



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSIDERACIONES EN LA
MEDICIÓN DEL GAS
NATURAL**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

ALICIA BIBIANA AGUIRRE VALDÉS

DIRECTOR DE TESIS

M.I. ULISES NERÍ FLORES



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

A Salvador Aguirre Gutiérrez[†]

Por ser el mejor ejemplo de fortaleza ante las adversidades.

Agradecimientos

A Dios por el regalo de la vida.

A mi madre, Gabriela, por los sacrificios, esfuerzos y confianza. Por estar conmigo en todo momento y querer lo mejor para mí siempre.

A mi padre, Francisco, por su apoyo y comprensión, y enseñarme a disfrutar de todo lo que la vida te presenta.

A ambos, gracias por proporcionarme las herramientas necesarias para enfrentar la vida y enseñarme que ningún sueño es imposible, son día a día un motivo de inspiración para seguir adelante y superarme. Que Dios los llene de salud y fortaleza para que estén conmigo muchos años. Los Amo.

A mis hermanas, Viridiana y Mariana por ser parte incondicional de mi día a día. Por sus consejos y apoyo. Soy muy afortunada de tenerlas. Las Amo.

A Guadalupe Hernández, por estos años caminando lado a lado, por motivarme, confiar en mí y apoyarme en todo momento. Pasos lentos pero firmes. Te Amo.

A mi Director de Tesis M.I. Ulises Nerí, por proporcionarme los conocimientos y las herramientas necesarias para desarrollar este proyecto.

A mis sinodales, la Dra. Paulina Gómora, el Ing. Agustín Esquivel, el Ing. Moisés Velasco, el Ing. Daniel Marure y el Ing. Víctor Hernández, por hacer de este trabajo la mejor versión posible.

A Todos mis familiares por su apoyo.

A los amigos y compañeros que de alguno forma contribuyeron a cumplir esta meta.

A todos aquellos que se encuentran cerca de mí y me regalan algo de ellos.

A mi Facultad, por todos los conocimientos y experiencias.

A la U.N.A.M. por la oportunidad de pertenencia.

GRACIAS

Contenido

	Pág.
Resumen	8
Abstract	9
1. Gas Natural	10
1.1 Definición de gas hidrocarburo.....	10
1.2 Historia del gas natural.....	10
1.3 Clasificación de los yacimientos de gas.....	12
1.3.1 Por el tipo de fluido que almacenan.....	12
1.3.2 Por su composición.....	13
1.3.3 Por su diagrama de fase.....	14
1.3.4 Por su mecanismo de empuje.....	14
1.4 Comportamiento de fase.....	15
1.4.1 Yacimientos de gas y condensado.....	16
1.4.2 Yacimientos de gas húmedo.....	18
1.4.3 Yacimientos de gas seco.....	19
1.5 Propiedades fisicoquímicas del gas natural.....	20
1.5.1 Comportamiento de gases ideales.....	20
1.5.2 Ley de Boyle.....	21
1.5.3 Ley de Charles.....	21
1.5.4 Número de Avogadro.....	21
1.5.5 Ley del gas ideal.....	21
1.5.6 Fracción molar.....	22
1.5.7 Peso molecular aparente, MM_a	22
1.5.8 Gravedad específica γ_g	23
1.5.9 Factor de compresibilidad de los gases reales, z	24
1.5.10 Factor de volumen de formación del gas, B_g	27
1.5.11 Densidad del gas, ρ_g	27
1.5.12 Compresibilidad isotérmica, C_g	27
1.5.13 Viscosidad, μ_g	28
1.5.14 Relación gas-aceite, RGA	28
1.5.15 Relación gas disuelto-aceite, R_s	28
1.5.16 Relación gas condensado, CGR	28
1.5.17 Capacidad calorífica del gas, BTU	28
2. Cálculo de reservas de gas natural	29
2.1 Conceptos fundamentales.....	29
2.2 Cálculo de las reservas de gas natural.....	30
2.3 Métodos volumétricos.....	30
2.3.1 Método de cimas y bases.....	31

Contenido

2.3.2 Método de isopacas.....	31
2.3.3 Yacimientos de gas seco.....	32
2.3.4 Yacimientos de gas seco con entrada de agua.....	33
2.3.5 Yacimientos de gas y condensado y gas húmedo.....	35
2.4 Ecuación de balance de materia.....	36
2.4.1 Yacimientos de gas seco.....	37
2.4.2 Yacimientos de gas seco con entrada de agua.....	38
2.4.3 Yacimientos de gas y condensado.....	39
2.4.4 Yacimientos con vaporización de agua.....	42
2.4.5 Yacimientos con presión por encima del punto de burbuja.....	43
2.4.6 Yacimientos con presión por debajo del punto de burbuja.....	46
2.5 Método de declinación.....	47
2.6 Simulación numérica.....	50
2.7 Métodos probabilísticos.....	50
2.8 Proceso de estimación y clasificación de reservas en México.....	52
2.9 Relación reserva-proyecto.....	53
2.10 Clasificación y estimación de reservas y recursos (PRMS).....	54
2.11 Reservas: Situación actual de México.....	55
3. Procesamiento del gas natural.....	56
3.1 Sistema integral de producción (SIP).....	56
3.2 Procesamiento del gas natural.....	57
3.3 Proceso de separación.....	58
3.3.1 Principios de separación de mezclas.....	60
3.3.2 Clasificación de los equipos de separación.....	60
3.4 Proceso de endulzamiento.....	65
3.5 Proceso de deshidratación.....	69
3.6 Estabilización de condensados.....	74
3.7 Recuperación de líquidos (LGN).....	76
3.8 Proceso de compresión.....	77
4. Medición y sistemas de medición del gas natural.....	79
4.1 Conceptos fundamentales.....	79
4.2 Importancia de la medición.....	83
4.3 Número de Reynolds.....	84
4.4 Propiedades del flujo en tuberías.....	85
4.5 Patrones de flujo.....	87
4.6 Acondicionamiento de flujo.....	90
4.7 Medición en el sistema integral de producción.....	90
4.8 Medidores de flujo másico.....	92
4.9 Medidores de flujo volumétrico.....	92
4.10 Componentes de un sistema de medición.....	92
4.11 Medición estática de gas natural.....	93
4.12 Medición a boca de pozo.....	93
4.13 Medición con separadores de prueba.....	94

Contenido

4.14 Medición en transferencia de custodia.....	94
4.15 Prorrates de producción.....	95
4.16 Medición de quema y venteo	96
4.17 Instrumentos de medición.....	97
4.17.1 Medidores de placa de orificio.....	97
4.17.2 Medidores ultrasónicos.....	99
4.17.3 Medidores tipo turbina.....	102
4.17.4 Medidores de desplazamiento positivo.....	104
4.17.5 Medidores tipo Coriolis.....	105
4.18 Medición de gas húmedo.....	109
4.19 Análisis de la composición del gas natural.....	112
5. Sistema de gestión integral de medición del gas natural.....	114
5.1 Confirmación metrológica.....	115
5.2 Administración de los recursos.....	116
5.3 Calibración.....	117
5.4 Proceso de medición.....	118
5.5 Incertidumbre en la medición.....	118
5.5.1 Proceso de estimación de la incertidumbre.....	120
5.5.2 Cuantificación de la incertidumbre.....	123
5.5.3 Incertidumbres típicas en los puntos de medición.....	126
5.6 Trazabilidad metrológica.....	126
5.7 Muestreo y análisis.....	127
5.8 Análisis y mejora del sistema de administración de las mediciones.....	128
5.9 Control de las no conformidades.....	128
5.10 Lineamientos de medición emitidos por la CNH.....	128
5.11 Relación proyecto de inversión-medición.....	133
Conclusiones y Recomendaciones.....	134
Lista de figuras y tablas.....	135
Nomenclatura.....	137
Referencias.....	139

Resumen

En la industria de los hidrocarburos la medición es un factor muy importante, ya que define la cantidad de reservas con las que cuenta el país y de éste depende la realización o no de los proyectos petroleros.

Esta tesis tiene como objetivo exponer todos los parámetros que intervienen en la medición del gas natural y aquellos aspectos no técnicos que deben considerarse desde que el gas se encuentra en el yacimiento hasta que es transportado al punto de venta, adicionalmente se presenta un sistema de gestión de las mediciones y una metodología que permita analizar la implementación y el seguimiento de la medición de hidrocarburos.

