	Loi m	Lof m	Lwi m	Lwf m
12-sep-99	TECO	1	4584.988	BATERÍA	6.00	37.00	40.00	2.65	4.54	0.51	0.55

Tabla 4 Resultados procedimiento de medición (Ostos, 2023)

Los datos correspondientes a las propiedades del aceite, específicamente R_s y B_o se determinaron mediante la correlación de Oinstein, dichos valores se exponen a continuación en la tabla 5, mientras que los valores del factor de expansión volumétrica del crudo son los correspondientes a la figura 21.

¹⁸ La constante del tanque presentada se corrigió previamente.

**PROPIEDADES DEL ACEITE
PRUEBA DE LABORATORIO Y CORRELACIÓN**

Pvvi psia	Pvvf psia	Boi bl/d	Bof bl/d	Rsi (m3/m3)	Rsf (m3/m3)
37.5	39.0	1.01364	1.011585	6.0076	8.3658

Tabla 5 Propiedades del aceite medido

Con la información obtenida es posible realizar el cálculo de volumen contenido en el TA de medición de la batería, con el objetivo de evaluar el impacto de la corrección del error de medida, se presentan el caso sin corregir y corregido por el método propuesto.

1. Hay que considerar que el aceite contiene gas disuelto, siendo que la Pvv es mayor a la presión atmosférica es necesario corregir por gas, aplicando las ecuaciones 30, 31, 32 y 33. La tabla 6 muestra los resultados obtenidos.

**RESULTADOS CORRECCIÓN
POR GAS DISUELTO**

	Voi bls	Voicg bls	Vof bls	Vofcg bls
Sin corregir	9811.9	9811.9	18294.1	18298.1
Corregido	9811.9	9679.8	18294.1	18008.7

Tabla 6 Resultados corrección por gas disuelto

2. Se obtiene el factor de β a utilizar en el caso corregido mediante el uso de la figura 20 teniendo así que para las condiciones iniciales se reporta una temperatura del aceite de 37°C y a las condiciones finales de 40°C, siendo así que se determina que $\beta_i=0.00060$ y $\beta_f=0.00106$.
3. Realizar la corrección por expansión volumétrica del aceite aplicando las ecuaciones 34 y 35, considerando el volumen de aceite corregido por gas y los factores β definidos en el paso anterior. A continuación, la tabla 7 expone los resultados de la corrección.

**RESULTADOS CORRECCIÓN
POR EXPANSIÓN VLUMÉTRICA DEL ACEITE**

	Voi bls	Voicg bls	Vof bls	Vofcg bls	Vori bls	Vorf bls
Sin corregir	9811.9	9811.9	18294.1	18298.1	9811.9	18298.1
Corregido	9811.9	9679.8	18294.1	18008.7	9581.5	17633.2

Tabla 7 Resultados corrección por expansión volumétrica del aceite

4. Se determina el volumen final de aceite Voc con la ecuación 36.

RESULTADOS CORRECCIÓN VOLUMEN CORREGIDO POR GAS Y TEMPERATURA							
	Voi bls	Voicg bls	Vof bls	Vofcg bls	Vori bls	Vorf bls	Voc bls
Sin corregir	9811.9	9811.9	18294.1	18298.1	9811.9	18298.1	8486.2
Corregido	9811.9	9679.8	18294.1	18008.7	9581.5	17633.2	8051.8

Tabla 8 Resultados volumen final

5. Se determinan los gastos producidos de aceite (neto y bruto) y agua considerando el tiempo “t” de la tabla de datos de entrada.

RESULTADOS				
PRODUCCIÓN DE CRUDO				AGUA
FECHA	MÉTODO	NETA	BRUTA	Qw
12-sep-99	Sin corregir	33944.9	34678.5	733.6
12-sep-99	Corregido	32207.1	32940.7	733.6

Tabla 9 Gastos producidos

5.2.1.- Análisis de resultados caso de aplicación

Cómo se puede observar en la tabla 9 existe una variación final de la producción neta de 1737.8 [bls/d]. Además, se destaca una diferencia de 434.4 [bls] en la determinación del volumen contenido en el TA de la Batería de Separación.

