



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Aplicación y Caso Práctico para el  
Balance de Producción de Aceite y Gas  
en Instalaciones Petroleras de Campos  
Productores de Hidrocarburos del Sur  
de México**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Luis Alberto Alonso Morales

**DIRECTOR DE TESIS**

M.I. Horacio Andrés Ortega Benavides



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

# CONTENIDO

---

---

<b>Resumen</b> .....	<b>I</b>
<b>Objetivo</b> .....	<b>IV</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>VI</b>
<b>Capítulo 1. Propiedades de los Fluidos Petroleros</b> .....	<b>7</b>
1.1 Propiedades del Gas, Aceite y Agua .....	<b>7</b>
1.2 Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales .....	<b>26</b>
1.2.1 Ecuaciones Fundamentales .....	<b>26</b>
1.2.2 Pérdidas de Presión por Fricción .....	<b>29</b>
1.2.3 Patrones de Flujo.....	<b>36</b>
1.3 Clasificación General de los Yacimientos Petroleros en México .....	<b>39</b>
1.3.1 Yacimientos de aceite.....	<b>40</b>
1.3.2 Yacimientos de gas.....	<b>42</b>
<b>Capítulo 2. Fundamentos de la Metrología de Hidrocarburos</b> .....	<b>45</b>
2.1 Antecedentes de la Metrología .....	<b>45</b>
2.2 Definición de Metrología .....	<b>46</b>
2.3 Conceptos Metrológicos Básicos.....	<b>50</b>
2.4 Equipos e Instrumentación para los Mecanismos de Medición.....	<b>53</b>
2.4.1 Propiedades Asociadas a los Instrumentos de Medición .....	<b>53</b>
2.4.2 Error de Medición .....	<b>55</b>
2.4.3 Instalaciones de Medición .....	<b>55</b>
2.4.4 Importancia del Proceso de la Medición de Hidrocarburos.....	<b>61</b>
2.5 Normativa en Materia de Medición de Hidrocarburos .....	<b>63</b>
2.5.1 Antecedentes de la Normativa en la Medición de Hidrocarburos en México .	<b>63</b>
2.5.2 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos .....	<b>65</b>
2.5.3 Norma Internacional ISO 10012:2003 .....	<b>67</b>
2.5.4 Norma Mexicana NMX-Z-055-IMNC-2009 .....	<b>68</b>
2.5.5 Clasificación de los Puntos de Medición .....	<b>69</b>
<b>Capítulo 3. Fundamentos y Conceptos de Balances de Hidrocarburos</b> .....	<b>73</b>
3.1 Antecedentes del Balance .....	<b>74</b>
3.2 Principios del Balance de Aceite, Gas y Condensado.....	<b>75</b>
3.2.1 Estándar MPMS API Capítulo 20 Sección 1. Medición para Asignación (Allocation Measurement).....	<b>75</b>
3.2.2 Metodología de Prorrato Basado en Incertidumbres Asociada a los Sistemas de Medición Aplicando el API RP-85 .....	<b>76</b>
3.3 Proceso de la Medición y el Balance de Hidrocarburos .....	<b>83</b>

## CONTENIDO

---

3.4 Lineamientos del Balance de Hidrocarburos .....	86
3.4.1 Metodología del Balance de Aceite Crudo .....	87
3.4.2 Metodología del Balance de Gas y Condensado .....	90
<b>Capítulo 4. Caso Práctico de Campo .....</b>	<b>93</b>
4.1 Introducción a la Herramienta de Análisis de Datos .....	95
4.1.1 Elementos que Integran Power BI .....	96
4.1.2 Extensiones de Power BI .....	97
4.2 Desarrollo de un Balance de Aceite y Gas .....	101
<b>Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>124</b>
<b>Apéndice A</b>	
<b>Apéndice B</b>	
<b>Apéndice C</b>	
<b>Glosario</b>	
<b>Referencias</b>	

## AGRADECIMIENTOS

---

*En primer lugar, agradezco profundamente a Dios, por ser mi guía constante y fuente de fortaleza a lo largo de este camino. Sin su luz y compañía, este logro no habría sido posible.*

*A mis padres, Francisco Alonso y Gloria Morales, les debo todo lo que soy. Su amor, sacrificio y dedicación me han guiado en cada paso, siendo mi mayor fuente de inspiración y el pilar que me sostiene en los momentos difíciles. Gracias por su incondicional apoyo, por enseñarme con su ejemplo y por estar siempre a mi lado. De igual manera, a mis hermanos Carlos, Jessica y Xavier, les agradezco profundamente por su compañía constante, sus palabras de aliento y por brindarme ánimo y risas en todo momento. Su apoyo ha sido fundamental en este viaje, y valoro enormemente su presencia en mi vida.*

*En general, a mis maestros y amigos en cada una de las etapas de mi proceso educativo, por sus enseñanzas, consejos y por compartir este camino conmigo. A cada uno de ustedes, mi más sincero agradecimiento.*

*También extiendo mi agradecimiento a mi jurado de tesis, especialmente al M.I. Horacio Andrés Ortega Benavides por su asesoramiento y guía en la elaboración de este trabajo, a los M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Gilberto Sebastián Barrera, Ángel de María Clavel Mendoza y al Ing. Israel Castro Herrera por sus clases, su tiempo, paciencia y apoyo en la revisión de esta tesis. Su dedicación y esfuerzo han sido clave para la culminación de este proyecto y de manera especial le agradezco a la M.I. Berenice Anell Martínez Cabañas por su paciencia y orientación para los trámites correspondientes a este proceso.*

*De manera particular, quiero expresar mi gratitud a la Gerencia de Medición y Balances de PEP, en especial a los Ingenieros Luis Morales Palacios, Oscar Ramírez Arriaga, Rafael Vargas Bermúdez y Juan Toledo Mejía. Su orientación y enseñanzas durante mi estancia en el servicio social fueron fundamentales para mi formación profesional y el desarrollo de este trabajo.*

*Finalmente, quiero agradecer a mi segunda casa, la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería, por brindarme las herramientas y conocimientos necesarios para crecer tanto personal como profesionalmente. Esta institución ha sido testigo y forjadora de mi desarrollo, y siempre estaré agradecido por las oportunidades que me ha brindado.*

**Gracias a todos por ser parte de este importante capítulo en mi vida.**

## RESUMEN

---

En la industria petrolera, al igual que en cualquier otro sector industrial; el comercio de productos implica la obtención de beneficios para las partes involucradas. Los considerables márgenes de ganancia potenciales hacen que sea crucial implementar sistemas de medición para registrar tanto la cantidad como la calidad del producto en cuestión.

En los procesos de producción de hidrocarburos, la determinación precisa de las cantidades de fluidos y sus magnitudes de variables de sus procesos son esenciales, derivado a que permiten un mejor control, logrando alcanzar los objetivos empresariales y financieros de la compañía. Por lo tanto, la medición; como proceso básico, implica comparar una cantidad obtenida con un esquema de medición establecido.

Lo anterior, permite que la medición desempeñe un papel fundamental en todas las etapas de las operaciones relacionadas con la producción de hidrocarburos, desde su extracción hasta su venta, permitiendo así, determinar la relación entre dos esquemas; uno establecido y el otro por conocer, garantizando su transparencia y la precisión en todas las transacciones y procesos.

Este trabajo de tesis conlleva como propósito, dar a conocer las variables asociadas en el proceso de la medición de hidrocarburos; así como cada una de sus etapas que participan durante su proceso de producción, transporte y comercialización; logrando unificar todo el proceso técnico y la cuantificación de volúmenes de líquido y gas, aplicando metodologías en la elaboración de los balances, los cuales requieren el uso de herramientas de análisis e interpretación de datos, garantizando la obtención de valores confiables.

Esta tesis consta de cuatro capítulos los cuales se resumen; en los conceptos fundamentales de las propiedades de los fluidos petroleros que intervienen en el transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.

Lo anterior permitirá comprender de mejor manera los fundamentos de la metrología, los cuales están asociados al proceso de la medición de hidrocarburos, considerando los aspectos legales en los que se fundamentan las respectivas normativas y estándares que se establecen en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Posteriormente, se aterrizan los conceptos donde se reside la medición y seguimiento de los volúmenes de producción, distribución y ventas de hidrocarburos. Este proceso conlleva la necesidad de mantener un registro detallado de las entradas y salidas en cada etapa de medición, desde la extracción hasta la entrega al consumidor final. Por ende, es imprescindible comprender los principios y lineamientos establecidos para el correcto uso de las metodologías establecidas para el balance de líquido y gas.

## RESUMEN

---

Finalmente, se aborda el desarrollo de aplicación para un balance de los volúmenes de la medición de hidrocarburos, mediante el uso de herramientas de análisis de datos como es Microsoft Power BI® (Business Intelligence), logrando contabilizar y declarar la consistencia de los valores de las entradas y salidas del proceso de producción y distribución.

## ABSTRACT

---

In the oil industry, as in any other industrial sector, trading products involves making profits for the parties involved. The considerable potential profit margins make it crucial to implement measurement systems to record both the quantity and quality of the product in question.

In hydrocarbon production processes, accurate determination of fluid quantities and process variable magnitudes are essential, as they enable better control, achieving the company's commercial and financial objectives. Therefore, measurement, as a basic process, involves the comparison of a magnitude obtained with an established measurement scheme.

This allows measurement to play a fundamental role in all stages of operations related to hydrocarbon production, from extraction to sale, thus allowing to determine the relationship between two schemes: one established and another to be known, ensuring transparency and accuracy in all transactions and processes.

The objective of this thesis is to present the variables associated with the hydrocarbon measurement process, as well as each of the stages involved in the process of production, transportation and marketing, unifying the entire technical process and quantification of volumes of liquid and gas, applying methodologies in the development of balances, which require the use of tools for analysis and interpretation of data, ensuring reliable values.

This thesis consists of four chapters that summarize the fundamental concepts of the properties of petroleum fluids involved in the transportation, storage and commercialization of hydrocarbons.

This will allow a better understanding of the fundamentals of metrology, which are associated with the process of hydrocarbon measurement, considering the legal aspects on which the respective regulations and standards established in the Technical Guidelines on Hydrocarbon Measurement are based.

Subsequently, the concepts where the measurement and follow-up of the volumes of production, distribution and sales of hydrocarbons resides are grounded. This process entails the need to keep a detailed record of the inputs and outputs at each measurement stage, from extraction to delivery to the final consumer. Therefore, it is essential to understand the principles and guidelines established for the correct use of the methodologies established for the liquid and gas balance.

Finally, the development of an application for a balance of hydrocarbon measurement volumes is addressed, through the use of data analysis tools such as Microsoft Power BI® (Business Intelligence), managing to account for and declare the consistency of the values of inputs and outputs of the production and distribution process.

## OBJETIVO

---

En los últimos años, la industria petrolera ha destacado la correcta medición de hidrocarburos como un pilar fundamental para garantizar el control y la gestión eficiente de los recursos. Efectuar mediciones precisas en cada uno de los puntos previamente establecidos, desde la extracción de los fluidos hasta su almacenamiento y distribución, es esencial para asegurar que los volúmenes registrados reflejen con precisión la realidad operativa de los procesos. De este modo, se pueden identificar posibles inconsistencias y tomar decisiones informadas que impacten positivamente en la optimización de los recursos y la rentabilidad de las operaciones.

Para garantizar la confiabilidad en la medición y asegurar la transparencia en el manejo de estos recursos valiosos, es imprescindible profundizar tanto en las cuestiones regulatorias como en las técnicas que rodean estos procesos. En México, las normativas impuestas por entidades gubernamentales y reguladoras, tanto nacionales como internacionales, se han vuelto cada vez más estrictas y detalladas, exigiendo a los operadores petroleros un control exhaustivo de sus actividades. Cumplir con estas normativas no solo garantiza la operación legal de las empresas, sino que también fortalece su reputación en cuanto a sostenibilidad y responsabilidad ambiental, temas cada vez más relevantes en la industria energética.

En particular, la medición precisa de hidrocarburos a lo largo de toda la cadena de producción es crucial para cumplir con los estándares regulatorios y evitar sanciones o interrupciones operativas. Las regulaciones en torno a la medición no solo buscan controlar la producción, sino también asegurar que los volúmenes informados para la comercialización sean exactos, garantizando la justa valoración de los productos y evitando disputas legales o comerciales. En este sentido, las empresas que no profundicen en estos aspectos podrían enfrentar dificultades significativas, tanto a nivel operativo como regulatorio.

En este contexto, los balances diarios de hidrocarburos juegan un papel crítico. Aunque esta no es una práctica nueva, su relevancia ha crecido en los últimos años debido a la creciente demanda de transparencia y la necesidad de optimizar el uso de los recursos en un mercado altamente competitivo. Un balance eficiente permite identificar posibles pérdidas o desviaciones en los volúmenes de hidrocarburos a lo largo del proceso productivo, mejorando la eficiencia general de la operación y garantizando que la comercialización de los hidrocarburos se realice conforme a las normativas establecidas.

Por lo tanto, es evidente que, para lograr una gestión eficiente y sostenible en la industria petrolera, resulta necesario no solo cumplir con las exigencias regulatorias, sino también adoptar las mejores prácticas técnicas disponibles. Esto incluye no solo el uso de tecnologías avanzadas de medición, sino también un enfoque riguroso en la formación y la implementación de metodologías que aseguran que los procesos sean completamente trazables, repetibles y, sobre todo, precisos.

## OBJETIVO

---

Es por ello por lo que, el objetivo principal de este trabajo radica en obtener una comprensión profunda de los diversos factores que influyen en la medición de hidrocarburos durante el proceso de producción, desde la extracción en los pozos hasta la distribución en los puntos de venta finales para la elaboración de los balances diarios de hidrocarburos.

Asimismo, para alcanzar este objetivo principal, se definen una serie de objetivos secundarios, los cuales son:

- Adentrarse con los principios fundamentales de la metrología y las variables que intervienen durante el proceso de la medición de hidrocarburos en los diferentes puntos de medición establecidos.
- Identificar y analizar las principales normativas y regulaciones actuales en materia de medición de hidrocarburos, tanto a nivel nacional como internacional, con el fin de garantizar el cumplimiento legal y operativo en todas las etapas del proceso de producción, con el propósito de promover el desarrollo eficiente del sector energético.
- Desarrollar un balance de aceite y gas que se genera diariamente en las instalaciones del manejo de la producción ubicadas en la región sur del país.
- Implementar herramientas avanzadas de análisis de datos, con el objetivo de asegurar la exactitud y coherencia en la medición de los volúmenes de ingreso y egreso a lo largo de todo el ciclo de producción y distribución, de acuerdo con lo establecido en las metodologías del balance de hidrocarburos.

## INTRODUCCIÓN

---

La metrología, como ciencia dedicada al estudio y aplicación de las mediciones, es fundamental para asegurar la precisión y consistencia en una amplia gama de procesos y sectores. A través de sus principios y métodos, la metrología no solo permite obtener datos cuantitativos exactos, sino que también sostiene la base para la evaluación y mejora continua de la calidad en diversas industrias. Por tanto, trasciende su función de simple herramienta de medición, consolidándose como un componente esencial en el control de calidad y en la evolución tecnológica dentro de los procesos industriales.

En el contexto de la industria petrolera, la metrología adquiere una relevancia aún mayor cuando se trata del proceso de medición de hidrocarburos, involucra una serie de técnicas y equipos especializados que deben ser calibrados y mantenidos con gran precisión. Desde los medidores de flujo hasta los sistemas de análisis, cada herramienta metrológica juega un papel clave en la cadena de valor de los hidrocarburos. Una medición incorrecta puede llevar a errores significativos en la facturación, disputas contractuales, y en última instancia, a pérdidas económicas importantes.

Además, la metrología en este ámbito no se limita a la simple cuantificación. Involucra también la verificación de la calidad del producto, detectando cualquier impureza o desviación en la composición que pueda afectar su valor comercial o su procesamiento posterior. Así, la metrología aplicada al proceso de medición de hidrocarburos asegura no solo la exactitud de las cantidades, sino también la confiabilidad y la calidad del producto entregado, siendo un pilar fundamental para el éxito y la sostenibilidad en la industria energética.

Junto al proceso de medición, el balance de hidrocarburos desempeña un papel igualmente crucial, asegurando que todas las entradas y salidas de los fluidos en cada etapa del proceso sean contabilizadas con precisión. Este balance actúa como un complemento esencial a la medición, verificando que los volúmenes registrados correspondan precisamente con la producción real y los movimientos de inventario, garantizando así la integridad y coherencia de los datos operacionales.

El balance de hidrocarburos no solo verifica la exactitud de las mediciones, sino que también juega un papel fundamental en la identificación de posibles discrepancias y pérdidas en el sistema, ya sea por fugas, errores en la medición, o variaciones en el almacenamiento. Al igual que una caja registradora que debe cuadrar al final del día, el balance de hidrocarburos permite a los operadores identificar cualquier anomalía que pueda impactar en la eficiencia operativa o en la rentabilidad. Este proceso asegura que cada unidad de hidrocarburo producida, transportada y almacenada sea contabilizada, lo que es esencial para mantener la confianza en la cadena de suministro, así como para cumplir con las regulaciones y acuerdos comerciales. A través de un balance riguroso, las empresas pueden optimizar sus operaciones, reducir pérdidas y mejorar la transparencia en sus procesos, asegurando así una gestión efectiva de los recursos energéticos.

## 1. Propiedades de los Fluidos Petroleros

Los fluidos presentes en los yacimientos petroleros pueden manifestarse de dos maneras distintas, ya sea en estado líquido o gaseoso, dependiendo de factores como la presión, la temperatura y la composición. La naturaleza de los hidrocarburos en la mezcla influye en la determinación de su estado físico en el yacimiento y en la superficie, así como en su capacidad de recuperación.

Cuando se busca evaluar un yacimiento en relación con la producción de hidrocarburos prevista, se hace imperativo analizar las características físicas del petróleo crudo, el gas natural y el agua tanto en condiciones estáticas como dinámicas, tanto dentro del yacimiento como en la superficie. Normalmente, esta información se recopila mediante experimentos y pruebas realizadas en muestras extraídas directamente del yacimiento.

### 1.1 Propiedades del Gas, Aceite y Agua

#### I. Propiedades Físicas del Gas Natural

El gas natural se caracteriza como un fluido de baja viscosidad y densidad, que resulta uniforme en su composición, que carece de un volumen fijo y, en cambio, se expande por completo para ocupar el espacio del recipiente en el que se encuentra contenido.

Dado que el gas natural puede encontrarse en yacimientos de gas libre o asociado a yacimientos de petróleo y condensado, resulta de gran importancia conocer y entender sus propiedades físicas y químicas, debido a que estas características están estrechamente relacionadas con las variables más relevantes de los yacimientos, las cuales son: presión, volumen y temperatura.

Las propiedades físicas de los componentes puros que se presentan en estado gaseoso, evaluadas en condiciones estándar de 14.7 ( $lb/pg^2 abs$ ) y 60 ( $^{\circ}F$ ) se encuentran detalladas en la Tabla 1.1. Esta información comprende la fórmula química, el peso molecular, los valores críticos de temperatura y presión, las densidades en sus estados líquido y gaseoso, así como la viscosidad del gas (en el caso de componentes más ligeros que el pentano).

Generalmente, estas propiedades se emplean para los cálculos basados en reglas de mezclado desglosando las propiedades pseudo para mezcla de gases, incorporando el peso molecular aparente y la densidad relativa del gas. Para los estudios de ingeniería de yacimientos y de producción requieren de propiedades físicas, las cuales se describen a continuación.

**Tabla 1.1** Propiedades físicas de los gases a 14.7  $lb/pg^2 abs$  y 60 °F.  
Fuente: Extraído de [16].

Componente	Fórmula química	Peso molecular ( $lb_m/lb_m-mol$ )	Temperatura crítica ( $^{\circ}R$ )	Presión crítica ( $lb/pg^2 abs$ )	Densidad del líquido ( $lb_m/pie^3$ )	Densidad del gas ( $lb_m/pie^3$ )	Viscosidad del gas ( $cp$ )
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	2.109	59.36	187.5	4.432	0.005312	0.00871
Helio	He	4.003	9.34	32.9	7.802	0.010550	0.01927
Agua	H <sub>2</sub> O	18.015	1,164.85	3,200.14	62.336	-	~ 1.122
Monóxido de carbono	CO	28.010	239.26	507.5	49.231	0.073810	0.01725
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	28.013	227.16	493.1	50.479	0.073820	0.01735
Oxígeno	O <sub>2</sub>	31.99	278.24	731.4	71.228	0.084320	0.02006
Sulfuro de hidrógeno	H <sub>2</sub> S	34.08	672.35	1,306.0	49.982	0.3308981	0.01240
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	44.010	547.58	1,071.0	51.016	0.116000	0.01439
Aire	-	28.963	238.36	546.9	54.555	0.076320	0.01790
Metano	CH <sub>4</sub>	16.043	343.00	666.4	18.710	0.042280	0.01078
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	549.59	706.5	22.214	0.079240	0.00901
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	665.73	616.0	31.619	-	0.00788
i-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	734.13	527.9	35.104	-	0.00732
n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	765.29	550.6	36.422	-	0.00724
i-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	828.77	490.4	38.960	-	-
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	845.47	488.6	39.360	-	-
n-Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	913.27	436.9	41.400	-	-
n-Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	972.37	396.8	42.920	-	-
n-Octano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.231	1,023.89	360.7	44.090	-	-
n-Nonano	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128.256	1,070.35	331.8	45.020	-	-
n-Decano	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142.285	1,111.67	305.2	45.790	-	-

Se dan valores de densidad de los líquidos para estos componentes, que pueden existir como líquidos a 60 °F y 14.7 ( $lb/pg^2 abs$ ), se estima la densidad del líquido para componentes que son gases naturales a estas condiciones.

### Factor de Compresibilidad Z

El factor de compresibilidad ( $Z$ ), también llamado factor de desviación de los gases reales es un coeficiente que se incorpora en la ley de los gases ideales con el propósito de considerar la desviación que un gas real presenta en comparación con un gas ideal, es decir:

$$pV = ZnRT \quad (1.1)$$

Donde:

$Z$ : Factor de compresibilidad del gas

$P$ : Presión  $\left[ \frac{lb}{pg^2 abs} \right]$

$V$ : Volumen [ $ft^3$ ]

$n$ : Número de moles [ $lbm-mol$ ]

$R$ : Constante universal de los gases  $\left[ \frac{\frac{lb}{pg^2 abs} \cdot pie^3}{lbm-mol \cdot ^\circ R} \right]$

$T$ : Temperatura [ $^\circ R$ ]

En términos generales, la discrepancia respecto al comportamiento ideal se hace más notable a medida que un gas se acerca a un punto de cambio de fase, a medida que la temperatura disminuye o la presión aumenta.

### $\rho_g$ : Densidad del Gas

A través de la aplicación de la ley de los gases reales, podemos determinar la densidad del gas ( $\rho_g$ ) en [ $lb/pie^3$ ]:

$$pV = nzRT \quad (1.2)$$

Donde la constante  $R$  presenta un valor numérico de 10.73 considerando que las otras variables estén expresadas en unidades de ( $lb/pg^2$ ), ( $pie^3$ ), ( $lb-mol$ ), ( $^\circ R$ ) respectivamente. Por otro lado, el número de moles puede expresarse como:

$$n = \frac{m}{28.96\gamma_g} \quad (1.3)$$

Finalmente, al emplear esta ecuación en conjunto y determinando la densidad ( $m/v$ ):

$$\rho_g = \frac{m}{V} = 2.70 \frac{P\gamma_g}{zT} \quad (1.4)$$

Donde:

$\rho_g$ : Densidad del gas  $\left[ \frac{lb}{pie^3} \right]$

$\gamma_g$ : Gravedad específica del gas

Dado que el factor volumétrico del gas ( $B_g$ ) determina la variación en el volumen, la densidad del gas en condiciones de  $P$  y  $T$  se determina como:

$$\rho_g = \frac{\gamma_{g@c.s.}}{B_g} \quad (1.5)$$

### $\gamma_g$ : Densidad Relativa del Gas

La densidad relativa del gas o gravedad específica de un gas se establece como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire seco, y ambas densidades se expresan bajo las mismas condiciones de presión y temperatura. La ecuación de la densidad específica del gas se expresa como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.6)$$

Donde:

$\rho_g$ : Densidad de la mezcla de gases  $\left[ \frac{lbm}{pie^3} \right]$

$\rho_{aire}$ : Densidad del aire  $\left[ \frac{lbm}{ft^3} \right]$

Tanto el aire como el gas seco a condiciones estándar se modelan, dicho de otro modo, tienden a comportarse de forma muy precisa de acuerdo con la ley de los gases ideales, es decir, a una presión y temperatura moderada. En estas circunstancias, utilizando la definición del número de moles ( $lbm-mol$ ), la densidad ( $\rho = m/V$ ) y la ecuación de estado para gases ideales tanto para el aire como para el gas en cuestión, se puede expresar la densidad relativa de una mezcla de gases de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{aire}}{RT}} = \frac{M}{M_{aire}} = \frac{M}{28.9625} \quad (1.7)$$

Donde:

$M$ : Peso molecular aparente del gas en  $\left[ \frac{lbm}{lbm-mol} \right]$

$M_{aire}$ : Peso molecular del aire igual a 28.9625  $\left[ \frac{lbm}{lbm-m} \right]$

En el supuesto caso de que no se conozca el peso molecular aparente del gas, pero se tienen los datos de los pesos moleculares de las fracciones molares de la mezcla, ( $M_j$ ), se determina el peso molecular aparente de la misma mediante:

$$M_a = \sum_{j=1}^{j=n_{comp}} y_j M_j \quad (1.8)$$

Donde:

$n$ : Número de componentes de la mezcla

$M_j$ : Peso molecular del componente  $j$  en la mezcla  $\left[ \frac{lb}{lb-m} \right]$

$y_j$ : Componente  $j$  en la mezcla [% mol]

Para los cálculos de las propiedades de los fluidos se pueden identificar tres categorías de densidades relativas del gas:

Densidad relativa del gas producido ( $\gamma_{gp}$ )

Densidad relativa del gas libre ( $\gamma_{gf}$ )

Densidad relativa del gas disuelto ( $\gamma_{gd}$ )

$$\gamma_{gf} \leq \gamma_{gp} \leq \gamma_{gd} \quad (1.9)$$

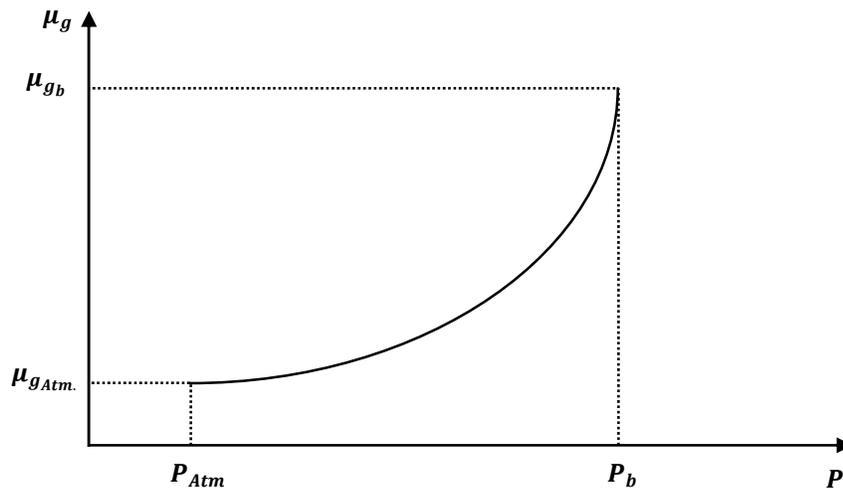
### $\mu_g$ : Coeficiente de la Viscosidad del Gas

El coeficiente de la viscosidad se refiere a la resistencia que un fluido presenta frente al flujo. El término *fluidéz* se emplea para denominar al recíproco de la viscosidad, mientras que la viscosidad en unidades de campo se expresa en *centipoises* (*cp*) y

se le refiere como viscosidad dinámica. La viscosidad dinámica se obtiene mediante:

$$\mu = \rho_g v \quad (1.10)$$

en donde " $\mu$ " representa la viscosidad dinámica en (*cp*), " $\rho_g$ " es la densidad del gas en ( $gr/cm^3$ ) y " $v$ " corresponde a la viscosidad cinemática en *centistokes*. Un *centistoke* se define como la relación entre un *centipoise* dividido entre la densidad; un *centistoke* equivale a ( $1\text{ cm}^2/100\text{ seg}$ ) mientras que un *centipoise* es igual a ( $1\text{ gr}/100\text{ seg-cm}$ ).



**Figura 1.1** Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión.  
Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 1.1** se pueden identificar diversas tendencias típicas que se pueden notar en la viscosidad de los gases:

- A medida que la temperatura se eleva, la energía cinética de las moléculas se incrementa, dando lugar a un aumento en la cantidad de colisiones entre ellas, generando así, un incremento en la viscosidad del gas.
- A una temperatura constante, un aumento en la presión conlleva un incremento en la viscosidad del gas, lo que resulta en una reducción de las distancias entre las moléculas y, como resultado, en un mayor número de colisiones manteniendo constante la energía cinética.
- Cuando las presiones superan los 1000 psia ( $70\text{ kg}/\text{cm}^2$ ), se observa un aumento en la viscosidad en gases con una alta densidad. Sin embargo, a presiones más bajas, esta tendencia se revierte, lo que significa que en gases más densos la viscosidad disminuye.
- Desde la perspectiva de la energía cinética, a una temperatura dada (manteniendo el mismo nivel de energía cinética), las moléculas más

pesadas exhiben velocidades menores, lo que resulta en una disminución de las colisiones intermoleculares. A medida que la presión incrementa, la viscosidad del gas natural disminuye debido a la expansión térmica de las moléculas, lo que a su vez reduce las distancias entre las moléculas y reduce la influencia de las fuerzas de atracción intermolecular.

- En términos generales, las moléculas más pesadas exhibirán una mayor capacidad de atracción en comparación con las moléculas de menor peso.

### $B_g$ : Factor de Volumen del Gas de Formación

También llamado Factor de Volumen del Gas Libre, se trata de la relación obtenida al dividir el volumen de un gas que ha sido medido a la presión y temperatura en el yacimiento o tubería, entre el volumen del mismo gas que ha sido medido bajo condiciones estándar o atmosféricas.

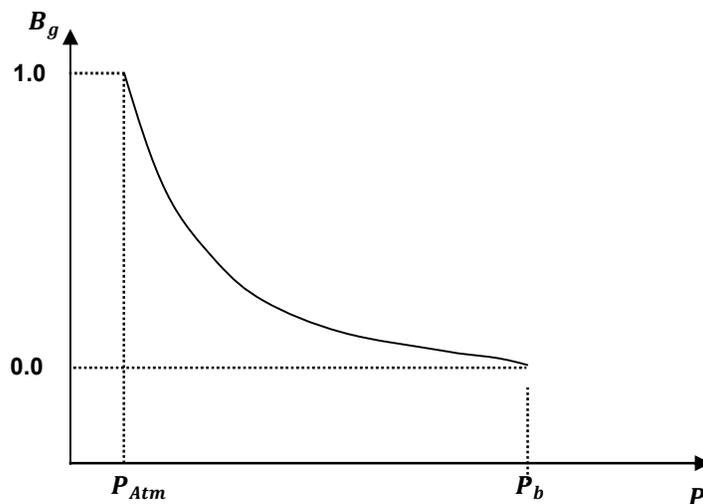
$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ C.E}}{\text{Volumen de gas @ C.S}} = \frac{V_g @ c.y.}{V_g @ c.s.} \quad (1.11)$$

Donde:

*C.E*: Condiciones específicas

*C.S*: Condiciones estándar

en donde  $B_g$  presenta unidades de  $(\text{pie}^3 @ c.y. / \text{pie}^3 @ c.e)$ . La **Figura 1.2** presenta el típico comportamiento isotérmico del factor volumétrico del gas en función de la presión.



**Figura 1.2** Comportamiento del Factor Volumétrico del gas en función de la presión.

Fuente: Modificado de [9].

**$C_g$ : Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico del Gas**

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas (compresibilidad del gas natural), se define como la variación en su volumen cuando experimenta un cambio unitario en la presión, manteniendo una temperatura constante.

$$C_g = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \tag{1.12}$$

Estableciendo una relación entre esta ecuación y la que corresponde al comportamiento de los gases reales:

$$pV = nZRT$$

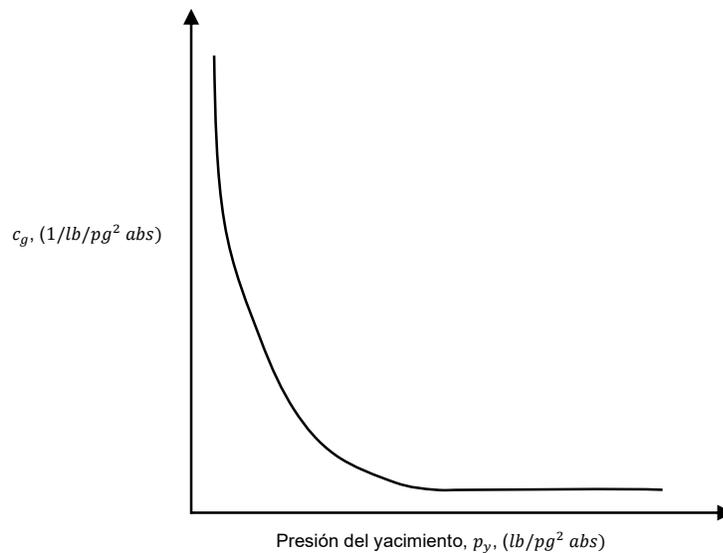
De donde:

$$V = \frac{nZRT}{p} \tag{1.13}$$

Al tomar la derivad con respecto a la variable “ $p$ ” y luego reemplazándola en la ecuación 1.12 “ $C_g$ ”:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \tag{1.14}$$

La relación del  $C_g$  en función de la presión en el yacimiento para un gas seco a una temperatura constante se muestra en la **Figura 1.3**.



**Figura 1.3** Representación convencional del coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas,  $C_g$ , en función de la presión en el yacimiento y a una temperatura constante en el yacimiento.

Fuente: Modificado de [9].

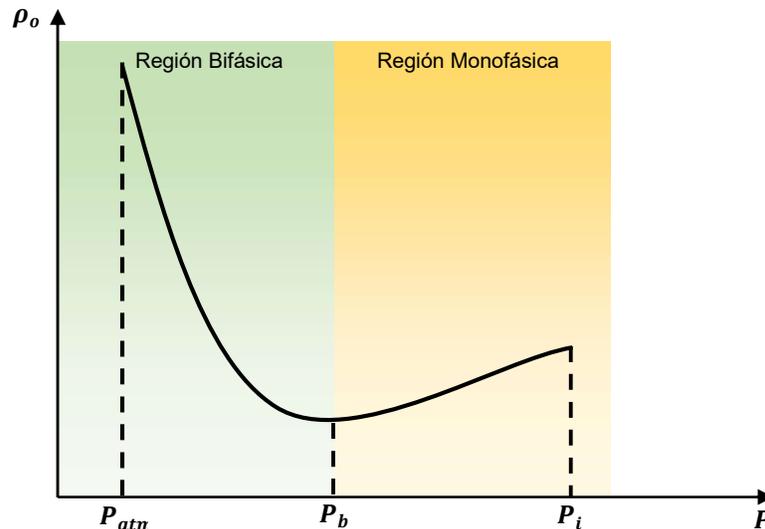
Las unidades del  $C_g$  son  $(1/lb/pg^2abs$  ó  $1/p)$ . En el caso de un gas ideal, el  $C_g$  es aproximadamente igual a  $(1/p)$  (independientemente de la temperatura). Esta expresión  $(1/p)$ , constituye una estimación valiosa, especialmente a presiones bajas.

## II. Propiedades Físicas del Aceite

La mayoría de estas propiedades pueden ser obtenidas en el laboratorio a través del análisis de muestras de los fluidos del yacimiento. Cuando no se cuentan con datos experimentales, es esencial estimarlos a través de correlaciones empíricas.

### $\rho_o$ : Densidad del Aceite

En el sistema inglés de unidades, la " $\rho_o$ " se expresa en  $(lbm/ptie^3)$ .



**Figura 1.4** Comportamiento de la densidad del aceite en función de la presión.  
Fuente: Elaboración propia.

### $\gamma_o$ : Densidad Relativa del Aceite

La densidad específica o relativa de un aceite, se establece como la relación entre la densidad del aceite y la densidad del agua, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura, es decir:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.15)$$

De igual forma, es posible representar la densidad relativa del aceite ( $\gamma_o$ ), como la densidad relativa 60°/60°, lo que indica que las densidades del líquido y del agua se

midieron a una temperatura de 60 °F y a la presión atmosférica. A pesar de que las densidades y gravedades específicas son ampliamente empleadas en la industria petrolera, se opta por utilizar la densidad en grados API en condiciones de superficie, lo que se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \tag{1.16}$$

A continuación, se muestra una clasificación de los tipos de aceite crudo que existen en función de los grados API que contienen:

**Tabla 1.2** Clasificación del aceite en función de su densidad.  
Fuente: Modificado de [24].

Aceite crudo	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Densidad (grados API)
Extrapesado	> 1.0	10.0
Pesado	1.01 - 0.92	10.1 - 22.3
Mediano	0.91 - 0.87	22.4 - 31.1
Ligero	0.86 - 0.83	31.2 - 39
Superligero	<0.83	>39

**B<sub>o</sub>: Factor de Volumen de Formación del Aceite**

El factor de volumen del aceite (B<sub>o</sub>), se define como la relación del volumen de fluido a condiciones de yacimiento o de tubería y el volumen de fluido a condiciones estándar, dicho de otra forma, se establece como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. Cabe destacar que el volumen de aceite del yacimiento o de tubería contiene gas disuelto en el aceite. Lo anterior se expresa como:

$$B_o = \frac{(volumen\ de\ aceite\ +\ gas\ disuelto)\ @\ c.\ y.}{volumen\ de\ aceite\ @\ c.\ s.} \tag{1.17}$$

o de igual manera,

$$B_o = \frac{V_o\ @\ c.\ y.}{V_o\ @\ c.\ s.} \left( \frac{bls\ aceite\ @\ c.\ y.}{bls\ aceite\ @\ c.\ s.} \right)$$

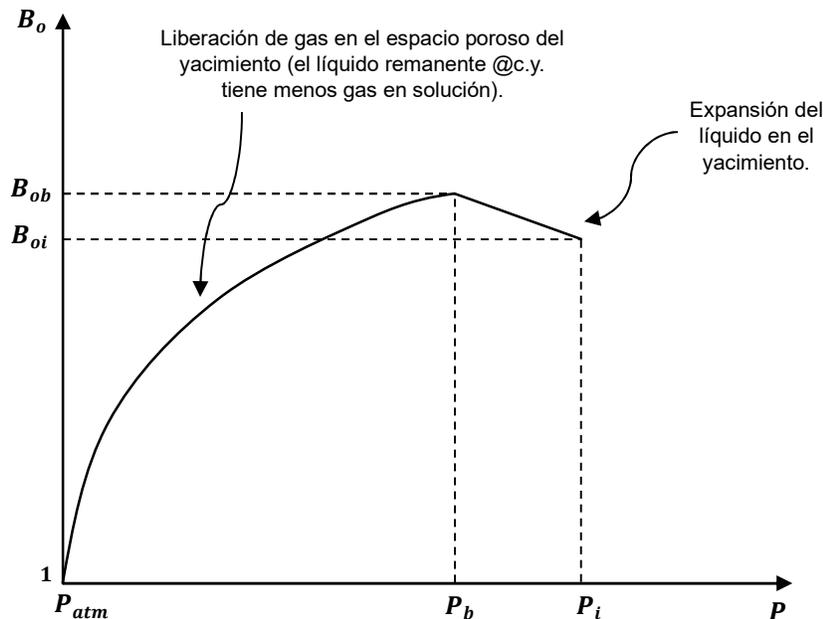
El factor de volumen de formación del aceite también refleja el volumen de yacimiento que ocupa un barril de aceite a condiciones estándar, junto con el gas disuelto en el aceite a la temperatura y presión del yacimiento.

A las condiciones de superficie o de tanque, el volumen de aceite siempre se registra a una temperatura de  $60\text{ }^{\circ}\text{F}$ , sin importar la temperatura real del tanque; asimismo, el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento, al igual que el volumen de gas en la superficie, se informa a condiciones estándar. Por otro lado, el término ( $B_o$ ) se emplea como sinónimo de *factor de volumen de la formación* o *factor de volumen del yacimiento*.

A medida que la presión desciende por debajo de su valor inicial, ( $p_i$ ), el volumen del aceite se expande, lo que provoca un aumento en el factor volumétrico del aceite en la formación. Este aumento continúa hasta que se alcanza el punto de presión de burbujeo, representado por ( $p_b$ ). En este punto, el aceite experimenta su máxima expansión y, por lo tanto, el factor volumétrico del aceite ( $B_o$ ) alcanza su valor máximo.

Por debajo del punto de burbuja, a medida que la presión disminuye, el gas originalmente disuelto en el aceite comienza a liberarse, lo que resulta en una reducción tanto del volumen de aceite como del valor de ( $B_o$ ).