En el capítulo 1 se define al gas natural como hidrocarburo, las múltiples clasificaciones que existen para los mismos, así como el comportamiento de fase y las propiedades físicas y químicas que lo caracterizan como hidrocarburo y que ayudan a definir la forma en la que es extraído y el proceso al que debe ser sometido en superficie

En el capítulo 2 se presentan diversos métodos de cuantificación del gas dentro y fuera del yacimiento, tales como los métodos volumétricos, ecuaciones de balance de materia y curvas de declinación. También se muestra como estos métodos ayudan a definir la cantidad de reservas de gas natural en el país y la situación actual de reservas de México

Una vez que el gas se encuentra en superficie y dependiendo de sus características es necesario someterlo a procedimientos como la separación de fases, remoción de agua e impurezas, extracción de líquidos, estabilización de condensados y compresión hasta cumplir con los requisitos establecidos en el punto de venta. Estos procesos se exponen en el capítulo 3

Para determinar el volumen y la calidad del gas natural es necesario el uso de medidores. El capítulo 4 presenta los distintos medidores que pueden usarse para este hidrocarburo y los diversos sistemas de medición que pueden presentarse en el trayecto yacimiento-punto de venta.

Para finalizar, en el capítulo 5 se desarrolla un sistema de gestión integral de las mediciones el cual permite administrar la medición y aquellos factores que la afectan como la incertidumbre y la trazabilidad. Adicionalmente se presentan los lineamientos de medición a los que se encuentra sujeto el gas natural en México.

Abstract

In the hydrocarbon industry measurement is very important factor, since it defines the amount of reserves that a country has and it depends on the starting or not of the oil projects.

This thesis aims to show all those parameters which are involved the measurement of natural gas and those not technical concepts that need to be considered from the gas is located in reservoirs until it is transported to the point of sale, additionally show a system of management of measurements and methodology which allows to analyze the implementation and monitoring of the measurement of hydrocarbons.

Chapter 1 defines the natural gas as hydrocarbon, multiple classifications that exist for it, as well as the phase behaviour physical and chemical properties that make it an hydrocarbon and helps defines the way it is obtained and develop on surface.

Chapter 2 it presents various methods on quantifications of gas in and out of the reservoir such as volumetric methods, material balance equations and curves of declination. In addition expose how these methods help to define the amount (quantity) of reserves of natural in the country and the actual situation of reserves in México.

Once the gas is on surface and depending on it characteristics it is necessary to take it to procedures such as phase separation, removal of water and impurities, extraction of liquids, condensate stabilization and compression to comply with the requirements of sale. These processes are set out in Chapter 3.

For defining the volume and natural gas quality use measurer Chapter 4 presents different measures which can be used for this compound and different measure systems which they can be in way from reservoirs to store.

Finally, Chapter 5 bring to pass a system of integrated management of measurement which allows to manage measurement and factors that affect it as uncertainly and traceability. Additionally expose of the guidelines of measurement of natural gas in México.

1. Gas natural

1.1 Definición de gas hidrocarburo

El gas natural es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos en la que su principal componente es el metano (CH₄). Su composición química varía según su procedencia, acostumbra asociarse a otras moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂), el nitrógeno (N₂) o el helio (He) que se extrae cuando se destina a usos industriales y domésticos (**Gas Natural, 2012**).

1.2 Historia del gas natural

Actualmente el gas es una de las fuentes de energía más limpias, seguras y útiles; y es un combustible que abastece de energía a todo el mundo. Aunque es común encontrarlo junto con otros combustibles fósiles y otras fuentes de energía, hay muchas características del gas natural que lo hacen único. El desconocimiento total del gas natural, llevó a civilizaciones enteras a atribuir a este como una manifestación divina. A consecuencia de los relámpagos, se generaban incendios provocados por el gas que se filtraba de la corteza terrestre, dando lugar a fuego que venía desde el subsuelo. Estos incendios dejaban perplejos a las comunidades más cercanas, y es aquí donde tienen origen muchos mitos y supersticiones. Sin embargo, mucho tiempo después, en América y Europa la industria del gas alcanzó su esplendor con las técnicas de transporte con tuberías a grandes distancias.

Uno de los incendios más famosos de este tipo se encontró en la antigua Grecia, en el monte Parnaso, aproximadamente en el año 1000 a.C. Un pastor encontró un fuego naciente de una fisura en una roca. Los griegos, creían que el origen de este fuego era divino y construyeron un templo sobre la llama. Este templo alojaba a una sacerdotisa que anunciaba profecías inspiradas en el fuego (**Speight, 2007**). Este tipo de manifestaciones gasíferas llegaron a predominar en las religiones de la India, Grecia y Persia. Incapaz de explicar de dónde provenía este fuego, el hombre atribuyó su origen a fuentes divinas o súper naturales. El valor energético del gas natural no fue reconocido sino hasta el año 900 a. C en China; siendo los chinos los primeros que perforaron el primer pozo de gas en el 211 a. C. creando tuberías hechas de bambú para transportar el fluido

El gas natural fue descubierto e identificado en América alrededor del año de 1626, cuando los exploradores franceses descubrieron incendios a los alrededores del lago Erie. En Europa el gas natural fue desconocido hasta que se descubrió en Gran Bretaña en 1659, aunque no fue comercializado hasta sino 1790. Cerca de 1785, el gas natural asociado al carbón fue usado para la iluminación pública y doméstica. En 1816, en Estados Unidos, se utilizó el gas natural para iluminar las calles de Baltimore, Maryland, pero este gas era muy poco eficiente y sumamente contaminante. En 1821 en Fredonia, Estado Unidos, los residentes observaron burbujas que salían de un arroyo. William Hart, considerado como el Padre del Gas Natural de América, cavó en ese lugar el primer pozo de gas de Norte América. **(Speight, 1993)** y fue entonces que la industria de gas americana tuvo sus inicios.

Durante el siglo XIX, el gas natural fue usado casi exclusivamente como una fuente de iluminación, y su uso permaneció rezagado debido a la carencia de estructuras de transporte, resultando difícil trasladar grandes cantidades de gas a largas distancias. Hubo un importante cambio en 1890 con la invención de un método para el transporte de gas sin fugas, pero el transporte del gas a consumidores alejados no fue práctico hasta la década de 1920. Fue únicamente después de la Segunda Guerra Mundial, que el uso del gas natural creció rápidamente debido al desarrollo de redes de tuberías y sistemas de almacenamiento **(Speight, 2007)**. La implementación industrial del gas, igualó el desarrollo de la Revolución Industrial y la urbanización. En la **Figura 1.1** se observan las principales zonas productoras de hidrocarburos de nuestro país.

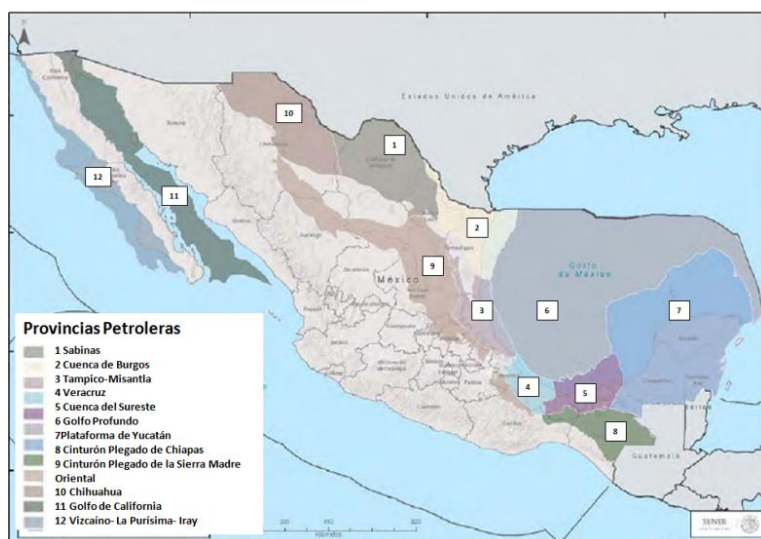


Figura 1.1 Cuencas de México.

(Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019)

1.3 Clasificación de los hidrocarburos

Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar de acuerdo al fluido que almacenan, por su composición, por su diagrama de fases o por el mecanismo de empuje predominante.

1.3.1 Por el tipo de fluido que almacenan

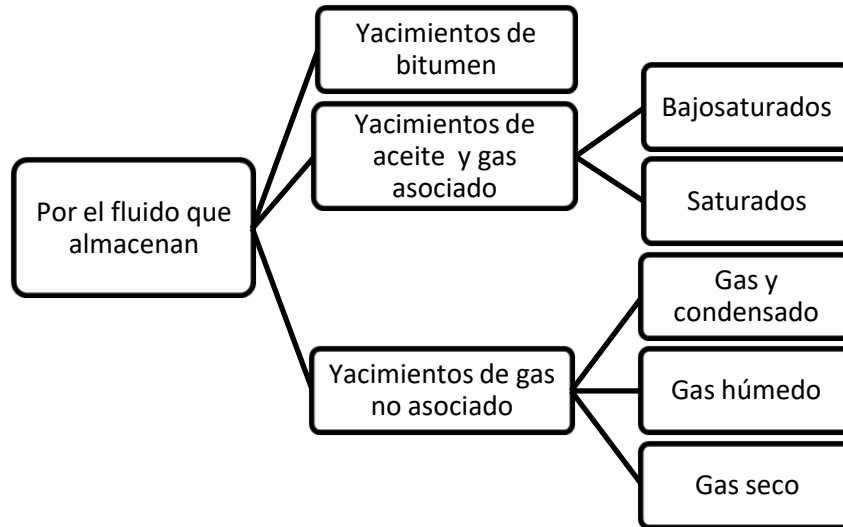


Figura 1.2 Clasificación del gas por el fluido que almacenan. (Clasificación de yacimientos, 2008 Elaboró: Alicia Aguirre)

-Yacimientos de aceite y gas asociado

Son aquellos en el que el gas se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento y dependiendo de la presión inicial (P_i) y de la presión de saturación (P_b) se puede presentar gas asociado libre que también se conoce como casquete. Este gas tiene que ser sometido al proceso de separación gas-petróleo, para poder ser tratado y utilizado (PEMEX, 2008).

-Yacimientos de aceite bajo saturado

En este tipo de yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de saturación ($P_i > P_b$), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite (PEMEX, 2008).

-Yacimientos de aceite saturado

La presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación ($P_i < P_b$), por lo que sólo una parte del gas está disuelto en el aceite y la otra parte se encuentra libre en la parte superior a lo que se conoce como casquete (PEMEX, 2008).

-Yacimientos de gas no asociado

Los hidrocarburos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura. Dependiendo de la composición de la mezcla del gas, se pueden clasificar como: gas seco, gas húmedo y gas y condensado (PEMEX, 2008).

Tabla 1.1 Composición del gas asociado y no asociado. (Gas Natural, UNAM)

Componente	Formula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH ₄	95-98%	60-80%
Etano	C ₂ H ₆	1-3%	10-20%
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1%	5-12%
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5%	2-5%
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-0.5%	1-3%
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8%	0-8%
Nitrógeno	N ₂	0-5%	0-5%
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5%	0-5%
Otros	A, He, Ne, Xe	Trazas	Trazas

1.3.2 Por su composición

En forma general los yacimientos de gas se pueden clasificar con base en la mezcla de hidrocarburos que contienen:

-Gas amargo: Contiene derivados del azufre, principalmente H₂S.

-Gas dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo.

-Gas húmedo: Contiene mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que en los yacimientos de gas seco.

-Gas seco: Está constituido fundamentalmente de metano (85-90%) y etano.

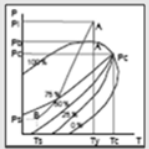
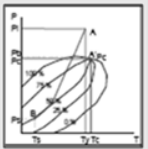
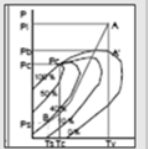
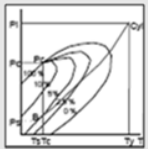
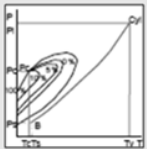
Tabla 1.2 Composición del gas dulce y amargo. (Gas Natural, UNAM)

Denominación	Gas Dulce	Gas Amargo	Gas Dulce	Gas Amargo
Estándar		Seco	Húmedo	Húmedo
Componente	Gas No Asociado		Gas Asociado	
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
H ₂ S	<1%	>1%	<1%	>1%
CO ₂	<2%	>2%	<2%	>2%

1.3.3 Por su diagrama de fase

Los yacimientos pueden clasificarse por su diagrama de fase como lo indica la **Tabla 1.3**:

Tabla 1.3 Características de los gases de acuerdo a su diagrama de fase. (Clasificación de yacimientos, 2008)

Características	Yacimientos de aceite y gas disuelto		Yacimientos de gas		
	Tipo				
Diagrama de fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{Crincondenterma}$	$T_y > \text{Crincondenterma}$	$T_y > \text{Crincondenterma}$
Punto Crítico	P_c a la derecha de la crincondenbara	P_c cercano a la crincondenbara	P_c a la izquierda de la crincondenbara	P_c a la izquierda de la crincondenbara	P_c a la izquierda de la crincondenbara
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$: bajosaturado (1 fase) Si $P < P_b @ T_y$: saturado (2fases)	Si $P > P_b @ T_y$: bajosaturado (1 fase) Si $P > P_b @ T_y$: saturado (2fases)	Si $P > P_r @ T_y$: bajosaturado (1 fase) Si $P > P_r @ T_y$: saturado (2fases)	P_y nunca entra a la región de 2 fases en el yacimiento siempre esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de 2 fases en el yacimiento siempre esta en estado gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegada a la línea de puntos de rocío	Mas separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Mas pegadas a la línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	Fenómenos Retrógrados				
Producción en superficie	Dentro región de 2 fases	Dentro región de 2 fases	Dentro región de 2 fases	Dentro región de 2 fases	Fuera región de 2 fases
Composición mezcla original	(C_7^+) > 30.5%	(C_7^+) de 11 a 30.5%	$(C_7^+) < 11\%$	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi puros componentes ligeros.
RGA (m ³ /m ³)	<200	200-1000	500-1000	10,000-20,000	<20,000
Densidad (API)	<35	35-45	41-57	45-57	>57
Color	Oscuro	Ligeramente oscuro	Ligeramente coloreado	Casi transparente	Transparente

1.3.4 Por su mecanismo de empuje

Los yacimientos pueden clasificarse por su mecanismo de empuje de la siguiente manera (Tabla 1.4):

Tabla 1.4 Clasificación de los yacimientos por su mecanismo de empuje. (Datos de escrutinio para procesos de recuperación primaria, CNH, 2012).

Mecanismo	Presión del yacimiento.	RGA	Producción de agua	Eficiencia
Expansión Roca-Fluido	Declina rápido y continuamente.	Permanece baja y constante.	Ninguna(excepto en yacimientos con alta Sw)	1-10%
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente.	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente.	Ninguna(excepto en yacimientos con alta Sw)	5-35%
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente.	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas.	Ausente o insignificante.	20-40%
Empuje de agua	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua.	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80%
Segregación gravitacional.	Declina rápido y continuamente.	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas.	Ausente o insignificante.	40-80%

1.4 Comportamiento de fase

El cambio que existe entre las fases se llama comportamiento de fase, y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases. En el estudio de comportamiento de fase se incluyen el manejo de tres variables: presión, volumen y temperatura (Parra, 2014).