Los resultados muestran que no aplicar las correcciones adecuadas en la medición puede generar desacuerdos entre las partes involucradas en la transferencia de custodia, además de la pérdida económica del vendedor por las posibles sanciones aplicadas por la diferencia de volumen acordada y entregada, pero en mayor medida, el comprador tendrá que pagar por un volumen de aceite que discrepa de la cantidad real de crudo transferido. Por lo tanto, es fundamental realizar procedimientos de transferencia de custodia donde el acuerdo considere las correcciones apropiadas al resultado de la medición. De este modo, tanto el vendedor como el comprador podrán acordar de forma precisa la cantidad de hidrocarburo a transferir y el monto a pagar por el mismo.

Por otro lado, si el traspaso de crudo se realiza de forma interna en México, realizar las correcciones adecuadas a los resultados de medición para tener un acuerdo entre los

departamentos de exploración y producción con petroquímica y refinación es indispensable, por motivos de capacidad de manejo principalmente, evitando así surjan problemas relacionados con el inventario entre los organismos que conforman Petróleos Mexicanos.

Mediante la comparación de los volúmenes obtenidos sin corregir y corregidos por el método propuesto se infiere que existe una corrección del error de medida asociado al cálculo de volumen medido en el TA, por lo que, si es posible conocer con certeza la incertidumbre asociada a la medición, o en un mejor escenario, contar con el presupuesto de incertidumbre se dota al resultado de la medición de mayor confiabilidad, ya que el valor corregido se acerca en mayor medida al valor verdadero de la magnitud.

5.3.-Comparación del método tradicional y método propuesto

El método tradicional para el cálculo del volumen de aceite en TA consiste en utilizar el resultado de la medición manual para determinar el TOV mediante el uso de las tablas de calibración del tanque, posteriormente se realizan las correcciones para eliminar los errores de medida. A continuación, se exponen las ventajas y desventajas de cada método:

Ventajas

a) Tradicional

1. Se determina el volumen observado directamente (aceite y agua).
2. Cuenta con un ajuste de volumen especial para tanques de techo flotante.
3. Considera la expansión de la carcasa del TA.
4. Se realiza una corrección por expansión del aceite.
5. Se puede estimar la cantidad de agua y sedimento.

b) Propuesto

1. Determina el volumen de aceite y agua analíticamente.
2. Considera la corrección por expansión del TA.
3. Se ajusta la constante del tanque a las condiciones iniciales y finales.
4. Se realiza la corrección de volumen por contenido de gas disuelto.

5. Ajusta con mayor precisión la corrección por expansión volumétrica del aceite al determinar el valor de β en base a la temperatura del crudo.
6. Se pueden determinar los gastos de aceite y agua considerando el tiempo.

Desventajas

a) Tradicional

1. Las tablas de calibración del TA deben estar vigentes para poder usarse.
2. Las lecturas del mensurando pueden no estar contenidas de forma exacta en la tabla de calibración.
3. No ajusta la Constante del tanque para condiciones iniciales ni finales.
4. No considera la corrección de volumen por contenido de gas disuelto.
5. Utiliza un valor de β estándar para realizar la corrección por expansión volumétrica del aceite, o en su defecto utiliza tablas de correlación para determinarlo de manera aproximada.
6. No cuenta con factores de corrección por dilatación de la cinta y plomada de medición.

b) Propuesto

1. No cuenta con ajuste para tanques de techo flotante.
2. Necesita análisis de laboratorio de muestras de crudo para determinar β , y de ser posible para determinar R_s , P_{vv} y B_o . Además, estos análisis requieren de un control estadístico para determinar su frecuencia de actualización.
3. No cuenta con estimación de agua y sedimento aproximados, por lo que se deben adaptar las ecuaciones del método convencional al algoritmo de la propuesta.
4. Se deben determinar las curvas características de expansión de cada tipo de crudo.
5. No cuenta con factores de corrección por dilatación de la cinta y plomada de medición.
6. Al determinar el volumen mediante las lecturas registradas del procedimiento de medición, los errores durante el mismo derivan a un cálculo de volumen poco confiable, por lo que es necesario un valor medido seguro.

Es indispensable recordar que en medición la aplicación de factores de corrección en las ecuaciones se relaciona directamente con la reducción del error de medida sistemático, siendo que la incertidumbre asociada es la misma para ambos métodos, heredada por la trazabilidad de patrones internacionales y nacionales, además de la inherente al procedimiento de medición en TA, cuyos contribuyentes principales se mencionaron anteriormente en el apartado 3.3.3.