Si la presión del yacimiento pudiese disminuir hasta llegar a la presión atmosférica, el factor de volumen de formación estaría muy próximo a  $1\text{ Bl @c.y./Bl @c.e.}$ . Posteriormente, sería necesario reducir la temperatura a  $60\text{ }^{\circ}\text{F}$  ( $15.56\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) para alcanzar un valor del factor de volumen de formación igual a  $1\text{ Bl @c.y./1 Bl @c.e.}$



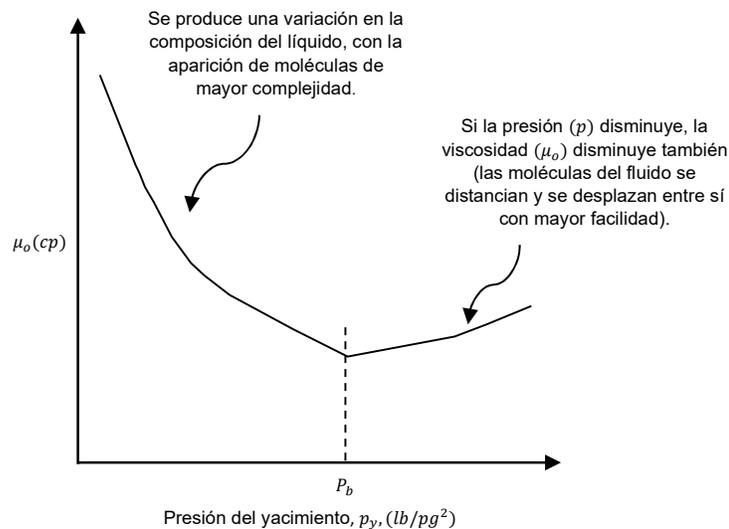
**Figura 1.5** Comportamiento del factor volumétrico del aceite en función de la presión.  
Fuente: Modificado de [9].

### $\mu_o$ : Coeficiente de Viscosidad del Aceite

La viscosidad del aceite ( $\mu_o$ ), es una propiedad fundamental en la regulación del flujo del aceite a través del medio poroso y las tuberías. En términos generales, se puede definir como la resistencia interna que el aceite presenta para su desplazamiento.

Esta propiedad está estrechamente relacionada con la temperatura en el yacimiento, la presión, la gravedad específica del aceite, así como la gravedad específica y solubilidad del gas. La viscosidad puede determinarse en el laboratorio bajo condiciones específicas de presión y temperatura, y por lo general suele informarse en los análisis estándar PVT. Sin embargo, cuando no se dispone de datos de laboratorio, es posible calcularla utilizando correlaciones que varían en complejidad en función de la disponibilidad de datos.

Las viscosidades del aceite muerto (aceite libre de gas a condiciones atmosféricas) son significativamente más altas que las que se encuentran en el yacimiento. A medida que la presión aumenta en el punto de burbuja, se incrementa la cantidad de gas disuelto en el aceite, lo que provoca una disminución en la viscosidad, esto se debe a que el gas disuelto reduce la resistencia interna del líquido al flujo y, además, causa la expansión del aceite, lo que reduce su densidad. Por lo tanto, cuanto más cantidad de gas esté disuelto en el aceite, mayor será la reducción en la viscosidad, alcanzando su valor mínimo en el punto de burbujeo. Por encima de esta presión, ya no hay disponibilidad de gas libre para disolverse, lo que resulta en un aumento de la viscosidad, ya que las moléculas del líquido se ven obligadas a permanecer más juntas.



**Figura 1.6** Representación de la viscosidad del aceite en función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.  
Fuente: Modificado de [9].

Estableciendo un rango de  $p \geq p_b$ , a medida que la presión ( $p$ ) disminuye, la viscosidad del aceite ( $\mu_o$ ) también disminuye, ya que las moléculas se separan más y se desplazan como mayor facilidad. Ahora bien, cuando la presión en el yacimiento desciende por debajo de la presión de burbuja ( $p_b$ ), el líquido experimenta un cambio en su composición, en este caso el gas liberado toma las moléculas más ligeras del líquido, dejando al líquido remanente en el yacimiento con moléculas más complejas y pesadas. Esta modificación en la composición del líquido conlleva un drástico aumento en la viscosidad del aceite en el yacimiento a medida que la presión disminuye por debajo del punto de burbuja.

En un yacimiento de aceite negro, a medida que la producción de aceite disminuye, la presión en el yacimiento también disminuye, lo que resulta en una disminución del empuje del aceite hacia los pozos productores. Esto ocurre porque el gas libre tiende a ocupar el espacio disponible para el flujo y, en consecuencia, la viscosidad del aceite aumenta en esta situación.

En función de la presión, la viscosidad del aceite se puede dividir en tres categorías:

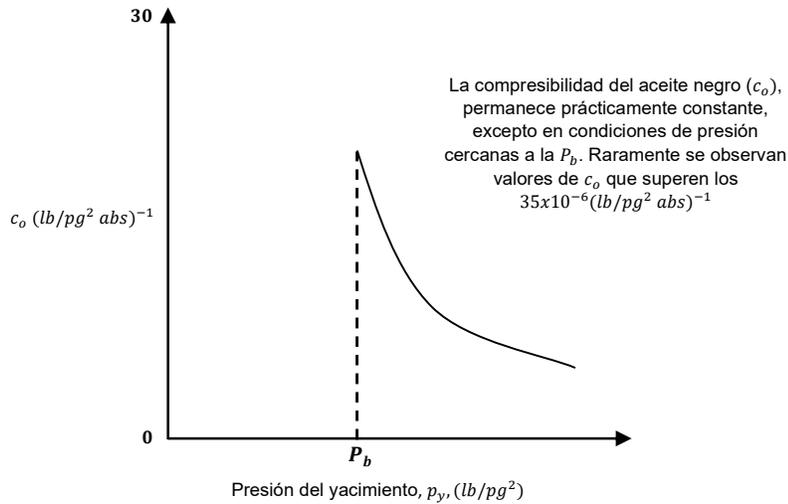
- Viscosidad del aceite muerto ( $\mu_{od}$ ): Esta es la viscosidad del aceite a la presión atmosférica (sin gas disuelto) y a la temperatura del yacimiento.
- Viscosidad del aceite saturado ( $\mu_{ob}$ ): Se refiere a la viscosidad del aceite a una presión correspondiente al punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento.
- Viscosidad del aceite no saturado ( $\mu_o$ ): Es la viscosidad del aceite a una presión por encima del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento.

### **$C_o$ : Compresibilidad del Aceite**

A presiones superiores al punto de burbuja, el coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite se define de manera idéntica al coeficiente de compresibilidad del gas. Sin embargo, a presiones inferiores al punto de burbuja, es necesario incorporar un término adicional en la definición para considerar el volumen de gas presente alrededor del aceite.

De manera general, la compresibilidad isotérmica de un fluido,  $C_o$  en  $(lb/pg^2)^{-1}$ , se establece como la variación fraccional del volumen cuando la presión se modifica a una temperatura constante, lo que puede expresarse como:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.18)$$



**Figura 1.7** Comportamiento de la compresibilidad del aceite en función de la presión.  
Fuente: Extraído de [9].

### $\sigma_o$ : Tensión Superficial del Aceite

La tensión superficial se manifiesta a través de las interacciones moleculares en los líquidos y desempeña un papel crucial en diversas propiedades. Es responsable de la resistencia que un líquido opone a la penetración de su superficie, de la tendencia de las gotas de un líquido a adoptar una forma esférica, del fenómeno de ascenso de líquidos en tubos capilares y de la capacidad de objetos u organismos para flotar en la superficie de los líquidos.

Adicionalmente, a medida que la tensión superficial aumenta, se produce una mayor separación entre las fases de una mezcla multifásica.

Esta propiedad se define como la fuerza por unidad de longitud que actúa en las zonas de contacto entre una fase líquida y su fase de vapor. Esta fuerza es el resultado de las diferencias entre las fuerzas moleculares en ambas fases y del desequilibrio en la interfase.

La tensión superficial entre la fase líquida y su vapor, cuando están en equilibrio, está influenciada principalmente por factores como la presión, la temperatura y la composición de las fases.

## III. Propiedades Gas - Aceite

### RGA: Relación Gas-Aceite

Se establece como la relación de volumen del gas producido o el volumen total de gas, entre el volumen de aceite producido o producción neta. Estos valores se miden en las mismas condiciones operativas:

$$RGA = \frac{\text{Volumen de Gas Producido @ C.S.}}{\text{Volumen de Aceite Producido @ C.S.}} = \frac{q_{gp}}{q_o} \quad (1.19)$$

El gas producido puede incluir tanto el gas disuelto en el aceite como el gas que proviene del casquete (gas libre):

$$q_{gp} = q_{gd} + q_{gf} \quad (1.20)$$

Donde:

$q_{gp}$ : Gasto de gas producido

$q_{gd}$ : Gasto de gas disuelto en el aceite

$q_{gf}$ : Gasto de gas libre

### **$R_s$ : Relación de Solubilidad Gas-Aceite**

Es la cantidad de gas disuelto en el aceite, medida a condiciones específicas de presión y temperatura, por cada unidad de volumen de aceite o, dicho de otra forma, se define en términos de las cantidades de gas y aceite que se producen en superficie. Ambos valores se registran en condiciones de superficie:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de Gas Producido @ C.S. disuelto en Aceite @ C.E.}}{\text{Volumen de Aceite @ C.S.}} \quad (1.21)$$

O de igual forma,

$$R_s = \frac{V_g @ C.S.}{V_o @ C.S.}$$

En otras palabras, cuando se extrae un barril de aceite bajo condiciones de yacimiento y se lleva a la superficie a través de un separador hacia un tanque de almacenamiento, es posible que el aceite esté acompañado por una cierta cantidad de gas.

En el caso de un gas y aceite crudo que se encuentran a una temperatura constante, la solubilidad aumenta a medida que la presión se eleva, hasta alcanzar la presión de saturación, que es la presión de burbuja ( $p_b$ ). En este punto, todos los gases disponibles se encuentran disueltos en el aceite, y como resultado, la solubilidad del gas alcanza su valor máximo. Sin embargo, en lugar de medir la cantidad de gas que se disolverá en una muestra de aceite crudo a medida que la presión aumenta en condiciones de tanque, es más común medir la cantidad de gas que se libera de una muestra de petróleo crudo del yacimiento a medida que la presión disminuye.

A medida que la presión disminuye desde la presión inicial del yacimiento, ( $p_i$ ), hasta la presión de burbuja, no se produce liberación de gas del líquido, y, en consecuencia, la solubilidad del gas permanece constante en su valor máximo, representado como ( $R_{sb}$ ).

Sin embargo, por debajo del punto de burbuja, el gas en solución se libera, lo que provoca una disminución en el valor de ( $R_s$ ) a medida que la presión se reduce. Esto se debe a que, a medida que más gas se libera en el yacimiento, gran parte de este gas queda atrapado en el casquete de gas y no fluye hacia los pozos productores, lo que resulta en una disminución de la cantidad de gas disuelto en el líquido.

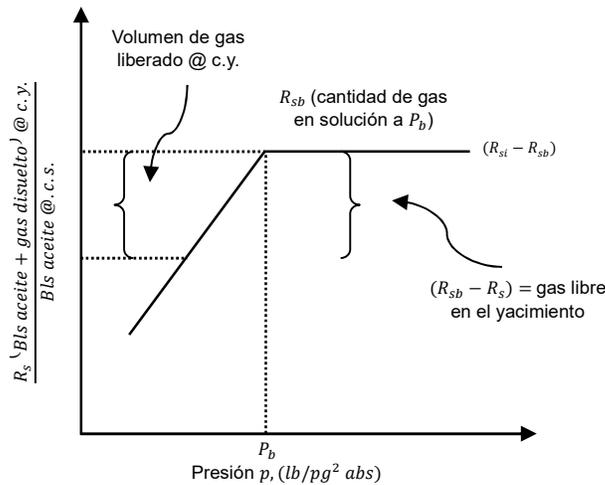


Figura 1.8 Comportamiento de la relación de solubilidad gas-aceite en función de la presión. Fuente: Extraído de [9].

#### IV. Propiedades Físicas del Agua de Formación

El agua es un fluido que comúnmente se encuentra en asociación con las acumulaciones de aceite, por lo que es inusual obtener producción de aceite sin la coexistencia de agua.

En cada yacimiento de aceite, es esencial contar con un análisis químico exhaustivo de sus propiedades. Este análisis debe ser lo más completo posible y abarcar un alcance que permita anticipar y resolver los desafíos futuros que puedan surgir. Debe incluir datos sobre sólidos totales, concentraciones en partes por millón de cada ion y/o radical, tanto positivo como negativo. Estos datos son fundamentales para representar gráficamente el análisis y calcular las características tanto del agua de formación como de sus diversos componentes.

Las propiedades físicas del agua están influenciadas por su composición química, así como por la temperatura y la presión. El agua puede presentarse en estado puro o puede contener sales disueltas, partículas arrastradas o suspendidas, materiales inertes y gases.

## Composición del Agua de Formación

En términos generales, todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, siendo el cloruro de sodio la sustancia predominante. Por esta razón, a menudo se les conoce como salmueras. Las concentraciones de los sólidos presentes en las salmueras se expresan de varias maneras. Entre las más comunes se encuentran las partes por millón (*ppm*), los miligramos por litro (*mg/l*) y el porcentaje de sólidos.

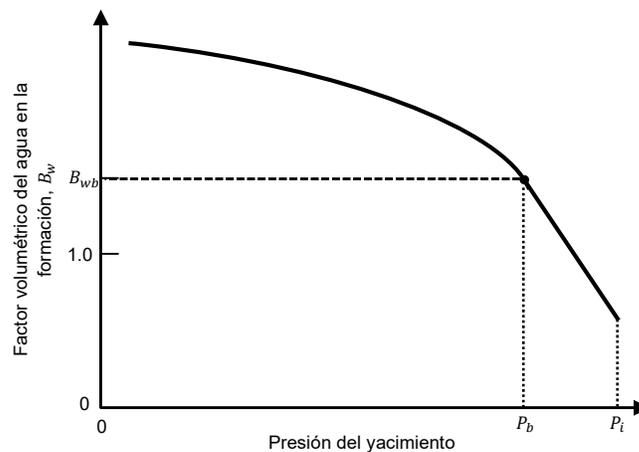
### $P_b$ : Presión de Burbuja

Gracias al equilibrio termodinámico, la presión de burbuja de una salmuera saturada con gas es idéntica a la del aceite con el que coexiste. Este fenómeno se puede entender debido a que, cuando la presión en el yacimiento desciende por debajo de la presión de burbuja del aceite, la salmuera permite que parte del gas contenido en solución se libere. Como resultado, la presión de saturación de la salmuera disminuye y se iguala a la del yacimiento.

### $B_w$ : Factor Volumétrico del Agua de Formación

Se define como la variación en el volumen de la salmuera al pasar de las condiciones del yacimiento a las condiciones normales.

El factor volumétrico del agua en la formación puede ser inferior a uno. Esto sucede a elevadas presiones en el yacimiento, cuando la expansión de la salmuera debido a la disminución de la presión durante su transporte a la superficie supera la contracción causada por la reducción de la temperatura y la pérdida de gas.

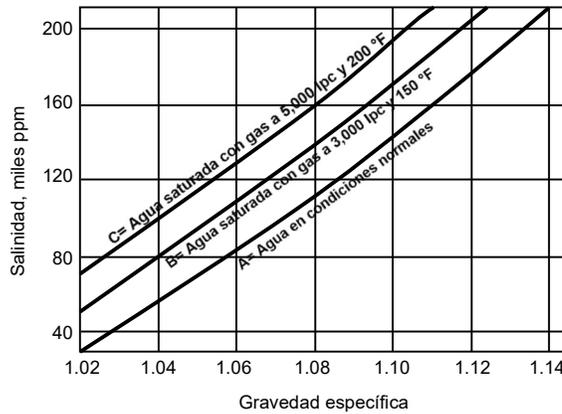


**Figura 1.9** Comportamiento del factor volumétrico del agua de formación en función de la presión.  
Fuente: Modificado de [24].

**$\gamma_w$ : Gravedad Específica del Agua**

Se establece como una relación entre la densidad de la salmuera y la densidad del agua pura, ambas medidas a la misma presión y temperatura, que normalmente corresponde a la presión atmosférica y 60°F (15.56°C).

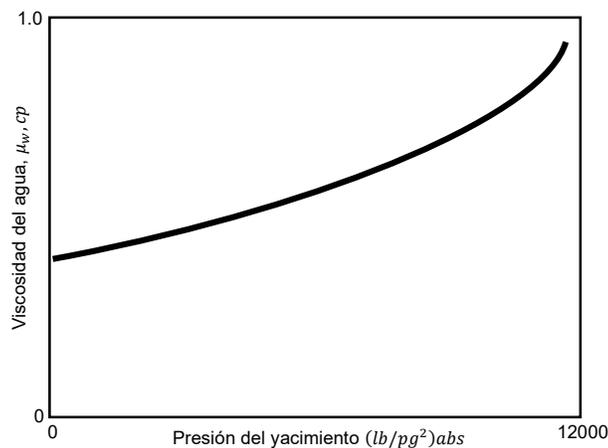
$$\gamma_w = \frac{\rho_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\rho_w}{62.4} \tag{1.22}$$



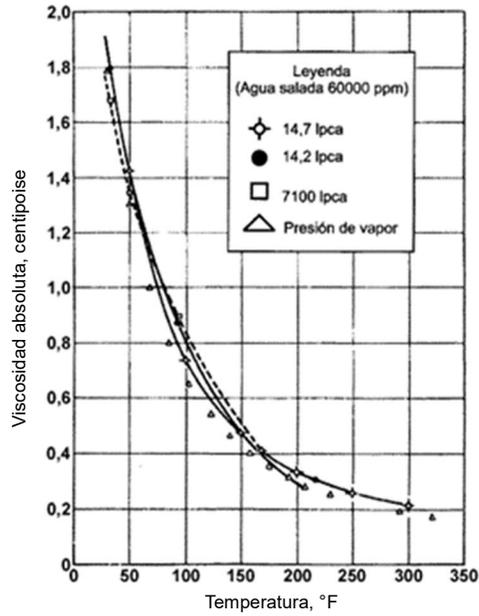
**Figura 1.10** Salinidad del agua de formación en función de la gravedad específica.  
Fuente: Modificado de [9].

**$\mu_w$ : Viscosidad del Agua**

Representa la medida de su capacidad para oponerse al flujo y se encuentra influenciada por la temperatura, y en menor medida, por la presión.



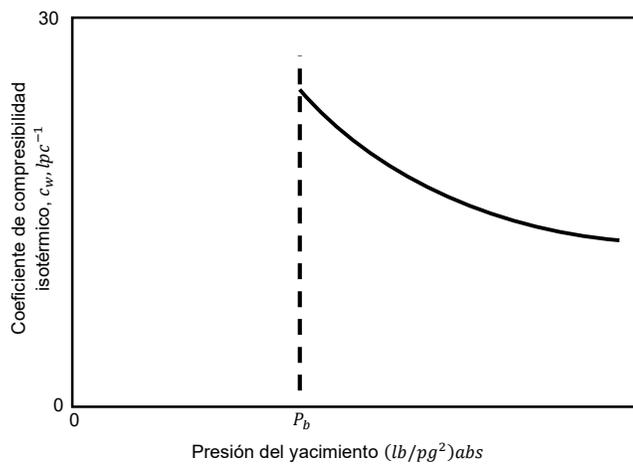
**Figura 1.11** Forma típica de la viscosidad de una salmuera en función de la presión a temperatura constante del yacimiento.  
Fuente: Modificado de [9].



**Figura 1.12** Viscosidad del agua a temperatura y presión de yacimiento.  
Fuente: Extraído de [23].

**$C_w$ : Compresibilidad Isotérmica del Agua**

La compresibilidad isotérmica del agua muestra la misma discontinuidad en el punto de burbuja que la del aceite, aunque las compresibilidades del agua son inferiores a las del aceite.



**Figura 1.13** Coeficiente de compresibilidad del agua en función de la presión y temperatura constante del yacimiento.  
Fuente: Modificado de [9].

## 1.2 Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales

El denominado flujo multifásico en tuberías es simplemente la presencia de más de dos fases en una misma línea de flujo, donde intervienen ciertas variables, entre las cuales destacan los gastos de flujo, propiedades físicas, los diámetros y ángulos de inclinación de las tuberías.

Una vez que se establece la comunicación entre el yacimiento y la superficie mediante la perforación del pozo, los fluidos provenientes del yacimiento viajan a través de tuberías de distintas configuraciones (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y los tanques de almacenamiento.

Por este motivo, resulta esencial disponer de una ecuación que pueda describir el comportamiento de los fluidos en relación con las caídas de presión que se producen a lo largo de la trayectoria del flujo.

Existen tres principios esenciales que se emplean para analizar el flujo de fluidos:

- 1) El principio de **conservación de la masa**, que da lugar a la ecuación de continuidad.
- 2) El principio de conservación de la **energía cinética**, a partir del cual se deducen diversas ecuaciones aplicables al flujo.
- 3) El principio de conservación de la **cantidad de movimiento**, que conduce a la obtención de ecuaciones para calcular las fuerzas dinámicas generadas por los fluidos en movimiento.

### 1.2.1 Ecuaciones Fundamentales

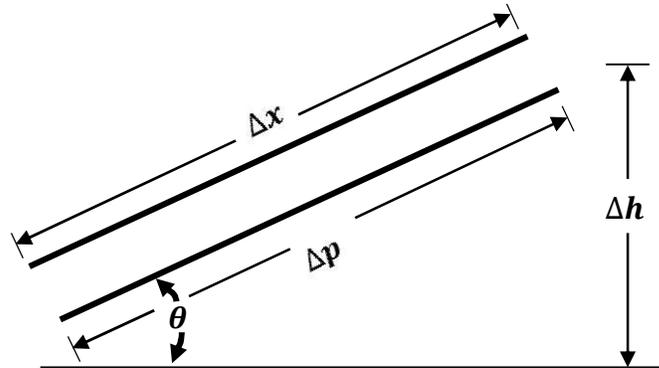
La ecuación empleada para modelar el flujo de fluidos en tuberías y que es aplicable a cualquier tipo de fluido, ya sea monofásico o multifásico, y a cualquier dirección, incluyendo el flujo ascendente, corresponde a la siguiente expresión:

$$\left\{ \begin{array}{c} \text{Pérdidas de} \\ \text{Presión} \\ \text{Total} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{c} \text{Pérdidas} \\ \text{por} \\ \text{Elevación} \end{array} \right\} + \left\{ \begin{array}{c} \text{Pérdidas} \\ \text{por} \\ \text{Fricción} \end{array} \right\} + \left\{ \begin{array}{c} \text{Pérdidas} \\ \text{por} \\ \text{Aceleración} \end{array} \right\}$$

Si consideramos que las pérdidas de presión ( $\Delta p$ ) se originan debido a la distancia recorrida ( $\Delta L$ ), podemos expresar la ecuación en relación con el gradiente de presión ampliamente empleado, en unidades de  $(lb_f/pg^2)/pie$ .

$$\frac{\Delta p}{\Delta L_{total}} = \left( \frac{\Delta p}{\Delta L_{elev.}} \right) + \frac{\Delta p}{\Delta L_{fricción}} + \frac{\Delta p}{\Delta L_{acel.}} \quad (1.23)$$

En tuberías horizontales no impacta a no ser que la LDD esté inclinada hacia arriba o hacia abajo.



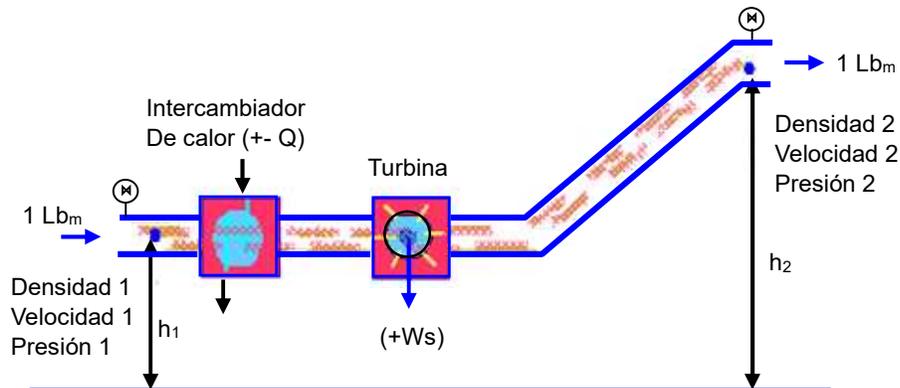
**Figura 1.14** Diagrama esquemático general del flujo.  
Fuente: Modificado de [24].

La componente de elevación es considerada únicamente a lo largo de la distancia vertical, mientras que la fricción y la aceleración se consideran en toda la longitud.

El componente de elevación es significativamente el más dominante entre los tres componentes en el caso de flujo vertical o inclinado, ya que, por lo general, contribuye con más del 80% de las pérdidas totales, con un rango que abarca desde el 70% hasta el 98%. Evaluarlo adecuadamente resulta especialmente desafiante debido a la influencia de numerosas variables.

**Ecuación General de Energía**

La ecuación general que rige el flujo de fluidos a través de una tubería se deduce a partir de un análisis en el balance macroscópico de la energía relacionado con la unidad de masa de un fluido que atraviesa un componente aislado del sistema, como se ilustra en la figura siguiente:



**Figura 1.15** Sistema de flujo de energía de un conducto aislado.  
Fuente: Extraído de [24].

Siguiendo el principio de la ley de la conservación de la energía, podemos establecer que:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (1.24)$$

Donde:

$\Delta W_f$ : Pérdidas de energía por fricción.

$\Delta W_s$ : Pérdidas de energía por trabajo externo.

$E_1$ : Energía por unidad de masa, en la posición 1,  $(lb_f - pie/lb_m)$ .

$E_2$ : Energía por unidad de masa, en la posición 2,  $(lb_f - pie/lb_m)$ .

- La energía de expansión ( $E_e$ ) está definida como:

$$E_e \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left( \frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left( \frac{pie^3}{lb_m} \right) = p \cdot V \quad (1.25)$$

Donde:

$p$ : Presión,  $(lb_f/pie^2)$ .

$V$ : Volumen específico,  $(pie^3/lb_m)$ .

- Energía potencial ( $E_p$ )

$$E_p = \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left( \frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left( \frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \left( \frac{g}{g_c} \right) h \quad (1.26)$$

Donde:

$g_c$ : Factor de conversión en la segunda ley de Newton = 32.174  $(lb_m \cdot pie / lb_f \cdot seg^2)$

- Energía cinética ( $E_c$ )

$$E_c = \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left( \frac{pie^2}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left( \frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{v^2}{2 \cdot g_c} \quad (1.27)$$

Al reemplazar las energías asociadas con las posiciones mencionadas como 1 y 2 en la ecuación, se obtiene:

$$p_1 \cdot V_{e1} + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2 \cdot g_c} + \Delta W_s = p_2 \cdot V_{e2} + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2 \cdot g_c} \quad (1.28)$$

$$V_e \cdot \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2 \cdot g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (1.29)$$

Donde:

$V_e$ : Volumen específico medio del fluido  $V_e = \left(\frac{1}{\rho}\right)$

Al multiplicar la ecuación previa por  $(\rho/\Delta L)$  y al asumir que las pérdidas de energía debido al trabajo externo son insignificantes, se llega a la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g \cdot \Delta h}{g_c \cdot \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (1.30)$$

Suponiendo que la caída de presión en la dirección del flujo es considerada como positiva, se obtiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \cdot \Delta h}{g_c \cdot \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (1.31)$$

Comúnmente, se suele expresar esta ecuación de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (1.32)$$

### 1.2.2 Pérdidas de Presión por Fricción

Distintos expertos han llevado a cabo investigaciones para evaluar las pérdidas de presión por fricción en conductos de diámetro constante, y entre estos investigadores y sus aportes, se incluyen:

- Ecuación de Darcy

En 1857, Darcy, Weisbach y otros, realizaron experimentos que les permitieron deducir la siguiente ecuación, expresada en unidades constantes:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (1.33)$$

Donde:

$f$ : Factor de fricción (*adimensional*)

$\rho$ : Densidad ( $lb_m/pe^3$ )

$v$ : Velocidad ( $pie/seg$ )

$d$ : Distancia ( $pies$ )

- Ecuación de Fanning

La ecuación que Fanning desarrolló posteriormente es análoga a la ecuación de Darcy y resultó en valores de ( $f$ ) cuatro veces menores que los obtenidos por Darcy. Esta discrepancia se origina en el empleo del radio hidráulico ( $r_h$ ) en lugar del diámetro de la tubería al desarrollar su correlación. La ecuación establecida por Fanning es la siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot r_h} \quad (1.34)$$

Donde:

$$r_h = \frac{\left(\frac{\pi d^2}{4}\right)}{\pi d} = \frac{d}{4} \quad (1.35)$$

Y:

$r_h$ : Radio hidráulico  $\left(\frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}\right)$

Por lo tanto, sustituyendo la ecuación 3.12 en la ecuación 3.11 se obtiene:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{2 f v^2 \rho}{g_c d} \quad (1.36)$$

**( $f$ ): Factor de Fricción**

El valor del factor de fricción ( $f$ ), se encuentra en función de la rugosidad de la tubería ( $\varepsilon$ ) y el Número de Reynolds ( $N_{Re}$ ), es decir:

$$f = f(\varepsilon, N_{Re}) \quad (1.37)$$

Por otra parte, el número de Reynolds adimensional se expresa de la siguiente manera:

$$N_{Re} = \frac{d \cdot v \cdot \rho}{\mu} \quad (1.38)$$

Para determinar el valor de ( $f$ ), es esencial identificar el régimen de flujo, ya sea laminar o turbulento.

- El flujo laminar se presenta cuando  $N_{Re} < 2300$
- El flujo turbulento cuando  $N_{Re} > 3100$

En el caso de un flujo laminar de una sola fase, el factor de fricción se determina únicamente a partir del número de Reynolds y se expresa como:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (1.39)$$

Para un flujo turbulento (cuando  $N_{Re} > 3100$ ), la ecuación de Colebrook y White se utiliza para calcular el factor de fricción.

$$f = \left[ -2 \cdot \log \left( \frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} \cdot N_{Re}} \right) \right]^{-2} \quad (1.40)$$

Es evidente que, en este contexto, el cálculo del factor de fricción ( $f$ ) implica un proceso iterativo. Moody, tomando como base la ecuación mencionada, desarrolló un gráfico destinado a determinar el factor de fricción en tuberías con rugosidad estándar.

En la **Figura 1.16** se pueden apreciar las siguientes observaciones:

- Para  $N_{Re} < 2300$  (correspondientes a flujos laminar), el factor de fricción ( $f$ ) depende exclusivamente del valor del número de Reynolds.
- A partir de  $N_{Re} = 2300$ , comienza la zona de transición. Dentro de esta zona, el factor de fricción ( $f$ ) depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa ( $\varepsilon/d$ ).
- La región con el régimen de flujo turbulento comienza en diferentes valores de  $N_{Re}$ , según el valor de la rugosidad relativa ( $\varepsilon/d$ ). En esta región, el factor de fricción ( $f$ ) es independiente del número de Reynolds y varía únicamente en función de la rugosidad relativa. El valor de ( $f$ ) se puede determinar en flujos turbulentos mediante la siguiente expresión:

$$f = \left( -2 \cdot \log \left( \frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} \right) \right)^{-2} \tag{1.41}$$

d. En el caso de un flujo crítico ( $2300 < N_{Re} < 3100$ ), es posible estimar el factor de fricción utilizando la siguiente ecuación:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \left[ \frac{1.3521}{\left( 2.3026 \cdot \log \left( \frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} + \frac{2.514}{3100 \cdot \sqrt{f}} \right) \right)} \right] + 0.032 \tag{1.42}$$

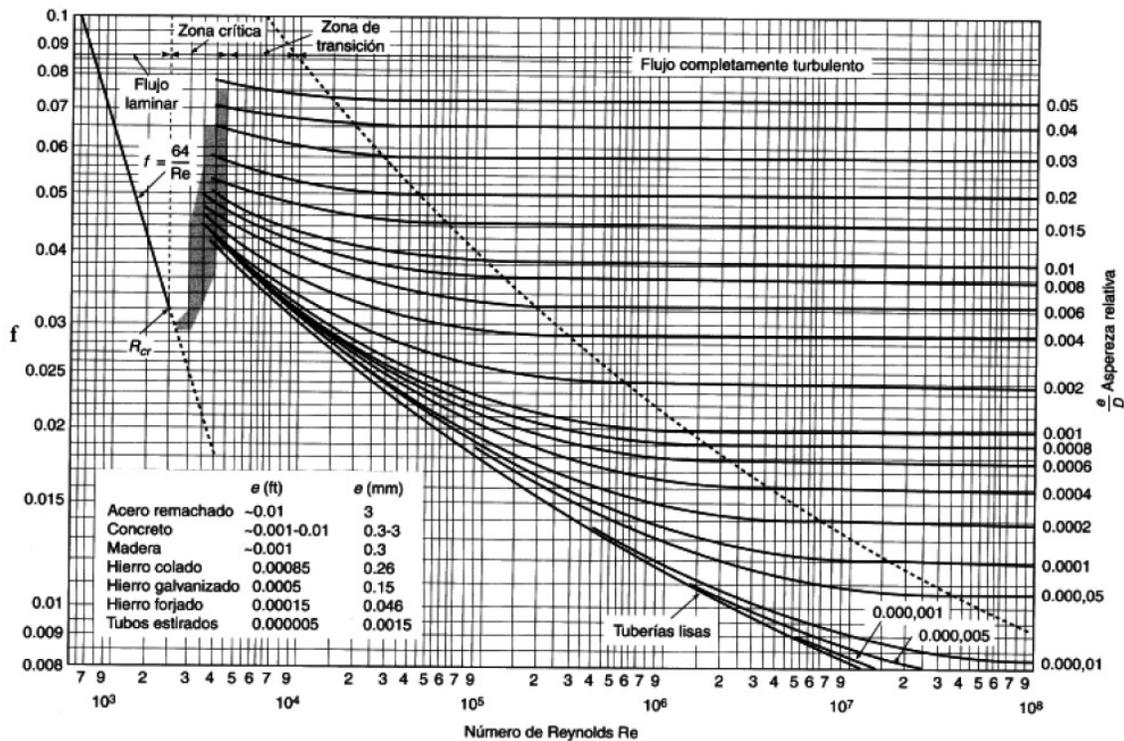


Figura 1.16 Diagrama de Moody.  
Fuente: Extraído de [4].

( $\varepsilon$ ): **Rugosidad**

Se trata de una característica de la superficie interna de la tubería, que se compone de pliegues o crestas unidas, generando una superficie de textura uniformemente distribuida. Esta rugosidad está relacionada con el tipo de material utilizado en la construcción de la tubería.

En el laboratorio, la medición de la rugosidad se realiza considerando la relación entre el área y la longitud de la superficie en contacto con el fluido, bajo las siguientes condiciones de prueba:

- Se asume que las propiedades del fluido permanecen constantes.
- Se mantiene un flujo constante.
- La presión ( $p$ ) y la temperatura ( $T$ ) se mantienen constantes en la entrada y salida del ducto de prueba.

Para obtener la ecuación para la rugosidad, se establecerá una relación directa entre la variación de la longitud y la rugosidad empleando la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta p_i}{\sum_{i=1}^n \Delta \left(\frac{p_i}{A_i}\right) L_i} \quad (1.43)$$

Donde:

$$\sum_{i=1}^n \Delta p_i = P_e - P_s \quad (1.44)$$

Actualmente se acepta que la rugosidad puede representarse mediante la altura media ( $\varepsilon$ ) de dichos pliegues, teniendo en cuenta las particularidades del flujo.

Los valores más utilizados en la industria son los siguientes:

**Tabla 1.3** Valores comunes de rugosidad.  
Fuente: Elaboración propia.

Tubería	$\varepsilon$ (pg)
Estriada	0.00006
Producción o perforación	0.0006
Escurrecimiento	0.0007
Galvanizada	0.006

### Resbalamiento

El término resbalamiento se emplea para describir el fenómeno natural en el que una de las fases se mueve a una velocidad mayor en el flujo multifásico. El

resbalamiento (deslizamiento) entre las fases en el flujo multifásico en tuberías ocurre independientemente del ángulo de inclinación y puede atribuirse a diversas causas, algunas de las cuales son las siguientes:

- La resistencia a la fricción en la fase gaseosa es significativamente menor que en la fase líquida.
- La diferencia en las propiedades de compresibilidad entre el gas y el líquido hace que el gas en expansión se desplace a una velocidad superior al líquido cuando la presión disminuye en la dirección del flujo.
- La segregación gravitacional provoca que el líquido se desplace a una velocidad menor que el gas en el flujo ascendente y a una velocidad mayor en el flujo descendente.

De igual manera, el resbalamiento entre las fases se origina también por la variación en las fuerzas flotantes que influyen en las fases. En un medio líquido en reposo, el gas menos denso tiende a elevarse con una velocidad proporcional a la diferencia de densidad.

La velocidad de resbalamiento se define como:

$$v_s = v_g - v_L \quad (1.45)$$

Donde:

$v_s$ : Velocidad de resbalamiento.

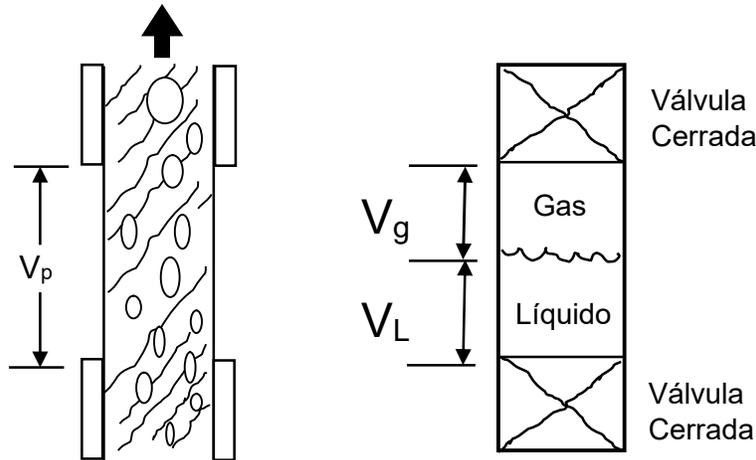
$v_g$ : Velocidad de la fase gaseosa (*pie/seg*)

$v_L$ : Velocidad de la fase líquida (*pie/seg*)

En flujos ascendentes, la fase propensa a resbalarse es la gaseosa, ya que presenta propiedades de baja densidad y viscosidad. En contraste, en flujos descendentes, la fase líquida es la que tiende a resbalarse. Además, en una mezcla homogénea, se puede asumir que no hay resbalamiento.

### $(H_L)$ : Colgamiento

El colgamiento se define como la proporción entre el volumen de líquido presente en una sección específica de tubería, en condiciones de flujo, y el volumen total de esa sección de tubería. Esta relación de volúmenes está influenciada por la cantidad simultánea de líquido y gas que fluyen en la tubería. Por lo tanto, si la mezcla es homogénea, se considera que el fenómeno de colgamiento es insignificante. Este fenómeno se puede apreciar en la **Figura 1.17**.



**Figura 1.17** Ilustración del colgamiento.  
Fuente: Extraído de [24].

La ocurrencia del colgamiento de líquido se manifiesta cuando la fase líquida en la tubería se desplaza a una velocidad menor que la fase gaseosa, generando un resbalamiento entre ambas fases.

Con base a la **Figura 1.17** se obtiene que:

$$H_L = \frac{V_L}{V_p} \tag{1.46}$$

Donde:

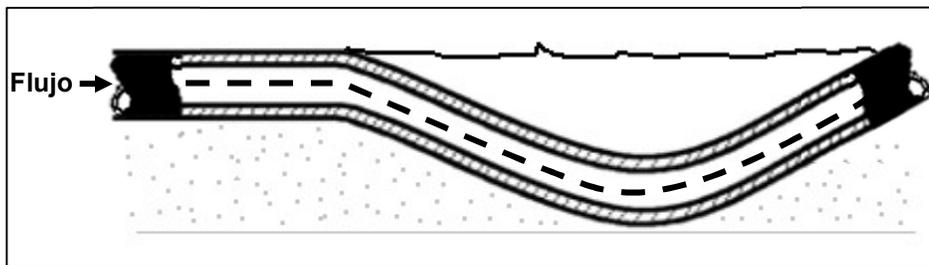
$H_L$ : Colgamiento de líquido.

$V_L$ : Volumen de líquido en la sección de tubería.

$V_p$ : Volumen de la sección de tubería.

### Topografía del Terreno

En el manejo del flujo en ocasiones se presentan escenarios donde las LD o tuberías manifiestan cierto desnivel debido a la propia inclinación del terreno como se aprecia en la **Figura 1.18**.



**Figura 1.18** Topografía usual del terreno en tuberías horizontales o inclinadas.  
Fuente: Elaboración propia.

### 1.2.3 Patrones de Flujo

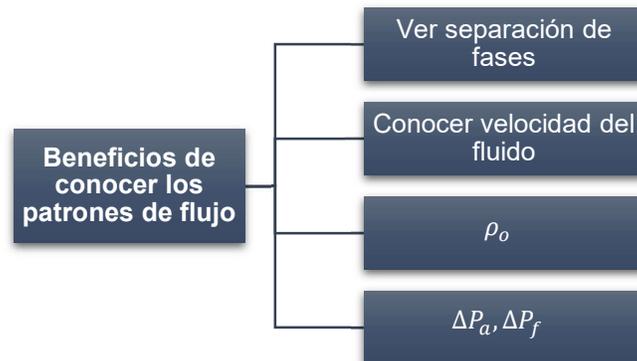
El patrón de flujo se refiere a la configuración de estructura de las fases en la tubería, determinada por la configuración de la interfaz.

Importancia del patrón de flujo:

- Incide en el fenómeno de colgamiento, por ende, para calcularlo se debe conocer el patrón de flujo que se tiene en la tubería.
- Influye en la transferencia de calor.
- Define qué fase entra en contacto con la pared de la tubería.
- Impacta en las condiciones operativas en las instalaciones de procesamiento debido al comportamiento de los oleogasoductos.

Factores que afectan el patrón de flujo:

- Gasto de crudo y gas (RGA o RGL).
- Presión (expansión del gas).
- Configuración de la tubería (diámetro y ángulo de inclinación).
- Propiedades de los fluidos transportados (densidad relativa del crudo, viscosidad, tensión superficial principalmente).