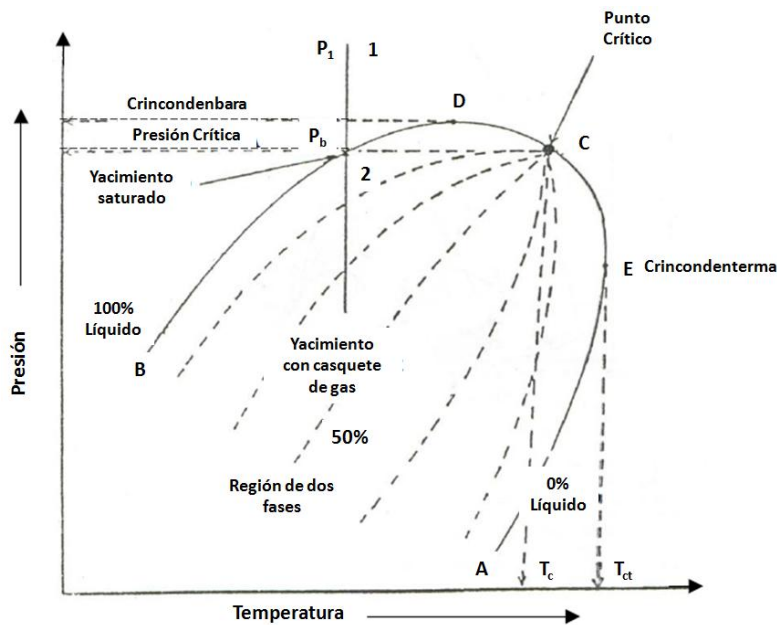


Figura 1.3 Diagrama presión-temperatura para una mezcla de gas común. (Clasificación de los yacimientos petroleros por el tipo de fluidos, Dr. Jorge Arévalo Villagrán, 2013)

Identificar y definir los puntos clave en un diagrama de fase permite la correcta comprensión del comportamiento de fase, a partir de la **Figura 1.3** se pueden observar los siguientes elementos:

-Curva de puntos de burbuja: Se define como la línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases (vapor-líquido) (**Arévalo, 2013**)

-Curva de puntos de rocío: Se define como la línea que separa la región de la fase de vapor de la región de dos fases (vapor-líquido) (**Arévalo, 2013**)

-Punto crítico: Se refiere como el estado a determinada presión y temperatura en la cual todas las propiedades intensivas de las fases líquido y vapor son idénticas. En el *punto crítico*, la correspondiente presión y temperatura se denominan presión crítica, P_c y temperatura crítica, T_c , de la mezcla (**Arévalo, 2013**)

-Cricondenterma T_{ct} : Se define como la temperatura máxima por arriba de la cual la fase líquida no se puede formar independientemente de la presión del sistema (**Arévalo, 2013**)

-Cricondenbara P_{cb} : Es la presión máxima por arriba de la cual la fase de vapor (gas) no se puede formar independientemente de la temperatura del sistema (**Arévalo, 2013**)

-Líneas de calidad: Proporcionan las condiciones de presión y temperatura para volúmenes equivalentes de líquidos. Todas las líneas de calidad convergen en el punto crítico (**Arévalo, 2013**)

Los yacimientos de gas pueden clasificarse por su comportamiento de fase en tres tipos: gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

1.4.1 Yacimientos de gas y condensado

En un diagrama de fase de un gas y condensado el punto crítico se encuentra en la parte baja hacia la izquierda de la envolvente, debido a una cantidad menor de hidrocarburos pesados en forma gaseosa, además; la cricondenterma se encuentra por encima de la temperatura de yacimiento y esta última a su vez se encuentra por arriba de la temperatura crítica. La **Figura 1.4** muestra el diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado (**Martínez y Valdez, 2011**).

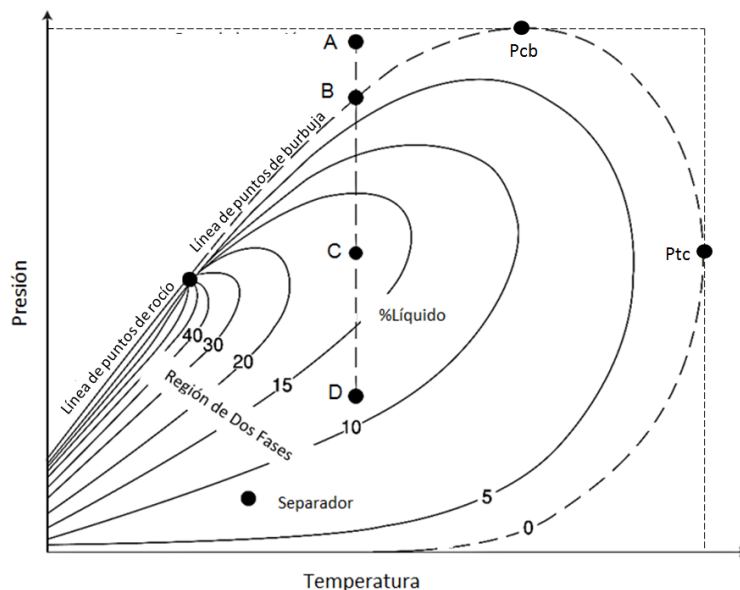


Figura 1.4 Diagrama de fase de un gas y condensado.

(Clasificación de los yacimientos petroleros por el tipo de fluidos, Dr. Jorge Arévalo Villagrán, 2013)

Características de un gas y condensado.

- La temperatura de yacimiento se encuentra entre la cricondenterma y la temperatura crítica
- El punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenterma
- Si $P > P_b$ @ temperatura de yacimiento el yacimiento es bajo saturado (1 fase) y si $P < P_b$ @ temperatura de yacimiento el yacimiento es saturado (2 fases)
- Las curvas de calidad tienden a pegarse hacia la línea de puntos de burbuja
- Se presenta el fenómeno de condensación retrógrada
- La RGA se encuentra entre los 500 y 15,000 [m^3/m^3]
- La densidad del líquido se encuentra entre 0.75 y 0.80 [g/cm^3]

1.4.2 Yacimientos de gas húmedo

Un gas húmedo existe únicamente como gas en el yacimiento. En teoría la caída de presión es isotérmica, lo que provoca que no se forme líquido a las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento, sin embargo se ha determinado que en algunos yacimientos, sí se forma una cierta cantidad de líquidos a dichas condiciones, por lo que durante la trayectoria de la caída de presión sí entra en la envolvente de fase. La **Figura 1.5** muestra la envolvente de fase de un yacimiento de gas húmedo (**Martínez y Valdez, 2011**).

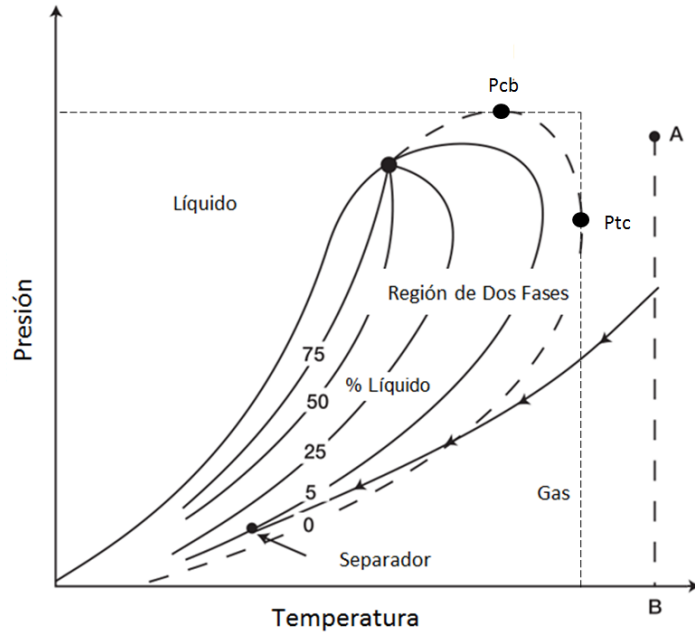


Figura 1.5 Diagrama de fase de un gas húmedo.
(Clasificación de los yacimientos petroleros por el tipo de fluidos, Dr. Jorge Arévalo Villagrán, 2013)

Características de un gas húmedo.

- La temperatura de yacimiento es mayor que la cricondenterma
- Punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenterma
- La presión de yacimiento nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento la mezcla siempre se encuentra en estado gaseoso
- Las curvas de calidad tienden a pegarse hacia la línea de puntos de burbuja
- La RGA se encuentra entre los 10,000 y 20,000 [m³/m³]
- La densidad del líquido se encuentra entre 0.75 y 0.80 [g/cm³]

1.4.3 Yacimientos de gas seco

Esta formado principalmente por metano con algunos componentes intermedios. A condiciones de presión y temperatura del yacimiento sólo se encuentra presente en la fase gas. De igual manera, a las condiciones de separación en la superficie, teóricamente sólo se obtiene gas. Esto implica que durante la producción desde condiciones de yacimiento hasta condiciones de superficie no cruza la envolvente de fases. Por lo tanto, no se forma líquido (condensado). La **Figura 1.6** muestra la envolvente de fase de un yacimiento de gas seco (**Martínez y Valdez, 2011**).