5.4.- Discusión de los resultados

Durante el capítulo 1 de esta investigación se precisó que el aceite almacenado en un TA generalmente contiene porcentajes mínimos de gas disuelto y agua, además de sólidos no hidrocarburos. A través de los resultados presentados anteriormente se corrige el error de medida que genera el contenido de gas en el aceite, como se observa en la tabla 6, en adición, el procedimiento propuesto estandariza las correcciones realizadas según el valor de referencia para presión y temperatura en México (presión de 1 atm $\approx$ 14.7 psi y temperatura de 20°C), sin embargo, es posible adaptar las ideas generales del mismo únicamente realizando el análisis según cuales sean los valores de referencia de cada país, siendo que se cumple trabaja con la idea de almacenar y medir aceite estabilizado.

Sin embargo, no se realizan las correcciones por agua emulsionada (recordando que el agua libre se asienta y determina su volumen en el fondo del tanque) y contenido de sedimentos, siendo estas oportunidades de mejora para la propuesta.

De igual forma mediante el análisis del procedimiento de medición en TA, se identifica que el mensurando es el nivel de aceite y/o agua contenidos en el taque, es decir, la magnitud base a determinar es una longitud, misma que se ve afectada por la temperatura y la presión, como se explicó anteriormente, si la presión de vapor del líquido es mayor a la presión atmosférica es menester corregir el volumen por gas, ya que la contrapresión de la atmosfera no es suficiente para contener el gas en el tanque y según la temperatura del aceite, este puede presentar una dilatación volumétrica o encogimiento en medida que sea mayor o menor a la temperatura de referencia, como se observa en

la figura 15, fundamentado también por la ecuación 28. Por lo tanto, se corrigen los errores sistemáticos relacionados con estas variables o magnitudes de impacto, atendiendo a lo estudiado en el Capítulo 2 y cuyo impacto se observa en las tablas 7 y 8.

Ahora bien, para la corrección por temperatura el principal distintivo de la propuesta es el ajuste del factor de expansión volumétrica del aceite, siendo comprobada su importancia en la figura 20, es importante aclarar que la curva característica de este factor de expansión solo se consigue mediante pruebas de laboratorio, por lo que se reconoce la complejidad de la aplicación de este paso en campo como una desventaja del método.

Por último, se considera al método obtenido como una alternativa a los convencionales dado que la aplicación de este fue posible en el caso de aplicación, lo cual se observa en las tablas 8 y 9, por lo que el objetivo general cumple con la construcción de los modelos matemáticos que reduzcan el error de medida y proporcionan mayor confianza con la adición de la incertidumbre de medición, representado por el diagrama de flujo expuesto en la figura 21, sin embargo, la determinación de los contribuyentes al error y a la incertidumbre fueron escasos, por lo que la investigación puede mejorar si se tiene acceso a más datos de campo, estudiando el procedimiento de medición a mayor detalle e identificando los errores humanos o aleatorios con mayor (tipo A) y sus posibles soluciones, de existir estas.

CAPÍTULO 6. Conclusiones y Recomendaciones

A continuación, se exponen las conclusiones obtenidas de la presente investigación y sus resultados, dichas conclusiones se enfocan alrededor de los objetivos general y específicos planteados, además se postulan las recomendaciones necesarias para dar continuidad a la investigación con el propósito de aportar al proceso de mejora continua e integral de los procedimientos de medición en México.

CONCLUSIONES

1. Se estudió y describió el proceso de producción de hidrocarburos, así como el tratamiento del aceite producido en la superficie, de modo que se explique las condiciones necesarias para que el crudo llegue a un tanque de almacenamiento atmosférico y poder realizar procedimientos de medición manual correctos y con un menor número de errores de medida asociados por la composición del crudo almacenado.
2. Se contrastó la estructura de tratamiento de aceite en superficie con los procedimientos de una Batería de Separación, determinando así el principal lugar de aplicación de la propuesta.
3. Se describió el procedimiento de medición manual de volumen en TA, logrando identificar los contribuyentes a la incertidumbre de medida y los contribuyentes al error de medición. Estos contribuyentes concuerdan con su marco teórico expuesto en el capítulo 2 del presente trabajo, cumpliendo así con el objetivo planteado.
4. Se presentaron modelos matemáticos que corrijan el error sistemático asociado a las mediciones manuales en TA, por expansión lineal del tanque, por presencia de gas

asociado al aceite contenido y por expansión volumétrica del aceite, considerando una corrección al método tradicional ajustando de forma particular el factor β que modela matemáticamente este fenómeno físico.