**Figura 1.19** Beneficios de los patrones de flujo.  
Fuente: Elaboración propia.

### Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales

Beggs y Brill describieron los patrones que rigen el flujo en tuberías horizontales, los cuales son los siguientes:

#### Flujo Segregado.

- Estratificado.

Este régimen de flujo se manifiesta en condiciones de bajos gastos de flujo de gas y líquido, en las cuales las dos fases se segregan (separan) debido al efecto

generado por la fuerza de gravedad. Aquí, el líquido se desplaza en la parte inferior de la tubería mientras que el gas lo hace en la parte superior.

- Ondulado.

En este patrón de flujo se observa en gastos de flujo más elevados que los del flujo estratificado, caracterizado por la presencia de ondas estables en la interfaz entre las fases.

- Anular.

Este tipo de flujo surge en situaciones de altos gastos de flujo de gas. La fase gaseosa fluye como un núcleo a una velocidad considerable, transportando consigo pequeñas gotas de líquido. Simultáneamente, la fase líquida fluye como una fina película adherida a la pared interna de la tubería; por lo general, esta película es más gruesa en la parte inferior que en la parte superior de la tubería, dependiendo de las proporciones relativas de los flujos de gas y líquido.

### **Flujo Intermitente.**

Este patrón se caracteriza por la alternancia entre el flujo de líquido y gas, donde fluyen taponos o baches de líquido que ocupan completamente la sección transversal de la tubería, separados por bolsas o burbujas de gas. En este escenario, se forma una capa estratificada de líquido que se desplaza en la parte inferior de la tubería.

Este tipo de flujo surge debido a la inestabilidad hidrodinámica de una interfaz estratificada líquido-gas en condiciones específicas. El mecanismo de flujo implica una película de líquido que fluye a lo largo del fondo de la tubería a una velocidad inferior a la del bache, aumentando su tamaño al arrastrar líquido de la película en la parte delantera. Sin embargo, pierde líquido en la parte trasera en proporciones similares.

El líquido dentro del bache puede estar aireado por pequeñas burbujas concentradas hacia la parte frontal y superior de la tubería. El flujo intermitente se divide en tapón y bache, pero el comportamiento de ambos con respecto al mecanismo de flujo es similar, lo que generalmente impide hacer una distinción clara entre ellos.

- Bache.

En condiciones de elevados gastos de flujo de gas, cuando el movimiento en la parte delantera del bache adopta la forma de un remolino, atribuible al repliegue del movimiento lento de la película, se clasifica como flujo intermitente tipo bache.

- Tapón.

Por otro lado, el flujo intermitente tipo tapón se contempla como la variante extrema del flujo bache, manifestándose cuando el bache de líquido se encuentra exento de

burbujas. Este patrón se observa en situaciones de gastos de flujo de gas relativamente reducidos, cuando el flujo presenta menor turbulencia.

**Flujo Distribuido.**

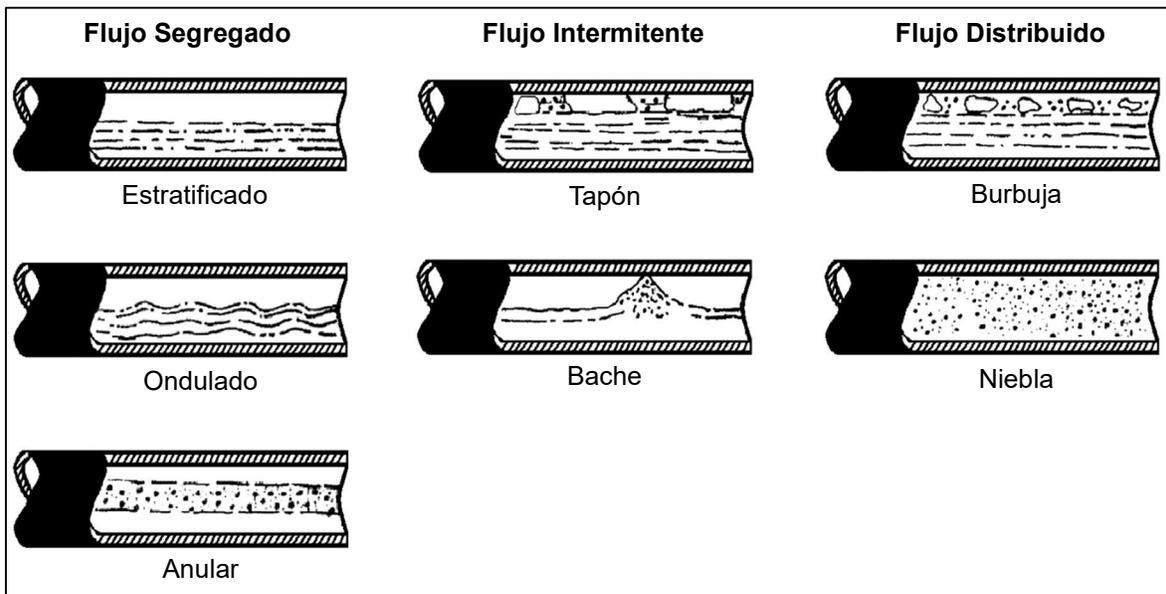
- Burbuja o Burbujas Dispersas.

En este patrón de flujo la tubería se encuentra casi repleta de líquido, con una presencia reducida de la fase gaseosa libre. Las burbujas de gas, caracterizadas por diversos diámetros distribuidos de manera aleatoria, se dispersan en el líquido. Estas burbujas exhiben velocidades variables según sus respectivos diámetros, mientras que el líquido fluye a una velocidad bastante uniforme. A excepción de la diferencia en densidad, la fase gaseosa tiene un impacto mínimo en el gradiente de presión.

En ciertas condiciones de bajos gastos, se pueden encontrar pequeñas burbujas discretas, a veces identificadas como flujo burbuja. La distinción entre flujo burbuja y burbujas dispersas recae en que, el patrón de flujo de burbujas dispersas se observa a lo largo de un amplio rango de inclinaciones de tuberías, el flujo burbuja solo se manifiesta en tuberías verticales y de diámetros relativamente grandes.

- Niebla.

En esta configuración de flujo, el gas asume el papel de fase continua, sirviendo como agente que arrastra y transporta el líquido a lo largo de la tubería. Aunque el líquido deja una delgada película en la pared de la tubería, sus efectos son secundarios; el gas es el factor preponderante en este caso.



**Figura 1.20** Beggs and Brill. Posibles patrones de flujo en tuberías horizontales.

Fuente: Elaboración propia con información de [6].

### 1.3 Clasificación General de los Yacimientos Petroleros en México

Derivado de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, estos, por ser producto de la naturaleza son diferentes en cuanto a sus características físico/químicas y no hay dos que sean iguales. Por tal motivo, diversos autores, han llegado a la conclusión que resulta necesario clasificarlos según diferentes criterios. Las cinco clasificaciones más comunes consisten en: la configuración de trampas geológicas, el diagrama de fase de presión y temperatura, el tipo de hidrocarburos, el tipo de empuje y la cercanía a la superficie.

La clasificación de los yacimientos de acuerdo con el tipo de hidrocarburos que contienen está basada en su diagrama de fase característico y en los rangos de las propiedades de los fluidos típicas como, por ejemplo: el factor de volumen de aceite ( $B_o$ ), Relación gas-aceite ( $RGA$ ), contenido de la fracción ( $C_{7+}$ ), densidad del aceite y contenido de la fracción ( $C_1$ ). En base a estos criterios los yacimientos petroleros en México se han clasificado de acuerdo con los fluidos que contienen en cinco tipos: 1) Aceite negro, 2) Aceite volátil, 3) Gas y condensado, 4) Gas húmedo y 5) Gas seco.

**Tabla 1.4** Criterios para la clasificación de fluidos de los yacimientos.  
Fuente: Elaboración propia con información de [14].

CRITERIOS DE LOS YACIMIENTOS					
Propiedad	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas y Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
Factor de volumen del aceite ( $B_o$ , $m^3/m^3$ )	1.05 – 1.2	1.2 – 1.8	1.8 – 2.8		
Relación gas aceite ( $RGA$ , $m^3/m^3$ )	< 280	280 – 1,500	1,500 – 10,000	10,000 – 20,000	> 20,000
Densidad del aceite ( $gr/cm^3$ )	0.849	0.825	0.779 - 0.720	0.720	0.702
Densidad del aceite ( $^{\circ}API$ )	< 38	> 39	43 - 60	60 - 65	> 70
Contenido de la fracción $C_{7+}$ (%)	> 35	12.7 - 25	1 - 12.7	Condensado en LDD por la $\Delta P$	
Contenido de la fracción $C_1$ (%)	70	70 - 85	90	90 - 95	95

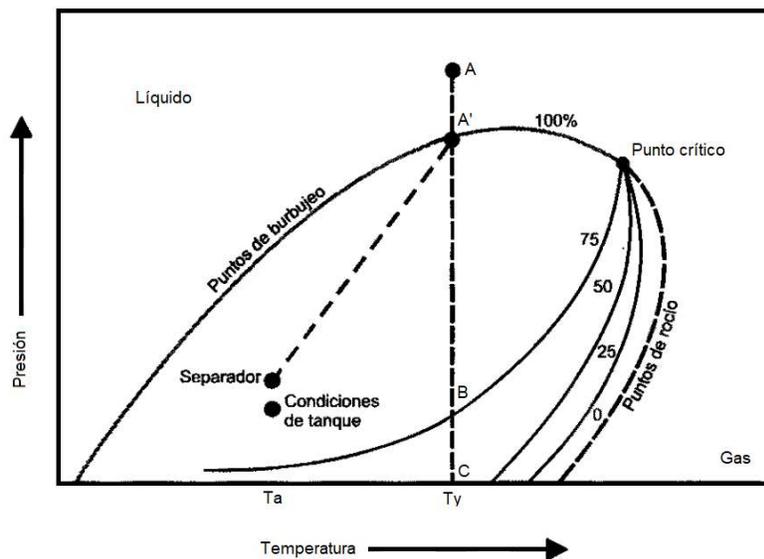
En la industria petrolera la relación gas-aceite ( $RGA$ ) y junto con la gravedad del aceite en condiciones de tanque, constituyen las propiedades más importantes de los yacimientos de hidrocarburos para clasificarlos en yacimientos de aceite y gas.

### 1.3.1 Yacimientos de aceite

Una mezcla de hidrocarburos en fase líquida, bajo condiciones de yacimiento, se denomina generalmente como aceite crudo. A su vez, se divide en dos categorías según el líquido extraído en la superficie: aceite negro y aceite volátil.

#### Aceite negro

Los yacimientos de aceite negro son también considerados yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento; en general este tipo de yacimientos producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad menor a 38 °API y una relación gas-aceite menor a 280 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ). La representación del diagrama de fase de un aceite negro se muestra en la **Figura 1.21**, proporcionando las siguientes observaciones:



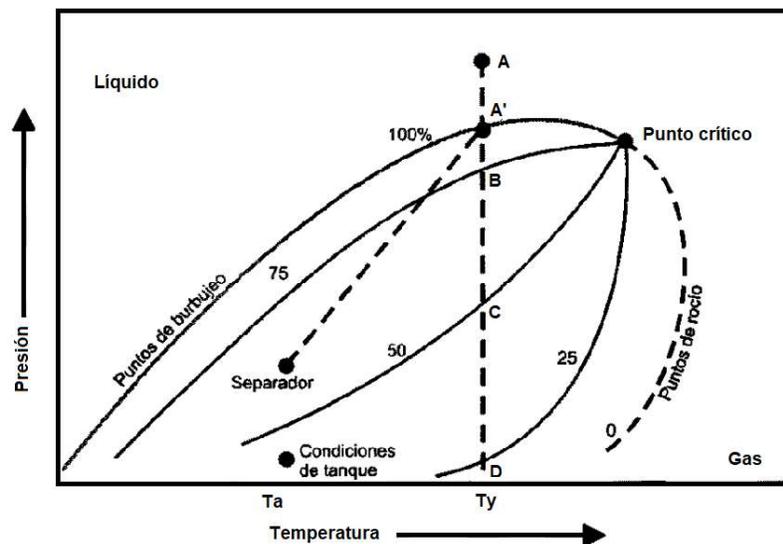
**Figura 1.21** Diagrama de fase para un aceite negro o de bajo encogimiento.  
Fuente: Modificado de [20].

- La temperatura del yacimiento es inferior a la temperatura crítica del aceite.
- La línea vertical  $AC$  representa la disminución isotérmica de la presión del yacimiento a medida que se explota el yacimiento.
- En el punto  $A$ , el aceite no se encuentra saturado con gas, lo que implica que el fluido en el yacimiento está en estado líquido. Los yacimientos en esta región, donde la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo del aceite, son conocidos como yacimientos no saturados o subsaturados. La región de las dos fases cubre un amplio intervalo de presión y temperatura.

- Debido a la baja compresibilidad de los líquidos presentes en el yacimiento, la presión disminuye rápidamente con la producción, alcanzando el punto de burbujeo  $A'$ . En este punto, el aceite se satura con gas, es decir, contiene la máxima cantidad posible de gas disuelto. Si las condiciones iniciales de presión y temperatura coinciden con el punto de burbujeo, el yacimiento se denomina saturado.
- A medida que la presión sigue disminuyendo en dirección al punto  $B$  se origina la fase gaseosa y, en consecuencia, en el yacimiento coexisten ambas fases: líquida y gaseosa.

### Aceite volátil

Los yacimientos de aceite volátil o de alto encogimiento son fluidos muy livianos que se presentan en estado líquido en el yacimiento, puesto que la temperatura de éste es muy cercana a la temperatura crítica del fluido. Debido a las pequeñas caídas de presión se liberan grandes cantidades de gas. La  $R_{si}$  está generalmente en el rango de 2,000 a 3,200 ( $\text{pie}^3/\text{bl}$ ), presentan un factor de volumen del aceite bastante alto, cercano o mayor a 2, mientras que, la densidad del aceite es mayor a 39 °API, por lo general este tipo de yacimientos producen aceites de colores verdoso hasta anaranjado oscuro. De igual manera se caracterizan por tener una RGA relativamente alta entre 280 y 1,500 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).



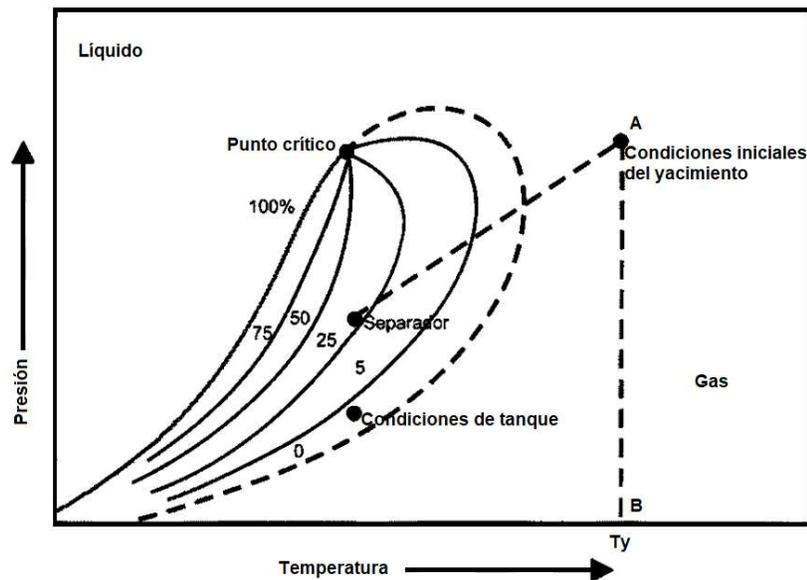
**Figura 1.22** Diagrama de fase para un aceite volátil o de alto encogimiento.  
Fuente: Modificado de [20].

A partir del diagrama de fases que se muestra en la **Figura 1.22**, se observa que las líneas de calidad cercanas al punto crítico y a la temperatura del yacimiento están notablemente próximas y prácticamente paralelas al punto de burbujeo. La



## Gas húmedo

Un yacimiento de gas húmedo normalmente contiene componentes de hidrocarburos más pesados. No se forma líquido en el yacimiento en ninguna etapa de su explotación; sin embargo, durante su producción se forma líquido (condensado) en algún punto de las tuberías de producción. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran en la región de dos fases, generando que la RGA varíe entre 10,000 y 20,000 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ); el líquido recuperable tiende a ser de color acuoso/transparente, con densidades entre los 60 y 65 °API y el contenido de licuables en el gas generalmente es bajo, menor de 30 (Blis/MM pie<sup>3</sup>).



**Figura 1.24** Diagrama de fase para un yacimiento de gas húmedo.  
Fuente: Modificado de [20].

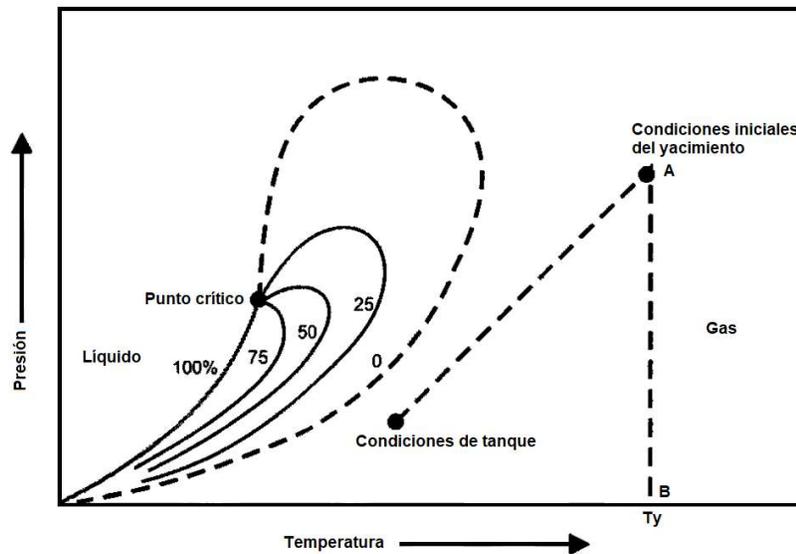
En la **Figura 1.24** se presenta un diagrama de fase típico para un yacimiento de gas húmedo, en el cual se puede notar lo siguiente:

- La zona de dos fases (la región que se encuentra dentro de la curva envolvente) abarca un área ligeramente más amplia en comparación con la del gas seco, y el punto crítico se sitúa a una temperatura considerablemente superior.
- La temperatura del yacimiento representada en las condiciones iniciales por el punto *A*, está por encima del punto cricondentérmico. En consecuencia, durante la explotación, que implica la reducción de presión a lo largo de la línea isotérmica *AB*, el fluido en el yacimiento siempre se mantendrá en estado gaseoso como una única fase.

- Las condiciones de presión y temperatura en la superficie (en el separador) se sitúan en la región de las dos fases. En consecuencia, conforme el fluido se transporta hasta el separador, siguiendo la tendencia marcada por la línea *A-Separador*, se producirá o condensará una fase líquida.

### Gas seco

Los yacimientos de gas seco contienen exclusivamente gas a lo largo de su vida productiva, sin ingresar a la región de dos fases tanto en las condiciones del yacimiento como las de la superficie durante su explotación. Están compuestos principalmente por metano, con una cantidad reducida de etano y posiblemente pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados. Teóricamente no se genera líquido en el yacimiento ni en ningún punto del sistema integral de producción. Por lo general este tipo de yacimientos produce una RGA superior a 20,000 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), con una densidad mayor de 70 °API.



**Figura 1.25** Diagrama de fase para un yacimiento de gas seco.  
Fuente: Modificado de [20].

En la **Figura 1.25**, se aprecia que, tanto en las condiciones del yacimiento durante la etapa de explotación (a lo largo de la línea isotérmica *AB*) como en las condiciones de superficie en el separador, el sistema permanece en estado gaseoso, ubicándose fuera de la envoltura.

## 2. Fundamentos de la Metrología de Hidrocarburos

En el proceso de la explotación de yacimientos de hidrocarburos, es esencial gestionar el transporte y manejo de estos en la superficie a través de instalaciones de recolección, conocidas como baterías, estratégicamente ubicadas para aprovechar la presión natural del yacimiento. En la industria petrolera, la medición precisa del flujo de hidrocarburos es una necesidad constante, ya que proporciona cifras volumétricas que reflejan la magnitud de la producción y sirven como indicadores del potencial económico.

El propósito fundamental en la industria petrolera al medir aceite y gas es optimizar la efectividad del proceso productivo. Se designa como sistema de medición a un conjunto de elementos encargados de indicar, registrar y/o totalizar el volumen del fluido que atraviesa, facilitando la transferencia tanto entre entidades como entre diferentes secciones de una misma entidad.

Alcanzar la precisión necesaria en la medición del flujo de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, que fluyen a través de tuberías en cualquier sistema, de forma simple y rentable, representa un objetivo continuo y perseverante.

### 2.1 Antecedentes de la Metrología

A lo largo de la historia, los sistemas de medición de flujo han experimentado una evolución en respuesta a las crecientes necesidades humanas en la medición de sus productos, coincidiendo con el desarrollo de nuevas condiciones de flujo y la búsqueda de mayor precisión. Además, es crucial comprender los diversos tipos de medidores de flujo líquido y su utilidad en distintos patrones.

El inicio de la medición de flujo se remonta a los ancestros, aproximadamente en el año 2670 a.C., cuando se registraron los primeros indicios durante la época del emperador chino Huangdi, quien medía el flujo de agua salada utilizada en la producción de sal como condimento. Los romanos, en el año 144 a.C., realizaron mediciones rudimentarias para transportar agua a través de acueductos hacia sus hogares.

En los primeros años del siglo XVII, Castelli y Torricelli establecieron que el gasto de flujo era proporcional a la velocidad del flujo multiplicada por el área, y que la descarga a través de un orificio variaba con la raíz cuadrada de la caída de presión. A mediados del siglo XVIII, Pitot, Venturi y Herschel contribuyeron con desarrollos en medición de flujo, cada uno presentando sus propios medidores.

En el siglo XIX, en Londres, los medidores de desplazamiento positivo comenzaron a utilizarse comercialmente. A principios del siglo XX, la industria del gas en Estados Unidos adoptó los medidores de desplazamiento positivo, clasificándolos según la

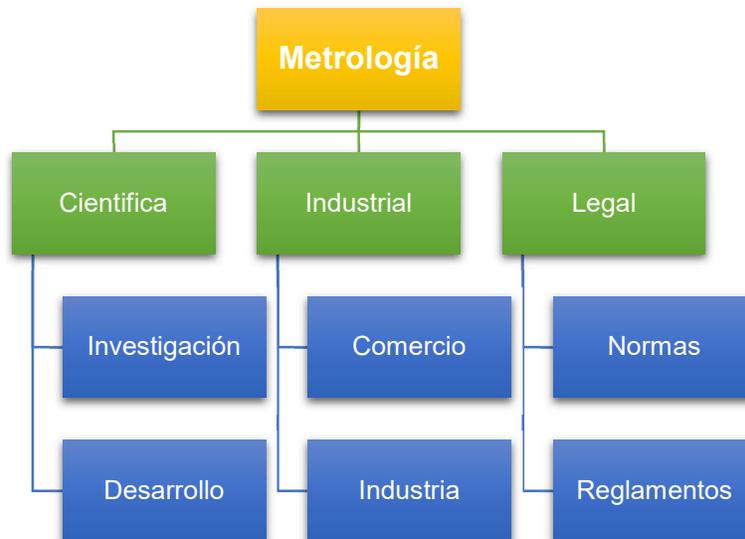
cantidad de luces (iluminación) que suministraban. Los medidores rotatorios también se volvieron disponibles en este período.

Hasta principios del siglo XX, los medidores de orificio con placa delgada y de borde cuadrado fueron calibrados por Weymouth, mientras que el profesor Robinson en Ohio empleaba el tubo de Pitot para medir flujos de gas. Investigaciones adicionales sobre la medición de gas se llevaron a cabo en la década de 1920, con la publicación de informes por la Asociación Americana de Gas (AGA).

Este trabajo culminó con el reporte No. 1 de la AGA en 1930, seguido por el No. 2 en 1935 y el No. 3 en 1995. Desde entonces, se ha continuado con extensas investigaciones y la publicación de nuevos informes para reflejar los avances en la medición de flujo.

## 2.2 Definición de Metrología

De acuerdo con el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM), la metrología es la ciencia que se centra en las mediciones, abarca el análisis de patrones, magnitudes y sistemas de unidades. Examina la confiabilidad de la relación establecida entre una magnitud y su correspondiente patrón. Esta ciencia, actualmente se divide en tres áreas de estudio, las cuales son:



**Figura 2.1** Campos de estudio de la metrología.  
Fuente: Elaboración propia.

- **Metrología científica (teórica):** Su objetivo reside en la investigación y desarrollo de teorías y principios de medición innovadoras, con la perspectiva de aplicarlos posteriormente en los ámbitos industriales y comerciales a nivel global.

- **Metrología industrial (técnica):** Se centra en la calibración y control de los instrumentos y equipos de medición, con aplicación en sectores industriales y comerciales. Tiene como objetivo garantizar la confiabilidad de las mediciones que se realizan día a día en la industria.
- **Metrología legal:** Centrada en asegurar la adecuada ejecución de las mediciones a través de la supervisión por parte de un organismo federal o nacional con la finalidad del cumplimiento de leyes y obligaciones establecidas.

Los principios metroológicos, tales como incertidumbre, trazabilidad y calibración, son fundamentales para comprender el proceso real de medición. Aunque se busca que cada medición sea inalterable, universal y reproducible, es prácticamente imposible obtener resultados idénticos en todas las instancias de medición.

- **Incertidumbre.**

Se define como el nivel de conocimiento acerca de un proceso específico que puede variar desde la ignorancia total hasta la comprensión completa de su comportamiento (certidumbre total). El VIM define la incertidumbre de medida como un parámetro no negativo asociado al resultado de una medición, que refleja la dispersión de los valores que podrían razonablemente atribuirse al mensurando (magnitud que se pretende medir).

En vista de la ausencia de certeza absoluta en la medición de una magnitud, se recurre a un intervalo aceptable de magnitudes donde se presume que se encuentra el valor real de la medición. Se posee un nivel de conocimiento que supera la ignorancia total, aunque no llega al estado de la certidumbre total. En otras palabras, es un parámetro que representa cuantitativamente la duda que tenemos sobre el resultado de la medición realizada.



**Figura 2.2** Grado de comprensión en el proceso de medición.  
Fuente: Elaboración propia.

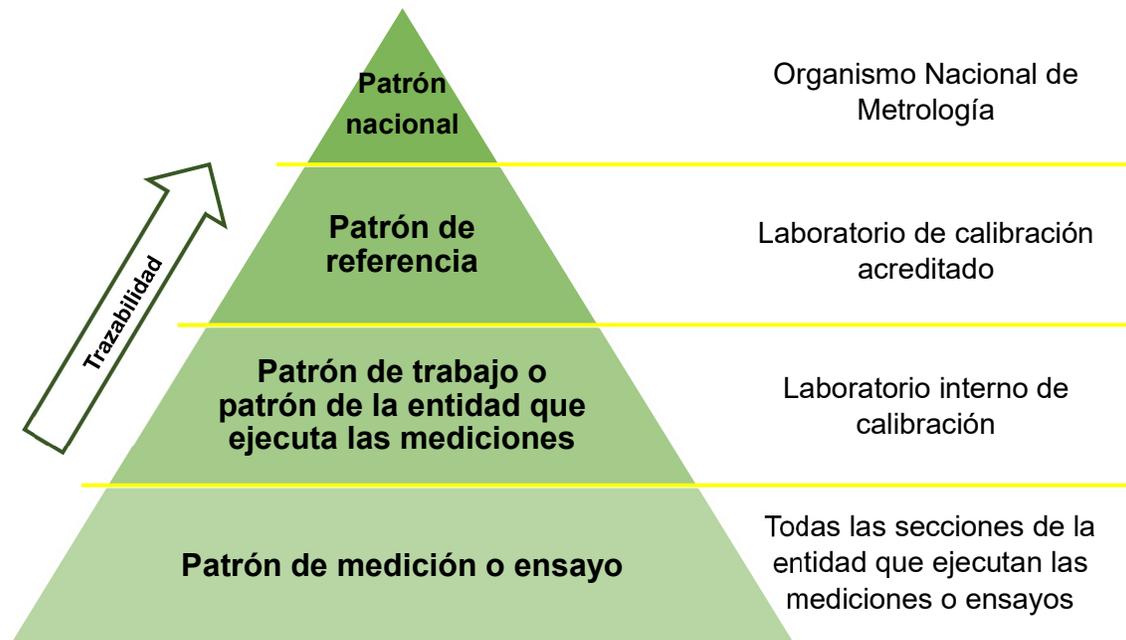
- **Trazabilidad.**

La trazabilidad según el VIM se caracteriza como la propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón que permite establecer una conexión con referencias específicas, comúnmente patrones nacionales o internacionales. Este

enlace se logra mediante una secuencia ininterrumpida de comparaciones, garantizando que todas las certidumbres estén debidamente determinadas.

La trazabilidad es la capacidad de seguir la trayectoria de los dispositivos o patrones que han calibrado un instrumento, con el objetivo de establecer una conexión con dispositivos o patrones aceptados a nivel internacional. Es importante destacar que la trazabilidad no reside en el instrumento en sí, sino en el resultado de la medición obtenido con dicho instrumento. Para asegurar la trazabilidad en cualquier sistema de medición, es crucial no solo calibrar adecuadamente los instrumentos, sino también operarlos y mantenerlos en condiciones equivalentes a las que prevalecieron durante la calibración.

La información sobre la trazabilidad se presenta mediante documentos que indican la relación de un instrumento con el patrón nacional o internacional al que está asociado. Es necesario especificar las incertidumbres y el método o procedimiento utilizado para establecer dicha relación.



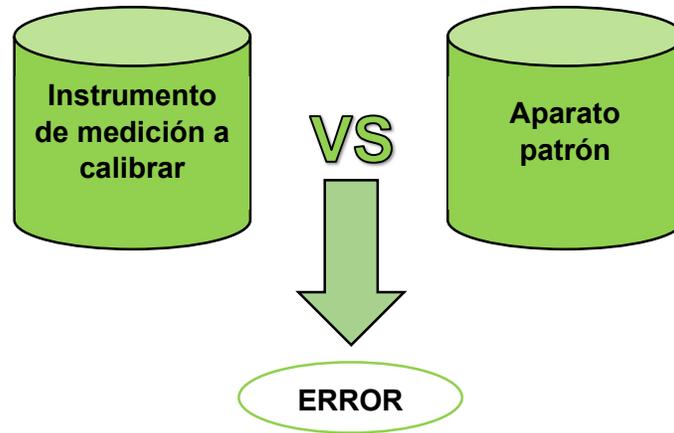
**Figura 2.3** Esquema del concepto de trazabilidad en el proceso de medición.  
Fuente: Modificado de [19].

- **Calibración.**

De acuerdo con el VIM, la calibración se describe como una comparación que, en condiciones especificadas, inicia estableciendo una relación entre los valores y sus respectivas incertidumbres de medida obtenidas a partir de los patrones de medida, junto con las indicaciones correspondientes y sus incertidumbres asociadas. Posteriormente en una segunda fase, emplea esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

Este procedimiento implica la comparación del medidor a calibrar con un aparato patrón para verificar si el error se encuentra dentro de los límites indicados por el patrón del medidor. La calibración se encarga de evaluar el rendimiento del medidor, detectar posibles errores en la medición (identificando su origen) y corregirlos o, en su defecto, reducir su impacto. Es crucial realizar este proceso de manera regular.

Para garantizar la validez de la calibración en ámbitos comerciales e internacionales, es esencial que el patrón o instrumento de calibración esté debidamente acreditado por las instancias competentes.



**Figura 2.4** Esquema representativo del concepto de calibración.  
Fuente: Elaboración propia.

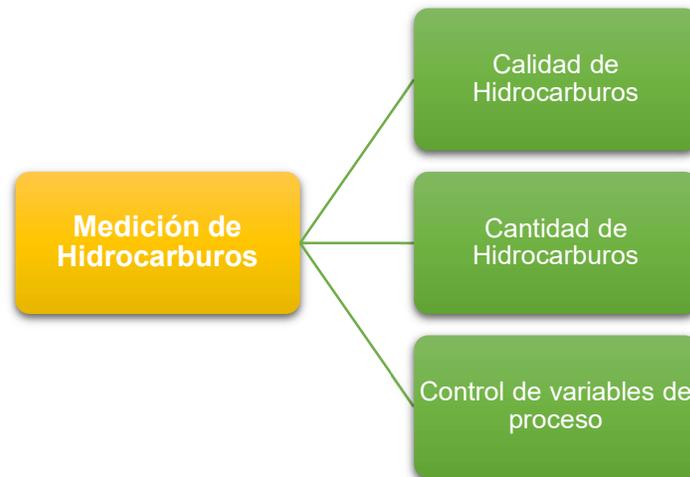
En lo que respecta a la medición de hidrocarburos, esta se lleva a cabo en los distintos elementos que componen al Sistema Integral de Producción; yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, esta última a su vez, se puede dividir en tres categorías:



**Figura 2.5** Categorías de la medición de flujo en instalaciones superficiales.  
Fuente: Elaboración propia.

Las variables de proceso que por lo regular se miden incluyen el flujo de aceite, la presión, la temperatura y el volumen, así como variables de calidad que abarcan la densidad y composición de los productos, entre otros. Estos datos son fundamentales para generar indicadores de gestión utilizados en la evaluación del proceso productivo y para tomar decisiones informadas que mejoren los procesos y aumenten la rentabilidad del negocio.

En la industria petrolera, se pueden distinguir tres aspectos o tipos de propiedades que son objeto de medición, las cuales se ilustran en la **Figura 2.6**.



**Figura 2.6** Aspectos de la medición de hidrocarburos.  
Fuente: Elaboración propia.

### 2.3 Conceptos Metroológicos Básicos

Con base a la Norma Mexicana NMX-Z-055-IMNC-2009 Vocabulario Internacional de Metrología (VIM), se ofrecen términos que buscan ser una referencia para organismos gubernamentales e intergubernamentales, asociaciones empresariales, entidades reguladoras, entre otros, en el ámbito del proceso de medición.

#### ✓ **Medición.**

La medición, por su parte, es el procedimiento mediante el cual, a través de dispositivos, se determina la cantidad de hidrocarburos en un punto o sistema específico. La acción de "medir" es el resultado de una medición, que es simplemente la comparación de una cantidad de "algo" con un patrón de medición. Este "algo" puede referirse a un volumen, longitud, presión, entre otros.

La medición desempeña un papel fundamental en diversas operaciones vinculadas a la producción, transporte, almacenamiento, procesamiento y distribución de

hidrocarburos. En este proceso, se determina la proporción entre dos patrones, donde uno está previamente establecido y el otro se busca conocer.

✓ **Mensurando.**

Representa la magnitud particular sujeta a medición. La definición de un mensurando implica comprender la naturaleza de la magnitud y proporcionar una descripción detallada del estado del fenómeno, cuerpo o sustancia. Cuando se realiza la medición, que engloba tanto el sistema de medida como las condiciones en las que se lleva a cabo, existe la posibilidad de que se altere el fenómeno, cuerpo o sustancia, lo que podría resultar en una discrepancia entre la magnitud medida y el mensurando. En tales situaciones, se hace imperativo llevar a cabo las correcciones pertinentes.

✓ **Unidad de medida.**

Magnitud escalar real, establecida y aceptada por convenio, que posibilita la comparación con cualquier otra magnitud de la misma índole, para expresar la relación entre ambas mediante un número.

✓ **Unidad de base.**

Representa la unidad de medida establecida por convenio para una magnitud de base. En cualquier sistema coherente de unidades, se designa una única unidad básica para cada magnitud base.

✓ **Magnitud.**

Propiedad de un fenómeno, cuerpo o sustancia que puede ser cuantificada mediante un número y una referencia. La referencia puede adoptar la forma de una unidad de medida, un método de medición, un material de referencia o una combinación de estos elementos. La noción de "magnitud" puede categorizarse de manera general en "magnitud física", "magnitud química" y "magnitud biológica", o también en magnitud de base y magnitud derivada.

✓ **Sistema Internacional de Magnitudes ISQ.**

Conjunto de magnitudes fundamentales conformado por las siete magnitudes básicas: longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica, temperatura termodinámica, cantidad de sustancia e intensidad luminosa.

✓ **Sistema Internacional de Unidades (SIU).**

Sistema de unidades basado en el Sistema Internacional de Magnitudes, que incluye los nombres y símbolos de las unidades, junto con una serie de prefijos con sus respectivos nombres y símbolos. La Ley Federal sobre Metrología y Normalización establece que el Sistema Internacional es el sistema de unidades oficial en México, el cual está definido por la Norma Oficial Mexicana NOM-008-SE-2021, “Sistema General de Unidades de Medida”. El SI está basado en torno a las siete magnitudes fundamentales del ISQ. La tabla que se presenta a continuación muestra los nombres y símbolos de las unidades básicas.

**Tabla 2.1** Las siete magnitudes básicas del ISQ.  
Fuente: Modificado de [12].

Magnitud básica	Unidad básica	
	Nombre	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	kg
Tiempo	segundo	s
Corriente eléctrica	ampere	A
Temperatura termodinámica	kelvin	K
Cantidad de sustancia	mol	mol
Intensidad luminosa	candela	cd

✓ **Valor medido de una magnitud.**

Valor de una magnitud que refleja un resultado de medición. En un proceso de medición que involucra múltiples indicaciones, cada una de estas puede emplearse para derivar el valor medido correspondiente de la magnitud. Este conjunto de valores medidos individuales de la magnitud puede ser utilizado para calcular un valor resultante de la magnitud medida, mediante la aplicación de técnicas como la media o la mediana, generalmente con una incertidumbre de medida menor.

✓ **Valor verdadero de una magnitud.**

En la perspectiva centrada en el concepto de error, se asume que el valor verdadero de la magnitud es único y, en la práctica, resulta imposible de determinar en la descripción de la medición. Contrariamente, el enfoque basado en torno al concepto de incertidumbre reconoce que, debido a la cantidad de detalles incompletos inherentes a la definición de una magnitud, no existe un solo valor verdadero compatible con la definición, sino más bien un conjunto de valores verdaderos compatibles con ella. Sin embargo, en principio, conocer este conjunto de valores resulta prácticamente imposible.

✓ **Error de medida.**

Diferencia entre el valor medido de una magnitud y un valor de referencia. El término "error de medida" puede aplicarse de dos maneras:

- a) En situaciones donde existe un único valor de referencia, como en el caso de realizar una calibración utilizando un patrón cuyo valor medido tenga una incertidumbre de medida despreciable, o al utilizar un valor convencional, en tal situación el error es conocido.
- b) Cuando se asume que el mensurando está expresado por un valor verdadero singular o por un conjunto de valores verdaderos de amplitud despreciable, en cuyo caso el error es desconocido.

**2.4 Equipos e Instrumentación para los Mecanismos de Medición**

Los equipos de medición de flujo desempeñan diversas funciones en el proceso, como monitoreo, alarma y control, pero su función principal es la transferencia de custodia del fluido, donde los medidores de flujo de todos los tipos y tamaños son esenciales.

Aunque existe una amplia variedad de dispositivos disponibles para llevar a cabo mediciones, con diferentes principios de funcionamiento y puntos de medición en las instalaciones superficiales, es esencial comprender los fenómenos relacionados, los conceptos fundamentales y las características principales que se aplican a la medición de hidrocarburos en general.

**2.4.1 Propiedades Asociadas a los Instrumentos de Medición**

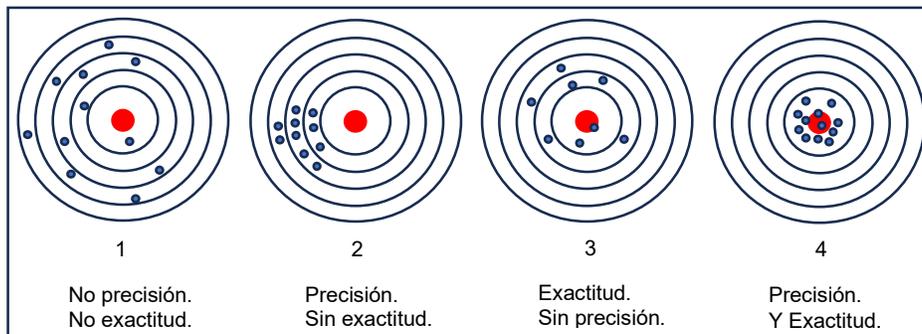
Un instrumento de medición se define como un objeto o dispositivo que, fundamentado en un principio científico plenamente reconocido y caracterizado, posibilita la medición de alguna propiedad específica de un objeto a través de un procedimiento particular. La eficiencia de los instrumentos de medición puede evaluarse mediante ciertas propiedades fundamentales que describen su rendimiento, facilitando la elección del más apropiado según las necesidades específicas. A continuación, se detallan estas propiedades:

- **Rango:** Se refiere al intervalo del instrumento, delimitado por su valor máximo y mínimo medible. Esta propiedad determina si el instrumento posee la capacidad técnica necesaria para llevar a cabo la medición, asegurando que el valor de la magnitud a medir se encuentre dentro del intervalo operativo del dispositivo.

- **Resolución:** Se refiere a la menor división de la escala que un instrumento tiene la capacidad de medir. Es crucial reconocer la capacidad de resolución de un instrumento de medición para garantizar que sea capaz de llevar a cabo la medición específica requerida.
- **Precisión:** Se trata de la proximidad entre los diversos valores obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto o de objetos similares bajo condiciones específicas. A pesar de cumplir con la condición de universalidad, las mediciones siempre estarán dentro de un intervalo posible, ya que nunca se puede lograr una medición precisa o exacta.
- **Exactitud:** Se refiere a la cercanía entre un valor medido y el valor verdadero. Se considera que una medición es más exacta cuanto menor es el error de la medición. La exactitud y la precisión son complementarias, ya que, aunque los valores de las mediciones realizadas sean cercanos entre sí (precisión), si están alejados del valor esperado, una baja incertidumbre no resulta útil, ya que los valores obtenidos no reflejan con precisión la realidad, dado que no son exactos.