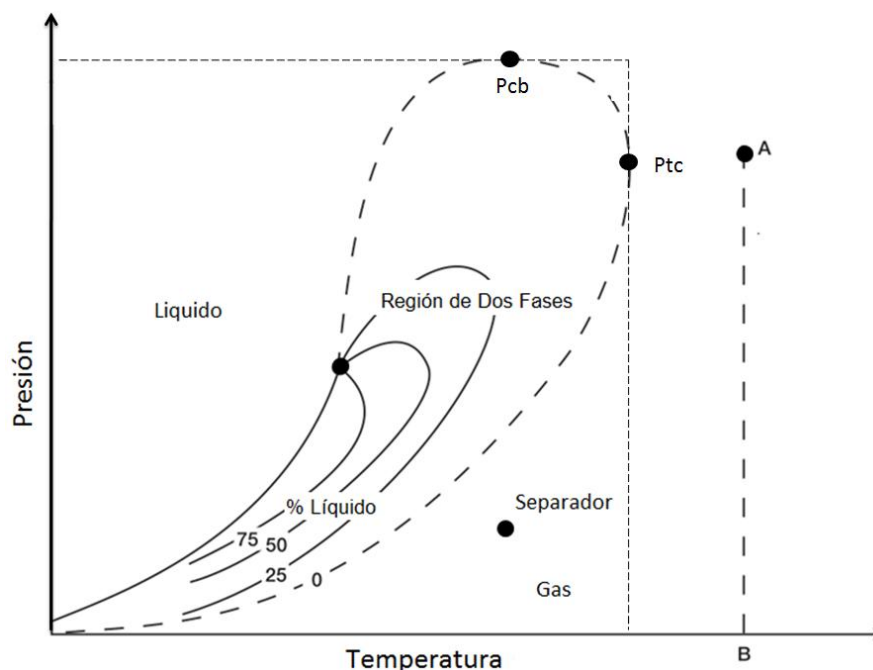


Figura 1.6 Diagrama de fase de un gas seco.
(Clasificación de los yacimientos petroleros por el tipo de fluidos, Dr. Jorge Arévalo Villagrán, 2013)

Características del gas seco

- La temperatura de yacimiento es mayor que la cricondenterma
- Punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenterma
- La presión de yacimiento nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento la mezcla siempre se encuentra en estado gaseoso
- Las curvas de calidad tienden a pegarse hacia la línea de puntos de burbuja
- Contiene fundamentalmente elementos ligeros ($\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{C}_3\text{H}_8$) en la mezcla original

1.5 Propiedades fisicoquímicas del gas natural

El conocimiento de las relaciones presión-volumen-temperatura (PVT) y otras propiedades físicas y químicas de los gases es esencial para la resolución de problemas en ingeniería de yacimientos de gas natural. Estas propiedades incluyen:

- Peso molecular aparente, MM_a
- Peso específico, γ_g
- Factor de compresibilidad, z
- Densidad, ρ_g

- Volumen específico, v
- Coeficiente de compresibilidad del gas isotérmica, C_g
- Factor de Formación de volumen del gas, B_g
- Relación gas-aceite disuelto, RGA
- Factor de expansión de gas, E_g
- Viscosidad, μ_g
- Capacidad Calorífica, BTU

Las propiedades del gas pueden ser obtenidas a partir de mediciones de laboratorio o a de expresiones matemáticas generalizadas. A continuación se revisarán las leyes que describen el comportamiento de los gases en términos de presión y temperatura así como las correlaciones matemáticas utilizadas en la determinación de las propiedades físicas de los gases naturales.

1.5.1 Comportamiento de gases ideales

La teoría cinética de los gases establece que un gas está formado por una gran cantidad de partículas llamadas moléculas. Un gas ideal presenta las siguientes propiedades:

1. El volumen ocupado por las moléculas es insignificante en comparación con el volumen total ocupado por el gas.
2. Las fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas y las paredes del contenedor que ocupa el gas son despreciables.
3. Los choques entre las moléculas son elásticos (no existe pérdida de energía interna).

1.5.2 Ley de Boyle

Establece que a temperatura constante, el volumen de un gas es inversamente proporcional a la presión para una masa de gas definida (**ecuación 1.1**).

$$V = \frac{1}{P} \dots \dots \dots (1.1)$$

1.5.3 Ley de Charles

Establece que a presión constante, el volumen de un gas es directamente proporcional a la temperatura para una masa de gas definida (**ecuación 1.2**).

$$\frac{V}{T} = \text{cte} \dots \dots \dots (1.2)$$

1.5.4 Número de Avogadro

Establece que bajo las mismas condiciones de P y T, el peso molecular de cualquier gas ocupa el mismo volumen que el peso molecular de cualquier otro gas. Por lo tanto, se tienen 6.02×10^{23} moléculas por libra de gas.

1.5.5 Ley del gas ideal

Basado en la teoría cinética de los gases, la ecuación de estado, se puede derivar para expresar la relación existente entre la presión P, el volumen V, y la temperatura T para una determinada cantidad de moles de gas n. Esta relación de los gases perfectos se llama la ley del gas ideal y se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$PV = nRT \dots \dots \dots (1.3)$$

Donde P es la presión absoluta en psia, V el volumen en ft^3 , T la temperatura absoluta en R, n el número de moles de gas en lb y R la constante universal de los gases, $10.730 \text{psia ft}^3/\text{mol R}$.

El número de moles de gas se define como la masa del gas (m) dividido por la masa molecular (MM), ó:

$$n = \frac{m}{MM} \dots \dots \dots (1.4)$$

Combinando las **ecuaciones 1.3 y 1.4** tenemos:

$$PV = \left(\frac{m}{MM}\right) RT \dots\dots\dots (1.5)$$

Puesto que la densidad se define como la masa por unidad de volumen de la sustancia, la **ecuación 1.5** se puede reorganizar para estimar la densidad del gas a cualquier presión y temperatura:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{PMM}{RT} \dots\dots\dots (1.6)$$

1.5.6 Fracción molar, n

La fracción molar es la cantidad de un componente dado (i) que se encuentra contenido en una mezcla de gases. La fracción molar de un componente en una mezcla se obtiene dividiendo moles de un componente (j) entre el número total de moles de todos los componentes en esa mezcla. Luego, para un sistema con n componentes, la fracción molar es:

$$y_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^{n_c} n_j} \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde y_i es la fracción molar del componente i , n_i es el número de libras-mol del componente i y n es el número de componentes en la mezcla de gases.

1.5.7 Peso molecular aparente, MM_a

Una de las principales propiedades de interés para los ingenieros es el peso molecular aparente. Si y_i representa la fracción mol del componente n de una mezcla de gases, el peso molecular aparente se define matemáticamente por la siguiente expresión (**ecuación 1.8**):

$$MM_a = \sum_{j=1}^{j=n} y_j M_j \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde MM_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gases (lbm/mol), M_j es el peso molecular del componente j de la mezcla de gas (lbm/mol), y_j es la fracción mol de la fase de gas del componente j (adimensional).

En la **Tabla 1.5** se muestran algunas propiedades de los compuestos que se encuentran comúnmente en los yacimientos de gas.