5. El análisis realizado a las mediciones del caso presentado demostró la importancia de realizar correcciones sobre el resultado de una medición, siendo muy diferentes los volúmenes y gastos calculados cuando no se corrigen por la presencia del gas disuelto y por las condiciones de temperatura. La transferencia de custodia es una actividad comercial obligada entre subsidiarias y clientes externos de PEMEX. La razón de efectuar los ajustes necesarios a la producción de hidrocarburos es precisamente para que exista una relación en igualdad de condiciones entre vendedor y comprador.
6. Los más beneficiados con esta metodología son los Activos de producción y principalmente el área de Yacimientos, ya que, al ajustar correctamente la producción de los pozos, la información de su base de datos será más confiable para la evaluación de las reservas en explotación.
7. Se cumplió con el objetivo general de la investigación al obtener una metodología analítica que permita disminuir la diferencia entre el valor medido y el valor verdadero de la magnitud, siendo así que el error de medida disminuye y permite que al conocer mejor el mensurando (aceite con gas disuelto) se tenga una mayor confianza en los valores reportados.

Después de la investigación realizada se obtuvo un método analítico alternativo a los actualmente utilizados para la determinación del volumen medido en TA verticales, principalmente en las baterías de separación. Sin embargo, existen correcciones que pueden adicionarse al procedimiento obtenido, generando una mayor confianza en los volúmenes calculados, se debe considerar de igual forma, el presupuesto de incertidumbre asociado, así como las características heredadas de los patrones por

concepto de trazabilidad. Es menester resaltar que, en México, existen otras expresiones matemáticas que corrigen parcialmente los errores sistemáticos estudiados en el presente trabajo, sin embargo, no consideran el ajuste al factor de expansión volumétrica y también distan en cierta medida del método contenido en el capítulo 12 del API.

Por último, se resalta que el uso de tablas de calibración para determinar el volumen observado después de un procedimiento de medición cuenta con la desventaja de ser un método discreto, por lo que al obtener un nivel de fluido que no se contenga la tabla se debe determinar el volumen aplicando ecuaciones o una interpolación (triangulación), siendo estos contribuyentes a la incertidumbre que el método propuesto no adolece.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar el método propuesto en más casos de aplicación reales y contrastar los resultados con los obtenidos por la metodología del API y el método aplicado en el lugar de la medición.
2. Someter a evaluaciones analíticas los valores obtenidos con el objetivo de evaluar cuantitativamente los resultados y determinar si la aplicación del método es confiable y conveniente desde una perspectiva científica. De ser posible comparar los resultados de las correcciones propuestas con una medición dinámica de baja incertidumbre que funja como patrón de pruebas.
3. Aplicar las correcciones faltantes a la propuesta, como la corrección por porcentaje de agua y sólidos, y también si se tiene un tanque de techo flotante. Además, es posible considerar la expansión de la cinta y plomada de medición siempre y cuando la atención al detalle no haga perder el propósito práctico de realizar las correcciones.
4. Obtener las tablas de calibración de cada tanque de almacenamiento, corregidas a la temperatura de referencia en México (20°C).
5. Determinar la curva característica del coeficiente de expansión térmica (β), para cada tipo de crudo, por batería y por pozo.
6. Determinar con un análisis PVT las propiedades de los fluidos para cada tipo de crudo, o en su caso seleccionar la correlación que mejor se ajuste a las características del

fluido. Es muy importante que se determine la R_s y el B_o de la última etapa de separación para calcular el volumen de gas que se liberará en el tanque atmosférico y así determinar la producción total de gas de un pozo o una corriente de pozos. El volumen de gas varía de acuerdo la presión de separación de la última etapa, en el entendido de que, a mayor caída de presión entre la última etapa de separación y el tanque atmosférico, mayor es el volumen de gas que se libera.