Lo anterior puede explicarse con relación a la **Figura 2.7**, donde se presentan las diferencias entre precisión y exactitud mediante la analogía de una serie de disparos en una diana.

En el primer caso, se observa una dispersión considerable en los disparos, indicando falta de precisión, y, además, falta de exactitud ya que el punto central está alejado del valor verdadero. En el segundo caso, los disparos están más agrupados, pero el punto medio se encuentra nuevamente lejos del centro de la diana, lo que muestra buena precisión, pero falta de exactitud. En el tercer caso, el valor medio coincide con el centro de la diana, demostrando buena exactitud, pero con falta de precisión. En el último caso, los disparos están altamente agrupados alrededor del centro de la diana, ejemplificando tanto buena precisión como exactitud.



**Figura 2.7** Representación gráfica que compara la analogía de disparos en una diana, utilizando el centro como la referencia del valor verdadero.

Fuente: Elaboración propia.

### 2.4.2 Error de Medición

Ningún procedimiento de medición es completamente infalible; todos están susceptibles a posibles fallos, ya sean de índole técnica o humana, que se traducirán en errores de medición. Los errores en un proceso de medición pueden clasificarse según su origen. Las fuentes potenciales son:

1. **El operador:** Los errores ocasionados por el factor humano, pueden deberse a la falta de formación, condiciones físicas o de salud del operador a cargo de las operaciones de medición, entre otros aspectos. Cuando el operador ejecuta el proceso de medición de manera incorrecta y comete errores de manera constante en cada medición, se incurre en un error sistemático que suele afectar la exactitud de las mediciones.
2. **El dispositivo:** Si el dispositivo no está debidamente calibrado, puede introducir errores en las mediciones. Los errores atribuibles al instrumento pueden surgir debido a defectos de fabricación, ya que es prácticamente imposible producir dispositivos completamente perfectos. Estos defectos pueden manifestarse como deformaciones, falta de linealidad, imperfecciones mecánicas, falta de paralelismo, entre otros. Generalmente, estos errores se presentan como errores aleatorios relacionados con la precisión del instrumento.
3. **Medio ambiente:** Las condiciones ambientales pueden influir en las propiedades de los componentes de un dispositivo. Factores como la temperatura, presión, humedad y la presencia de polvo son algunos de ellos.

### 2.4.3 Instalaciones de Medición

Las instalaciones destinadas a la medición de hidrocarburos se pueden clasificar de la siguiente manera:

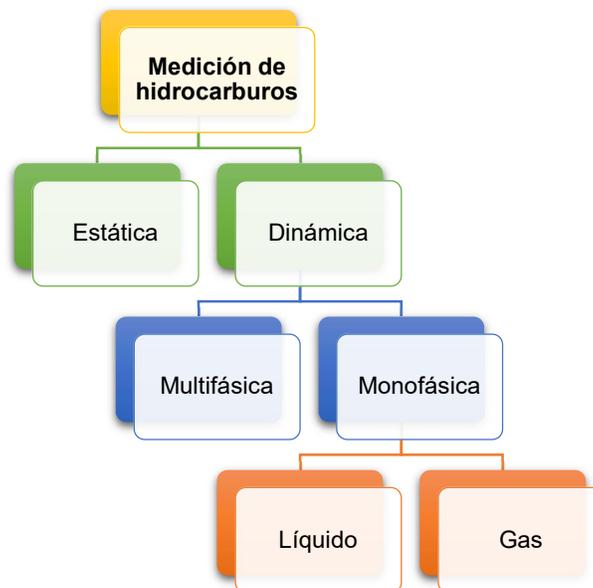
- En función de la naturaleza de los fluidos (estática y dinámica) y en lo que respecta los dinámicos se clasifican en función de los fluidos medidos (multifásicos o monofásicos).
- Intrusivos o no intrusivos (cuando se requieren de un elemento dentro de la tubería).
- Másicos o volumétricos (cuando el principio de medición está en función de la densidad de los fluidos o el volumen).
- Dependiendo de la ubicación o punto de medición.

La medición de hidrocarburos en las instalaciones superficiales se puede realizar mediante diversas herramientas y dispositivos físicos. Cuando se trata de medidores, es crucial considerar diversos aspectos con el fin de seleccionar el más adecuado, entre los cuales se encuentran:

- ✓ El estado de movimiento del fluido.
- ✓ El número y tipo de fases presentes en el flujo.
- ✓ Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- ✓ El entorno al cual estará expuesto el medidor.
- ✓ Consideraciones económicas para asegurar su instalación y funcionamiento.
- ✓ El volumen de los fluidos que se van a medir.
- ✓ Pronósticos de producción de aceite, gas natural, condensado y agua, según sea necesario.
- ✓ El estado de las instalaciones de producción.

De igual forma, es fundamental tener en cuenta el parámetro que el medidor está evaluando, ya que puede medir la magnitud tanto del gasto volumétrico  $\left(\frac{dv}{dt}\right)$ , como del flujo másico  $\left(\frac{dm}{dt}\right)$ .

En el ámbito de la industria petrolera, la medición de hidrocarburos se clasifica en dos categorías dependiendo de su naturaleza:



**Figura 2.8** Clasificación de la medición de hidrocarburos en función de su naturaleza.  
Fuente: Elaboración propia.

### ➤ Medición Estática

La medición estática es aquella que se realiza en tanques medidores o de almacenamiento, que están debidamente instrumentados y calibrados. Estos tanques deben cumplir con las normativas y estándares relacionados con el diseño e instalación de sistemas, equipos e instrumentos de medición, así como la calibración de tanques, el aforo de tanques, el cálculo de pérdidas por evaporación,

el cálculo de volúmenes de tanques, y otros requisitos aplicables a la medición estática.

En el diseño de los tanques destinados a la medición de hidrocarburos líquidos, es esencial contemplar accesorios y controles adecuados que permitan llevar a cabo la medición de niveles y la toma de muestras de manera eficiente y segura.

Los aspectos claves abordados por la medición estática incluyen:

- Mediciones manuales y automatizadas.
- Procedimientos de toma de muestras.
- Procedimientos de medición de temperatura.
- Procedimientos de calibración de tanques de almacenamiento.
- Cálculos de niveles, volúmenes y pérdidas (evaporación de hidrocarburos).

La medición estática se puede ejecutar de dos formas distintas:

- I. **Medición Manual:** Este procedimiento se lleva a cabo principalmente en tanques de almacenamiento bajo condiciones atmosféricas. A partir de las lecturas manuales, se requiere disponer de una relación matemática, expresada en tablas o funciones que se basan en la geometría del tanque, para obtener el volumen correspondiente a la medida de longitud adquirida, para lo cual se requiere de personal entrenado para realizar las mediciones.
- II. **Medición Automatizada:** Las mediciones automatizadas implican el uso de equipos con interfaz que reciben las señales emitidas por los medidores y las convierten mediante algoritmos en la magnitud asociada a la medición. Este tipo de dispositivos de medición conlleva un costo más elevado, debido a que implica la adquisición y el mantenimiento del equipo de la interfaz. Por lo que, se prescinde de la intervención de personal como intermediario entre el instrumento de medición y la obtención del valor deseado, eliminando así posibles errores humanos.

### ➤ **Medición Dinámica**

Este método de medición abarca fluidos en movimiento. Los sistemas de medición dinámica deben cumplir con los estándares internacionales, que engloban no solo el medidor, sino también los equipos auxiliares, accesorios y la instrumentación asociada.

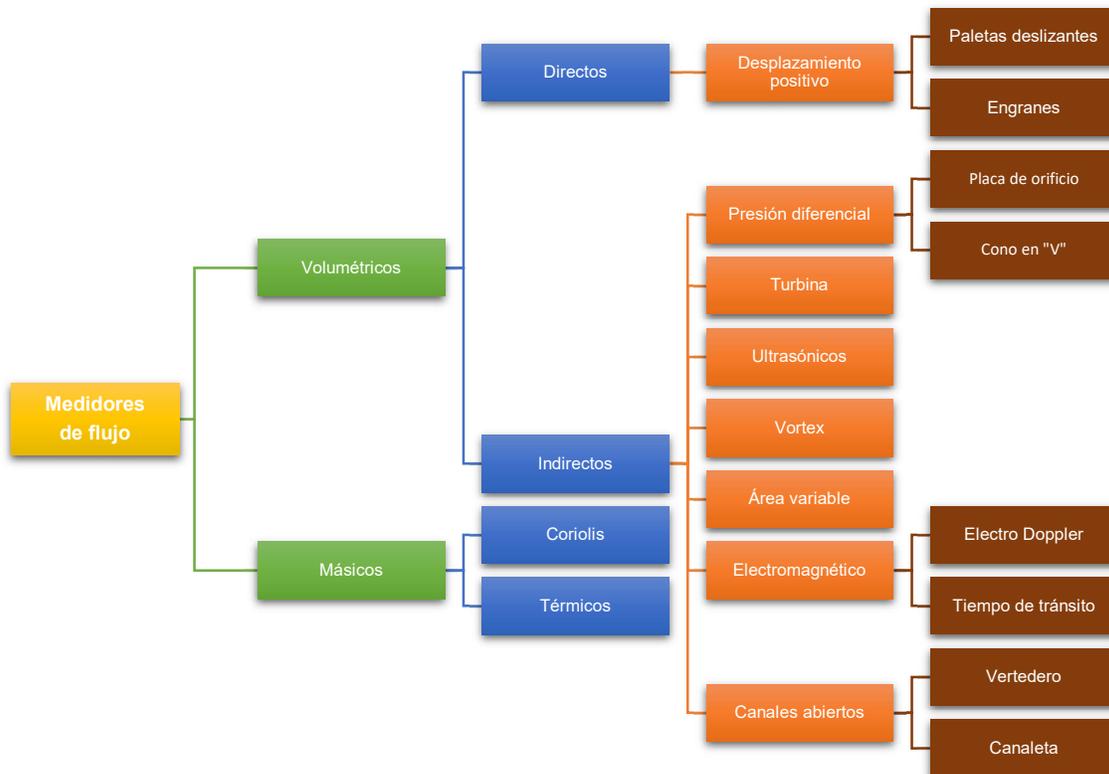
Lo cual implica la incorporación de componentes como válvulas de corte de acción rápida, filtros con interruptores de presión diferencial, des-aireadores integrados al filtro, enderezadores de flujo, transmisores e indicadores de temperatura y presión, válvulas de retención, toma-muestras en línea, analizadores de contenido de agua y sedimentos, cromatógrafos para gas natural, entre otros elementos.

Los aspectos primordiales relacionados con la medición dinámica son los siguientes:

- Medidores de volumen y flujo destinados al aceite, gas y agua.
- Procedimientos de cálculo involucrados en la determinación de la densidad, factores de corrección de volumen y factores de compresibilidad aplicables al aceite, gas y agua.

La medición dinámica en instalaciones superficiales se realiza mediante dispositivos instalados en las tuberías que conducen el fluido hacia estaciones de almacenamiento o directamente a los puntos de transferencia de custodia. Aunque, en líneas generales, los medidores están diseñados para un tipo específico de fluidos, ya sean líquidos o gases, algunos tienen la capacidad de medir flujos de ambos tipos.

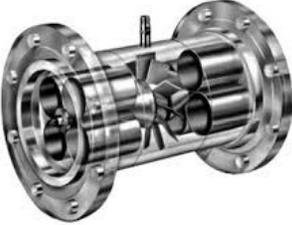
Estos medidores se clasifican combinados considerando los principios físicos que emplean para realizar las mediciones. Una clasificación ampliamente aceptada, basada en estos principios físicos, divide los medidores en flujo volumétrico y másico. El flujo volumétrico indica el volumen de un fluido en movimiento que atraviesa un punto en una unidad de tiempo, mientras que el flujo másico se expresa en unidades de masa por unidad de tiempo. La clasificación general se muestra en la **Figura 2.9**, así como una descripción breve de algunos de ellos en la **Tabla 2.2**.



**Figura 2.9** Clasificación general de los medidores de flujo.  
Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 2.2** Medidores de flujo volumétricos y másicos.  
Fuente: Elaboración propia.

Medidor	Descripción	Ventajas
 <p data-bbox="285 638 493 667"><b>Placa de Orificio</b></p>	<p data-bbox="570 411 992 592">Se basa en el principio de presión diferencial, se tiene una restricción al flujo, hay dos tubos conectados a un diafragma en el cual se registran los cambios de presión (mayores antes de la placa de orificio).</p>	<p data-bbox="1019 382 1382 621">Es un elemento primario de flujo, constituido por un disco metálico pulido a espejo. Usualmente mantiene un diseño simple y robusto, así como también una amplia variedad en diámetros estándar.</p>
 <p data-bbox="289 1020 488 1079"><b>Desplazamiento Positivo</b></p>	<p data-bbox="570 779 992 1018">Emplean mecanismos de desplazamiento que aíslan momentáneamente el fluido en segmentos de volumen preciso, contabilizando cada segmento para determinar el flujo total. Se nombran según su mecanismo de segmentación.</p>	<p data-bbox="1019 730 1382 1062">Generalmente son exactos, suelen ser ampliamente usados en fluidos que presentan alta viscosidad, pueden llegar a registrar flujos muy pequeños y llegan a operar sin necesidad de energía eléctrica. Es un método de medición altamente preciso, buena rangeabilidad y eficiencia.</p>
 <p data-bbox="342 1434 443 1463"><b>Coriolis</b></p>	<p data-bbox="570 1146 992 1446">Consiste en dos tubos simétricamente colocados a un oscilador ubicado en la parte inferior. Las vibraciones son producidas por el paso del líquido midiendo así un desfase, el cual es la diferencia de tiempo que será igual al líquido en el tubo o caudal, a mayor velocidad y cantidad de fluido mayor serán los desfases.</p>	<p data-bbox="1019 1161 1382 1434">Estos tipos de equipos tienen la capacidad de medir la densidad del fluido, además de medir masa directamente, pueden estimar el contenido de agua. Tienen una relación de rango alta, se construyen en diámetros hasta de 10" D.N.</p>
 <p data-bbox="318 1856 461 1885"><b>Ultrasónico</b></p>	<p data-bbox="570 1566 992 1835">Es un equipo electrónico y realiza la medición de flujo midiendo el tiempo de propagación de una onda sonora ultrasónica que es enviada al producto que transita por una tubería por medio de dos sensores (transmisor y receptor). A través de algoritmos propios del equipo se calcula el gasto.</p>	<p data-bbox="1019 1535 1382 1835">El desempeño de un medidor ultrasónico es afectado por el flujo turbulento, partículas en el fluido, contenido de agua mayor al 20%. Tienen una relación de rango alta, se construyen en diámetros grandes y se emplean con fluidos de baja y mediana viscosidad.</p>

Medidor	Descripción	Ventajas
 <p data-bbox="342 569 440 600"><b>Turbina</b></p>	<p data-bbox="570 264 992 600">Estos medidores se componen de un conjunto de aspas giratorias en un eje central dentro de una tubería. La energía del fluido hace girar la turbina a una velocidad proporcional al flujo, relacionando un volumen de fluido con el giro de la turbina. El movimiento del rotor se puede detectar de forma mecánica, óptica o eléctrica y se registra en un sistema lector externo.</p>	<p data-bbox="1024 327 1385 537">Son usados ampliamente en fluidos con baja y mediana viscosidad. Brinda excelente repetibilidad a corto plazo. Alta precisión, así como también la temperatura y la presión no imponen límites para su uso.</p>
 <p data-bbox="350 978 431 1010"><b>Vortex</b></p>	<p data-bbox="570 674 992 978">Este tipo de medidor se basa en el efecto Von Karman, que consiste en la formación de vórtices intercalados alrededor de un obstáculo en el flujo. Una barra obstructora divide el fluido, creando vórtices detrás de ella. La frecuencia de estos vórtices es proporcional a la velocidad del flujo, lo que permite medirlo.</p>	<p data-bbox="1024 642 1385 999">Se emplea para medir gases, vapores y líquidos, siempre que sean fluidos limpios, de baja viscosidad, sin turbulencias y con velocidades medias altas. Suelen ser rentables para diámetros menores e iguales a 12". Proporciona una excelente repetibilidad a corto plazo y no presenta límites debido a la temperatura y presión.</p>
 <p data-bbox="277 1413 505 1444"><b>Electromagnético</b></p>	<p data-bbox="570 1066 992 1423">Este medidor se basa en la Ley de Faraday de inducción electromagnética, relacionado con el cambio de voltaje por la conductividad del fluido en movimiento entre el campo electromagnético, ya que, el proceso funciona con conductores en movimiento, el fluido que se va a medir debería contener sal o agua dulce, lo contrario al flujo de hidrocarburo.</p>	<p data-bbox="1024 1077 1385 1413">El cambio de voltaje debido al paso del fluido conductor a través del electromagneto fijo es proporcional a la velocidad de fluido a través de la tubería o línea. Al conocer la velocidad del fluido, el movimiento y tamaño de la tubería, entonces se puede determinar el volumen del fluido pasando por la tubería.</p>
 <p data-bbox="310 1822 472 1854"><b>Cono en "V"</b></p>	<p data-bbox="570 1518 992 1843">El medidor de "Cono en V" opera bajo el principio de presión diferencial. Su diseño incluye un cono central en el interior del tubo, que modifica el perfil de velocidad del fluido y crea una región de baja presión en la toma de agua abajo del medidor. Para obtener un funcionamiento eficiente, una toma se coloca corriente arriba del cono y la otra corriente abajo.</p>	<p data-bbox="1024 1539 1385 1812">La posición central del cono optimiza el perfil de velocidad. Este tipo de medidor asegura mediciones de flujo precisas y confiables. Se ocupa en una amplia gama para líquidos, vapores y gases condensados que generalmente están a altas temperaturas.</p>

Medidor	Descripción	Ventajas
 <p><b>Térmico</b></p>	<p>Mide diferencia de temperaturas. El fluido circula y contacta un elemento de calentamiento central, con dos sensores que registran la temperatura en dos puntos. La diferencia de temperatura, causada por el enfriamiento o calentamiento del fluido en movimiento, está directamente relacionada con el flujo.</p>	<p>No tiene partes móviles. La salida de flujo másico es directa y las pérdidas de carga son despreciables. La alta sensibilidad de estos medidores permite detectar la temperatura en uno o varios puntos, según el modelo.</p>

Para tener un mejor criterio de selección respecto al tipo de medidor a emplear, a continuación, en la **Tabla 2.3** se presenta una clasificación más detallada en función de las características específicas que presentan cada una de estas tecnologías de medición.

**Tabla 2.3** Características para la sección del tipo de medidor.  
Fuente: Elaboración propia.

Medidor	Características							
	Alto % agua	Alta Exactitud	Bajo Costo de Inversión	Bajo Costo de Mantenimiento	Mide con Altas Viscosidades	Mide Altos Gastos	Min. Caída de Presión	Mínimo Espacio Requerido
Placa de Orificio	x	x	✓	x	✓	✓	✓	x
Desplazamiento Positivo	✓	✓	✓	x	✓✓	✓	✓	x
Coriolis	✓✓	✓✓	x	✓	✓✓	✓✓	✓	✓
Ultrasónico	x	✓✓	x	✓✓	✓	✓✓	✓✓	✓
Turbina	x	✓	✓	✓	x	✓✓	✓✓	✓
Vortex	✓	✓	✓	✓	x	x	✓	✓
Electromagnético	✓✓	✓	x	✓✓	x	✓✓	✓✓	x
Cono en "V"	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Másico	✓	✓✓	✓	✓✓	✓	✓	✓	✓✓
✓✓ Muy recomendable			✓ Aceptable			* No aplica		

**2.4.4 Importancia del Proceso de la Medición de Hidrocarburos**

La importancia de medir durante la etapa de explotación, que abarca la recolección de la producción de los pozos (medición a boca de pozo), es crucial para cuantificar los volúmenes y evaluar el comportamiento productivo. Estas mediciones son esenciales para orientar estrategias de optimización, mantenimiento o reparación

de instalaciones y/o pozos. Sin embargo, debido a su alta incertidumbre, no se emplean para efectos de transferencia de custodia fiscal.

Las corrientes de hidrocarburos se someten a un proceso de separación gas-aceite-agua, donde se realiza una medición operacional con menor incertidumbre que la efectuada en la medición a boca de pozo y finalmente, en los puntos de venta o transferencia de custodia, se lleva a cabo la medición fiscal.

En cualquier situación, es esencial tener en cuenta que la falta de precisión en la cuantificación de un producto lo vuelve ineficaz en un balance de producción. Por lo tanto, la consideración de la incertidumbre es fundamental en el diseño y funcionamiento de cualquier equipo empleado en la medición de hidrocarburos.

La medición con altos niveles de incertidumbre en los puntos de medición puede generar costos considerables. Por este motivo, en la mayoría de los países con industrias petroleras, dichos puntos están sometidos a regulaciones y auditorías gubernamentales y son influenciados por instituciones y estándares internacionales. En el contexto de México, algunas de estas entidades de regulación y estándares se muestran en la **Tabla 2.4**.

**Tabla 2.4** Regulaciones y estándares aplicables en México.  
Fuente: Elaboración propia.

Regulaciones	Estándares
	

## 2.5 Normativa en Materia de Medición de Hidrocarburos

Es fundamental establecer regulaciones para asegurar la precisa medición del flujo y la calidad de los hidrocarburos, siguiendo estándares internacionales. En este sentido, se vuelve imperativo contar con instrumentos, equipos y sistemas de medición que se ajusten a normas preestablecidas. Esta conformidad tiene como objetivo principal asegurar la equidad en las transacciones y fomentar la confianza mutua entre compradores y vendedores.

Todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones fiscales o comerciales deben ajustarse a normas internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales. Las normas para la medición de flujo de fluido han evolucionado a lo largo de muchos años, y el proceso de revisión para incorporar nuevas tecnologías es riguroso y gradual.

Estos criterios son esenciales tanto en contextos de transacciones comerciales, industriales y de servicios, como en procesos de transferencia de custodia, en estricto cumplimiento de las disposiciones establecidas por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Asimismo, es necesario seguir detalladamente los fundamentos de la medición de cantidad y calidad de hidrocarburos que cumplen con las regulaciones emitidas por CNH, CRE, SAT y estándares internacionales.

### 2.5.1 Antecedentes de la Normativa en la Medición de Hidrocarburos en México

La evolución normativa en la medición de hidrocarburos en México ha sido un proceso marcado por momentos significativos a lo largo del tiempo. Se remonta a antecedentes que trazan la cronología de las regulaciones en este ámbito.

Los orígenes de la normativa para la regulación de actividades petroleras se remontan a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Mexicana, donde se establece el uso de recursos estratégicos de la nación en materia de hidrocarburos, estableciendo principalmente el control inamovible de los recursos naturales subterráneos, así como también establece que la explotación de los hidrocarburos le pertenece inherentemente al Estado. La formación de la jurisdicción actual sigue una estructura jerárquica compuesta por diversas normativas, leyes y reglamentaciones.

Se entiende que, en situaciones operativas de mayor complejidad, se requiere llevar a cabo las labores de forma estructurada y metódica. La falta de aplicación de normativas, comprendidas como documentos que engloban leyes, reglamentos, procedimientos, instructivos, junto con la experiencia y las buenas prácticas de ingeniería, puede resultar en una utilización no óptima de los recursos disponibles. Esta carencia, a su vez, podría conllevar a la generación de riesgos y la posibilidad

de cometer errores en la captura de datos, así como en la consistencia de su registro.

Por ello, el 01 de julio de 1992, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) fue comunicada oficialmente en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Más tarde, el 14 de enero de 1999, se dictó y apareció en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de dicha ley. La LFMN busca primordialmente incentivar a las empresas para que adopten niveles más altos de estándares de calidad, lo que, en consecuencia, elevará su competitividad.

Posteriormente, con el propósito de fortalecer la capacidad institucional, se creó el Centro Nacional de Metrología (CENAM), con la responsabilidad de asegurar la exactitud de las mediciones industriales y su alineación con los estándares internacionales. Cabe resaltar que, en México, los aspectos vinculados a la metrología son abordados por diversas entidades, tanto públicas como privadas, que configuran el Sistema Metrológico Nacional.

En 1992, la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica incluyó la instauración de un órgano administrativo desconcentrado de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con la finalidad de abordar los asuntos resultantes de la interacción entre el sector público y privado, como consecuencia de estos cambios, el 4 de octubre de 1993, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) fue creada mediante decreto presidencial y publicada en el Diario Oficial de la Federación.

El 31 de octubre de 1995, el Poder Legislativo aprobó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la cual fue publicada en el DOF y que transformó a la institución en un órgano descentralizado adscrito de la Secretaría de Energía (SENER).

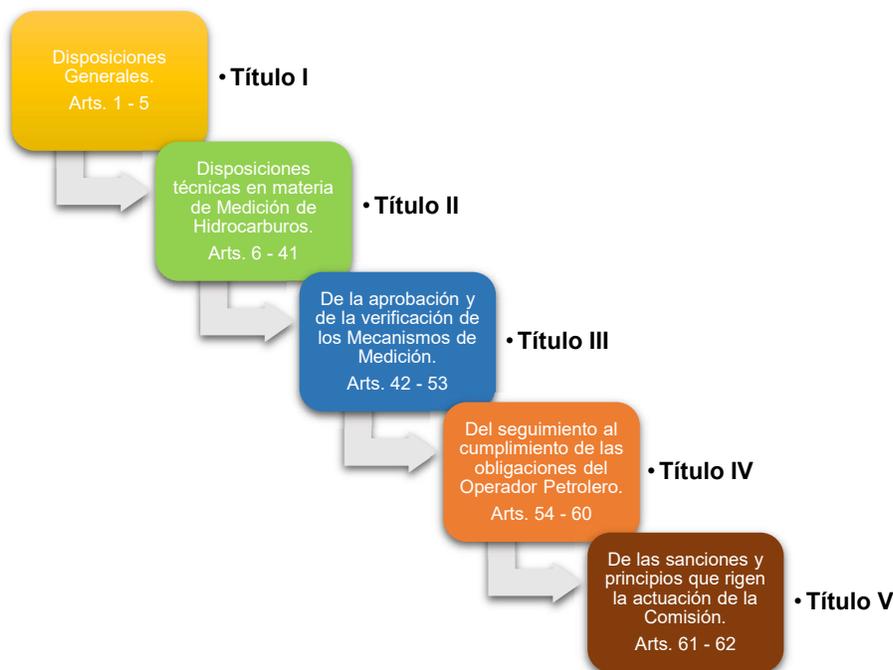
En septiembre de 2011, se difundió la Resolución CNH.06.001/11 "Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos" a través del Diario Oficial de la Federación. Estos lineamientos estipulan la necesidad de implementar la Gestión y Gerenciamiento de la Medición conforme a normas internacionales.

En el mismo año, un equipo de especialistas en medición dentro de PEP publicó la Guía Técnica para la administración de los sistemas de medición de flujo de Hidrocarburos.

En septiembre de 2015, se divulgó en el Diario Oficial de la Federación el acuerdo CNH.E.32.001/15 "Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos". Estos lineamientos establecen la obligación de implementar los Mecanismos de Medición a nivel de Asignación, así como de proporcionar la información metrológica y cumplir con los plazos de entrega correspondientes.

### 2.5.2 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Estos lineamientos fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 29 de septiembre de 2015, por la Comisión Nacional de Hidrocarburos con el propósito de fomentar el progreso eficiente del sector energético, de igual forma con el objeto de brindar certeza jurídica en la regulación de la evaluación de los Mecanismos de Medición, establece los estándares y requerimientos para la Medición de Hidrocarburos. Estos lineamientos se dividen de acuerdo con la siguiente estructura:



**Figura 2.10** Estructura general de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (CNH).

Fuente: Elaboración propia con información de [8].

Dentro de los LTMMH, se incluyen definiciones importantes para el proceso de la Medición de Hidrocarburos, las cuales se presentan a continuación:

**Tabla 2.5** Definiciones fundamentales incluidas en los LTMMH.

Fuente: Elaboración propia con información de [8].

**Aforo de pozo:** Es el conjunto de operaciones, que constituyen un tipo de Medición Operacional, encaminadas a determinar el gasto volumétrico de Petróleo, Condensado, agua y Gas Natural representativos de la productividad de un pozo en particular a determinadas condiciones de flujo. Estos Aforos pueden ser realizados en batería de separación, medición portátil a boca de pozo, o con la tecnología que el Operador Petrolero determine en el plan, Programa o Autorización correspondiente.

**Balance:** Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados.

**Barril:** Unidad de medida equivalente a 158.99 litros, a una temperatura de 15.56 grados Celsius, conforme al sistema internacional de unidades.

**Calidad:** Características y propiedades de los Hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura que sean referidas en sitio y que dependiendo del propósito especial de uso de los Hidrocarburos se pueden establecer parámetros mínimos.

**Características Metrológicas:** Especificaciones particulares de los elementos de un Mecanismo de Medición que pueden influir en los resultados de medición, tales como intervalo nominal, intervalo de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, Incertidumbre de Medida, error, linealidad, resolución, repetibilidad, reproducibilidad y sensibilidad.

**Error de Medida:** Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. El valor de referencia puede ser el valor de un patrón de medida o un valor convencional.

**Instrumento de Medida:** Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.

**Mecanismos de Medición:** Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y Calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.

**Medición de Hidrocarburos:** Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.

**Operador Petrolero:** El Asignatario o Contratista que lleve a cabo actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.

**Patrón de Medida:** Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una Incertidumbre de Medida asociada tomada como referencia.

**Producción:** Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición, en el Periodo que corresponda, de conformidad con los presentes Lineamientos.

**Punto de Medición:** Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico, en donde se llevará a cabo la medición del volumen y la determinación de la Calidad y precio de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.

**Responsable Oficial:** Persona o personas designadas por el Operador Petrolero como su representante o sus representantes, y quienes serán responsables de la Medición de los Hidrocarburos, así como de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos.

**Sistema de Medición:** Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e Instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos.

**Transferencia:** Acción mediante la cual se entregan operativamente los Hidrocarburos, transfiriendo su custodia.

### 2.5.3 Norma Internacional ISO 10012:2003

La Norma Internacional ISO 10012:2003 “Measurement management systems - requirements for measurement processes and measuring equipment” o bien, “Sistema de gestión de las mediciones - requisitos para los procesos de medición y equipos de medición”, es una norma publicada por la (ISO) International Organization for Standardization o su nombre en español, Organismo Internacional de Normalización ampliamente destacado y con renombre a nivel global. Se originó como un estándar de guía para aquellas entidades que buscan:

- Garantizar la eficiencia del equipo y los procedimientos de medición para su aplicación prevista.
- Lograr los objetivos de calidad del producto.
- Administrar el riesgo asociado a la obtención de resultados de medición no fiables.

Esta norma se centra en abordar el diseño, implementación, validación y control de los procesos de medición, así como la confirmación metrológica del equipo de medición (Ver Apéndice A). Esta última comprende un conjunto de operaciones esenciales para asegurar que el equipo de medición cumple con los requisitos establecidos para su uso previsto. Según la norma ISO 10012, la confirmación metrológica de los equipos de medición se lleva a cabo en tres etapas distintas:



**Figura 2.11** Etapas de la confirmación metrológica de los equipos de medición de acuerdo con la Norma ISO 10012.

Fuente: Elaboración propia con información de [18].

La norma ISO 10012 es pertinente para toda entidad que incorpore procesos de medición en sus operaciones. Está compuesta por un conjunto de requisitos organizados en cinco secciones.



**Figura 2.12** Norma ISO 10012:2003 Requisitos de gestión y técnicos (sistema de gestión de mediciones).

Fuente: Elaboración propia con información de [18].

En México actualmente se está aplicando para instaurar sistemas de gestión de mediciones para permisionarios y operadores petroleros, siguiendo las regulaciones del Servicio de Administración Tributaria (SAT, RFM Anexo 30, 31 y 32), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

#### 2.5.4 Norma Mexicana NMX-Z-055-IMNC-2009

El 24 de diciembre de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la declaración de entrada en vigor de diversas normas mexicanas entre las cuales figuraba la Norma Mexicana NMX-Z-055-IMNC-2009 que lleva por título “Vocabulario Internacional de Metrología-Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM)”. Concuera con la guía Internacional ISO/IEC Guide 99:2007, International vocabulary of metrology-Basic and general concepts and associated terms (VIM 3ª Ed).

Esta Norma Mexicana presenta un conjunto de definiciones y términos en español, abarcando un sistema de conceptos fundamentales y generales empleados en metrología. También incluye diagramas conceptuales que ilustran sus relaciones.

### 2.5.5 Clasificación de los Puntos de Medición

La obtención de datos destinado a medir el flujo volumétrico o másico, evaluar la calidad y considerar las variables de proceso relacionadas con los hidrocarburos en estado líquido y gaseoso debe realizarse en ubicaciones específicas dentro del sistema de producción. En el contexto de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establece en su **Artículo 19** los requisitos para la ubicación, capacidad, calidad, monitoreo en tiempo real y preservación de la información en los puntos de medición.

Asimismo, según lo establecido en el **Artículo 28** de estos lineamientos técnicos, se especifica que las características de calidad a medir en estos puntos deben ser las siguientes:

Hidrocarburos líquidos	Hidrocarburos gaseosos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contenido de agua y sedimentos</li> <li>• Contenido de azufre</li> <li>• Presión de vapor en taque y ductos</li> <li>• Densidad °API</li> <li>• Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)</li> <li>• Contenido de sal</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contenido de agua</li> <li>• Concentración de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)</li> <li>• Contenido de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• Contenido de Nitrógeno (N<sub>2</sub>)</li> <li>• Azufre total</li> <li>• Poder calorífico superior</li> </ul>

**Figura 2.13** Características de Calidad en el punto de medición establecidas por la CNH.

Fuente: Elaboración propia con información de [8].

Por otro lado, en relación con los Mecanismos de Medición, la CNH en el **Artículo 42** detalla que, como parte de los planes para evaluar tanto los Mecanismos de Medición como los Puntos de Medición, el Operador Petrolero debe proporcionar a la Comisión información adicional. Esta incluye la política de medición del operador, procedimientos (mantenimiento, confirmación metrológica, elaboración del balance, calibración de instrumentos), diagramas de infraestructura, ubicación y diagramas de los instrumentos, uso compartido de puntos de medición, programas de implementación, evaluación de incertidumbre y costos, bitácora de registro, auditorías, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el responsable oficial.

Además, el **Artículo 42 Bis.** aborda los Puntos de Medición provisionales, indicando que en casos de asignaciones y contratos de campos en producción o susceptibles de iniciar producción antes de implementar los mecanismos y puntos de medición permanentes, el Operador Petrolero debe presentar una propuesta de Punto de

Medición provisional a la Comisión. Esto es aplicable para asegurar la continuidad o inicio de la producción en situaciones como evaluaciones, migraciones, licitaciones o producción temprana, conforme a los planes y programas respectivos. Esta propuesta debe incluir al menos lo siguiente:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de hidrocarburo;
- II. El responsable oficial con las competencias adecuadas según el artículo 9 de los Lineamientos;
- III. El mecanismo o acuerdo para la medición y asignación del volumen, calidad y precio de cada tipo de hidrocarburo;
- IV. Un programa de diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.

Por otra parte, el **Artículo 42 Ter.** establece el proceso de aprobación del Punto de Medición provisional. La Comisión tiene un plazo máximo de 40 días hábiles para resolver la propuesta, contando desde el día hábil siguiente a la recepción de esta. Durante este período, se verificará la suficiencia y coherencia de la propuesta, y se considerará la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público respecto a la ubicación del Punto de Medición provisional.

Finalmente, con base a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la CNH estable la siguiente clasificación de los Puntos de Medición:

#### ❖ **Medición Operacional**

Esta clasificación de medición está definida por la CNH en los lineamientos técnicos como:

*“Cuantificación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia”<sup>1</sup>.*

El error comúnmente aceptado para propósitos operativos o medición multifásica se sitúa entre  $\pm 15\%$ .

#### ❖ **Medición de Referencia**

Se lleva a cabo con el propósito de obtener una estimación aproximada de las magnitudes de las variables relacionadas con el proceso y la calidad de una corriente de hidrocarburos. La CNH define a este tipo de medición como:

---

<sup>1</sup> DOF (2015). *LTMMH*.

*“Determinación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos”<sup>2</sup>.*

### ❖ **Medición de Transferencia**

Medición de transferencia o transferencia de custodia, es la evaluación que se efectúa con el objetivo de transferir la posesión o responsabilidad de los hidrocarburos. De igual manera, la CNH en función con los LTMMH la define como:

*“Cuantificación del volumen y Calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso”<sup>3</sup>.*

El rango de error comúnmente establecido en este tipo de medición oscila entre  $\pm 0.5\%$  y  $\pm 2\%$ . No obstante, es crucial que las partes acuerden el margen de error y realicen ajustes si es pertinente.

### ❖ **Medición Fiscal**

Esta medición está definida por la CNH como:

*“Resultado de la cuantificación de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de venta de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado”<sup>4</sup>.*

Estos datos oficiales sobre cantidades transferidas se emplean para evaluar la eficacia de un proceso y para establecer los montos de los impuestos asociados con la producción, comercialización y generación de utilidades de un proceso en particular. En los puntos de medición fiscal, se establecen niveles de incertidumbre del  $\pm 1\%$  para el gas y del  $\pm 0.3\%$  para el aceite.

En la **Figura 2.14** se proporciona un esquema representativo del transporte de la producción desde los pozos hasta los puntos fiscales o comerciales destacando los puntos de medición en cada etapa del proceso.

<sup>2,3,4</sup> DOF (2015). LTMMH.

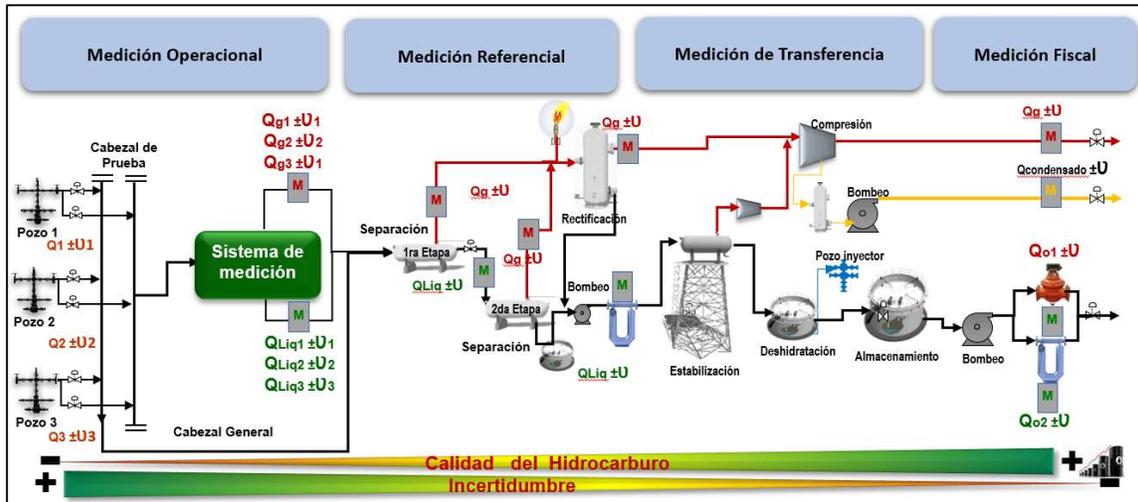


Figura 2.14 Puntos de medición en el proceso de Explotación con base a los Lineamientos Técnicos en Materia de Hidrocarburos.

Fuente: Extraído de [25]

A continuación, se presenta una tabla que detalla la normativa aplicable a las diferentes tecnologías de medición de flujo con relación a su instalación y para el cálculo volumétrico de hidrocarburos líquidos. Estas normativas están alineadas con estándares y normas de referencia internacionales y nacionales, y se aplican a los distintos puntos de medición. La correcta aplicación de estas normativas garantiza la precisión y confiabilidad en la medición de flujos.

Tabla 2.6 Tecnologías de medición empleadas en los distintos puntos de medición en función de estándares y normas para la instalación y cálculo volumétrico.

Fuente: Elaboración propia con información de [25].

Estándares y normas de Referencia	Tecnología de medición	Medición Operacional		Medición de Referencia		Medición de Transferencia		Medición Fiscal	
		Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
API MPMS 5.8 API MPMS 11 API MPMS 20.1 API MPMS 12.2.2	Ultrasónica	✓		✓		✓	✓	✓✓	✓✓
API MPMS 5.6 API MPMS 11 API MPMS 20.1 API MPMS 12.2.2	Másica	✓		✓		✓		✓	
ISO 5167 API MPMS 11 API MPMS 20.1 API MPMS 12.2.2	Turbina	✓		✓		✓✓	✓✓	✓	
API MPMS 5.3 API MPMS 11 API MPMS 20.1 API MPMS 12.2.2	Desplazamiento positivo	✓		✓		✓		✓	
API MPMS 5.2 API MPMS 11 API MPMS 20.1 API MPMS 12.2.2	Placa de Orificio	✓✓	✓✓	✓	✓✓	✓	✓✓	✓	✓
✓✓ Muy recomendable				✓ Aceptable					

### 3. Fundamentos y Conceptos de Balances de Hidrocarburos

Las corrientes mezcladas al compartir las instalaciones de producción, los oleoductos y las terminales de exportación que mezclan la producción de diferentes flujos pueden presentar variaciones en sus propiedades o regímenes fiscales.

Desde el punto de mezcla hasta el punto de medición (en una instalación compartida), los estados físicos de los fluidos pueden experimentar modificaciones, resultando en una contracción o expansión del volumen. Además, los instrumentos empleados para medir el flujo de las corrientes individuales pueden exhibir niveles diferentes de incertidumbre en las mediciones.