Tabla 1.5 Constantes físicas de los componentes puros. (McCain William D. Jr.: The Properties of Petroleum Fluids, 2a. ed., Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1990)

Componente	Fórmula	Peso Molecular [g/mol] [lb/mol]	Constantes críticas			
			P_c [psia] [kPa]	T_c [k]	V_c [ft ³ /lb] [m ³ /kg]	Z_c [a dimensional]
Metano	CH ₄	16.043	667.8[4,604]	343	0.0999 [0.0062]	0.28884
Etano	C ₂ H ₆	30.070	707.8[4,880]	549.8	0.0788 [0.00492]	0.2843
Propano	C ₃ H ₈	44.097	616.3[4,249]	665.7	0.0737 [0.0046]	0.2804
n-butano	C ₄ H ₁₀	58.124	550.7[3,797]	765.3	0.0702 [0.00438]	0.2736
i-butano	C ₄ H ₁₀	58.124	529.1[3,648]	734.7	0.0724 [0.00452]	0.2824
n-pentano	C ₅ H ₁₂	72.151	488.6[3,369]	845.4	0.0675 [0.00422]	0.2623
i-pentano	C ₅ H ₁₂	72.151	490.4[3,381]	828.8	0.0679 [0.00424]	0.2701
n-pentano	C ₅ H ₁₂	72.151	464.0[3,199]	781.11	0.0674 [0.00421]	0.2537
n-hexano	C ₆ H ₁₄	86.178	436.9[3,012]	913.4	0.0688 [0.0043]	0.2643
n-heptano	C ₇ H ₁₆	100.205	396.8[2,736]	972.5	0.0691 [0.00432]	0.2633
n-octano	C ₈ H ₁₈	114.232	360.2[2,486]	1023.9	0.0690 [0.0043]	0.2587
n-nonano	C ₉ H ₂₀	128.30	332.0[2,289]	1070.3	0.0684 [0.00427]	0.2536
n-decano	C ₁₀ H ₂₂	142.30	304.2[2,096]	1111.8	0.0679 [0.00424]	0.2462
Etileno	C ₂ H ₄	28.054	729.8[5,032]	508.6	0.0737 [0.0046]	0.2765
Propileno	C ₃ H ₆	42.081	699.4[4,613]	656.9	0.0689 [0.0043]	0.2752
Acetileno	C ₂ H ₂	26.038	890.4[6,139]	555.3	0.0695 [0.00434]	0.2704
Dióxido de carbono	CO ₂	44.010	1071[7,382]	547.6	0.0342 [0.00214]	0.2742
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	34.076	1306[9,005]	672.4	0.0459 [0.00287]	0.2831
Dióxido de azufre	SO ₂	64.059	1145[7,894]	775.5	0.0306 [0.00191]	0.2697
Nitrógeno	N ₂	28.013	493.0[3,399]	227.3	0.0514 [0.00321]	0.2916
Agua	H ₂ O	18.015	3208[22,105]	11650	0.0500 [0.00312]	0.2350

1.5.8 Gravedad específica del gas, γ_g

La gravedad específica del gas se define como:

$$\gamma_g = \frac{M}{MM_{\text{aire}}} \dots \dots \dots (1.9)$$

Donde MM_{aire} es el peso molecular del aire.

Para una mezcla de gas podemos calcular el peso molecular como:

$$M = \sum_{i=1}^n y_i M_i \dots \dots \dots (1.10)$$

Donde M_i es el peso molecular del componente i , y_i la fracción mol del componente i , y n es el número total de componentes.

1.5.9 Factor de compresibilidad de los gases reales, z

Los gases reales se comportan de manera diferente que los gases ideales. La razón de esto es que la ley de los gases ideales se deriva bajo el supuesto de que el volumen de las moléculas es insignificante y que no existe ninguna atracción molecular o repulsión entre ellos. Este no es el caso de los gases reales.

La relación entre el volumen real y el volumen ideal es una medida de la cantidad que el gas se desvía de un comportamiento perfecto, y se le denomina *factor de compresibilidad*. También se conoce como factor de desviación del gas y se le da el símbolo z .

Con el fin de expresar una relación más exacta entre las variables P , V , y T , el factor de compresibilidad del gas se introduce en la **ecuación 1.3** para expresar el comportamiento de los gases reales. La ecuación tiene la siguiente forma:

$$PV = znRT \dots \dots \dots (1.11)$$

El factor de desviación del gas z , está cercano a 1 a bajas presiones y altas temperaturas, lo que significa que el gas se comporta de forma ideal a estas condiciones. En condiciones normales (estándar) el valor de éste siempre se aproxima a 1.

La teoría de los estados correspondientes indica que todos los gases poseen el mismo factor de compresibilidad a condiciones iguales de temperatura y presión reducidas. Estas se definen como:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \dots \dots \dots (1.12)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \dots \dots \dots (1.13)$$

Donde P_r y T_r son la presión y temperatura reducidas, P_c y T_c son la presión y temperatura críticas.

Las propiedades pseudoreducidas son usadas con el fin de relacionar todos los componentes del gas. Los valores de P_c y T_c pueden ser estimados con las siguientes ecuaciones si la composición del gas y sus propiedades individuales se conocen.

$$P_c = \sum_{i=1}^n P_{ci} Y_i \dots \dots \dots (1.14)$$

$$T_c = \sum_{i=1}^n T_{ci} Y_i \dots \dots \dots (1.15)$$

Donde P_{ci} y T_{ci} son la presión y temperatura críticas de componente i , y y_i es la fracción mol del componente i .

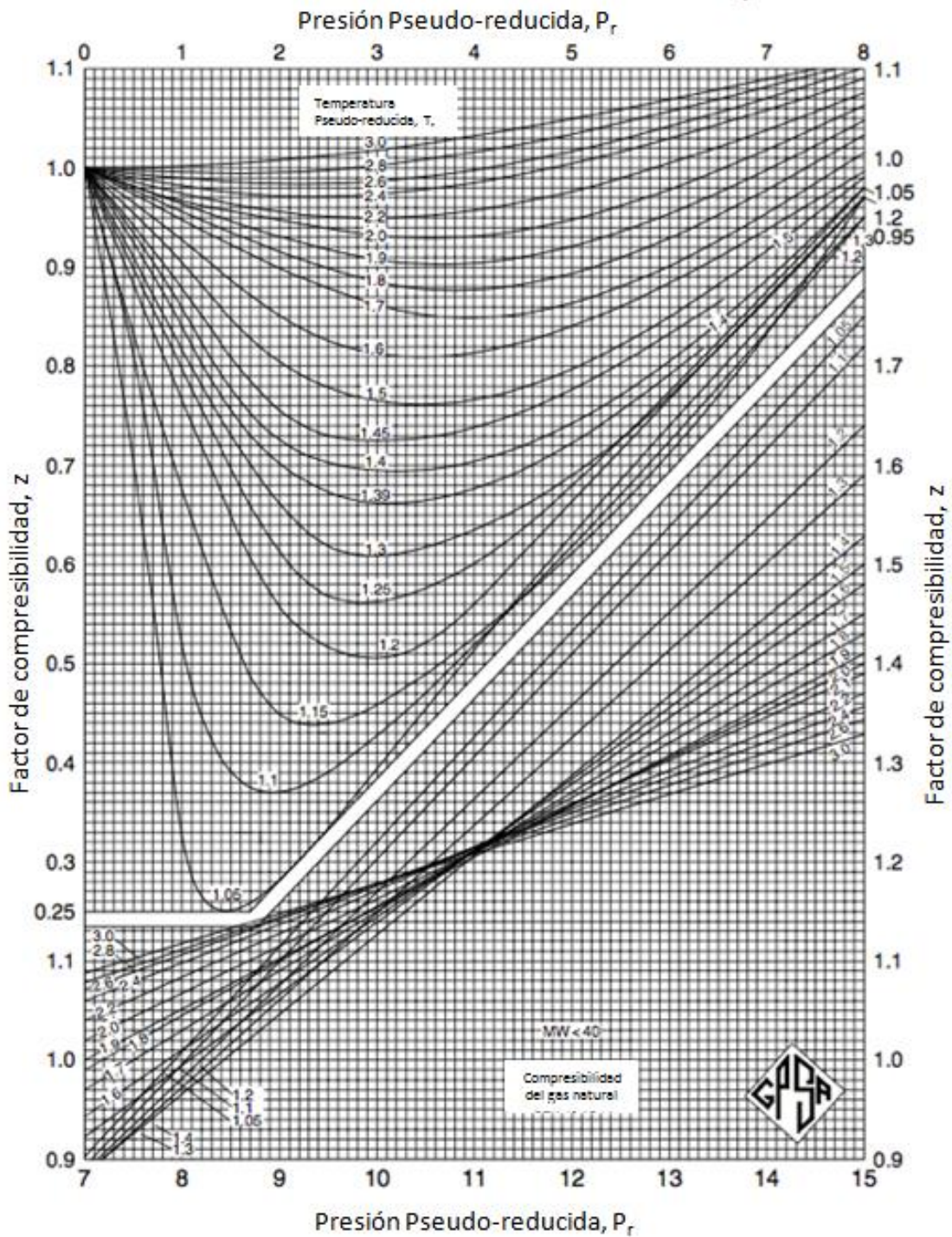
Los valores de la presión y temperatura críticas se pueden estimar a partir de su gravedad específica, si la composición del gas y las propiedades críticas de los componentes no se conocen, mediante las siguientes expresiones (**ecuaciones 1.16 y 1.17**):

$$P_{PC} = 756.8 - 131.07\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \dots \dots \dots (1.16)$$

$$T_{PC} = 169.2 + 349.5 - 74.0\gamma_g^2 \dots \dots \dots (1.17)$$

Estas ecuaciones son válidas para rangos de gravedades específicas $0.57 < \gamma_g < 1.68$.