7. Además del análisis PVT, considerar la toma de muestras repesurizadas a condición de tanque con $P_{vv} > P_{atm}$ para el análisis de factor de encogimiento ($1/B_o$), de acuerdo con el API MPMS 20.1A, sección 1.7.4. y comparar los resultados de R_s y B_o mediante ensayos analíticos.
8. Realizar las mediciones en los tanques atmosféricos con mayor precisión, considerando los errores de Tipo A, es decir aleatorios inherentes a cualquier procedimiento de medición.
9. Como se mencionó anteriormente la presión de vapor es un parámetro fundamental en los cálculos, sin embargo, su cálculo no es fácil por lo que se sugiere realizar suficientes pruebas de laboratorio a fin de determinar las correlaciones o nomogramas de presión de vapor características para cada tipo de crudo.
10. Utilizar el diagrama de flujo presentado para la automatización del procedimiento en cualquier lenguaje de programación. En caso de ser necesario el uso de correlaciones para determinar las propiedades del aceite (R_s y B_o), se recomienda añadir esta correlación al programa en forma de función, y tomando sus resultados en el algoritmo de aplicación del método con el fin de eficientizar el programa y ahorrar espacio de memoria.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. American Petroleum Institute Bulletin (1959). *Evaporation Loss in the Petroleum Industry-Causes and Control*, API Bull. 2513, N.Y. USA.
2. American Petroleum Institute Bulletin (2001) *Manual of Petroleum Measurement Standards*. Segunda edición.API.
3. Arias, R. & CENAM (2002). *Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos*.
4. Bunce, M. J. (2020). *Elaboración de una guía para medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
5. Cano, I. A. (2015). *Medición estática de tanques de almacenamiento* [Que para obtener el título de Ingeniero Petrolero]. Universidad Nacional Autónoma de México.
6. CIDESI. (2010a). *Estimación de la incertidumbre* (Vol. 1). Qro, México.
7. CIDESI. (2010a). *Estimación de la incertidumbre* (Vol. 2). Qro, México.
8. CIDESI. (2010a). *Trazabilidad, métodos de calibración y estimación de la incertidumbre en mediciones de flujo*. Qro, México.
9. CIDESI. (2010b). *Fundamentos de metrología* (Vol. 1). Qro, México.
10. Clavel Á. de M. (2024). *Apuntes clase Metrología Aplicada a la Medición de Caudal o Volumen de Hidrocarburos Gaseosos y Líquidos*. Universidad Nacional Autónoma de México.
11. Comité Consultivo de Metrología. (2012). *Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales y términos asociados (VIM)*. (3.ª ed) [Traducción de ISO/IEC GUIDE 99].
12. Diaz del Castillo, F. (2018). *Recipientes a presión*. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán.
13. EMERSON (2020). *La guía del ingeniero para la medición de tanques* (Edición 2021).

14. Galindo, R. (2011). *Análisis y diseño de tanque atmosférico Norma API 650* [Que para obtener el título de ingeniero civil]. Universidad Nacional Autónoma de México F.E.S. Aragón.
15. Gómez, J. A., Becerril, F., & Flores, L. (1987). *Apuntes de manejo de la producción en la superficie*. Universidad Nacional Autónoma de México, México D. F.
16. Gonzáles, C. A. (2017). *Influencia De Las Condiciones De Separación Para La Recuperación Óptima De Hidrocarburos En Los Yacimientos De Aceite* [Que para obtener el grado de Maestro en Ingeniería]. Universidad Nacional Autónoma de México.
17. Guzmán, L. C. (2019). *Selección de sistemas de medición de hidrocarburos para los puntos de transferencia de custodia y propiedad* [Que para obtener el título de Ingeniera Petrolera]. Universidad Nacional Autónoma de México.
18. Heinz Luchsinger. *Tanques Verticales y sus Incertidumbres de medición*, Centro Nacional de Metrología, Queretaro.
19. James W. Amyx, Daniel M. Bass Jr., and Robert L. Whiting (1988). *Petroleum Reservoir Engineering*, McGraw-Hill Book Company, USA.
20. Mmarfisi, S., & Ssalager, J. L. (2004). *Deshidratación de crudo Principios y tecnología*. Laboratorio FIRP Escuela de INGENIERIA QUIMICA, UNIVERSIDAD de Los ANDES Mérida 5101 VENEZUELA.
21. Ward Rosen. *Estabilizin Crude Oil and Condensate, Petroleum Learnin Programs, LTD*. Manual P-12, Houston Tx. USA.
22. William, D., & McCain, J. (1990). *The properties of petroleujm fluids* (2.^a ed.). PennWell Books.
23. Young, H. D., & Freedman, R. A. (2009). *Física universitaria* (12.^a ed., Vol. 1). PEARSON EDUCACIÓN.