Una función elemental del operador petrolero es consignar los volúmenes involucrados en el proceso de la producción de hidrocarburos, permitiendo así llevar a cabo el balance de materia en la instalación. Los elementos que requieren ser cuantificados abarcan aceite, gas, condensados, agua y nitrógeno. La gestión del balance en el sistema de producción implica reconocer los factores que inciden en las discrepancias entre las mediciones de entrada y salida, con el propósito de eliminarlas o reducirlas a niveles considerados aceptables. De acuerdo con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (2015), la CNH define al Balance como el:

*“Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados”<sup>3</sup>.*

Basado en la Ley de Conservación de la Masa, que establece que la suma de la producción + las entradas son igual a la suma de las salidas ± acumulación (variación de existencias) ± conciliación.



**Figura 3.1** Ecuación General del Balance basado en la Ley de Conservación de la Masa.

Fuente: Elaboración propia.

El Balance de Hidrocarburos se centran en la correcta medición y seguimiento de los volúmenes de producción, distribución y ventas de hidrocarburos. Esto implica llevar un registro preciso de las entradas y salidas en cada etapa del proceso, desde la extracción en los yacimientos hasta la entrega al consumidor final.

<sup>3</sup> DOF (2015). LTMMH.

### 3.1 Antecedentes del Balance

Los antecedentes del balance de hidrocarburos se remontan a la necesidad histórica de las empresas petroleras de realizar un seguimiento meticuloso de sus recursos energéticos. Desde los primeros días de la industria petrolera, se reconoció la importancia de mantener un control preciso sobre la producción, distribución y ventas de hidrocarburos para garantizar la eficiencia operativa y la rentabilidad.

A lo largo del tiempo, los avances tecnológicos han facilitado la recopilación y el análisis de datos relacionados con la extracción, transporte y comercialización de hidrocarburos. Esto ha permitido el desarrollo de metodologías más sofisticadas para llevar a cabo el balance de hidrocarburos, incorporando aspectos como la medición de la calidad del petróleo y gas, la evaluación de las pérdidas por evaporación y fugas, y la gestión de inventarios en tiempo real.

Hoy en día, el balance de hidrocarburos es una herramienta fundamental para las empresas del sector energético, proporcionando información crucial para la toma de decisiones estratégicas, el cumplimiento de regulaciones gubernamentales y la transparencia en los informes financieros. Los antecedentes históricos de esta práctica han sentado las bases para su evolución continua y su importancia en la gestión eficiente de los recursos naturales.



**Figura 3.2** Impacto que genera el Balance Contable y Balance Operativo.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2 Principios del Balance de Aceite, Gas y Condensado

Los principios de los Balances de Hidrocarburos se fundamentan en los principios de contabilidad, los cuales están establecidos en diversos documentos emitidos por los entes reguladores de cada nación. Estos principios, en su conjunto, actúan como una guía para garantizar la precisión, transparencia y fiabilidad de los registros financieros en la industria de los hidrocarburos.

El propósito fundamental de los estándares y procedimientos en la industria radica en garantizar la imparcialidad en todas las transacciones y lograr uniformidad. Esto significa que las empresas del sector energético deben seguir ciertos protocolos y normativas al registrar, medir y reportar la producción, distribución y ventas de hidrocarburos. Estos estándares y procedimientos están diseñados para promover la integridad y confiabilidad de la información financiera, lo que a su vez contribuye a la toma de decisiones informadas y la rendición de cuentas.

Además, estos principios proporcionan un enfoque consistente para resolver problemas o realizar tareas de manera repetible, accesible para cualquier persona con la debida habilidad y experiencia. Esto garantiza que los procesos relacionados con los Balances de Hidrocarburos se lleven a cabo de manera eficiente y efectiva, independientemente de la empresa o el país en el que se apliquen.

A continuación, se presentan los principios que indican el API MPMS Capítulo 20, Sección 1 de USA y la metodología de prorrateo basado en incertidumbres asociada a los sistemas de medición aplicando el API RP-85.

#### 3.2.1 Estándar MPMS API Capítulo 20 Sección 1. Medición para Asignación (Allocation Measurement)

A pesar de que ciertas mediciones para asignación no satisfacen los criterios de transferencia de custodia, es factible utilizar los estándares correspondientes para definir estos sistemas de medición. En los casos en los que dichos estándares no detallan algún aspecto específico, se debe suponer que se aplicarán las pautas de transferencia de custodia establecidas.

Cuando los estándares industriales no sirven como base para la medición, ambas partes deben incluir detalles técnicos de la medición utilizada. El empleo de estándares de la industria facilita la evaluación de tolerancias, el diseño de sistemas de medición, y la verificación de elementos como la planitud de una placa de orificio o el nivel en un tanque, sin la necesidad de especificar cada detalle por separado.

La medición de asignación se concibió con el propósito de optimizar los costos de capital y operativos, manteniendo al mismo tiempo el principio de imparcialidad y equidad entre todas las partes involucradas. Los medidores individuales para asignación permiten determinar qué fracción de la producción total o ingresos en un

sistema corresponde a cada pozo o campo. Para establecer la producción total, se emplean sistemas de medición confiables y procedimientos de transferencia de custodia de alta calidad.

Tomando por caso un sistema de asignación donde la medición de corrientes multifásicas se hace prioritaria en lugar de depender exclusivamente de separadores de medición en cada campo, los sistemas de medición tipo asignación pueden operar bajo suposiciones de temperaturas constantes cuando no se cuenta con la capacidad de determinar la temperatura del fluido. A pesar de que es factible fijar otras variables, resulta crucial aplicar este criterio de manera consistente en todo el sistema para garantizar su eficacia y coherencia operativa. En determinados campos, las corrientes pueden presentar similitudes en cuanto a la presión, temperatura, flujo y composición. Por ende, resulta fundamental reconocer que estas áreas pueden exhibir una variabilidad considerable o incluso mayor.

Es habitual emplear la medición tipo asignación como una herramienta fundamental para establecer una base sólida en la distribución de la producción o los ingresos del sistema correspondiente. Este enfoque se alinea con las cláusulas contractuales de varias empresas petroleras y sus intereses estratégicos. La utilización de este tipo de medición ofrece ventajas económicas adicionales en activos y campos, ya que una medición tipo transferencia de custodia implicaría considerables inversiones en infraestructura de proceso y medición.

### **3.2.2 Metodología de Prorrato Basado en Incertidumbres Asociada a los Sistemas de Medición Aplicando el API RP-85**

Los balances de crudo en diversas empresas y entidades se realizan utilizando la metodología de prorrato volumétrico, omitiendo la consideración de la incertidumbre del medidor. Esto resulta en un balance de crudo que se calcula restando la distribución de la disponibilidad, utilizando la participación volumétrica de cada asignación.

Dado que generalmente se cuentan con mediciones en todas las instalaciones, en México actualmente se están asignando recursos para mejorar y renovar los sistemas de medición fiscales y de transferencia de custodia. Esto subraya la importancia de contar con balances basados en sistemas de medición que tomen en cuenta la estimación de incertidumbre. Por lo tanto, se está iniciando la implementación de la Metodología de Prorrato API RP 85.

La Norma API RP-85 es una metodología que se basa en la distribución del volumen de los fluidos utilizando las incertidumbres de los instrumentos de medición, y para lo cual se establece un índice de desproporción de los sistemas de medición implicados, y esto se realiza en función de las siguientes ecuaciones:

$$I = Q_z - \sum_{j=1}^n y_j \quad (3.1)$$

$$Q_i = y_i + \alpha_i * I \quad (3.2)$$

$$\alpha_i = \frac{\sigma_i^2}{\sigma_i^2 + \sum_{j=1}^n \sigma_j^2} + \frac{y_i}{\sum_{j=1}^n y_j} * \frac{\sigma_z^2}{\sigma_z^2 + \sum_{j=1}^n \sigma_j^2} \quad (3.3)$$

Donde:

$I =$  Desproporción

$Q_z =$  Es el volumen recibido (bombeo medido)

$\sum_{j=1}^n y_j =$  Es el volumen enviado (bombeo calculado)

$\alpha_i =$  Factor de prorratio

$\sigma_i^2 =$  Varianza del medidor de envío

$\sigma_z^2 =$  Varianza del medidor de recibo

$y_i =$  Volumen medido

$Q_i = A_i =$  Volumen prorratioado o ajustado

La Ecuación 3.1 aborda la diferencia entre el bombeo medido y el bombeo calculado, siendo esta la primera etapa que mide la diferencia entre ambos.

La Ecuación 3.2 aborda la determinación del volumen ajustado o prorratioado de cada batería de separación de manera individual, según las mediciones de cada instalación. Esto implica agregar al volumen de cada batería un volumen prorratioado, obtenido al multiplicar el factor de prorratio por la diferencia o desproporción base obtenida en el CAB A1. La suma de estos factores para todas las baterías que llegan al CAB A1 es igual a 1.00, lo que indica una distribución completa de la diferencia.

El factor de prorratio se determina para cada batería involucrada en el flujo, y al aplicar la Ecuación 3.3, se obtiene un primer término compuesto por la diferencia en el bombeo enviado junto con su incertidumbre asociada (volumen incierto) de cada batería que alimenta directamente al CAB A1, dividido entre la diferencia en la medición del CAB A1 con su incertidumbre asociada (volumen incierto), más la

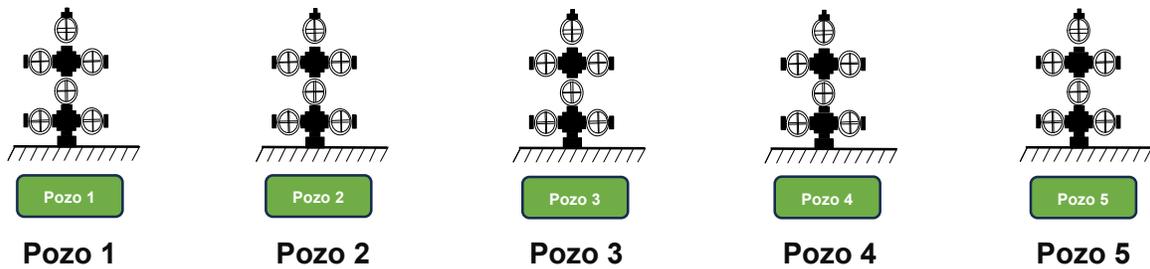
suma de las diferencias en el bombeo enviado al CAB A1 junto con su incertidumbre asociada (volumen incierto) de cada batería.

Para el segundo componente de la Ecuación 3.3, el bombeo individual de cada batería que alimenta al CAB A1 se divide entre el volumen total de todas las corrientes que llegan a dicha instalación. Este resultado se multiplica por la varianza del volumen total recibido de las baterías, considerando su incertidumbre en el CAB A1, y se divide entre la varianza de la medición en el CAB A1 más la suma de las varianzas del bombeo enviado al CAB A1 de cada batería.

Así se determina el factor de prorrato para cada batería que alimenta directamente a la instalación final, calculándolo individualmente para BS1, BS2, BS3 y BS4. La suma de estos factores de prorrato es igual a 1.00, lo que indica que la diferencia total se distribuye completamente entre todas las baterías de la corriente.

**Implementación de la asignación de volumen de crudo para 5 campos en la región terrestre**

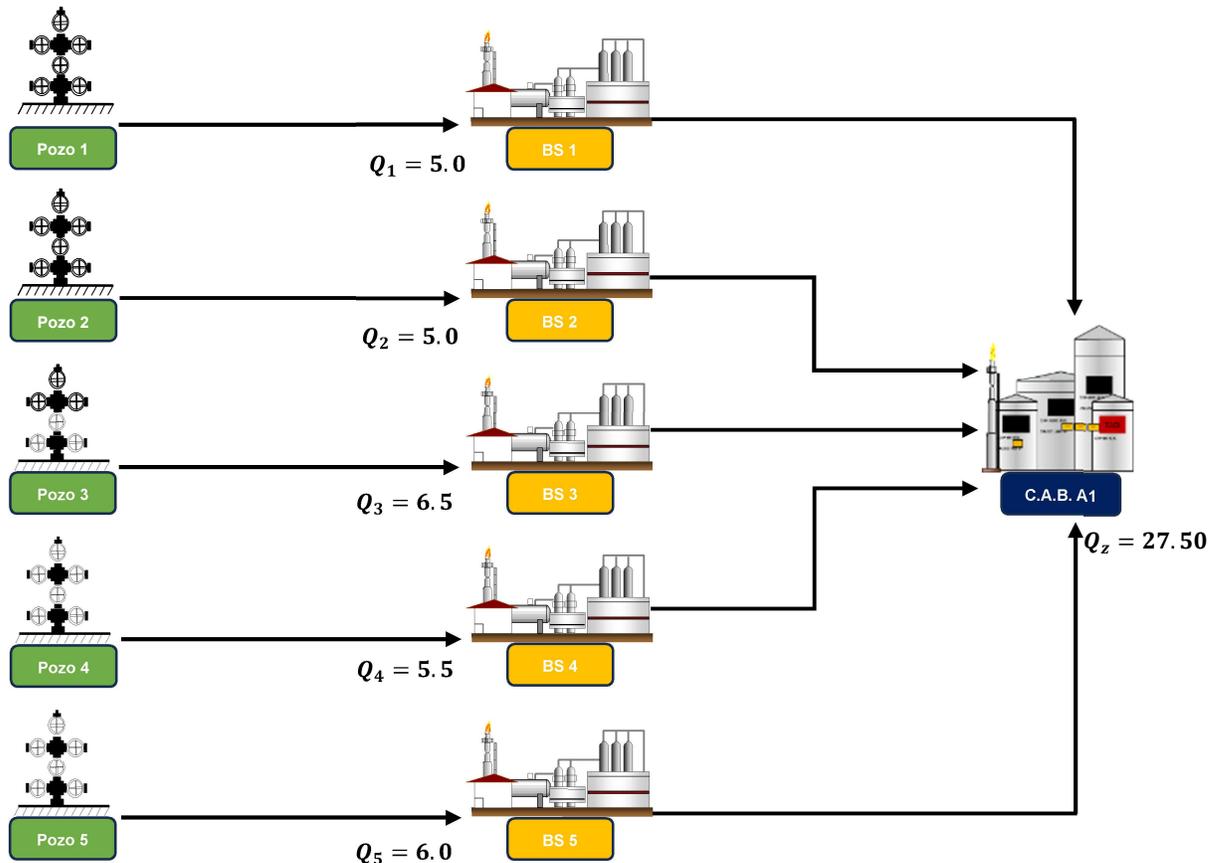
Para una mejor comprensión de esta metodología, se analizará un escenario que involucra una corriente de crudo y las baterías de separación ubicadas en una región terrestre. Aplicando la metodología API RP-85 a los siguientes pozos:



Para estos pozos se considerará como volumen enviado el bombeo original o calculado procedente de las baterías de separación:



Estas baterías se conectarán a una instalación de recolección final donde convergen las corrientes de crudo. Esta instalación se denominará Central de Almacenamiento y Bombeo A1 (C.A.B. A1), y el volumen recibido en este punto será el bombeo medido, como se ilustra en la **Figura 3.3**:



**Figura 3.3** Red de transporte de la corriente de crudo hasta la instalación de recolección final (Mbd).

Fuente: Modificado de [22].

De lo anterior, se presentan los siguientes datos recopilados:

**Tabla 3.1** Disponibilidad de volumen en cada Instalación/Pozo y su incertidumbre asociada.

Fuente: Elaboración propia.

Instalación/Pozo	Volumen	Incertidumbre
CAB A1 $Q_z$ Medidor de Referencia	27.50	1.0%

<b>Pozo 1 <math>Q_1</math></b> Bombeo original	5.0	5.0%
<b>Pozo 2 <math>Q_2</math></b> Bombeo original	5.0	2.5%
<b>Pozo 3 <math>Q_3</math></b> Bombeo original	6.5	4.0%
<b>Pozo 4 <math>Q_4</math></b> Bombeo original	5.5	1.8%
<b>Pozo 5 <math>Q_5</math></b> Bombeo original	6.0	4.0%

Posteriormente se procede a sumar los bombeos (volúmenes) originales, para obtener la Diferencia o Desproporción aplicando la Ecuación 3.1. Realizando lo anterior se obtienen los siguientes resultados:

**Tabla 3.2** Total del bombeo calculado/medido y la diferencia entre estos.  
Fuente: Elaboración propia.

Total, Baterías (Bombeo calculado)	Total, en Medidor de Referencia (Bombeo medido)	Diferencia
28.00	27.50	-0.50

Para continuar con la metodología se proceder a realizar las siguientes etapas:

- Determinando las varianzas para cada Batería de Separación tomando en cuenta todas las fuentes de incertidumbre.

$$\sigma_n^2 = Q_i * \text{incertidumbre}$$

$$\sigma_z^2 = Q_z * 1.0\% = 27.50 * 0.010 = (0.275)^2 = \mathbf{0.0756}$$

$$\sigma_1^2 = Q_1 * 5.0\% = 5.00 * 0.050 = (0.250)^2 = \mathbf{0.0625}$$

$$\sigma_2^2 = Q_2 * 2.5\% = 5.00 * 0.025 = (0.125)^2 = \mathbf{0.0156}$$

$$\sigma_3^2 = Q_3 * 4.0\% = 6.50 * 0.040 = (0.260)^2 = \mathbf{0.0676}$$

$$\sigma_4^2 = Q_4 * 1.8\% = 5.50 * 0.018 = (0.099)^2 = \mathbf{0.0098}$$

$$\sigma_5^2 = Q_5 * 4.0\% = 6.00 * 0.040 = (0.240)^2 = \mathbf{0.0576}$$

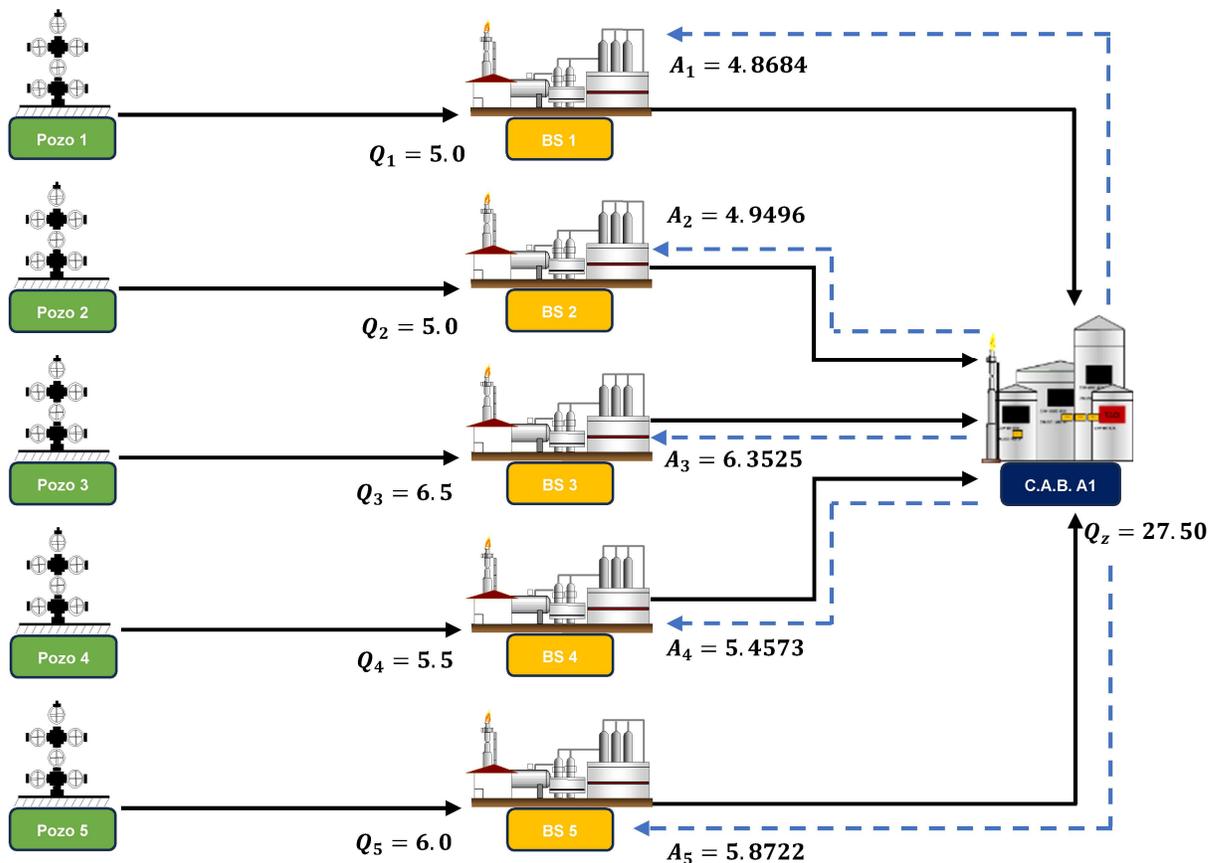
- Calcular la suma de todas las varianzas para obtener la varianza total.

$$\sum_{j=1}^n \sigma_j^2 = 0.0756 + 0.0625 + 0.0156 + 0.0676 + 0.0098 + 0.0576 = \mathbf{0.2131}$$

- Se procede a obtener el factor de prorratio o diferencia ( $\alpha_i$ ) a distribuir para cada batería de separación empleando la Ecuación 3.3 y posteriormente, se determina el volumen ajustado ( $A_i$ ) mediante el uso de la Ecuación 3.2.

$$A_i = Q_i + \alpha_i * I$$

- La suma de todos los volúmenes ajustados deberá igualar el volumen del medidor de referencia CAB A1 ( $Q_z$ ). Una vez calculados los volúmenes ajustados, se asignan los volúmenes a cada batería de separación, según se indica en la **Figura 3.4**:



**Figura 3.4** Red de transporte de la corriente de crudo con la configuración de los volúmenes ajustados siguiendo la metodología del API RP-85 (Mbd).

Fuente: Modificado de [22].

Los resultados obtenidos de los volúmenes ajustados aplicando la metodología de incertidumbres se presentan en la **Tabla 3.3**, teniendo en contraste los volúmenes recibidos en una primera instancia en las Baterías de Separación.

**Tabla 3.3** Volúmenes ajustados a través de la metodología de incertidumbres API RP-85.  
Fuente: Elaboración propia.

Instalación/Pozo	Volumen	Incertidumbre	Volumen ajustado
<b>CAB A1 <math>Q_z</math></b> Medidor de Referencia	27.50	1.0%	N/A
<b>Pozo 1 <math>Q_1</math></b> Bombeo original	5.0	5.0%	4.8684
<b>Pozo 2 <math>Q_2</math></b> Bombeo original	5.0	2.5%	4.9496
<b>Pozo 3 <math>Q_3</math></b> Bombeo original	6.5	4.0%	6.3525
<b>Pozo 4 <math>Q_4</math></b> Bombeo original	5.5	1.8%	5.4573
<b>Pozo 5 <math>Q_5</math></b> Bombeo original	6.0	4.0%	5.8722

Esta metodología considera las incertidumbres aleatorias de cada medidor, junto con su rendimiento asociado, es decir, la cantidad de producto que fluye a través de cada medidor. En consecuencia, la diferencia o desproporción del sistema se asignará a los medidores que tienen más probabilidades de haber contribuido a esa discrepancia (medidores que no funcionan correctamente debido a fallos en sus componentes), esto implica que, si un medidor muestra un alto rendimiento y una incertidumbre considerablemente superior al promedio, será asignado como el principal responsable de la discrepancia.

Este enfoque fue diseñado principalmente para sistemas de asignación que emplean medidores de flujo con altas incertidumbres, las cuales pueden variar significativamente entre medidores y, además, pueden cambiar con el tiempo debido a diversos factores, como la linealidad del sistema de medición, modificaciones en sus componentes y condiciones operativas, así como las propiedades de los fluidos. Es importante destacar que se supone que las incertidumbres de los medidores son conocidas o pueden ser cuantificadas.



Se recopila información de registradores y medidores automáticos los cuales monitorean los productos recibidos y entregados en las instalaciones de separación. Estos datos incluyen los envíos a las instalaciones de acondicionamiento, considerando tanto los empaques como los trasposos de hidrocarburos. Dichos hidrocarburos se clasifican como existencias en la infraestructura de transporte y acondicionamiento. Cualquier intervención que implique el vaciado de ductos y/o recipientes para mantenimiento se registra como desempaque, mientras que, en sentido contrario, se considera como empaque. Además, la inyección de un producto en la corriente de otro se identifica como un traspaso, siendo tomado en cuenta en los balances de los volúmenes producidos y distribuidos.

Una vez que se han calculado los volúmenes diarios de producción de aceite por el Activo, se procede a evaluar las existencias de aceite en diferentes puntos, como ductos, tanques, deshidratadores, entre otros que almacenan aceite. También se considera la variación de inventarios, que abarca mermas, pérdidas, trasposos, entre otros aspectos. Además, se lleva a cabo la medición de los volúmenes de aceite en los puntos de transferencia.

Posteriormente, se efectúan los balances correspondientes para identificar las discrepancias entre los volúmenes producidos y los distribuidos. Este proceso se realiza de manera diaria, permitiendo un seguimiento preciso de las operaciones.

En cuanto a los registros de volúmenes diarios de gas y condensados generados por el Activo, se lleva a cabo un análisis de los consumos, recirculaciones, gas quemado y otras variables. De igual forma, se realiza la medición de los volúmenes de gas y condensados en puntos de transferencia, para posteriormente efectuar los balances para identificar las discrepancias entre los volúmenes producidos y los distribuidos. En este proceso, se consideran aspectos como los empaques y desempakes en ductos, la quema de gas, la liberación de gas a la atmósfera, trasposos, entre otros elementos. Estas evaluaciones se realizan de manera diaria para un seguimiento preciso de las variaciones en los volúmenes y sus implicaciones operativas.

Después de la etapa de separación y estabilización, la corriente de aceite se somete a un proceso de deshidratación y desalado. Este procedimiento implica la introducción de productos químicos y el suministro de agua dulce. También existe la opción de acondicionar el aceite en los tanques deshidratadores, mediante un lavado y circulación del aceite a través de un lecho de agua producida, con el fin de alcanzar los estándares de calidad requeridos. En este punto, el aceite acondicionado se dirige hacia el almacenamiento en tanques o domos salinos mediante un sistema de bombeo. Luego, se inicia el transporte del aceite para su entrega a los clientes, en puntos de distribución donde se efectúa la medición y mezcla de los diferentes tipos de aceite para su exportación en Terminales Marítimas o su envío a la Refinería en los puntos de transferencia. Este proceso

---

---

garantiza la preparación óptima del aceite antes de su distribución y comercialización.

Por su parte, el gas producido presenta diversas variantes, pudiendo clasificarse como seco, húmedo dulce o húmedo amargo, según las características del yacimiento. En el caso específico de México, los contaminantes comunes en el gas húmedo son el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y el dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

El gas seco demanda procesos de deshidratación y/o compresión antes de ser suministrado a los clientes. En cambio, el gas dulce, al contener componentes licuables, requiere separación y/o compresión previa a su distribución. En cuanto a la corriente de gas húmedo amargo, su tratamiento puede incluir deshidratación, separación de líquidos, eliminación de bióxido de carbono, endulzamiento, secado e incluso compresión, siendo necesario en algunos casos su enfriamiento para facilitar el transporte y la entrega final a los clientes.

El gas, ya sea seco, húmedo o residual, desempeña un papel crucial en varias operaciones. Su aplicación incluye la inyección en pozos con sistemas artificiales de producción, como el bombeo neumático, o se utiliza para mantener la presión en los yacimientos. En algunos casos, además de la inyección de gas natural, se introduce nitrógeno ( $N_2$ ) o bióxido de carbono ( $CO_2$ ). Además de su función como combustible, el gas se requiere para diversas actividades, como calentar líneas de descarga de pozos, calentadores de agua, motores de gas para bombeo mecánico, bombas e interruptores neumáticos, instrumentos, pilotos y quemadores de baterías, así como en estaciones de compresión, entre otros.

El uso del gas puede variar, ya que puede destinarse al autoconsumo dentro de un Activo, ser transferido de un Activo a otro, o incluso transportarse de una región a otra para su empleo en equipos, procesos, pozos de bombeo neumático o inyección de gas en el yacimiento. La naturaleza de este gas puede presentarse como seco, húmedo dulce o húmedo amargo, ofreciendo distintas aplicaciones según las necesidades específicas de cada situación.

Durante el procedimiento de compresión, los condensados se generan a través del enfriamiento, y también pueden ser obtenidos durante el transporte de gas húmedo. La corriente de condensados se dirige a una fase de separación de agua, seguida de su paso a un tanque de balance. En este tanque, se producen vapores que se envían para ser sometidos a compresión, mientras que los condensados son transportados a los puntos de entrega mediante un sistema de bombeo. Simultáneamente, la corriente de agua se redirige hacia instalaciones para su tratamiento, y posteriormente se desecha en cuerpos de agua o se inyecta en pozos designados.

### 3.4 Lineamientos del Balance de Hidrocarburos

El proceso del balance se realiza de forma rutinaria en todos los puntos de recolección y producción, baterías de separación, terminales de acondicionamiento, y buques de almacenamiento, de acuerdo con las directrices establecidas, tanto a nivel diario como mensual, y para cada tipo de producto.

Para cumplir con las Políticas y Lineamientos en materia de medición y balances en México, se definen las condiciones estándar como  $T=293.15 \text{ °K}$  ( $20 \text{ °C}$ ) y  $P=101.325 \text{ kPa}$  como referencia. Estas condiciones son utilizadas para todas las mediciones y reportes presentados.

En el caso de transacciones comerciales internacionales, las mediciones se realizan bajo condiciones de referencia o estándar de  $T=15.5556 \text{ °C}$  ( $60 \text{ °F}$ ) y  $P=101.325 \text{ kPa}$  (1 atmósfera), o conforme a lo acordado en tratados comerciales específicos.

La corrección a las condiciones estándar de los productos transferidos y manipulados en los puntos de recolección y producción, baterías de separación, terminales de acondicionamiento y buques de almacenamiento, se lleva a cabo según lo establecido en el capítulo 11 de API MPMS. Este proceso debe ser implementado en los sistemas de medición ubicados en las entradas y salidas de cada conducto, o en el sistema designado para tal fin.

Es necesario calcular los inventarios en todos los puntos de recolección y producción, estaciones de separación, terminales de acondicionamiento, y buques de almacenamiento, para su registro en el sistema designado y su inclusión en los balances diarios. Los inventarios físicos finales de los productos transportados por conductos se registran al cierre de la jornada operativa.

En todos los puntos de recolección y producción, estaciones de separación, terminales de acondicionamiento, y buques de almacenamiento, se utilizará la medición establecida y vigente para cuantificar los envíos y recepciones de productos.

Es obligatorio generar diariamente informes de balance por producto utilizando el sistema informático designado por la empresa.

El proceso del balance se deberá realizar de la siguiente manera para cada uno de los productos que sean gestionados por las instalaciones y/o sistemas de transporte por ductos:

$$B = I_f - I_i + S - R + P \quad (3.4)$$

Donde:

$B = \text{Balance (idealmente debería ser siempre igual a cero)}$

$I_f$  = Volumen o masa del inventario final en el periodo considerado

$I_i$  = Volumen o masa del inventario inicial en el periodo considerado

$S$  = Son las salidas de producto terminado o materia prima

$R$  = Son los recibos de producto terminado o materia prima

$P$  = Pérdidas por proceso o mermas

El resultado de esta ecuación determina si hay un Faltante o un Sobrante al cierre del balance del día operativo.

### 3.4.1 Metodología del Balance de Aceite Crudo

La metodología empleada para el balance de aceite crudo en México refleja las prácticas óptimas adoptadas por compañías petroleras a nivel mundial, y se desglosa en los siguientes pasos:

$$EXISTENCIA INICIAL - EXISTENCIA FINAL + PRODUCCIÓN TOTAL - SALIDAS = DIFERENCIAS$$

Dentro de las instalaciones de producción, se suele realizar un cálculo secuencial que abarca la cuantificación del volumen de crudo distribuido en su totalidad, seguido por la determinación de la producción disponible y, por último, la evaluación de las diferencias entre la distribución y la disponibilidad.

Para el cálculo del volumen total a distribución, implica considerar diversos factores, como los niveles iniciales y finales de almacenamiento en tanques, los procesos de empaque y desempaque en los ductos, las cantidades de crudo destinadas a mezclas mediante inyección, así como las salidas destinadas a exportación y los movimientos de transferencia de custodia. Esto se puede expresar de la siguiente manera:



**Figura 3.6** Metodología empleada para el Balance de Aceite Crudo.

Fuente: Modificado de [25].

De manera similar, otra forma de expresar la metodología anterior, tomando en cuenta los elementos que componen a cada una de las variables que intervienen, es la siguiente:

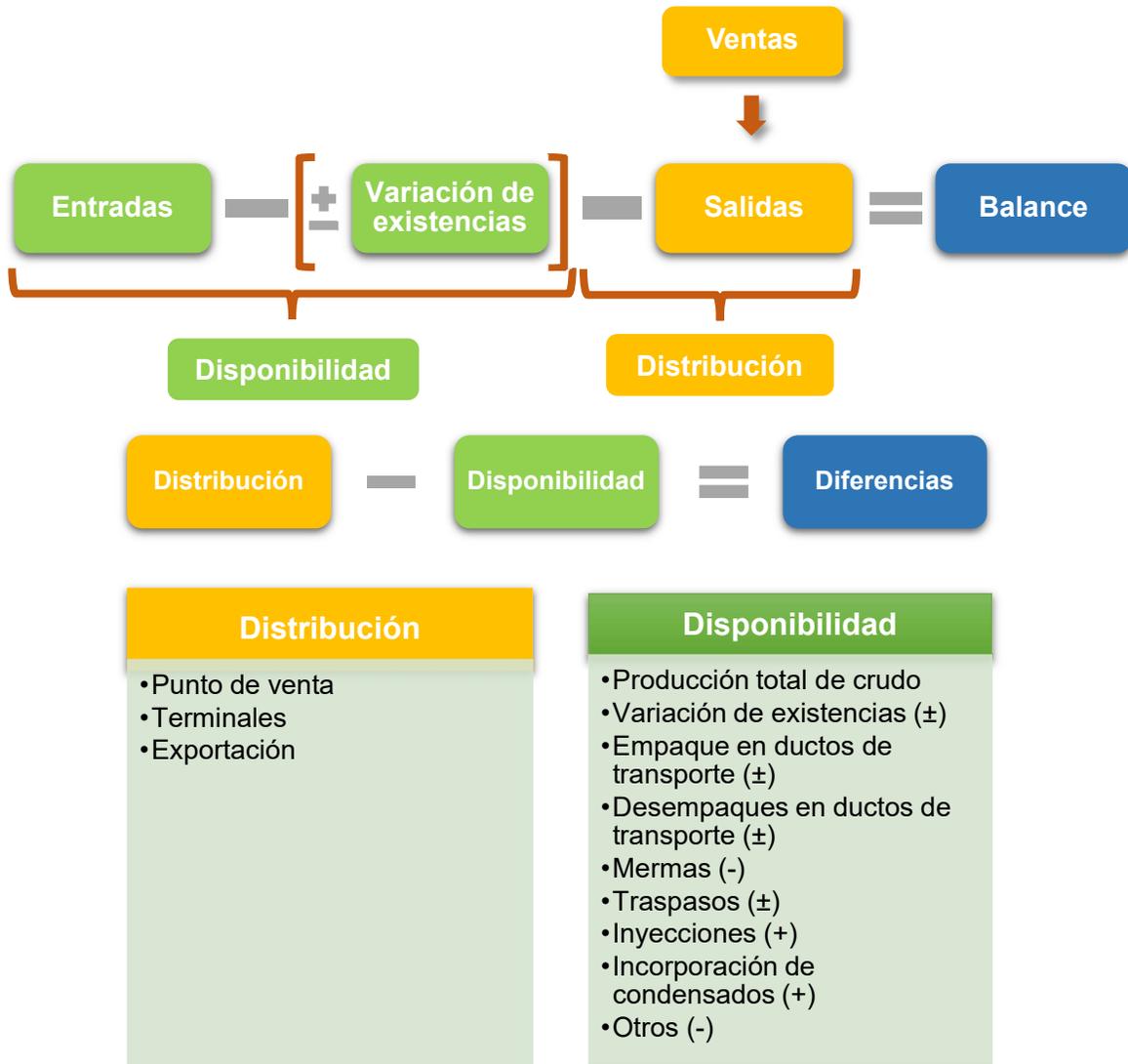


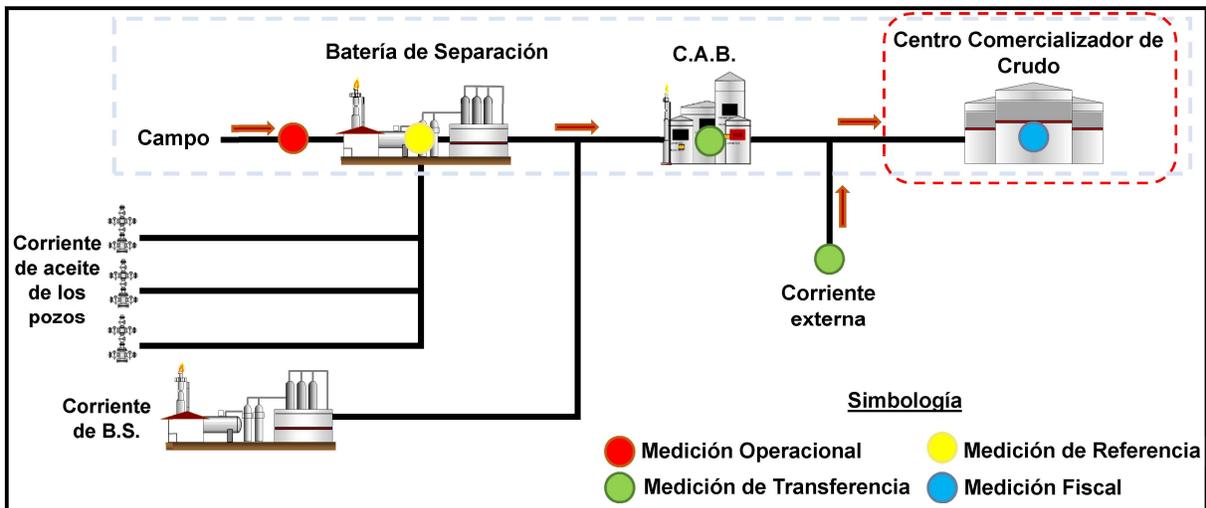
Figura 3.7 Elementos del Balance de Crudo.  
Fuente: Modificado de [25].

El Balance de Hidrocarburos se debe elaborar desde el pozo hasta el Punto de Medición. En los informes diarios de balances del sistema de transporte de hidrocarburos, se detectan diferencias en las mediciones de entradas y salidas. Estas diferencias pueden atribuirse a pérdidas por evaporación, así como fugas. Además, se pueden realizar mezclas de diferentes tipos de crudo y traspasos entre distintas ubicaciones. Las diferencias en las mediciones son comunes debido a las incertidumbres inherentes en los dispositivos de medición y los posibles errores asociados.

Los balances se llevan a cabo en varios niveles, que incluyen instalaciones, activos, bloques, asignaciones, regiones, inter-regiones y a nivel nacional. Estos balances abarcan una variedad de productos, como aceite, gas, condensado y agua.

Los balances se realizan diaria y mensualmente, y la información se integra en informes trimestrales, anuales y multianuales generalmente. Para efectuar los balances de distribución de aceite crudo, se identifican los volúmenes en las diferentes instalaciones, corrientes, almacenamiento en tanques, domos salinos, ductos, empaques y desempaques, así como su distribución a sistemas de almacenamiento y puntos de venta, considerando traspasos, mezclas y otros factores. Estos balances también identifican discrepancias entre los envíos y recepciones, así como en los puntos de venta. Además, en las áreas de almacenamiento se debe tener en cuenta el factor de pérdidas por evaporación, también conocido como mermas, en las corrientes de producción.

Además, resulta crucial elaborar un diagrama detallado de todas las corrientes de aceite involucradas en un balance, ya sea de producción o de distribución. Posteriormente, es necesario identificar las mediciones de los pozos en el caso de la producción, así como los medidores instalados en la distribución para cada una de las corrientes. Se debe considerar el estado de estos sistemas de medición, su nivel de incertidumbre y la gestión de estos dispositivos, así como las mediciones diarias que realizan. Estos diagramas sirven como base para crear archivos en hojas de cálculo generalmente, u otros sistemas informáticos que permitan elaborar los balances diarios de producción, disponibilidad, distribución y ventas de aceite crudo.



**Figura 3.8** Representación de la corriente del aceite desde el campo de extracción hasta las diferentes instalaciones por las que atraviesa hasta llegar al punto de venta en el Centro Comercializador de Crudo (CCC).

Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.2 Metodología del Balance de Gas y Condensado

En lo que refiere al gas, se realizan balances respecto a su distribución como a su disponibilidad. Para esto, es necesario examinar los tipos de gas que se producen y manejan en cada región del país.

**Tabla 3.4** Distribución y disponibilidad del gas en función de cada Región.

Fuente: Elaboración propia.