El método más utilizado para estimar el valor de z es la **gráfica 1.1** obtenida por Standing y Katz (1942). El gráfico cubre el rango de presiones reducidas de 0 a 15 y de temperaturas reducidas de 1.05 a 3.



Gráfica 1.1 Compresibilidad de los gases como una función de la presión y temperatura reducidas. (Standing y Katz,1942)

1.5.10 Factor de volumen de formación del gas, B_g

Se define como la relación de volumen de un mol de gas a una presión y temperatura dada para el volumen de un mol de gas a condiciones estándar. Usando la ley del gas real y suponiendo $z=1$, la ecuación para el factor de volumen de formación se puede escribir como:

$$B_g = \frac{V_R}{V_S} = \frac{znRT}{P} \frac{P_S}{nz_sRT_s} = \frac{P_S zT}{T_s P} \dots \dots \dots (1.18)$$

Cuando $P_s= 1 \text{ atm}$ y $T_s=60 \text{ F}$ la **ecuación 1.18** puede escribirse como:

$$B_g = 0.0282 \frac{zT}{P} \dots \dots \dots (1.19)$$

1.5.11 Densidad del gas, ρ_g

Se define como la masa por unidad de volumen y puede ser calculada y derivada de la ecuación de gas real:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{PMM}{zRT} \dots \dots \dots (1.20)$$

1.5.12 Compresibilidad isotérmica del gas, C_g

Se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_g = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots (1.21)$$

Donde V y P son el volumen y la presión respectivamente, T es la temperatura absoluta. Para un gas no ideal, la compresibilidad se define como:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots (1.22)$$

1.5.13 Viscosidad del gas, μ_g

La viscosidad del gas es inferior que la del aceite o el agua. Esto hace que el gas tenga mayor movilidad en el yacimiento. La viscosidad de una mezcla de gas a presión atmosférica y temperatura de yacimiento pueden determinarse a partir de la composición del gas a través de la siguiente expresión:

$$\mu_{\text{gas}} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i M_i \sqrt{M_{gi}}}{\sum_{i=1}^n Y_i \sqrt{M_{gi}}} \dots \dots \dots (1.23)$$

Donde μ_{gas} es la viscosidad de la mezcla de gas a la temperatura deseada y presión atmosférica, y_i es la fracción mol del componente i-ésimo, M_{gi} es el peso molecular del i-ésimo componente del gas y n es el número de componentes en la mezcla del gas.

1.5.14 Relación gas-aceite disuelto, RGA

La **RGA** es la relación del gas producido entre el aceite producido a condiciones estandar.

1.5.15 Relación de solubilidad, Rs

La **Rs** es la relación entre el volumen de gas disuelto en el aceite a una presión y temperatura dada y el volumen de aceite en el cual esta disuelto a condiciones de tanque

1.5.16 Relación Gas Condensado, CGR

El **CGR** es la relación entre condensado producido y el gas producido a condiciones estandar

1.5.17 Capacidad calorífica del gas, BTU

La cantidad de energía producida por la combustión de un volumen de gas natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (BTU). Un BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. El potencial de energía del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el valor BTU. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el valor BTU, cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su valor en BTU.

2. Cálculo de reservas de gas natural

2.1 Conceptos fundamentales

Para el entendimiento del capítulo es necesario definir algunos conceptos:

-Reserva: se definen como el volumen de hidrocarburos, calculado a condiciones atmosféricas por métodos geológicos y de ingeniería, que se estima serán recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación (**SPE-PRMS, 2009**).

-Producción: Es aquella cantidad acumulada de hidrocarburos que ha sido recuperada a una fecha dada (**Análisis de la información de las reservas, 2012**).

-Recursos contingentes: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias (**SPE-PRMS, 2009**).

-Recursos prospectivos: Son esas cantidades de hidrocarburos estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo (**SPE-PRMS, 2009**).

-Recursos no recuperables: Es aquella porción de hidrocarburo descubierto o no descubierto inicialmente *in-situ* que se estima, a una fecha dada, no ser recuperable con proyectos futuros de desarrollo (**SPE-PRMS, 2009**).

-Reservas probadas (P1): Son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo definidas. En términos probabilísticos, debe existir al menos un 90% de probabilidad de recuperar el volumen declarado o un volumen superior. (**Análisis de la información de las reservas, 2012**).

-Reservas probables (P2): Son aquellas reservas adicionales que se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas con las reservas probadas. En términos probabilísticos debe existir al menos un 50% de probabilidades de recuperar el volumen declarado o un volumen superior (**Análisis de la información de las reservas, 2012**).

-Reservas posibles (P3): son aquellas reservas adicionales que se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. En términos probabilísticos, debe existir al menos un 10% de probabilidad de ser extraídos (**Análisis de la información de las reservas, 2012**)

Por lo anterior, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se conforman de la siguiente manera (**Análisis de la información de las reservas, 2012**):

- La reserva 1P es igual a la reserva probada (P1).
- La reserva 2P es igual a la suma de la reserva probada más la reserva probable (P1+P2).
- La reserva 3P es igual a la suma de la reserva probada más la reserva probable más la reserva posible (P1+P2+P3).

2.2 Cálculo de las reservas de hidrocarburos

En la actualidad, existen diversos métodos para cuantificar las reservas de hidrocarburos contenidas en un yacimiento. Entre los métodos más comunes se encuentran:

- Métodos volumétricos
- Ecuación de balance de materia
- Métodos por declinación
- Simulación Numérica
- Métodos Probabilísticos

2.3 Métodos volumétricos

Cuando se encuentra un yacimiento nuevo y no se posee gran información del mismo, los métodos volumétricos son de gran ayuda ya que la cantidad de datos requeridos para realizar el cálculo de la reserva de hidrocarburos contenida dentro de dicho yacimiento es relativamente poca, sin embargo, el método, posteriormente tiene que ser complementado con la mayor cantidad de datos obtenidos durante el desarrollo del campo.

Los cálculos de reservas mediante métodos volumétricos se conocen como:

- Método de cimbras y bases
- Método de isopacas

2.3.1 Método de cimas y bases

La parte central para este método son los planos de cimas y bases de la formación, determinados mediante los registros geofísicos realizados previamente, además de los pozos asociados con el yacimiento en estudio, en caso de que se tengan.

En el plano de localización de los pozos, se anota la profundidad de la cima y la base de la formación para determinar el área delimitada por los perfiles de cimas y bases; con ésta área se obtiene el valor del volumen de la roca, que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de éstos a condiciones de yacimiento (Rosales, 2009).

$$V_{HC} = V_r F_c \bar{\phi} (1 - \bar{S}_w) @ c.y..... (2.1)$$

Donde V_{HC} es el volumen original de hidrocarburos, V_r es el volumen de la roca, F_c es el factor de compacidad, $\bar{\phi}$ es la porosidad media y $(1 - \bar{S}_w)$ es la saturación media de hidrocarburos.

2.3.2 Método de isopacas

Tiene como base un mapa con curvas de igual espesor de formación, del que se obtiene el volumen neto de roca. Este volumen se multiplica por la porosidad media y por la saturación media de hidrocarburos para obtener el volumen original de éstos a condiciones de yacimiento (Rosales, 2009).

$$V_{HC} = V_r \bar{\phi} \bar{S}_{HC} @ c.y..... (2.2)$$

Donde V_{HC} es el volumen original de hidrocarburos, V_r es el volumen de la roca, $\bar{\phi}$ es la porosidad media y \bar{S}_{HC} es la saturación media.