Región	Tipo de Gas	Entrega
<b>Región Marina Noreste</b>	Gas Húmedo Amargo	Plantas Endulzadoras
<b>Región Marina Suroeste</b>	Gas Húmedo Amargo	Plantas Endulzadoras
<b>Región Sur</b>	Gas Húmedo Amargo Gas Húmedo Dulce Gas Seco	Plantas Endulzadoras Plantas Criogénicas Traspaso a otras Regiones para BN y Combustible
<b>Región Norte</b>	Gas Húmedo Amargo Gas Húmedo Dulce Gas Seco	Plantas Endulzadoras Plantas Criogénicas Ductos

Para el caso de los balances de gas y condensado, estos se efectúan de la misma manera que los balances de aceite, considerando las mismas pautas pertinentes según sea el caso. Los balances diarios involucran la medición de los volúmenes diarios de gas y condensados producidos por cada activo, bloque, asignación, operador, así como los consumos, recirculaciones y gas quemado. También se consideran los volúmenes de gas y condensados medidos en puntos de transferencia para determinar las diferencias entre los volúmenes producidos y distribuidos. Estas diferencias se analizan teniendo en cuenta factores como los empaques y desempaqués en ductos, el gas quemado y las pérdidas de gas enviadas a la atmósfera, así como traspasos, mezclas, entre otras variables.

Además, en instalaciones con plantas endulzadoras de gas, plantas criogénicas o plantas de secado, los balances se realizan considerando la composición del gas de alimentación a las plantas, insumos y productos obtenidos, como gas residual, licuables y agua. En los procesos de compresión y transporte de gas por ductos, se lleva a cabo la separación de los componentes ligeros del gas, conocidos como licuables C3+, mediante un proceso denominado encogimiento del gas.

La metodología empleada para la elaboración del Balance de Gas se describe a continuación:



**Figura 3.9** Metodología empleada para el Balance de Gas.  
Fuente: Modificado de [25].

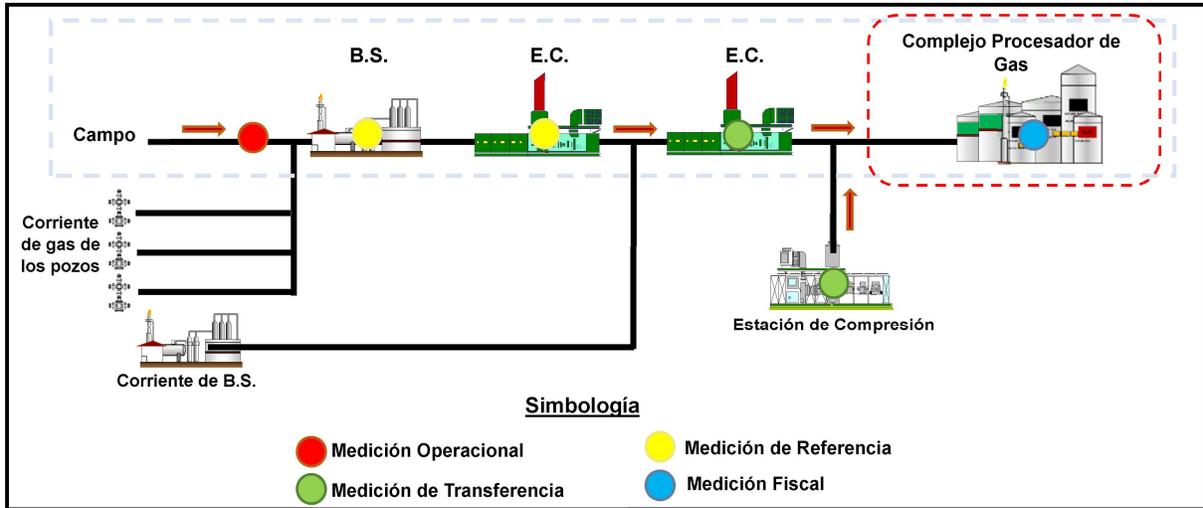
Por otro lado, los componentes que integran a cada una de estas variables son las siguientes:

Producción	Entradas	Salidas	Acumulación	Conciliación
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas natural (gas húmedo amargo, gas dulce y gas seco)</li> <li>• Bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)</li> <li>• Nitrógeno (N<sub>2</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recibo de gas residual (BN, Sellos, Combustible, Combustible planta de nitrógeno)</li> <li>• Vapores condensados</li> <li>• Traspaso de otras regiones para entrega a plantas</li> <li>• Desempaques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas natural a la atmósfera (Bióxido de carbono, Nitrógeno, Hidrocarburos venteados, Hidrocarburos quemados)</li> <li>• Encogimiento (Licuables, Aguas amargas)</li> <li>• Inyección a yacimientos de gas dulce</li> <li>• Inyección a yacimientos de gas amargo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empaque</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponibilidad vs Entrega</li> </ul>

**Figura 3.10** Elementos del Balance de Gas.  
Fuente: Modificado de [25].

En las redes de distribución de gas se tienen en cuenta diversos productos como el Gas Húmedo Amargo, Condensado Amargo, Gas Húmedo Dulce, Gas Residual, Gas Seco, Nitrógeno, y otros más. Además, se lleva a cabo el registro y control de los flujos, volúmenes y productos en la infraestructura de transporte y distribución de las instalaciones. Estos datos son utilizados para calcular los factores de participación volumétrica de las corrientes que convergen en los puntos de venta.

Cada instalación, asignación o bloque cuenta con procesos específicos que varían según las condiciones físicas de los yacimientos y el tipo de hidrocarburo. A continuación, se ejemplifica cada una de las variables operativas que influyen en los balances de gas.



**Figura 3.11** Representación de la corriente de gas desde el campo de extracción hasta las diferentes instalaciones por las que atraviesa hasta llegar al punto de venta en el Complejo Procesador de Gas (CPG).  
Fuente: Elaboración propia.

#### 4. Caso Práctico de Campo

La metrología y la medición desempeñan un papel clave en todas las industrias, impactando de manera transversal en la cadena de valor. En México, con relación a la industria petrolera, los procesos de medición en los sectores Upstream y Midstream están regulados por los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, emitidos por la CNH. En contraste, el sector Downstream está regulado principalmente por las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG), emitidas por la CRE, que establecen los criterios técnicos y normativos específicos para la correcta medición y manejo de los hidrocarburos en esta fase.



**Figura 4.1** Cadena de Valor en la Industria Petrolera.  
Fuente: Elaboración propia.

Por ello, la medición precisa del volumen y la valoración de la calidad del aceite y el gas son elementos cruciales en la cadena de valor de la industria petrolera. Aunque esta evaluación no incide de manera directa en la fase de explotación, la habilidad para determinar con fiabilidad y precisión los volúmenes de hidrocarburos contribuye de forma exacta y rentable a la filosofía operativa.

Para lograrlo, resulta fundamental incorporar en el sistema de gestión de la producción, sistemas de medición ubicados en puntos estratégicos a lo largo del proceso. Estos puntos estratégicos suelen dividirse en tres etapas:

- a) Producción primaria,
- b) Acondicionamiento y transporte,
- c) Entrega a clientes, que está vinculada con la transferencia de custodia.

En cada etapa, el objetivo principal es cuantificar los volúmenes transportados. Es por ello, que el sistema de medición cumple distintos propósitos:

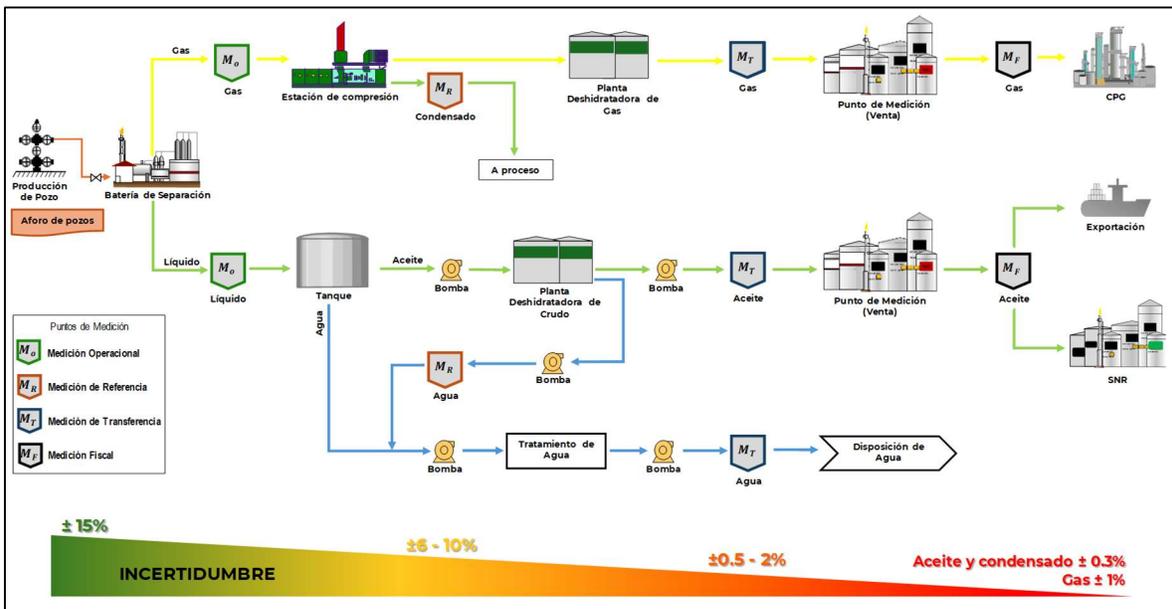
- Obtener los volúmenes de producción de pozos - yacimientos - campos.
- Registrar los volúmenes extraídos desde los pozos hasta los puntos de entrega.
- Cuantificar volúmenes de gas, aceite y condensado, así como mermas (pérdidas) y volúmenes dirigidos a quemadores.
- Contabilizar los volúmenes en puntos de transferencia de custodia y venta para transacciones comerciales.
- Obtener valores para la medición fiscal que determine impuestos, regalías, pagos, etc.

Los fluidos del yacimiento transportados por la tubería vertical del pozo a superficie y posteriormente enviados a los separadores, donde las fases líquidas y gaseosa

se separan, siguen caminos diferentes. El líquido producido (compuesto por aceite, agua y emulsiones) debe ser tratado para romper las emulsiones, remover el agua y la sal, para posteriormente ser almacenado (tanques) y bombeado para transportarlo a su destino (Exportación o SNR).

Por su parte, el gas extraído es sometido a un proceso de compresión y deshidratación en la estación de compresión correspondiente, asegurando que cumpla con los estándares de calidad necesarios para su entrega a la industria petroquímica. Allí, el gas es destinado a su transformación, distribución y comercialización en plantas industriales.

La **Figura 4.2** ilustra el flujo operativo tanto del aceite como del gas a través de diversos puntos de medición. Los puntos de medición operacional, referencial, de transferencia y fiscal, permiten asegurar la calidad y la precisión de las mediciones durante todo el proceso. En este recorrido, la molécula de aceite y gas atraviesa diferentes etapas de tratamiento para cumplir con las especificaciones comerciales antes de ser almacenada, distribuida o exportada.



**Figura 4.2** Diagrama general del recorrido de la molécula que atraviesa los Puntos de Medición.

Fuente: Modificado de [7].

Con base en lo anterior, para el desarrollo de este capítulo se da a conocer en primera instancia, una descripción concisa de lo que es la herramienta Power BI y posteriormente, se plantea un escenario base de las instalaciones de un Activo Integral de Producción que se encuentra situado dentro del área que comprende a pozos productores de la región sur de México; y para fines prácticos, se desarrolla el proceso que se lleva a cabo para la elaboración de un balance de hidrocarburos a partir de los datos obtenidos en los puntos de medición previamente señalados en este trabajo, con el propósito de generar un informe mediante el uso de la herramienta Power BI.

## 4.1 Introducción a la Herramienta de Análisis de Datos

En la industria petrolera, el manejo de grandes volúmenes de datos es crucial para optimizar las operaciones y maximizar la eficiencia. Con el crecimiento exponencial de la información generada en cada etapa, desde la exploración hasta la producción, es vital contar con sistemas que permitan no solo recopilar estos datos, sino también procesarlos y analizarlos de manera efectiva. La tecnología actual ha transformado la forma en que se gestionan estos datos, permitiendo su almacenamiento seguro y su acceso en tiempo real desde cualquier lugar del mundo.

El verdadero valor de los datos surge cuando se convierten en información accionable. Un solo dato, como la medición del nivel en un tanque, ofrece una visión limitada, pero cuando se integra en un contexto más amplio como un reporte de niveles de tanques a nivel instalación o activo y se presenta a través de herramientas visuales, se convierte en una poderosa herramienta para la toma de decisiones. Las soluciones avanzadas de análisis permiten a los equipos identificar patrones, prever tendencias y tomar decisiones informadas que impactan directamente en la rentabilidad y sostenibilidad del negocio. La capacidad de transformar datos crudos en información útil no solo mejora la comprensión de las operaciones en curso, sino que también facilita la planificación estratégica y la respuesta rápida a los desafíos del mercado.

Power BI surge como una solución avanzada que responde a estas necesidades, se describe como una herramienta innovadora diseñada para el tratamiento, análisis y visualización de datos, basada en las herramientas de Inteligencia de Negocios (BI) *Business Intelligence*. Este conjunto de herramientas y servicios facilita la creación de informes, paneles de control y la toma de decisiones, permitiendo conectar y consolidar datos provenientes de diferentes fuentes en un solo archivo, organizados en tablas y estructurados en un modelo de datos relacional.

Es un servicio de análisis empresarial de Microsoft® que proporciona información detallada para permitir la toma de decisiones rápidas e informadas a través de procesos de automatización.

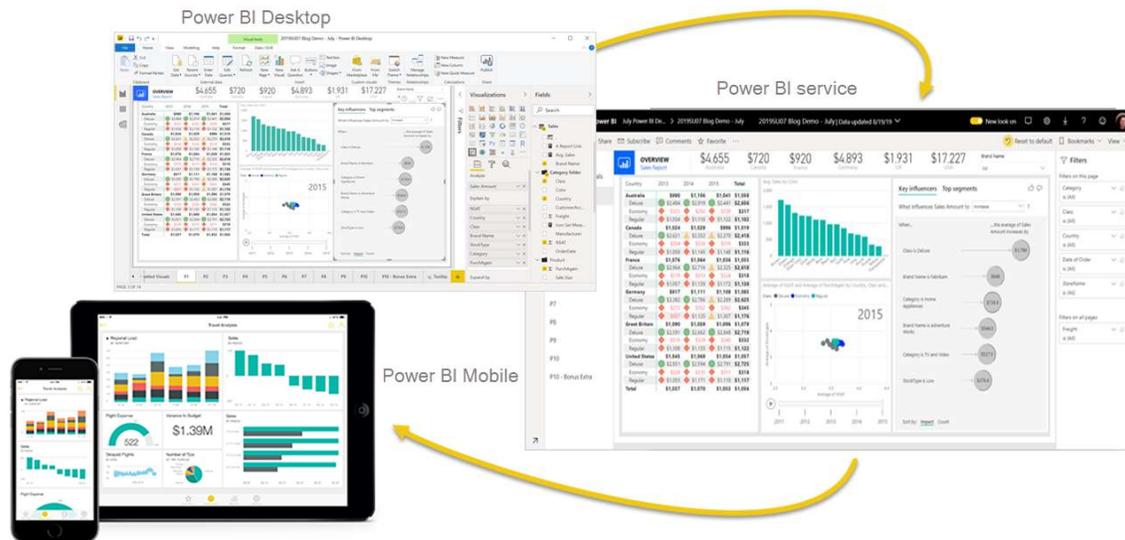


**Figura 4.3** Logo de la herramienta Power BI de Microsoft®.

Fuente: Extraído de [10].

Power BI se compone de diversas plataformas que operan en conjunto. Las tres plataformas esenciales son:

- Power BI Desktop.
- Power BI Service.
- Power BI Mobile.

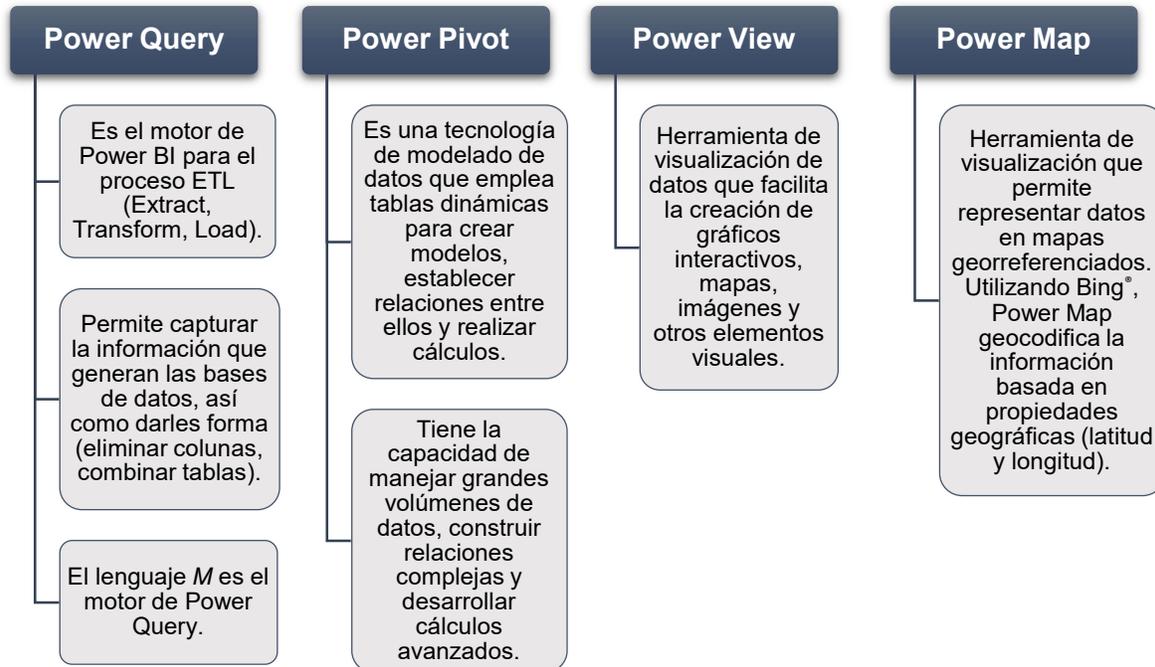


**Figura 4.4** Plataformas de Power BI.  
Fuente: Modificado de [10].

Las tres plataformas de Power BI se diferencian en su uso y entorno. Power BI Desktop es una aplicación de escritorio diseñada para crear informes y modelos de datos complejos. Power BI Service, es una plataforma en la nube, permite publicar, compartir y colaborar en esos informes, ofreciendo acceso en cualquier lugar con conexión a internet. Power BI Mobile proporciona acceso en dispositivos móviles, facilitando la visualización y el análisis de datos sobre la marcha. Juntas, estas plataformas cubren todo el ciclo de análisis de datos, desde la creación hasta la distribución y el acceso móvil.

#### 4.1.1 Elementos que Integran Power BI

Power BI es un conjunto innovador de herramientas y servicios diseñados para visualizar datos, compartir información y colaborar de manera fácil e intuitiva. La integración de estos motores o elementos potencia el análisis y la colaboración, permitiendo acceder a la información desde cualquier lugar con conexión a internet de forma intuitiva y sencilla. Los componentes que lo conforman están descritos en la **Figura 4.5**:



**Figura 4.5** Elementos que componen a Power BI.  
Fuente: Elaboración propia con información de [2].

#### 4.1.2 Extensiones de Power BI

Power BI ofrece extensiones clave, las cuales son esenciales para generar informes completos y realizar un análisis detallado de la información. Cada una de estas extensiones puede ser ajustada para mejorar la calidad de los resultados.

- **Conjunto de Datos**

Es esencial entender la estructura y el contenido de los datos. Un conjunto de datos en Power BI puede ser importado desde diversas fuentes, como bases de datos, archivos de Excel, servicios en la nube y otras aplicaciones como se puede ver en la **Figura 4.6**.

Una vez importados, los datos pueden ser limpiados y transformados utilizando el Editor de Consultas (Power Query), que permite filtrar, agrupar y transformar los datos para que se ajusten a los requerimientos del análisis. La correcta gestión de los conjuntos de datos incluye la creación de relaciones entre tablas, lo que facilita la construcción de modelos de datos robustos que permitan el aprovechamiento efectivo de la información contenida en ellos como se aprecia en la **Figura 4.7**.

Además, Power BI permite la creación de medidas calculadas y columnas personalizadas utilizando *DAX*, un lenguaje de expresiones que permite realizar cálculos complejos y análisis avanzados dentro del conjunto de datos.

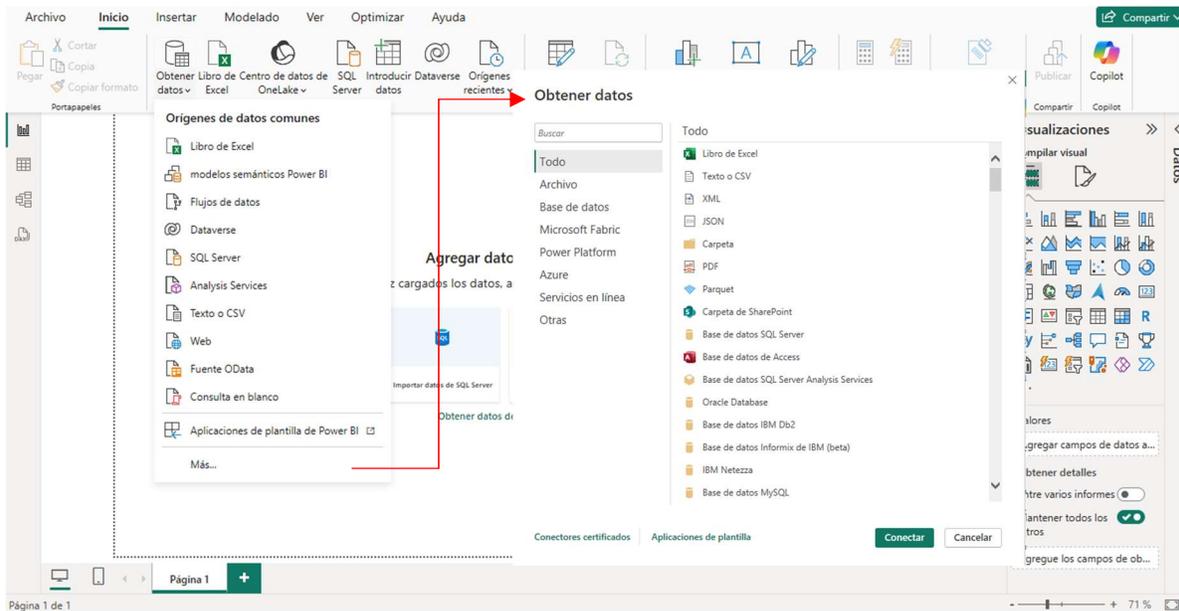


Figura 4.6 Formas de importar datos.  
Fuente: Elaboración propia.

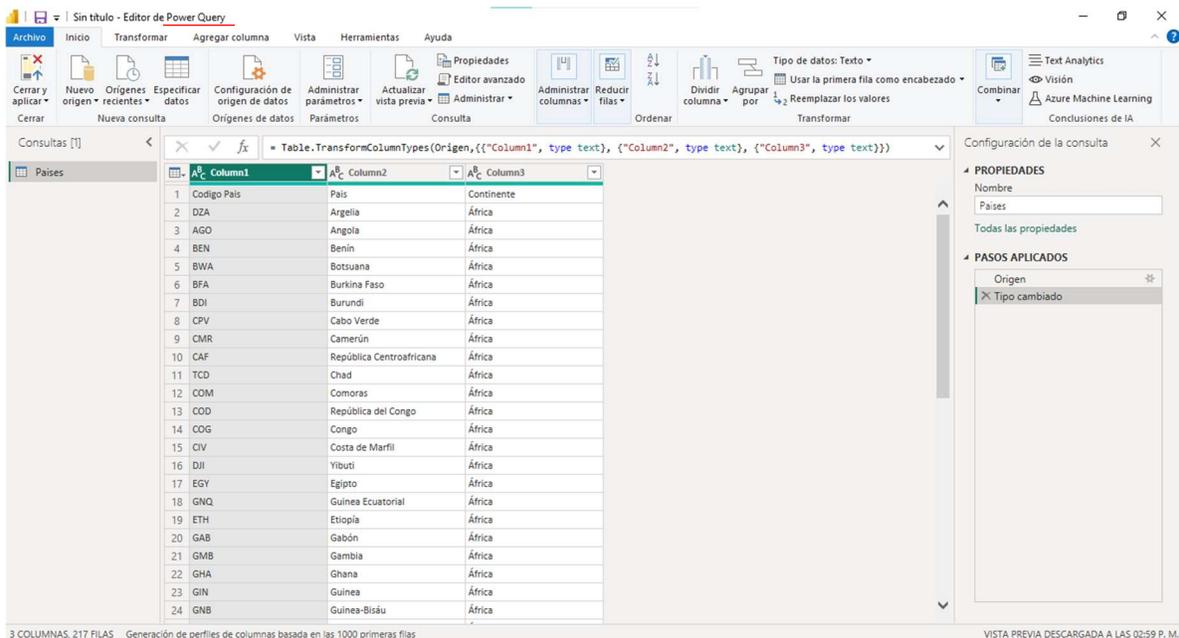


Figura 4.7 Editor de consultas.  
Fuente: Elaboración propia.

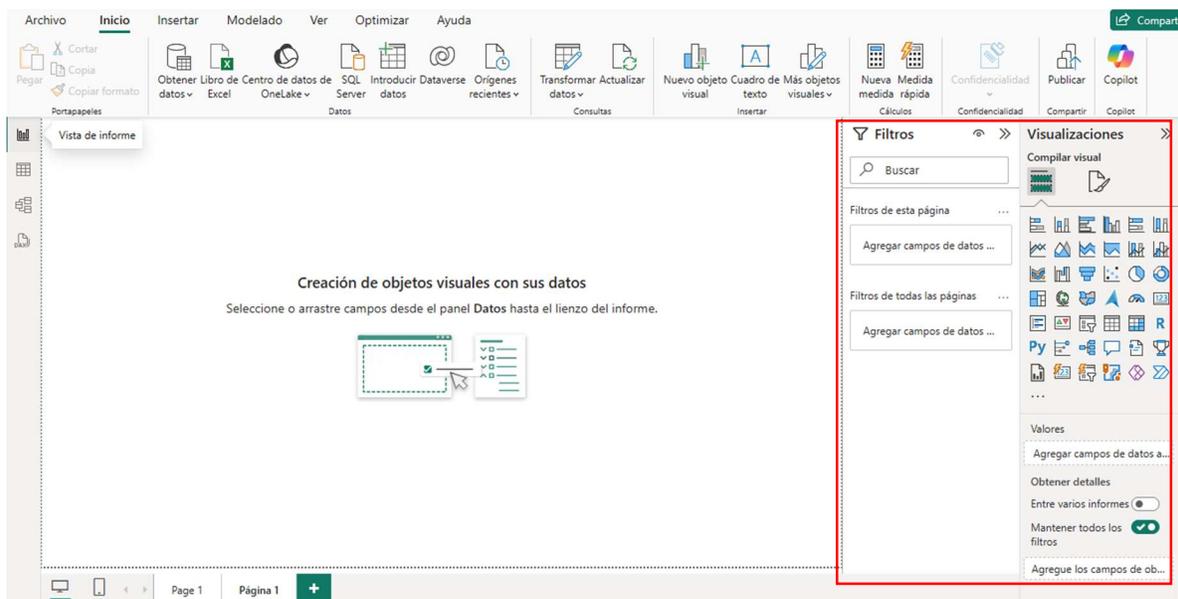
- **Panel de Filtros**

El Panel de Filtros en Power BI permite a los usuarios segmentar y enfocar los datos mostrados en un informe. Puedes aplicar filtros a nivel de informe, página o visualización individual, controlando qué datos se muestran según las necesidades

específicas. Esto es útil para realizar análisis más detallados y precisos, permitiendo a los usuarios ver exactamente lo que necesitan en un momento dado. Los filtros se pueden configurar para incluir o excluir ciertos valores, rangos de fechas, categorías, entre otros criterios.

- **Visualizaciones**

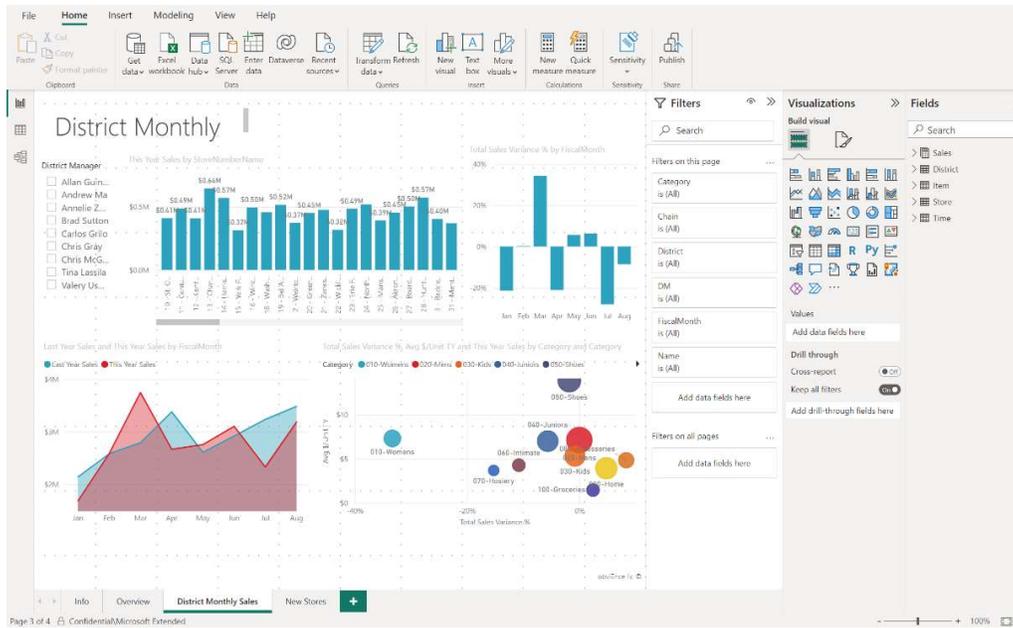
Las Visualizaciones son representaciones gráficas de los datos, como gráficos de barras, líneas, mapas, tarjetas, tablas y más. Estas visualizaciones permiten a los usuarios interpretar rápidamente grandes volúmenes de datos y descubrir tendencias, patrones y anomalías. Power BI ofrece una amplia gama de opciones de visualización que pueden ser personalizadas en términos de diseño, color y formato, asegurando que los informes sean no solo informativos sino también visualmente atractivos. Las visualizaciones son interactivas, lo que significa que los usuarios pueden hacer clic en diferentes partes de una visualización para explorar los datos con más detalle.



**Figura 4.8** Panel de Filtros y Visualizaciones que ofrece la interfaz de Vista de Informe.  
Fuente: Elaboración propia.

- **Informes**

Un informe en Power BI es un conjunto de visualizaciones y gráficos interactivos que presentan datos de manera organizada y perceptible. Estos informes permiten explorar, analizar y visualizar información a partir de un modelo de datos, facilitando la toma de decisiones. Un informe puede contener múltiples páginas y diferentes tipos de visualizaciones, como gráficos de barras, mapas, tablas y más, todo ello diseñado para proporcionar una comprensión profunda y accesible de los datos.



**Figura 4.9** Informe generado en Power BI Desktop.  
Fuente: Extraído de [10].

- **Panel de control**

Los paneles de control, también conocidos como cuadros de mando o *Dashboards*, son paneles visuales interactivos que integran y resumen información esencial de uno o más informes o conjuntos de datos en un solo lugar. Su principal función es ofrecer una visión rápida y comprensible de los indicadores clave, facilitando a los usuarios la supervisión del desempeño de su proyecto en tiempo real para optimizar las estrategias de la empresa.



**Figura 4.10** Dashboard generado para Power BI Service.  
Fuente: Extraído de [10].

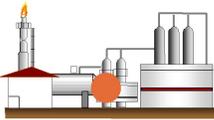
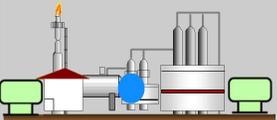
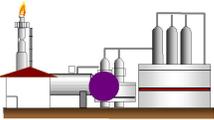
## 4.2 Desarrollo de un Balance de Aceite y Gas

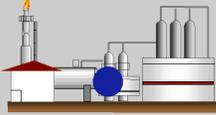
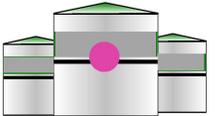
Administrativamente, la Región Sur está compuesta por un Activo Regional de Exploración y cinco Activos Integrales de Producción; para fines prácticos de este capítulo, se toma como referencia un Activo Integral de Producción que se denomina (AIP), el cual está situado dentro de la región sur de México, particularmente en el estado de Tabasco. El Activo en cuestión, se encuentra ubicado en el municipio de Comalcalco aproximadamente a 56.4 kilómetros de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.

La producción obtenida de los campos en esta región está directamente relacionada con la gestión y administración del activo en cuestión. Entre las responsabilidades clave se incluye mantener un control diario sobre la gestión de la producción, lo que requiere de la elaboración constante de informes y análisis detallados acerca de la cantidad y calidad de los hidrocarburos. Por ello, se realizan constantemente mediciones para evaluar las condiciones operativas de los pozos, lo que permite efectuar un balance preciso de hidrocarburos.

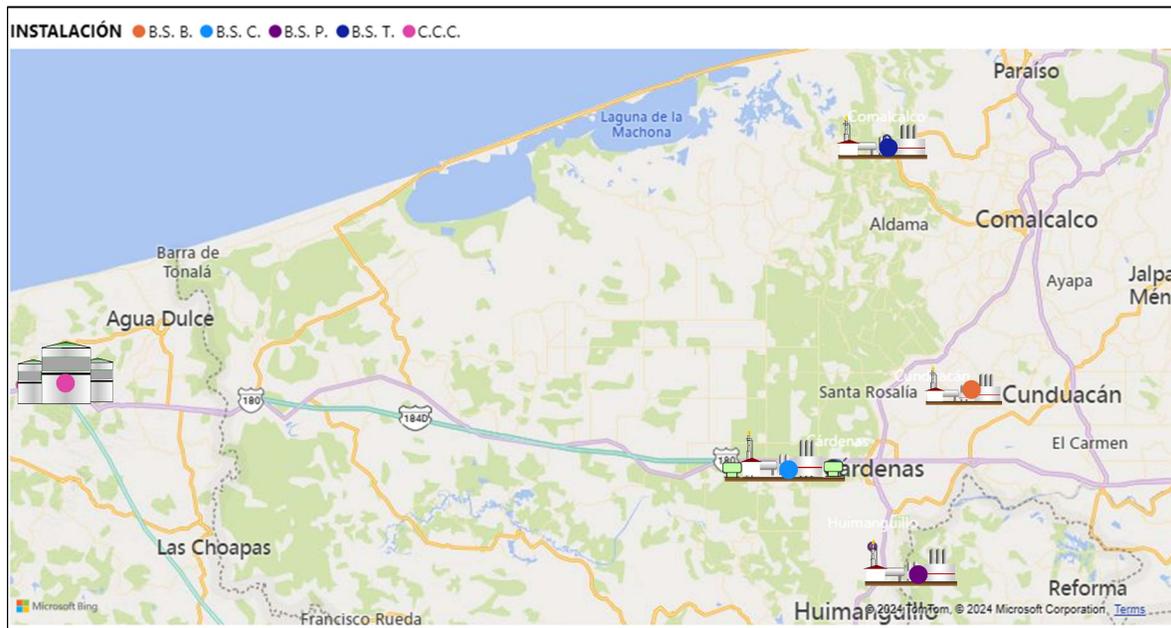
A continuación, se describe el proceso para realizar un balance de crudo dentro del activo anteriormente mencionado, sin embargo, para llevarlo a cabo, es crucial conocer tanto las instalaciones como la infraestructura con la que se cuenta, así como las rutas de transporte y los puntos de almacenamiento de los hidrocarburos. Para este caso, se considera un escenario en el que el AIP cuenta con cuatro Baterías de Separación (B.S.) con el objetivo de transportar cierta producción a un Centro Comercializador de Crudo (C.C.C.). Estas B.S. se denominan de la siguiente manera en la **Tabla 4.1**, así como su ubicación precisa de cada una de estas instalaciones.

**Tabla 4.1** Instalaciones que intervienen en el proceso del balance de crudo.  
Fuente: Elaboración propia.

Instalación	Tipo de Medición	Coordenadas		Municipio
		Latitud	Longitud	
 <b>B.S. B.</b>	Operacional y Referencial	18.061758	-93.315066	Cunduacán, Tab.
 <b>B.S. C.</b>	Operacional, Referencial y Transferencia	17.994652	-93.417286	Cárdenas, Tab.
 <b>B.S. P.</b>	Operacional y Referencial	17.910304	-93.379565	Huimanguillo, Tab.

 <b>B.S. T.</b>	Referencial	18.327715	-93.364073	Comalcalco, Tab.
 <b>C.C.C.</b>	Fiscal	18.076281	-94.297352	Moloacán, Ver.

Para facilitar una mejor visualización de la ubicación de las instalaciones, se presenta a continuación en la **Figura 4.11** la distribución de estas instalaciones dentro de la región sur del país.



**Figura 4.11** Ubicación puntual de las instalaciones para el manejo del aceite.  
 Fuente: Elaboración propia.

Para el desarrollo del balance de aceite, se toma como referencia la producción obtenida en un mes, que comprende al periodo del 02 de marzo al 01 de abril del año 2024 en dicho activo, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Los balances se basan en datos obtenidos de sistemas de medición oficiales, ajustados y homologados según los requerimientos de los entes reguladores y con lo dispuesto en los Lineamientos Técnicos en Materia de Hidrocarburos y las políticas establecidas.
- ✓ Los balances se elaboran cada 24 horas, con corte a las 5:00 a.m.

- ✓ Los balances y su información asociada se reportan diariamente en las herramientas informáticas definidas.
- ✓ Todas las cantidades cuantificadas deben ser expresadas en unidades de volumen normalizado a condiciones base o estándar de 20°C y 105.325 Kpa.

La producción se inicia con la extracción de hidrocarburos en los pozos correspondientes a cada campo. En este caso, la producción total proviene de 19 campos productores, los cuales varían en cuanto al número de pozos en operación. Esta relación entre Pozos, Campos e Instalaciones se encuentra documentada en una base de datos que se muestra en la **Figura 4.12**. Dicha base contiene los datos de producción medida en superficie, correspondientes a un período de 24 horas, y registradas al día siguiente de la medición.

PRODUCCIÓN DIARIA [Bls] ACEITE								
INSTALACIÓN	CAMPO	POZO	02/03/2024	03/03/2024	04/03/2024	05/03/2024	06/03/2024	07/03/2024
Total general	19	81	144,948.441	145,376.147	145,118.266	144,797.486	142,544.586	144,037.185
<b>TOTAL B.S. C.</b>	<b>3</b>	<b>24</b>	<b>103,429.471</b>	<b>103,693.643</b>	<b>103,492.369</b>	<b>103,253.357</b>	<b>100,604.200</b>	<b>101,713.121</b>
B.S. C.	Campo 1	Pozo 1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	349.857
B.S. C.	Campo 2	Pozo 9	428.227	462.186	432.101	467.888	464.688	462.255
B.S. C.	Campo 3	Pozo 14	9,271.165	9,271.165	9,271.165	9,271.165	9,271.165	9,271.165
<b>TOTAL B.S.B.</b>	<b>12</b>	<b>38</b>	<b>37,518.657</b>	<b>37,556.396</b>	<b>37,499.788</b>	<b>37,418.020</b>	<b>37,852.016</b>	<b>38,392.939</b>
B.S. B.	Campo 3	Pozo 25	283.041	283.041	283.041	283.041	257.882	257.882
B.S. B.	Campo 4	Pozo 27	842.833	842.833	836.543	836.543	836.543	836.543
B.S. B.	Campo 5	Pozo 30	264.172	264.172	264.172	264.172	264.172	264.172
B.S. B.	Campo 6	Pozo 34	402.547	402.547	402.547	402.547	402.547	402.547
B.S. B.	Campo 7	Pozo 36	37.739	37.739	37.739	37.739	37.739	37.739
B.S. B.	Campo 8	Pozo 37	1,075.556	1,075.556	1,075.556	1,075.556	1,075.556	1,069.266
B.S. B.	Campo 9	Pozo 40	547.213	547.213	547.213	547.213	547.213	528.343
B.S. B.	Campo 10	Pozo 47	132.086	132.086	132.086	132.086	132.086	132.086
B.S. B.	Campo 11	Pozo 50	339.649	339.649	339.649	339.649	339.649	339.649
B.S. B.	Campo 12	Pozo 52	31.449	31.449	31.449	31.449	31.449	31.449
B.S. B.	Campo 13	Pozo 53	1,868.071	1,968.707	1,968.707	1,968.707	1,968.707	2,704.614
B.S. B.	Campo 14	Pozo 58	232.723	232.723	232.723	232.723	232.723	232.723
<b>TOTAL B.S. P.</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>1,232.801</b>	<b>1,232.801</b>	<b>1,232.801</b>	<b>1,232.801</b>	<b>1,232.801</b>	<b>1,232.801</b>
B.S. P.	Campo 15	Pozo 63	660.429	660.429	660.429	660.429	660.429	660.429
B.S. P.	Campo 16	Pozo 64	213.853	213.853	213.853	213.853	213.853	213.853
<b>TOTAL B.S. T.</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>2,767.512</b>	<b>2,893.308</b>	<b>2,893.308</b>	<b>2,893.308</b>	<b>2,855.569</b>	<b>2,698.324</b>
B.S. T.	Campo 17	Pozo 68	257.882	301.910	301.910	301.910	301.910	301.910
B.S. T.	Campo 18	Pozo 73	37.739	37.739	37.739	37.739	37.739	37.739
B.S. T.	Campo 19	Pozo 81	75.478	157.245	157.245	157.245	157.245	157.245

**Figura 4.12** Registro de la producción diaria de aceite por Instalación, Campo y Pozo.

Fuente: Elaboración propia.

Este primer dato corresponde a una medición Operacional, que posteriormente se tomará en cuenta como "PRODUCCIÓN REPORTADA", que está en función de la sumatoria de la producción de cada pozo estratégicamente asignado a las baterías de separación, tal como se muestra en la figura anterior.

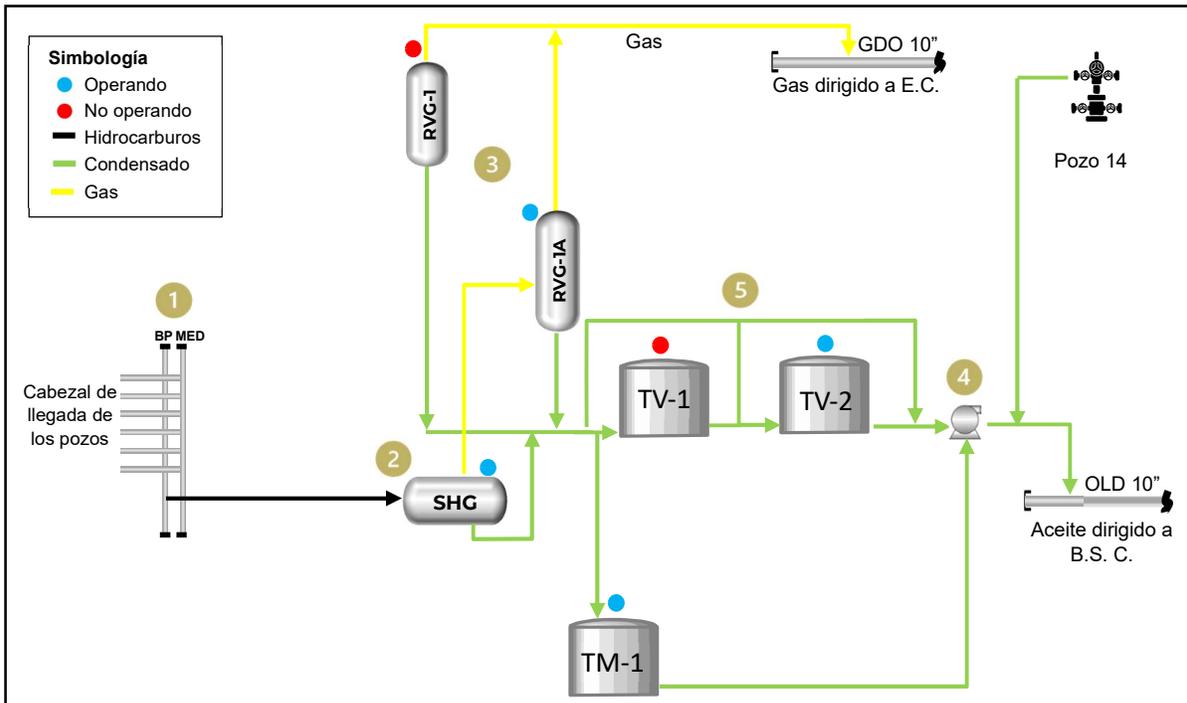
Para entender mejor este proceso, se toma como referencia la gestión de la producción en la Batería de Separación T., cuya función principal es separar la mezcla de agua, aceite y gas de forma bifásica que proviene de sus respectivos campos. El objetivo es enviar la mezcla líquida a la B.S. C. y el gas a la Estación de Compresión correspondiente a la instalación.

La B.S. T. presenta la siguiente información que se muestra en la **Tabla 4.2**:

**Tabla 4.2** Datos generales de la B.S. T.  
Fuente: Elaboración propia.

Información General		
	<b>No. de campos:</b>	3
	<b>No. de pozos:</b>	14
	<b>Máxima producción de crudo:</b>	4,077 BPD
	<b>Máxima producción de gas:</b>	5.564 MMPCD
	<b>Tipo de crudo:</b>	Ligero de 32.67 °API
	<b>Manejo de aceite:</b>	2,552 BPD
	<b>Manejo de gas:</b>	5.564 MMPCD
	<b>Manejo de agua:</b>	2,346 BPD

Inmediatamente de iniciar la producción y en caso de haber disponibilidad de equipo de medición convencional (Ver Apéndice B), se realiza la medición a boca de pozo, después, el hidrocarburo es transportado al Cabezal de llegada o Cabezal Primario de Pozos (1), donde se recibe la producción. Posteriormente, pasa a un proceso de separación de aceite y gas (2), continua con el proceso de rectificación (3) y una vez separados, el aceite se almacena (5) o se bombea (4), según corresponda, esto se visualiza con más detalle en la **Figura 4.13**.



**Figura 4.13** Diagrama de flujo de la B.S. T.  
Fuente: Elaboración propia.

La infraestructura con la que se cuenta en cada una de las etapas por las que pasa la producción en la B.S. T., se describen a continuación:

**Tabla 4.3** Información adicional de la infraestructura.  
Fuente: Elaboración propia.

Cabezal de llegada de pozos (cabezal primario)												
No.	Dimensiones	Colector	Condiciones mecánicas									
1	8" Ø	Grupo, baja presión	Buena									
2	6" Ø	Prueba, baja presión	Buena									
Proceso de separación (separador horizontal)												
No.	Capacidad instalada		Capacidad manejada									
	Aceite (Bpd)	Gas (Mmpcd)	Aceite (Bpd)	Gas (Mmpcd)								
1	12,000	16.00	5,705	5.03			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Dimensiones</th> <th>Tipo de separador</th> <th>Certificación NOM-020</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>72" x 20'</td> <td>Bifásico</td> <td>Si aplica</td> </tr> </tbody> </table>		Dimensiones	Tipo de separador	Certificación NOM-020	72" x 20'
Dimensiones	Tipo de separador	Certificación NOM-020										
72" x 20'	Bifásico	Si aplica										
Proceso de rectificación												
No.	Descripción	Capacidad instalada		Capacidad manejada		Estado operativo	Dimensiones					
		Aceite (Bpd)	Gas (Mmpcd)	Aceite (Bpd)	Gas (Mmpcd)							
1	RVG-1	-----	8.00	-----	5.03	Fuera de operación	60" x 12'					
2	RVG-1A	-----	8.00	-----	5.03	Operando	72" x 20'					
Tipo		Condiciones mecánicas										
Vertical		Buena										
Certificación NOM-020												
Si aplica												
												

Proceso de almacenamiento						
No.	Equipo	Capacidad	Estado operativo			
1	Tanque de almacenamiento (TV-1)	5,000 bls	Fuera de operación			
2	Tanque de almacenamiento (TV-2)	10,000 bls	Operando			
3	Tanque de medición (TM-1)	500 bls	Operando			
Proceso de bombeo						
No.	Equipo	Marca	Capacidad (HP)	Tipo	Capacidad de bombeo (bpd)	Estado operativo
1	Motobomba-1	Caterpillar	500	Reciprocante	12,000 bls	Operando
2	Motobomba-2	Ford G. Denver	150	Reciprocante	3,500 bls	Fuera de operación
3	Motobomba-3	Siemens	100	Centrífuga	10,000 bls	Operando



Una vez que la molécula transcurre por todo este proceso, se realizan nuevamente mediciones. En el caso de la medición en batería, se alinea su producción de aceite ya separada hacia el tanque de Medición TM-1, o bien el tanque TV-2 para mediciones en corriente, esto con el propósito de conocer los niveles y comenzar a generar un primer balance dentro de la batería de separación correspondiente.

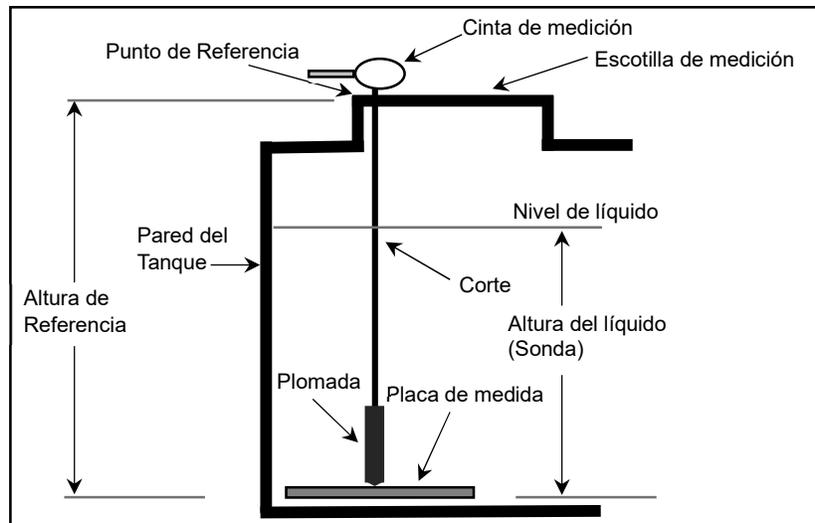
La medición estática del tanque se realiza mediante cinta metálica flexible siendo estos resultados los que se emiten y se cargan al sistema determinado, mientras que, la medición referencial se realiza para obtener los datos por corriente.

Para ello, es importante tomar en cuenta que las mediciones en tanques se pueden llevar a cabo de dos maneras distintas:

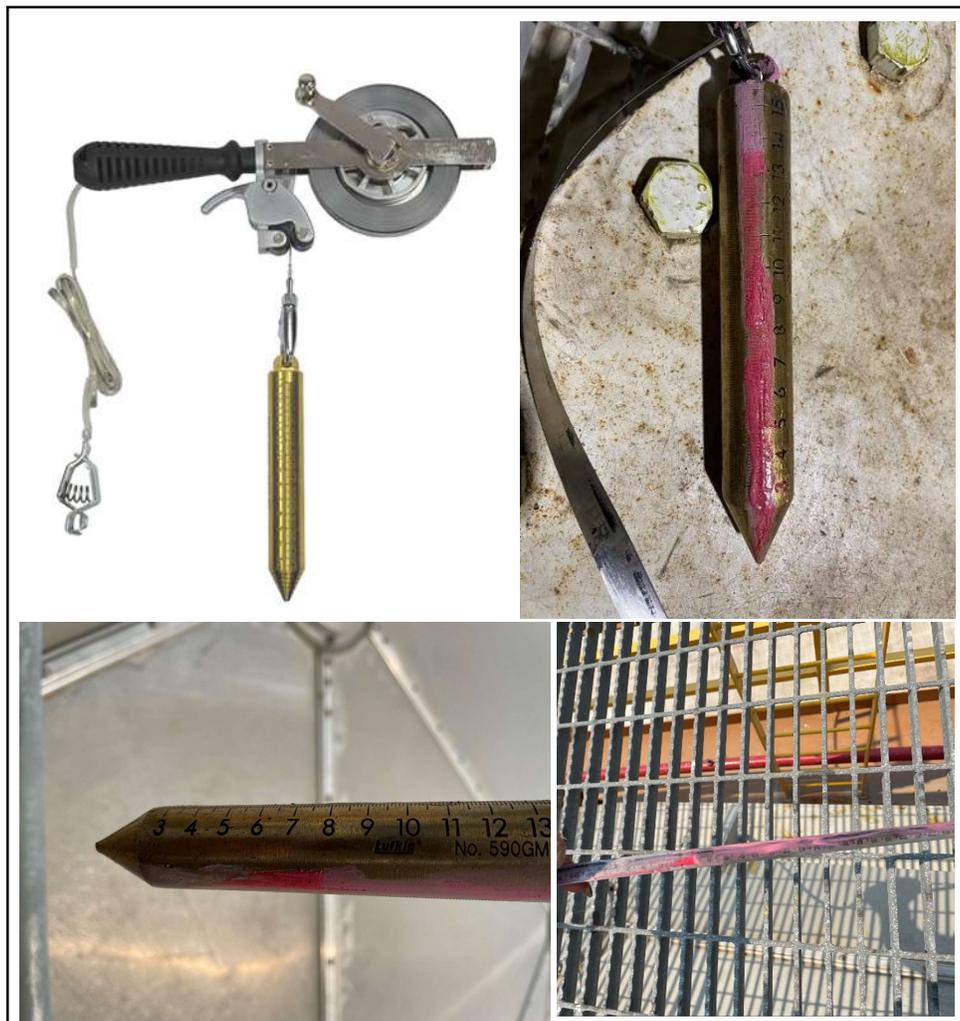
#### Proceso para determinar los niveles de aceite y agua en tanques

- Colocar la cinta de medición de modo que haga contacto adecuado con el metal del tanque.
- Aplicar una capa de pasta marca agua en una sección de aproximadamente 0.5 m a la altura de la zona donde se espera encontrar el nivel de agua.
- Colocarse en la boquilla de medición con el rostro en dirección del viento (a favor del viento).
- Abrir la tapa de la boquilla de medición y permitir que el gas acumulado se disipe durante 30 segundos.
- Introducir la cinta en el tubo de medición hasta que toque el fondo del tanque, reduciendo la velocidad un metro antes de llegar al fondo, y mantener contacto continuo entre la cinta y la boquilla.
- Retirar la cinta del tubo de medición, limpiarla, enrollarla y verificar las medidas del corte de aceite y agua marcados en la cinta o en la plomada la cual será el valor del nivel de aceite en el tanque.

Este proceso se puede visualizar de una mejor forma a través de la **Figura 4.14**.



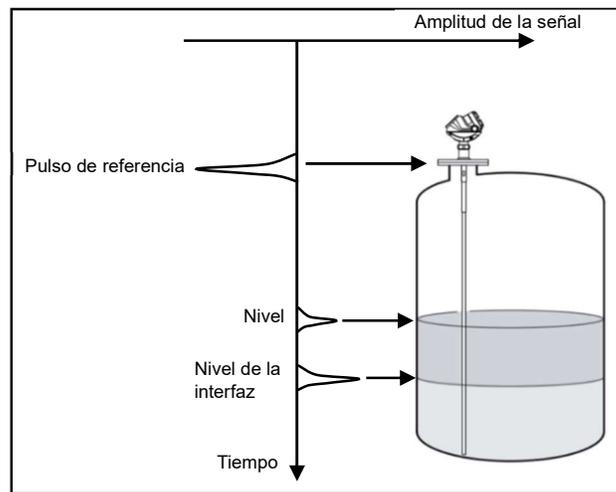
**Figura 4.14** Medición manual con cinta métrica.  
Fuente: Modificado de [25].



**Figura 4.15** Cinta métrica y plomada con pasta.  
Fuente: Elaboración propia.

### Medición electrónica en tanques

El sistema de medición electrónica utilizado mide tanto el nivel de aceite como la interfase, es decir, el nivel de agua en el tanque. Este sistema emplea tecnología de radar de onda guiada, donde los impulsos de radar se transmiten a lo largo de una sonda. Al llegar a la superficie del líquido, parte de los impulsos se reflejan de vuelta hacia el transmisor, generando un eco que indica el nivel del líquido. Los impulsos que continúan a través del medio se reflejan en la capa de interfase (donde se separan el aceite y el agua). Las mediciones del nivel y de la interfase se calculan basándose en el tiempo transcurrido entre la emisión y recepción de los impulsos, lo que permite una medición precisa del contenido del tanque, tal como se aprecia en la **Figura 4.16**.



**Figura 4.16** Medición electrónica.  
Fuente: Modificado de [25].

Los datos generados por el transmisor de nivel son enviados vía protocolo HART al cuarto de control, donde son procesados y visualizados en una interfaz HMI (Human-Machine Interface), permitiendo su monitoreo en pantalla, como se aprecia en la **Figura 4.17**.



**Figura 4.17** Medición electrónica.  
Fuente: Extraído de [25].

Independientemente del método utilizado para determinar los niveles, en ambos casos la cantidad de aceite presente se obtiene de la siguiente manera:

- Obtener las lecturas del nivel bruto y del nivel de agua en el tanque requerido.
- Al nivel bruto se le resta el nivel de agua, obteniendo de esta manera el nivel de aceite y se multiplica por la constante del tanque.

En el caso de las baterías operadas en el AIP, se dispone de un registro exacto de la constante de cada tanque ubicadas en las distintas baterías de separación.

**Tabla 4.4** Constantes de tanques de almacenamiento.  
Fuente: Elaboración propia con información de [25].

INSTALACIÓN	TV-1	TV-2	TM-1
B.S. C.	4,579	4,383	828
B.S. B.	4,579	4,549	828
B.S. P.	4,579	4,588	828
B.S. T.	811.15	825.72	78.24

Ejemplo de lo anterior es el siguiente:

$$\text{Nivel Bruto}_{TV-2} = 5.19$$

$$\text{Nivel } H_2O_{TV-2} = 1.48$$

$$\text{Nivel Neto}_{TV-2} = 5.19 - 1.48 = 3.71$$

$$\text{Existencia de aceite en el Tanque}_{TV-2} = 3.71 * (825.72) = 3,063.42 \text{ [bls]}$$

Posteriormente al obtener los niveles, se realiza una segunda medición estática del tanque empleando la cinta métrica, con el fin de corroborar los datos previamente obtenidos. Finalmente, estos valores se registran como "NIVELES" para efectuar el balance en la batería correspondiente. No obstante, es importante tener presente que, para el volumen de aceite medido, estos valores deberán ser ajustados y reportados a 20 °C. Para ello, se toman en cuenta algunos parámetros operativos de los sistemas de medición ubicados estratégicamente dentro de las instalaciones, los cuales intervienen en la siguiente ecuación para el cálculo neto @ 20 °C del aceite:

$$\text{Neto}_{@20^{\circ}\text{C}} = \frac{A \cdot \exp \left( - \left( \frac{B}{C \cdot \left( \frac{141.5}{\text{API} + 131.5} \right)^2} \right) \cdot ((1.8 \cdot T + 32) - 60) \cdot \left( 1 + 0.8 \cdot \frac{B}{C \cdot \left( \frac{141.5}{\text{API} + 131.5} \right)^2} \cdot ((1.8 \cdot T + 32) - 60) \right) \right)}{\exp \left( - \left( \frac{B}{C \cdot \left( \frac{141.5}{\text{API} + 131.5} \right)^2} \right) \cdot (68 - 60) \cdot \left( 1 + 0.8 \cdot \frac{B}{C \cdot \left( \frac{141.5}{\text{API} + 131.5} \right)^2} \cdot (68 - 60) \right) \right)} \quad (4.1)$$

Donde:

$$A = \text{Nivel Neto [bls]}$$

$$T = \text{Temperatura } [^{\circ}\text{C}]$$

$$B = 341.0957$$

$$^{\circ}\text{API} = \text{Densidad en } ^{\circ}\text{API}$$

$$C = 999.012$$

Finalmente, estos valores se reportan y registran como niveles oficiales para realizar el balance que se efectúa diariamente en cada batería. En el caso de la B.S.T., se presentan los siguientes niveles de algunos días del periodo de tiempo establecido, así como el dato denominado “EXISTENCIAS HOY”, el cual consiste en la sumatoria de la producción Neto @ 20 °C de los tanques en operación como se aprecia en la **Figura 4.18:**

FECHA	INSTALACIÓN	TANQUES	NIVEL BRUTO (H)	NIVEL H2O (H)	TEMP. °C (H)	DENSIDAD °API (H)	BRUTO (bls) (H)	H2O (H)	NETO (BlS) (H)	NETO @ 20 °C (BlS) (H)	EXISTENCIAS HOY
		TV-1									
02/03/2024	B.S.T.	TV-2	5.69	1.53	22	32.67	4,698	1,263	3,435	3,429	<b>3,485</b>
		TM-1	1.10	0.38	22	32.67	86	30	56	56	
		TV-1									
03/03/2024	B.S.T.	TV-2	6.29	1.68	22	32.67	5,194	1,387	3,807	3,800	<b>3,856</b>
		TM-1	1.10	0.38	22	32.67	86	30	56	56	
		TV-1									
04/03/2024	B.S.T.	TV-2	5.50	1.52	22	32.67	4,541	1,255	3,286	3,281	<b>3,337</b>
		TM-1	1.10	0.38	22	32.67	86	30	56	56	
		TV-1									
05/03/2024	B.S.T.	TV-2	4.61	1.51	22	32.67	3,807	1,247	2,560	2,555	<b>2,612</b>
		TM-1	1.10	0.38	22	32.67	86	30	56	56	
		TV-1									
06/03/2024	B.S.T.	TV-2	5.15	1.45	22	32.67	4,252	1,197	3,055	3,050	<b>3,106</b>
		TM-1	1.10	0.38	22	32.67	86	30	56	56	
		TV-1									
07/03/2024	B.S.T.	TV-2	5.41	1.51	22	32.67	4,467	1,247	3,220	3,215	<b>3,271</b>
		TM-1	1.10	0.38	22	32.67	86	30	56	56	
		TV-1									

**Figura 4.18** Niveles reportados y existencias del día.  
Fuente: Elaboración propia.

Al llevarse un registro diario en función de las existencias en tanques, se puede obtener otro dato fundamental para el balance, el cual consiste en determinar las discrepancias entre las existencias de un día a las del anterior, este resultado se le conoce como “DIFERENCIA DE EXISTENCIAS”, como se observa a continuación:

FECHA	INSTALACIÓN	EXISTENCIAS AYER	EXISTENCIAS HOY	DIFERENCIA DE EXISTENCIAS
02/03/2024	B.S.T.	3,115	3,485	371
03/03/2024	B.S.T.	3,485	3,856	371
04/03/2024	B.S.T.	3,856	3,337	-519
05/03/2024	B.S.T.	3,337	2,612	-725

**Figura 4.19** Diferencia de existencias.  
Fuente: Elaboración propia.

Otras variables que de igual manera intervienen en el proceso del balance son las siguientes:

#### ✓ EMPAQUES Y DESEMPAQUES

- Empaque: Es el término utilizado para describir el proceso de compresión de almacenamiento de productos en ductos o equipos.
- Desempaque: Se refiere al proceso de retirar o extraer el producto previamente almacenado y comprimido en ductos o equipos.

#### ✓ ENVÍOS/RECIBOS

Se refiere a la producción que es transferida o recibida, a través del bombeo que realiza una batería de separación hacia otra.

#### ✓ TRASPASOS

Son la incorporación de volúmenes de producción de hidrocarburos líquidos, previamente determinados, hacia ductos o distintas de la corriente normal del proceso. Generalmente provienen de diversas asignaciones y se calculan mediante la medición en un punto de entrega de los hidrocarburos a transferir.

#### ✓ BOMBEO CALCULADO

Es el cálculo que se obtiene a partir de la siguiente relación:

$$\text{Bombeo calculado} = \frac{\text{Producción}}{\text{Reportada}} - \frac{\text{Diferencia}}{\text{de existencias}} - \text{Empaques} + \frac{\text{Envíos/}}{\text{Recibos}} + \text{Traspasos} \quad (4.2)$$

#### ✓ BOMBEO MEDIDO

Es la cantidad de producción que se bombea de una batería de separación hacia otra con la finalidad de que se reciba para su bombeo o almacenamiento según corresponda. En lo que respecta a la B.S. T., se hace la siguiente observación:

- De acuerdo con la **Figura 4.21**, se aprecia que no reporta información respecto a algunas variables, sin embargo, se debe hacer mención que pese a que el objetivo principal es transferir producción al C.C.C., la producción que bombea es dirigida a la B.S. B., lo cual se realiza por cuestiones de logística, por lo tanto, el dato bombeado de la B.S.T., se encuentra reportado en el apartado de “ENVÍOS/RECIBOS (B.S.)” de la B.S. B., como se aprecia en la **Figura 4.20**.

FECHA	INSTALACIÓN	EMPAQUES	ENVÍOS/ RECIBOS (B.S.)	TRASPASOS	BOMBEO CALCULADO (Bls)	BOMBEO MEDIDO (Bls)
02/03/2024	B.S. B.		2,106	-1,400	38,284	36,212
03/03/2024	B.S. B.		1,712	-1,400	40,233	39,478
04/03/2024	B.S. B.		2,937	-1,400	40,280	37,880
05/03/2024	B.S. B.		2,268	-1,000	38,282	37,330
06/03/2024	B.S. B.		1,546	-1,000	37,224	36,432
07/03/2024	B.S. B.		2,019	-1,000	36,182	34,741

Figura 4.20 Bombeo recibido en la B.S. B. de la B.S. T.  
Fuente: Elaboración propia.

✓ **PRODUCCIÓN**

Este dato representa la producción total registrada en un día y que se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Producción} = \frac{\text{Diferencia de existencias}}{\text{de existencias}} + \frac{\text{Bombeo medido}}{\text{medido}} + \text{Empaques} - \frac{\text{Envíos/ Recibos}}{\text{Recibos}} - \text{Traspasos} \quad (4.3)$$

Finalmente, todos estos datos obtenidos son parte fundamental del primer balance efectuado a nivel de batería, ya que, el dato del “BALANCE DE PRODUCCIÓN” se obtiene de la diferencia de la “PRODUCCIÓN” menos la “PRODUCCIÓN REPORTADA”.

De igual manera, es posible obtenerlo a partir de la diferencia del “BOMBEO MEDIDO” menos el “BOMBEO CALCULADO”.

FECHA	INSTALACIÓN	PRODUCCIÓN REPORTADA	DIFERENCIA DE EXISTENCIAS	EMPAQUES	RECIBOS (B.S.)	TRASPASOS	BOMBEO CALCULADO (Bls)	BOMBEO MEDIDO (Bls)	PRODUCCIÓN	BALANCE DE PRODUCCIÓN
02/03/2024	B.S.T.	2,768	371				2,397	2,106	2,477	-291
03/03/2024	B.S.T.	2,893	371				2,522	1,712	2,083	-810
04/03/2024	B.S.T.	2,893	-519				3,413	2,937	2,418	-476
05/03/2024	B.S.T.	2,893	-725				3,619	2,268	1,543	-1,351
06/03/2024	B.S.T.	2,856	495				2,361	1,546	2,041	-815
07/03/2024	B.S.T.	2,698	165				2,533	2,019	2,184	-514

Figura 4.21 Balance de producción de la B.S. T.  
Fuente: Elaboración propia.

La metodología aplicada en la elaboración del balance de la B.S.T., es la misma que se aplica en todas las baterías de separación del activo. En cuanto al balance que reporta cada batería, se presenta en forma de resumen los siguientes datos:

**Tabla 4.5** Resumen de las variables principales para el balance en las B.S.  
Fuente: Elaboración propia.

Instalación	Producción reportada (promedio)	Tanques de almacenamiento operando	Densidad °API (promedio)	Envíos/Recibos de (B.S.)	Bombeo medido (promedio)	Producción (promedio)
B.S. B.	36,566 bpd	TV-1 TV-2	38.78	B.S. T.	40,408 bpd	37,430 bpd
B.S. P.	1,227 bpd	TV-2	41.89	No aplica	3,705 bpd	3,733 bpd
B.S. T.	2,552 bpd	TV-2 TM-1	32.67	No aplica	2,006 bpd	2,066 bpd
B.S. C.	105,417 bpd	TV-1	38.98	B.S. B. + B.S.T B.S. P.	147,956 bpd	106,578 bpd

Es importante aclarar que los procesos realizados en cada instalación estarán en función de la infraestructura particular de cada una de ellas, por lo que no se debe asumir que este proceso será idéntico en todas las baterías.

Continuando con el recorrido de la molécula, en la B.S. C., se efectúa la separación en baja presión de la fase líquida y fase gaseosa, el líquido se envía hacia un separador elevado para estabilización y posteriormente se bombea hacia el C.C.C. Por su parte, el gas se envía por un gasoducto hacia la E.C. P.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que, una vez completado el proceso de bombeo respectivo de cada batería hacia la B.S. C. y realizado el balance de producción correspondiente a dicha instalación, se efectúa un nuevo balance a partir de este punto, ya que la producción que se bombea de esta batería pasa por un punto de medición de transferencia hacia el C.C.C., por lo que este balance se debe efectuar de la siguiente forma.

De acuerdo con la **Figura 4.22**, las “EXISTENCIAS TOTALES” representan la suma de las existencias de cada batería en un día. Por otro lado, el “MOVIMIENTO DE INVENTARIOS” es la diferencia entre las existencias de un día y el día anterior. En cuanto al “BOMBEO C.C.C.”, se refiere a la producción bombeada que recibe de la B.S. C. Finalmente, las otras variables, que están relacionadas con los balances de las otras baterías de separación, son las siguientes:

#### ✓ PRODUCCIÓN MERMADA

Está en función de la sumatoria de la producción reportada de cada una de las baterías.

✓ **MERMAS**

Son las disminuciones de volumen de hidrocarburos líquidos que ocurren durante las actividades que se realizan desde su producción hasta su entrega al consumidor, incluyendo las pérdidas por almacenamiento, transporte y distribución.

✓ **DIFERENCIA DE BALANCES**

El dato de “BALANCE AIP” hace referencia al balance general del activo y está definido por la siguiente relación:

$$BALANCE AIP = \frac{Bombeo}{C.C.C.} - \frac{Dif.de producción}{mermada - Mov.Inv.} + Mermas + Traspasos + \frac{Empaques/}{Desempaques} + \frac{Traspasos}{de pipas} \quad (4.4)$$

Por otro lado, el “BALANCE VILLA” es un balance que se genera de manera sincronizada en otras instalaciones, utilizando los mismos datos reportados. Su objetivo principal es comparar los resultados obtenidos con el balance del activo y, finalmente, identificar posibles discrepancias entre ambos balances.

FECHA	INSTALACIÓN	PRODUCCIÓN/MERMADA (B.S.C.)	EXISTENCIAS TOTALES (B+C+P+T)	MOVIMIENTO INVENTARIOS	BOMBEO C.C.C.	MERMAS	DIF. DE PRODUCCIÓN MERMADA- MOV. INV.	TRASPASOS	EMPAQUES/ DESEMPAQUES	TRASPASO DE PIPAS	BALANCE AIP	BALANCE VILLA	DIFERENCIA DE BALANCES
02/03/2024	CCC	144,948	71,073	-4,420	149,885	0	149,369	1,400	0	0	-7,104	-7,104	0
03/03/2024	CCC	145,376	71,652	579	138,238	0	144,798	1,400	0	0	-5,160	-5,160	0
04/03/2024	CCC	145,118	70,320	-1,332	135,537	0	146,450	1,000	0	0	-9,513	-9,513	0
05/03/2024	CCC	144,797	70,403	83	136,445	0	144,715	1,000	0	0	-7,270	-7,270	0
06/03/2024	CCC	142,545	71,772	1,369	135,548	0	141,176	1,000	0	0	-4,628	-4,628	0
07/03/2024	CCC	144,037	75,942	5,170	132,014	0	138,867	1,000	0	0	-5,853	-5,853	0
08/03/2024	CCC	145,919	79,616	2,674	136,775	0	143,245	1,000	0	0	-5,470	-5,470	0
09/03/2024	CCC	145,245	77,646	-1,970	146,780	0	147,214	1,000	0	0	566	566	0
10/03/2024	CCC	147,254	77,749	103	145,053	0	147,151	1,000	0	0	-1,098	-1,098	0
11/03/2024	CCC	148,417	71,204	-6,545	156,322	0	154,963	1,000	0	0	2,359	2,359	0
12/03/2024	CCC	149,342	63,486	-7,717	155,560	0	157,060	0	0	0	-500	-500	0
13/03/2024	CCC	140,488	59,515	-3,971	150,927	0	144,459	-780	0	0	6,468	6,468	0
14/03/2024	CCC	143,724	57,906	-1,509	152,082	0	145,333	-700	0	0	5,969	5,969	0
15/03/2024	CCC	143,082	59,894	1,988	148,243	0	141,094	-1,138	0	0	6,449	6,449	0
16/03/2024	CCC	147,568	59,891	-4	149,337	0	147,571	-1,138	0	0	628	628	0
17/03/2024	CCC	147,144	62,559	2,668	149,461	0	144,476	-1,138	0	0	3,847	3,847	0
18/03/2024	CCC	147,951	55,755	-6,803	161,272	0	154,755	-1,138	0	0	5,379	5,379	0
19/03/2024	CCC	147,759	56,435	679	153,067	0	147,080	-1,138	0	0	4,849	4,849	0
20/03/2024	CCC	147,117	52,925	-3,509	154,665	0	150,626	-1,138	0	-389	2,901	2,901	0
21/03/2024	CCC	147,043	56,648	3,923	147,845	0	143,120	-1,138	0	-556	3,198	3,198	0
22/03/2024	CCC	146,748	64,209	7,361	148,404	0	139,388	-1,138	0	-718	7,322	7,322	0
23/03/2024	CCC	146,417	54,921	-9,288	157,856	0	155,705	-1,138	0	-126	295	295	0
24/03/2024	CCC	145,250	58,014	3,093	149,559	0	142,167	-1,138	0	0	6,128	6,128	0
25/03/2024	CCC	146,393	48,537	-9,477	158,677	0	155,670	-1,138	0	0	1,669	1,669	0
26/03/2024	CCC	146,136	56,944	8,407	140,032	0	137,729	-1,138	0	0	1,165	1,165	0
27/03/2024	CCC	145,021	58,225	1,281	153,464	0	143,740	-1,138	0	0	8,586	8,586	0
28/03/2024	CCC	145,996	55,855	-2,370	150,275	0	148,366	-1,138	619	0	771	771	0
29/03/2024	CCC	146,014	48,818	-7,037	159,457	0	153,051	-1,138	0	0	5,887	5,887	0
30/03/2024	CCC	145,351	49,852	1,035	150,323	0	144,316	-1,138	0	0	4,869	4,869	0
31/03/2024	CCC	145,348	51,417	1,565	144,316	0	143,784	-1,138	0	0	-606	-606	0
01/04/2024	CCC	145,077	52,121	705	148,254	0	144,372	0	0	0	2,744	2,744	0

Figura 4.22 Balance general.

Fuente: Elaboración propia.

Esto demuestra que se ajusta a lo estipulado en el capítulo 3 de este trabajo acerca de la definición del balance cuyo propósito idóneo es que dicho proceso debe ser siempre igual a cero, para determinar si existe un faltante o un sobrante al finalizar el balance del día operativo.

En cuanto al punto de medición fiscal, este se ubica en el Centro Comercializador de Crudo que cuenta con una infraestructura que incluye, entre otras instalaciones: oleoductos de entrada, sistemas de regulación y mezclado, patines de medición, muestreadores automáticos, oleoductos de salida y un laboratorio certificado para analizar la calidad del crudo.

El proceso comienza en el C.C.C., donde se reciben tres tipos de crudo a través de cuatro oleoductos: uno de 48" Ø para crudo Maya, dos de 36" Ø para Istmo y uno de 30" Ø para Olmeca. Estos oleoductos se interconectan en el área de mezclado y distribución, para luego dirigir el flujo hacia los patines de medición y finalmente hacia las trampas de salida.

La mezcla de crudo, ajustada según los requerimientos de los centros de consumo (interno o de exportación), es regulada por válvulas automatizadas mediante un Sistema Digital de Control Distribuido. Los flujos se envían a los cabezales de mezclado, con el fin de asegurar la cantidad y calidad adecuadas de crudo demandadas por cada patín de medición.

El crudo recibido según el programa diario, junto con la mezcla requerida, se dirige a los patines de medición para realizar una cuantificación precisa tanto del flujo volumétrico como de la calidad, antes de ser distribuido a los distintos centros de consumo. En general, el proceso que se lleva a cabo en el C.C.C. está descrito en el siguiente diagrama.



**Figura 4.23** Proceso operacional en el C.C.C.  
Fuente: Elaboración propia con información de [15].

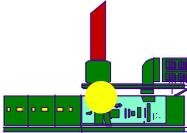
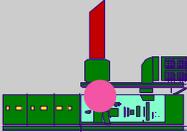
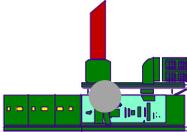
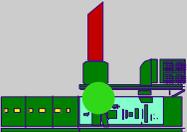
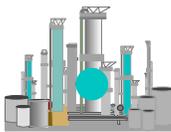
Y finalmente, para una mayor comprensión del recorrido de la molécula del aceite a través de las baterías de separación y los cabezales que intervienen, se presenta el siguiente esquema.



**Figura 4.24** Infraestructura del recorrido de la producción del aceite.  
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, tomando como base el escenario del AIP previamente descrito, se utiliza este contexto como referencia para detallar el proceso de elaboración del balance de gas. Además, se incluye una descripción de la infraestructura complementaria del transporte de gas a través de las instalaciones involucradas del manejo de aceite de las baterías de separación previamente mencionadas.

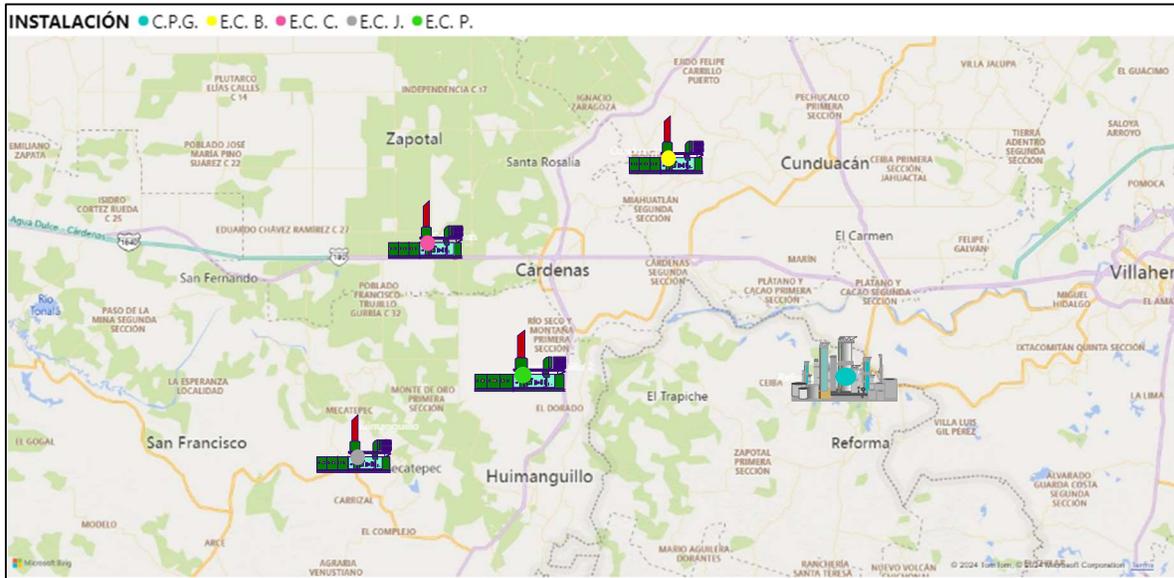
**Tabla 4.6** Instalaciones que intervienen en el proceso del balance de gas.  
Fuente: Elaboración propia.

Instalación	Tipo de Medición	Coordenadas		Municipio
		Latitud	Longitud	
 E.C. B.	Referencial	18.061828	-93.313809	Cunduacán, Tab.
 E.C. C.	Referencial	18.0013	-93.449626	Cárdenas, Tab.
 E.C. J.	Transferencia	17.866633	-93.500738	Huimanguillo, Tab.
 E.C. P.	Transferencia	17.909118	-93.373956	Huimanguillo, Tab.
 C.P.G.	Fiscal	17.900974	-93.193571	Reforma, Chis.

Del mismo modo, para facilitar una mejor comprensión de la ubicación de las instalaciones típicas de gas, en la **Figura 4.25** se muestra un ejemplo de la distribución de las estaciones de compresión en la región sur del país.

El balance de gas se realiza de manera coordinada con el balance de aceite, iniciándose ambos cuando comienza la producción en los pozos correspondientes a cada campo. Es importante establecer que, desde el inicio de la producción, el gas extraído se transporta del pozo a la Batería de Separación (B.S.) y posteriormente, hacia una Estación de Compresión (E.C.) que normalmente corresponde a cada batería.

En este escenario, el gas separado de la B.S. C., B. y P., es enviado a la E.C. P. (punto de transferencia). De manera similar, la B.S. J., envía su producción de gas a la E.C. J. donde se conecta con un oleogasoducto proveniente de la B.S. P., con el propósito de transferir el gas a un Complejo Procesador de Gas (C.P.G.).



**Figura 4.25** Ubicación puntual de las instalaciones para el manejo del gas.  
Fuente: Elaboración propia.

Para este caso, es fundamental tener en cuenta las siguientes premisas generales al realizar el balance de gas:

- La producción total proviene de los mismos campos que abastecen las B.S. previamente mencionadas, a excepción de los campos que convergen en la B.S. T., esto debido a que el gas separado es manejado por una estación de compresión no incluida en el sector que cubre este balance.
- En este escenario, se consideran 15 campos productores que procesan las Baterías de Separación y que realizan su envío a la E.C. P., entre los cuales se contempla el envío de gas de la B.S. J., hacia la E.C. J., ambas estaciones de compresión consideradas puntos de transferencia.
- El gas separado de las Baterías de Separación es una mezcla del gas de formación y gas combustible, empleado en pozos con Sistema Artificial de Producción (Bombeo Neumático), el cual también se reporta.
- Para el balance de gas involucran diferentes rubros como el gas de instrumentos, gas de sello de equipos de compresión y pilotos, así como el gas enviado a la atmósfera (quemado).

La relación entre pozos, campos e instalaciones se registra de manera similar a la del aceite en una base de datos ilustrada en la **Figura 4.26**.

Esta base contiene el dato de la producción de gas en formación proveniente de los pozos.

PRODUCCIÓN DIARIA [MMPC] GAS			02/03/2024	03/03/2024	04/03/2024	05/03/2024	06/03/2024	07/03/2024	08/03/2024
INSTALACIÓN	CAMPO	POZO							
<b>Total general</b>	<b>15</b>	<b>58</b>	<b>78.684</b>	<b>78.642</b>	<b>80.852</b>	<b>80.367</b>	<b>79.334</b>	<b>80.047</b>	<b>79.655</b>
<b>Total Campo 1</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>7.266</b>	<b>7.266</b>	<b>7.673</b>	<b>7.673</b>	<b>7.640</b>	<b>7.690</b>	<b>7.786</b>
B.S. C.	Campo 1	Pozo 1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.050	0.050
<b>Total Campo 2</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>2.706</b>	<b>2.359</b>	<b>2.883</b>	<b>2.835</b>	<b>2.835</b>	<b>3.175</b>	<b>3.103</b>
B.S. C.	Campo 2	Pozo 9	0.106	0.295	0.283	0.295	0.295	0.295	0.283
<b>Total Campo 4</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2.556</b>	<b>2.556</b>	<b>2.554</b>	<b>2.543</b>	<b>2.543</b>	<b>2.543</b>	<b>2.543</b>
B.S. B.	Campo 4	Pozo 27	0.308	0.308	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305
<b>Total Campo 5</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>1.920</b>	<b>1.920</b>	<b>1.920</b>	<b>1.920</b>	<b>1.920</b>	<b>1.920</b>	<b>1.842</b>
B.S. B.	Campo 5	Pozo 30	0.360	0.360	0.360	0.360	0.360	0.360	0.283
<b>Total Campo 6</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0.849</b>						
B.S. B.	Campo 6	Pozo 34	0.701	0.701	0.701	0.701	0.701	0.701	0.701
<b>Total Campo 7</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0.191</b>						
B.S. B.	Campo 7	Pozo 36	0.191	0.191	0.191	0.191	0.191	0.191	0.191
<b>Total Campo 8</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>7.305</b>	<b>7.305</b>	<b>7.305</b>	<b>7.305</b>	<b>7.305</b>	<b>7.275</b>	<b>7.275</b>
B.S. B.	Campo 8	Pozo 37	5.133	5.133	5.133	5.133	5.133	5.103	5.103
<b>Total Campo 9</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>35.736</b>	<b>35.711</b>	<b>35.711</b>	<b>35.682</b>	<b>35.080</b>	<b>35.057</b>	<b>34.719</b>
B.S. B.	Campo 9	Pozo 40	0.676	0.676	0.676	0.676	0.676	0.653	0.653
<b>Total Campo 10</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>5.563</b>	<b>5.563</b>	<b>5.563</b>	<b>5.187</b>	<b>4.812</b>	<b>5.187</b>	<b>5.187</b>
B.S. B.	Campo 10	Pozo 47	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127
<b>Total Campo 11</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0.783</b>						
B.S. B.	Campo 11	Pozo 50	0.763	0.763	0.763	0.763	0.763	0.763	0.763
<b>Total Campo 12</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0.009</b>						
B.S. B.	Campo 12	Pozo 52	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
<b>Total Campo 14</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>5.560</b>	<b>5.891</b>	<b>7.172</b>	<b>7.150</b>	<b>7.128</b>	<b>7.128</b>	<b>7.128</b>
B.S. B.	Campo 14	Pozo 58	0.673	0.673	0.673	0.673	0.673	0.673	0.673
<b>Total Campo 15</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2.373</b>						
B.S. P.	Campo 15	Pozo 63	2.373	2.373	2.373	2.373	2.373	2.373	2.373
<b>Total Campo 16</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>1.498</b>						
B.S. P.	Campo 16	Pozo 64	0.486	0.486	0.486	0.486	0.486	0.486	0.486
<b>Total Campo 20</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>4.369</b>						
BS. J.	Campo 20	Pozo 82	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141

**Figura 4.26** Registro de la producción diaria de gas por Instalación, Campo y Pozo.

Fuente: Elaboración propia.

La elaboración de los balances en las Estaciones de Compresión sigue un procedimiento similar al de las B.S., ya que se toman en cuenta variables clave que influyen en el proceso. Para una mejor comprensión se toma como referencia la E.C. J. y el proceso involucrado en la realización del balance:

### ✓ PRODUCCIÓN

Corresponde a la sumatoria total de la producción de los pozos de cada campo asignado, que son reportados a la E.C. correspondiente de su manejo del gas y que en el balance se registrada el dato como “PRODUCCIÓN”.

### ✓ DESCARGA

Este dato corresponde a la producción de gas que descarga una estación de compresión en alguna otra, en este caso se registra como “DESCARGA” ya que hace referencia a la producción descargada en el C.P.G. Para el caso de la E.C. B., al tratarse de un área contractual, la producción es distribuida en dos partes, es

decir 50% para un operador y 50% para otro; es por ello por lo que, parte de su producción es enviada a la E.C. J. y reportada en el balance como "E.C. B.\_ENVIO\_J".

✓ **BN**

Es el dato que se reporta a la E.C. en relación con el gas inyectado como Bombeo Neumático (Sistema Artificial de Producción) nuevamente en los pozos productores mediante un sistema de compresión y registrado como "BN".

✓ **SELLO**

El gas de sellos se utiliza para crear una barrera en los sellos de los compresores, impidiendo la mezcla entre el gas de proceso y el aceite lubricante. Esta barrera asegura la integridad del sistema, evitando la contaminación cruzada que podría comprometer la eficiencia del compresor. En el balance operativo, este parámetro se registra como "SELLO", reflejando el control del gas de sellos en las estaciones de compresión.

✓ **PILOTOS**

El término pilotos hace referencia a un componente principal de un quemador de instalaciones de proceso de gas, que permite la incineración inmediata del gas por cualquier eventualidad. En las E.C., los valores asociados a los pilotos suelen ser constantes y se registran bajo la denominación "PILOTOS".

✓ **QUEMADO**

Este dato corresponde al gas enviado a la atmosfera para su quema controlada y segura, debido a que no puede ser utilizado por razones técnicas o comerciales. De igual manera se reporta ya que, es enviado al quemador de la E.C. correspondiente.

✓ **DISPONIBILIDAD**

Es el volumen de productos intermedios o finales los cuales están listos para ser utilizados para autoconsumo, venta, o carga a plantas. Para la E.C. J. está dada por la siguiente ecuación:

$$\textit{Disponibilidad} = \textit{Producción} + \frac{\textit{Recibos}}{\textit{Traspasos}} + \textit{BN} + \textit{Sello} \quad (4.3)$$

Mientras que para la E.C. B., esta expresión está dada por:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Producción}}{\text{de gas en formación}} + \text{BN} + \text{Sello} - \text{Vapores} - \text{Pilotos} - \text{Quemado} \quad (4.4)$$

### ✓ DIFERENCIA

Se refiere a la variación entre las entradas y salidas de gas en una estación de compresión. Esta diferencia se calcula considerando la producción, los recibos o traspasos, el gas de sello, las inyecciones, el consumo de pilotos y el gas quemado, lo que permite identificar cualquier discrepancia en el sistema.

$$\text{Diferencia} = \text{Producción} + \frac{\text{Recibo/}}{\text{Traspasos}} + \text{BN} + \text{Sello} + \text{Iny.} - \text{Pilotos} - \text{Quemado} \quad (4.5)$$

En la **Figura 4.27** se puede apreciar parte del balance efectuado en la E.C. J. el cual es similar a los balances que se efectúan en la E.C. B. y E.C. P.

FECHA	INSTALACIÓN	PRODUCCIÓN	RECIBO/ TRASPASOS	BN	SELLO	VAPORES	INY.	PILOTOS	QUEMADO	ENCOGIMIENTO	DISPONIBILIDAD	DESCARGA	DIFERENCIA
02/03/2024	E.C.J.	77.982	41.541	7.510	0.920	0.000	0.000	0.010	6.842	0.000	127.953	81.900	39.201
03/03/2024	E.C.J.	77.982	42.725	7.033	0.920	0.000	0.000	0.010	6.214	0.000	128.660	80.850	41.586
04/03/2024	E.C.J.	80.564	43.695	8.937	0.920	0.000	0.000	0.010	6.125	0.000	134.116	80.100	47.881
05/03/2024	E.C.J.	77.982	44.042	10.010	0.903	0.000	0.000	0.010	6.854	0.000	132.936	80.250	45.822
06/03/2024	E.C.J.	77.982	44.705	7.548	0.852	0.000	0.000	0.010	8.324	0.000	131.086	81.330	41.422
07/03/2024	E.C.J.	77.982	44.180	7.503	0.852	0.000	0.000	0.010	6.970	0.000	130.517	80.650	42.887
08/03/2024	E.C.J.	77.982	40.536	8.631	0.852	0.000	0.000	0.010	6.540	0.000	128.001	80.630	40.821
09/03/2024	E.C.J.	77.982	42.108	11.349	0.564	0.000	0.000	0.010	32.683	0.000	132.003	52.470	46.840
10/03/2024	E.C.J.	77.982	43.250	13.011	0.349	0.000	0.000	0.010	37.310	0.000	134.592	43.050	54.222
11/03/2024	E.C.J.	77.982	41.835	13.277	0.420	0.000	0.000	0.010	29.012	0.000	133.514	56.300	48.192
12/03/2024	E.C.J.	77.982	42.620	10.963	0.597	0.000	0.000	0.010	21.069	0.000	132.161	61.287	49.796
13/03/2024	E.C.J.	77.982	41.392	12.380	0.806	0.000	0.000	0.010	14.840	0.000	132.558	78.230	39.478

**Figura 4.27** Balance de gas de la E.C. J.

Fuente: Elaboración propia.

De manera de resumen se presenta la siguiente tabla, la cual contiene información de los balances efectuados en la E.C. B., E.C. J. y E.C. P., siendo estas las únicas estaciones relevantes para el balance.

**Tabla 4.6** Promedio de algunas variables principales para el balance en las E.C.

Fuente: Elaboración propia.

Instalación	No. de campos	Producción reportada [MMPCD]	BN [MMPCD]	Quemado [MMPCD]	Descarga [MMPCD]	Diferencias [MMPCD]
E.C. B.	10	64.515	33.972	17.511	83.822	-1.488
E.C. J.	1	82.531	10.522	10.860	77.019	47.920
E.C. P.	4	14.247	5.473	13.855	186.534	-16.766

Del mismo modo, para un mejor entendimiento de cómo se lleva a cabo el manejo del gas a través de algunas instalaciones típicas del manejo del gas, en la **Figura**

4.28 se presenta la infraestructura y el recorrido de la molécula del gas en la región sur del país.

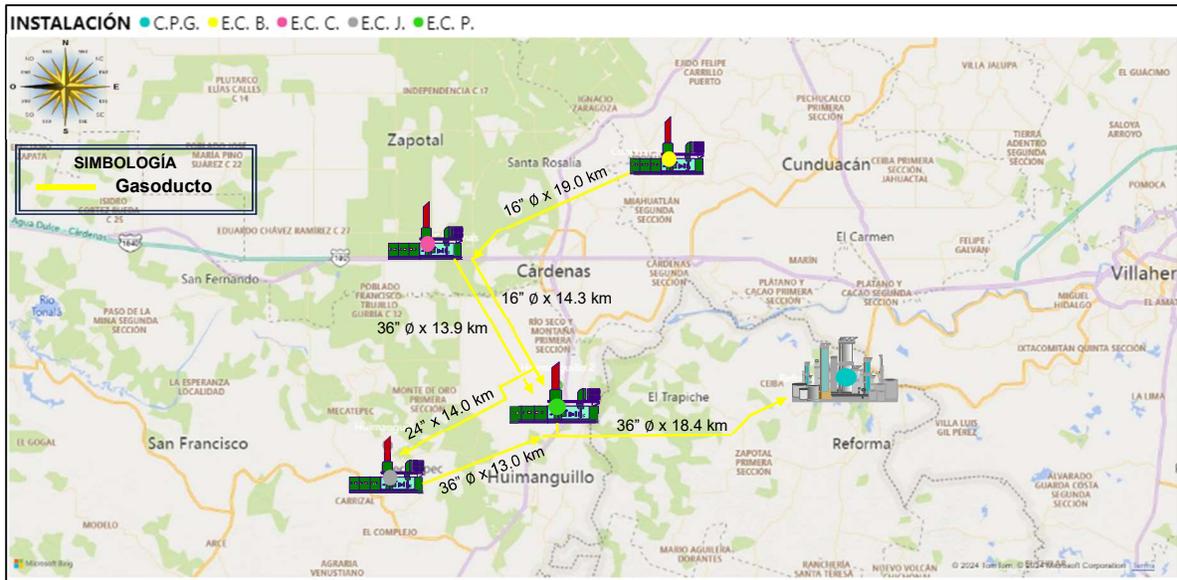


Figura 4.28 Infraestructura del recorrido de la producción del gas.  
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, a modo de cierre de este capítulo, a continuación, se incluye un informe generado con Power BI que resume los balances obtenidos en las B.S. tal como se puede apreciar en la Figura 4.29.

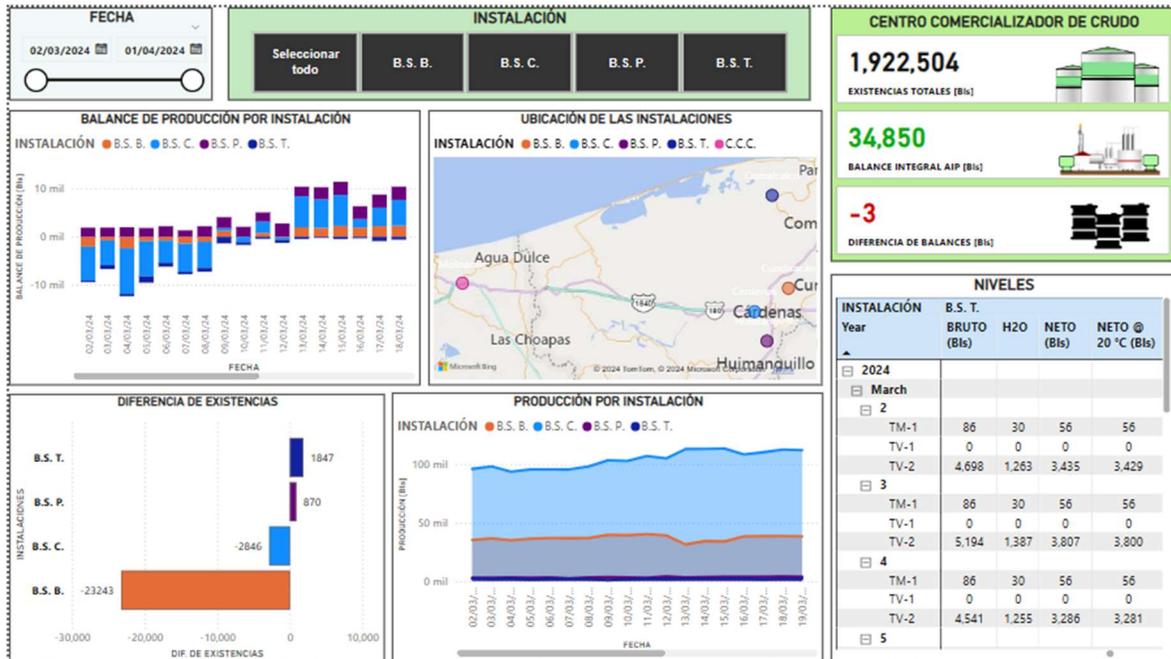
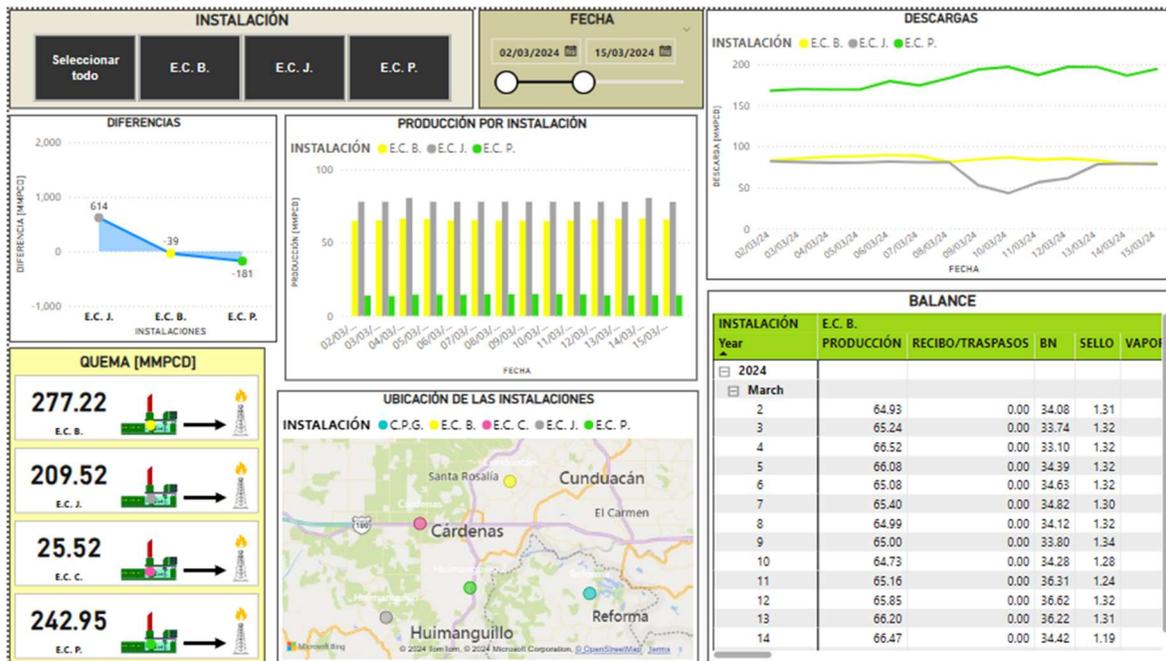


Figura 4.29 Informe generado en función de la producción de aceite.  
Fuente: Elaboración propia.

El proceso del balance de aceite y gas implica el manejo de grandes volúmenes de datos, lo que hace indispensable contar con herramientas eficientes para gestionar esta información. Es crucial disponer de soluciones que permitan almacenar y actualizar continuamente los datos generados a partir del balance operativo diario. En este contexto, Power BI se presenta como una alternativa ideal, ya que facilita la síntesis y visualización de estos balances de manera clara y precisa.

Por otro lado, en la **Figura 4.30** se presenta un informe interactivo generado a partir de los balances obtenidos en algunas de las estaciones de compresión que participan en este proceso.



**Figura 4.30** Informe generado en función de la producción de gas.  
Fuente: Elaboración propia.

Tanto el informe de crudo como el de gas, ofrecen la capacidad de actualizarse al instante, lo cual es fundamental en entornos donde los datos fluctúan continuamente. Esto garantiza que cualquier cambio en la producción, ajustes en los balances o variaciones en las existencias se refleje inmediatamente, teniendo en consideración el uso de hojas de cálculo previamente elaboradas para la generación de los balances y la migración de los datos a esta herramienta.

Los informes anteriores brindan una perspectiva gráfica precisa del rendimiento de los campos en la zona sur del país. A través de estas visualizaciones, se busca facilitar el entendimiento de los datos para que el personal operativo pueda evaluar de una manera más sencilla la situación actual en cualquier punto de la medición de los hidrocarburos.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### Conclusiones

El presente trabajo alcanzó el objetivo de obtener una comprensión detallada de los factores que influyen en la medición de hidrocarburos durante el proceso de producción hasta la extracción de los hidrocarburos para posteriormente comprender como se efectúan los balances de estos mismos. Esto se ve reflejado en las siguientes conclusiones:

- Un proceso de medición adecuado en los puntos de transferencia requiere más que tener un medidor en perfectas condiciones. Los sistemas de medición de flujo son comparables a las cajas registradoras de una empresa o país. Si esta caja registradora no está bien calibrada y presenta alta incertidumbre, puede afectar significativamente la equidad de la transacción para cualquiera de las partes interesadas, ya sea el comprador, el vendedor o el recaudador de impuestos. Una medición con alta incertidumbre en los puntos de medición puede resultar muy costosa.
- Medir de manera continua volúmenes de hidrocarburos con bajas incertidumbres es un desafío, ya que las corrientes de fluidos se transportan en flujo multifásico, por ello, en México, se han implementado programas y directrices basados en la experiencia de países productores de aceites pesados. Estos programas tienen como finalidad establecer guías y estrategias para garantizar una gestión efectiva de los sistemas de medición empleados en la cuantificación del volumen de hidrocarburos. Además, buscan asegurar la fiabilidad de estas mediciones desde las instalaciones de producción hasta los puntos de entrega y recepción, trasposos y despacho.
- Es esencial llevar a cabo un monitoreo continuo de los principales sistemas de medición de flujo de hidrocarburos a lo largo de todo el proceso de producción, con el fin de desarrollar un balance diario de aceite y gas en las instalaciones de producción de cada una de las regiones que conforman al país, permitiendo un seguimiento preciso y constante de los volúmenes de hidrocarburos manejados en dichas instalaciones. Esto permite que todos los involucrados en la medición fiscal o no fiscal implementen programas necesarios y beneficiosos para alcanzar los objetivos de la industria petrolera nacional.
- El empleo de soluciones tecnológicas avanzadas, como Power BI, es esencial para mejorar la gestión de los balances de aceite y gas, especialmente en escenarios donde los datos varían constantemente. Estas herramientas facilitan la actualización continua y precisa de la información, al mismo tiempo que fortalecen la toma de decisiones al ofrecer una representación clara y en tiempo real del desempeño operativo.

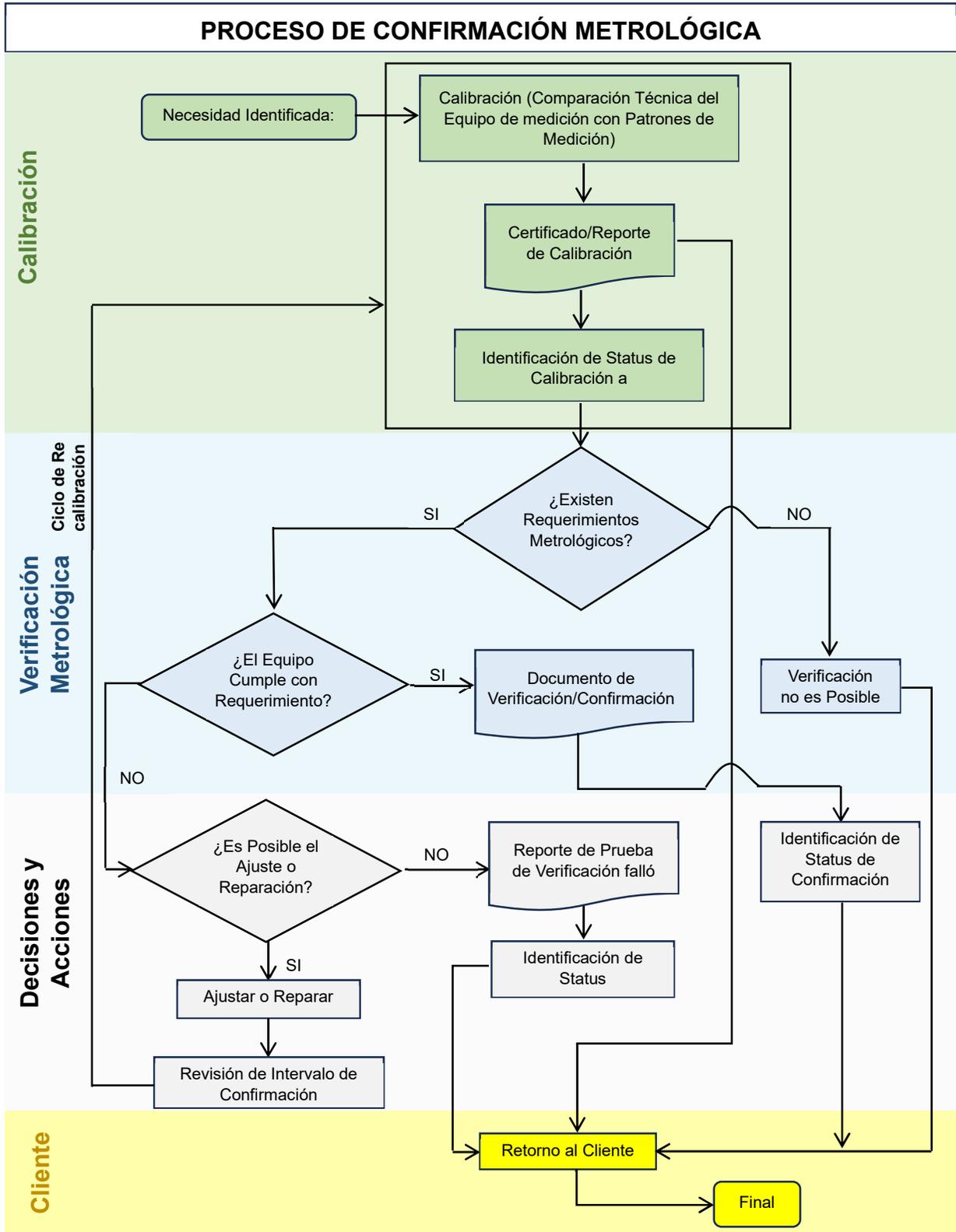
## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

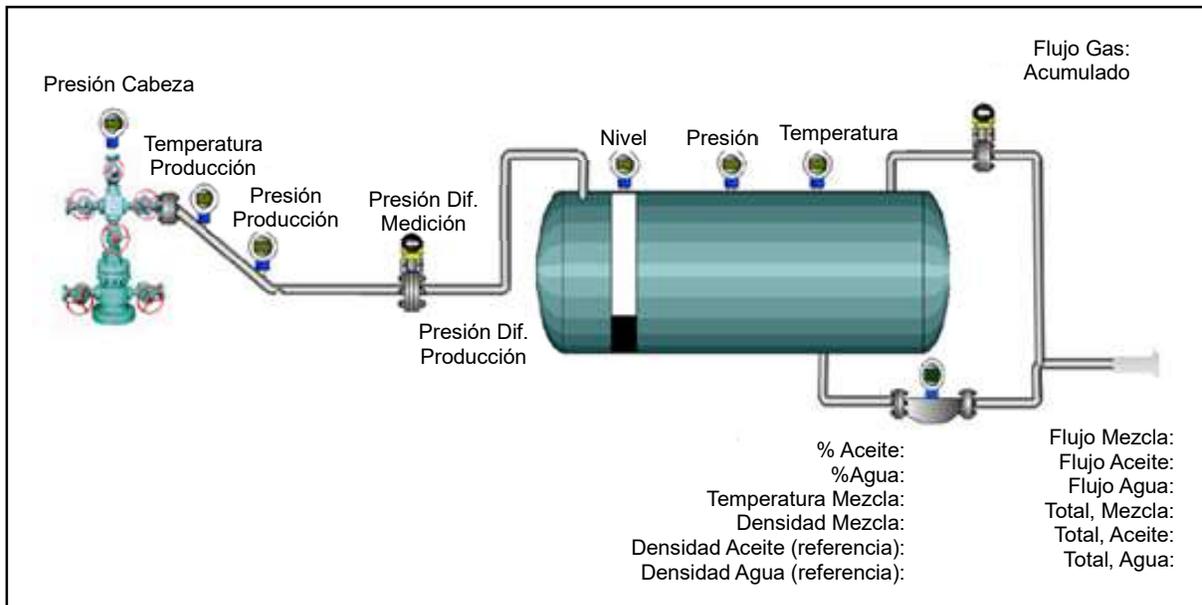
---

### Recomendaciones

- ✓ Fomentar el desarrollo de una cultura metrológica entre todo el personal relacionado con el proceso de medición de volúmenes de hidrocarburos, asegurando que mantengan actualizados sus conocimientos de acuerdo con las nuevas tecnologías. Además, promover la concienciación metrológica en el personal que no está directamente involucrado en la medición, para que comprendan su importancia y contribuyan al proceso global.
- ✓ Para garantizar el óptimo desempeño de las instalaciones de medición, es fundamental llevar a cabo inspecciones regulares de todos los componentes del sistema. Si se detectan cambios en las condiciones del sistema, es necesario seguir los procedimientos de calibración recomendados por el fabricante. Usualmente, se utilizan probadores en el sitio para calibrar el medidor principal, el cual luego se emplea para ajustar los medidores secundarios. En ausencia de cambios en las condiciones, se sugiere realizar la calibración anualmente.
- ✓ Es muy recomendable para la industria petrolera cuantificar los volúmenes de fluidos que no están asociados a los hidrocarburos, ya que estos influirán en la cantidad final a pagar por los hidrocarburos comercializados. Además, se debe implementar sistemas de automatización, control y monitoreo continuo en línea para las corrientes de aceite y gas (incluyendo el gas enviado a quemador), con el objetivo de aprovechar las tecnologías de información disponibles para obtener datos de precisos y oportunos de los procesos de medición en tiempo real.
- ✓ Al utilizar Power BI, las empresas del sector petrolero pueden mejorar la precisión en sus reportes, optimizar la toma de decisiones y mantener un control riguroso sobre la medición y balance de sus operaciones, todo ello con una interfaz intuitiva y adaptable a las necesidades específicas de la industria energética.
- ✓ Es recomendable seguir invirtiendo en la integración de soluciones tecnológicas que permitan una migración eficiente de los datos y la automatización de los procesos de análisis. Además, sería beneficioso capacitar al personal operativo en el uso avanzado de estas herramientas, asegurando que puedan interpretar los resultados de manera efectiva y aprovechar al máximo las capacidades de visualización y análisis que ofrecen.



**Figura A. 1** Proceso de Confirmación Metrológica para Equipo de Medición (ISO 10012:2003).  
Fuente: Modificado de [23].

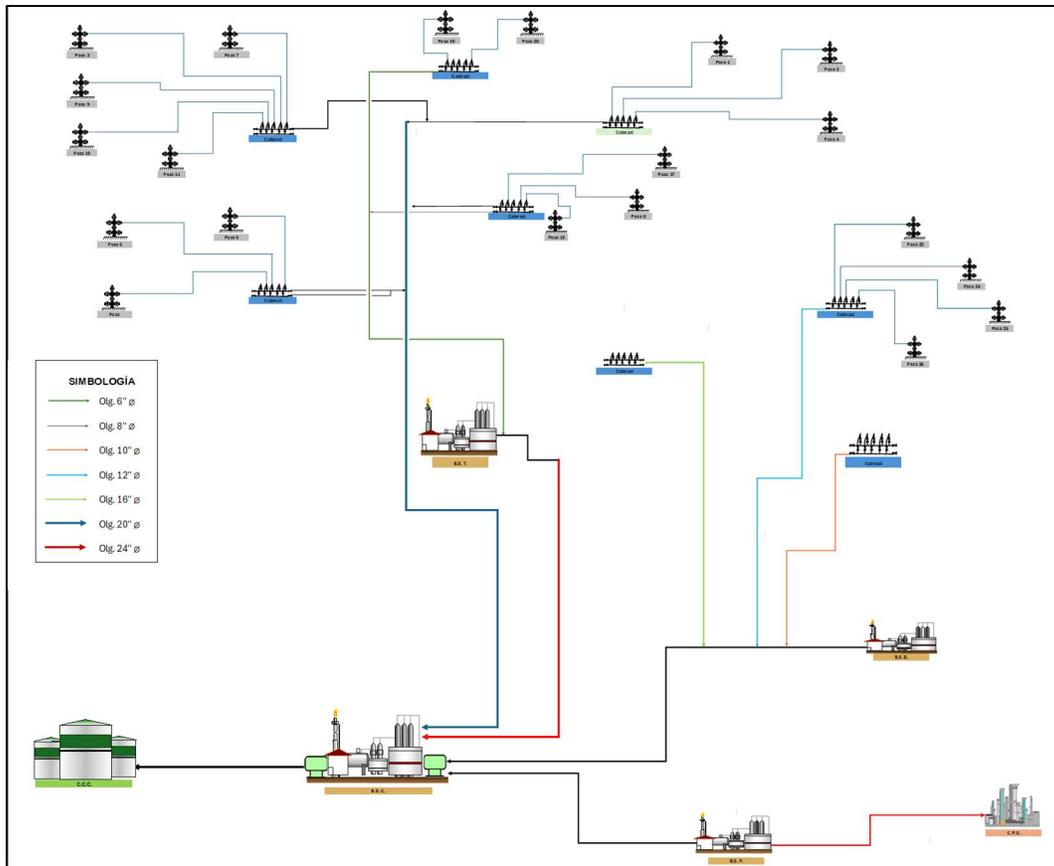


**Figura B. 1** Diagrama de Instalación de Equipo de Medición.  
Fuente: Modificado de [25].

Aquí se presenta una lista de los requisitos necesarios para contar con un equipo de medición convencional:

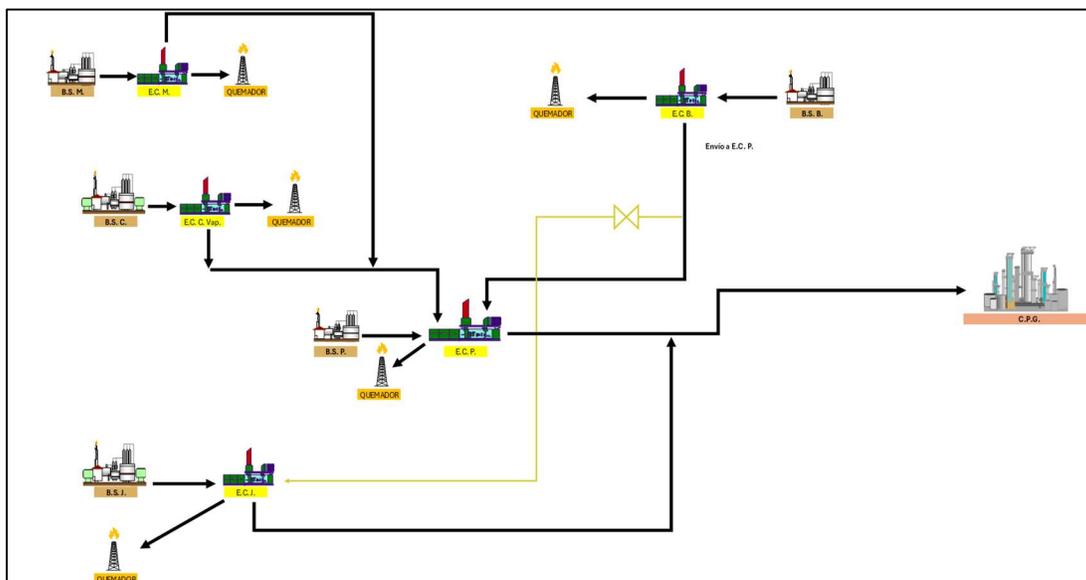
- Espacio físico
- Necesidad de amplias áreas para su instalación y ubicación
- Adquisición/contratación de terrenos
- Realización de estudios de impacto ambiental
- Construcción de obra civil
- Implementación de sistemas auxiliares (redes contra incendios, sistemas de gas y fuego, etc.)
- Separación convencional
- Equipo de separación
- Sistemas de instrumentación
- Sistemas de medición
- Configuración de tuberías
- El tiempo de estabilización para realizar mediciones puede ser extenso
- Mantenimiento regular del equipo (válvulas)
- Calibración individual de los medidores
- Disponibilidad de medidores específicos para cada fase (aceite, agua y gas).

El separador de prueba es un equipo presurizado que separa las fases del fluido proveniente del pozo: gas, aceite y agua. La medición en boca de pozo se realiza entre 4 y 24 horas. Cuenta con componentes internos que facilitan la separación mediante la acción de la gravedad y el tiempo de retención. Para medir el gas se emplea tecnología de placa de orificio y el aceite es medido con tecnología tipo turbina.



**Figura C. 1** Diagrama típico y representativo de la infraestructura por el que se maneja la producción desde los pozos hacia los cabezales y posteriormente a las B.S. para su entrega al C.C.C.

Fuente: Elaboración propia.



**Figura C. 2** Diagrama típico y representativo de la infraestructura por el que atraviesa la producción de gas desde las B.S. hacia las E.C. y posteriormente al CPG.

Fuente: Elaboración propia.

## GLOSARIO

---

### A

**Aceite:** Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos.

**Activo:** División interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un Subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración, cuya responsabilidad es descubrir nuevos yacimientos de petróleo, y activos de producción, en los que recae la responsabilidad de administrar la producción de los campos petroleros.

**Almacenamiento:** Depósito y resguardo de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en depósitos e instalaciones confinados que pueden ubicarse en la superficie, el mar o el subsuelo.

**American Petroleum Institute:** El Instituto Americano del Petróleo, conocido por sus siglas en inglés (API), es una organización comercial norteamericana fundada en 1919. Su misión es establecer estándares para mejorar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad operativas y ambientales en la industria petrolera.

**Asignación:** Es el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.

### B

**Barriles diarios:** En producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas. Normalmente es una cifra promedio de un periodo de tiempo más grande. Se calcula dividiendo el número de barriles durante el año entre 365 o 366 días, según sea el caso.

**Batería de separación:** Una serie de plantas o equipos de producción trabajando como una unidad. Se emplea para separar los componentes líquidos de los gaseosos en un sistema de recolección.

### C

**Campo:** Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

## GLOSARIO

---

**Complejo:** Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

**Condensados:** Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones de separación en campo productores de gas asociado y no asociado. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.

### D

**Distribución:** Actividad logística relacionada con la repartición, incluyendo el traslado, de un determinado volumen de Gas Natural o Petrolíferos desde una ubicación determinada hacia uno o varios destinos previamente asignados, para su Expendio al Público o consumo final.

**Ducto:** Tubería conectada, generalmente enterrada, que se emplea para transportar petróleo crudo, gas natural, productos petrolíferos o petroquímicos. Es el medio de transporte que ofrece máxima economía de operación y máxima vida útil.

### E

**Estación de compresión:** Estación localizada a una distancia considerable (60 - 80 km aproximadamente) a lo largo de un gasoducto y su operación consiste en recomprimir el gas para mantener su presión y flujos especificados.

**Estaciones de bombeo:** Estaciones en las que se aumenta la presión en los ductos, a fin de que el producto fluya hasta alcanzar su destino final en forma homogénea.

**Exploración:** Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida.

**Extracción:** Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

## GLOSARIO

---

### F

**Fase:** Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

### G

**Gas asociado:** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en el mismo.

**Gas Licuado de Petróleo (GLP):** Aquél que es obtenido de los procesos de refinación del Petróleo y de las plantas procesadoras de Gas Natural, y está compuesto principalmente de gas butano y propano.

**Gas no asociado:** Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

**Grados API:** La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

### H

**Hidrocarburo:** Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

### O

**Oleoducto:** Ducto usado para el transporte de crudo.

### P

**Pozo:** Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos.

### R

**Recolección:** Acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga

## GLOSARIO

---

que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.

**Refinería:** Conjunto de instalaciones petroleras destinadas al procesamiento del petróleo crudo a través de diversos métodos de refinación, a fin de obtener productos petrolíferos, tales como gasolinas, diésel, lubricantes y grasas, entre otros.

## T

**Transporte:** La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos.

**Tratamiento:** Acondicionamiento del Petróleo que comprende todos los procesos industriales realizados fuera de un Área Contractual o de un Área de Asignación y anteriores a la refinación.

## Y

**Yacimiento:** Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

## REFERENCIAS

---

1. API (2013). *Manual of Petroleum Measurement Standards*. Chapter 20 – Allocation Measurement. Section 1.
2. Armenta, A. (2019). *Análisis Moderno de la Declinación de la Producción de Hidrocarburos*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
3. Azahel, I. (2013). *Ingeniería de producción y productividad de pozos*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
4. Brill, J., Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*, Richardson, Texas.
5. Brown Kermit, E., et.al. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 1. Tulsa Oklahoma, Pennwell Books.
6. Brown Kermit, E., et.al. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 4. Tulsa Oklahoma, Pennwell Books.
7. Clavel, A. (2024). *Generalidades de medición de hidrocarburos en Upstream-Midstream de la cadena de valor*. [Curso online]. UNAM SAIP Student Chapter.
8. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2015). *Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos*. Ciudad de México.
9. Cuautli, M. (2005). *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
10. Heyrob (s.f.). *Power BI – Training*. Microsoft Learn. Recuperado de: <https://learn.microsoft.com/ar-sa/training/modules/get-started-with-power-bi/1-introduction>
11. Huey, F. (2014). *Aplicación de medidores de flujo en hidrocarburos para transferencia de custodia*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
12. IMNC (2009). *NMX-Z-055-IMNC-2009 Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM)*.
13. Janitzio, F., Legorreta, R. y Villegas, J. (2015). Importancia de la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia. *Memoria Petrolera*. vol. (05), pp. 5-7. Recuperado de: <https://cipm.org.mx/media/boyntwfw/revistatecnicaseptiembre2015.pdf>
14. León, A., Alamilla, N. y García, F. (2013). Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque. *Biblat*, vol. (53), pp. 388-409. Recuperado de: <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2013/vol53/no7/1.pdf>

## REFERENCIAS

---

15. López, A. (2019). *Monitoreo de la composición de la mezcla de crudo Istmo que se comercializa con Pemex TRI en el C.C.C. Palomas*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
16. López, F. y Ortiz, I. (2013). *Ingeniería de producción y productividad de pozos*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
17. McCain, William D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, Second Edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
18. METRYCAL (2003). *La Norma Internacional ISO 10012:2003*. Recuperado de: [https://www.metrycal.com/Main/La\\_Norma\\_Internacional\\_ISO\\_10012.pdf](https://www.metrycal.com/Main/La_Norma_Internacional_ISO_10012.pdf)
19. Morales, E. (2018). *Trazabilidad de las mediciones*. SEICO. Recuperado de: <https://seico.com.mx/wp/2018/03/14/trazabilidad-de-las-mediciones/1000/>
20. Paris, M. (2009). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
21. Pineda, H. (2016). *Análisis Integral del Sistema de Medición enfocado a Infraestructura, Proceso y Regulación*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
22. Rodríguez, M. y Morales, L. (2022). *Metodología de prorrateo basado en incertidumbres asociada a los sistemas de medición aplicando el API RP-85*. CMP.
23. Ruiz, R. (2019). *Gestión y gerenciamiento de un sistema de medición de flujo de hidrocarburos líquidos*. [Tesina de maestría, CIATEQ], Villahermosa Tabasco.
24. Torres, J. y Trauwvitz, E. (2008). *Flujo multifásico en tuberías*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México], Ciudad de México.
25. (2024). *Sistemas de medición en la industria petrolera*. [Curso online]. NovaOil Training. <https://training.novaoil.io/enrollments>