Si bien los métodos anteriores permiten la obtención del volumen total de hidrocarburos contenidos en un yacimiento, es de vital importancia destacar que son aplicables a cualquier tipo de yacimiento; sin embargo, para yacimientos de gas existen ciertas diferencias que deben ser tomadas en cuenta para un análisis más aproximado a la realidad, denominados como:

- Yacimientos volumétricos de gas seco
- Yacimientos de gas seco con entrada de agua
- Yacimientos volumétricos de gas y condensado y gas húmedo

2.3.3 Yacimientos de gas seco

Un yacimiento volumétrico es completamente cerrado por la baja o nula permeabilidad en sus fronteras y no recibe una presión externa como la invasión de un acuífero activo. Además, se supone que la expansión de la roca y el agua congénita son despreciables, entonces la fuente primaria de energía es la expansión del mismo gas en producción y del abatimiento de presión subsecuente.

Según la ley general de los gases reales, el volumen de gas a condiciones de yacimiento esta dado por la **ecuación 2.3**:

$$V_{gi} = \frac{z_i nRT}{P_i} \dots \dots \dots (2.3)$$

De manera similar, el volumen de gas a condiciones estándar esta dado por la **ecuación 2.4**:

$$V_{cs} = G = \frac{z_{cs} nRT_{cs}}{P_{sc}} \dots \dots \dots (2.4)$$

Asumiendo que el número de moles permanece constante y el valor de R es siempre es el mismo, podemos saber que el volumen inicial de gas a condiciones estándar es:

$$G = \frac{P_i V_{gi}}{z_i T_i} \frac{z_{cs} T_{cs}}{P_{cs}} \dots \dots \dots (2.5)$$

Suponiendo que el volumen poroso ocupado por el gas es constante durante la vida productiva del yacimiento, tenemos que:

$$V_{gi} = 43.56Ah\phi(1 - S_{wi}) \dots \dots \dots (2.6)$$

Sustituyendo la **ecuación 2.6** en la **ecuación 2.5**, obtenemos:

$$G = 43.56Ah\phi(1 - S_{wi}) \frac{P_i}{z_i T_i} \frac{z_{sc} T_{cs}}{P_{cs}} \dots \dots \dots (2.7)$$

O bien:

$$G = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots \dots \dots (2.8)$$

La reserva de gas o la producción total de gas acumulado, G_p , se puede estimar durante la vida del yacimiento como la diferencia entre el volumen original del yacimiento, G , y el volumen de yacimiento a las condiciones de abandono, G_a :

$$G_p = \frac{7758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}}\right) \dots \dots \dots (2.9)$$

Finalmente el factor de recuperación del gas es:

$$F = 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \dots \dots \dots (2.10)$$

2.3.4 Yacimientos de gas seco con entrada de agua

Muchos de los yacimientos de gas seco no están completamente aislados de su entorno teniendo una entrada de agua asociada a un acuífero activo. La invasión de agua ocurre cuando la presión del yacimiento va disminuyendo a través de la producción del yacimiento. En este tipo de casos es posible calcular la reserva de gas mediante un ajuste a la ecuación obtenida anteriormente de yacimientos de gas seco.

Bajo las condiciones mencionadas, se puede considerar el volumen inicial de gas y el volumen de gas remanente más el volumen de agua que ha entrado en el yacimiento. A partir de la **ecuación 2.9**, la expresión para la producción de gas acumulado en términos de la saturación inicial y final queda como:

$$G_p = 43560Ah\phi \left(\frac{(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{(1 - S_{wa})}{B_{ga}} \right) \dots \dots \dots (2.11)$$

Finalmente determinar el factor de recuperación es posible mediante la **ecuación 2.12**.

$$F = 1 - \frac{B_{gi}(1 - S_{wa})}{B_{ga}(1 - S_{wi})} \dots \dots \dots (2.12)$$

Las dos ecuaciones anteriores, suponen que la eficiencia de barrido volumétrico para el gas el del 100%. Sin embargo, debido a las heterogeneidades y discontinuidades del yacimiento, la invasión de agua no barre algunas partes del yacimiento eficientemente, resultando en volúmenes con altas saturaciones residuales de gas y con presiones de abandono mayores que en un yacimiento volumétrico. Para tomar en cuenta esas partes no barridas del yacimiento, se introduce una eficiencia de barrido volumétrica, E_v , en la ecuación volumétrica. Quedando de la siguiente forma:

$$G_p = G - [E_v G_a - (1 - E_v) G_T] \dots \dots \dots (2.13)$$

Donde G_T representa el volumen de gas atrapado por la invasión de agua.

El volumen producido de gas es igual al volumen original menos el volumen de gas al momento del abandono:

$$G_p = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{1 - S_{wa}}{1 - S_{wi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \right] \dots \dots \dots (2.14)$$

Y el factor de recuperación:

$$F = 1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{1 - S_{wa}}{1 - S_{wi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \dots \dots \dots (2.15)$$

2.3.5 Yacimientos de gas y condensado y gas húmedo

Para los yacimientos de gas húmedo, el gas inicial total en sitio, G_T , el cual incluye el gas equivalente al hidrocarburo líquido, está dado por (**ecuación 2.16**):

$$G_T = \frac{7.758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots \dots \dots (2.16)$$

Debido a la condensación en superficie, las propiedades de gas en superficie son distintas a las propiedades en el yacimiento. La **ecuación. 2.16** requiere conocimiento de las propiedades del gas a condiciones de yacimiento.

En el caso de yacimientos de gas y condensado, debido a la condensación, parte del gas a condiciones de yacimiento es producido como líquido en superficie. La fracción del volumen total inicial de gas in-situ que será producido en fase gaseosa en superficie, f_g , es:

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132000\gamma_0}{M_0}} \dots \dots \dots (2.17)$$

Donde R_t incluye la producción en todos los separadores y el tanque de almacenamiento tanto de gas como de condensados, γ_0 Gravedad específica del condensado y M_0 el peso molecular de líquido a condiciones de tanque de almacenamiento.

La fracción total de gas original en el sitio, G_T , que se produce en fase gaseosa en superficie es:

$$G = f_g G_T \dots \dots \dots (2.18)$$

Y el volumen de condensado in- situ es:

$$N = \frac{G}{R_t} \dots \dots \dots (2.19)$$

Nótese que este procedimiento de cálculo es aplicable para yacimiento de gas y condensado únicamente cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de rocío original. Debido a la composición de estos yacimientos, la formación de líquidos no solo se hará presente en superficie y pozo sino también en el yacimiento.

2.4 Ecuación de balance de materia

Los métodos de balance de materia proveen una alternativa simple, pero efectiva, a los métodos volumétricos para estimar no sólo el volumen original de gas en yacimiento sino también las reservas en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento. Una ecuación de balance de materia es simplemente un postulado del principio de conservación de masa. Así:

$$\begin{aligned} &[\text{masa de hidrocarburos original}] - [\text{masa de hidrocarburos producida}] \\ &= [\text{masa de hidrocarburos remanente.}] \end{aligned}$$

Los métodos de balance de materia son desarrollados en términos de la acumulación de fluidos producidos y cambios en la presión del yacimiento y por consiguiente requiere exactitud en la medición de los datos. La ventaja del balance de materia es que estima únicamente los volúmenes de gas que están en comunicación con la presión y que pueden ser recuperados por los pozos productores. Contrario a las estimaciones volumétricas que se basan en el volumen total de gas en el yacimiento, parte del cual no es recuperable por pozos existentes por las discontinuidades y heterogeneidades del yacimiento.

Una ventaja más de los métodos de balance de materia es que, si existe historia de producción y presión, la aplicación de estos métodos puede proporcionar una mayor certidumbre en el mecanismo de empuje predominante del yacimiento, mientras que el correcto uso de los métodos volumétricos requiere el conocimiento del recurso de origen de la energía.

Una vez que el mecanismo predominante de empuje ha sido identificado, es posible realizar los gráficos de las funciones de balance de materia para estimar el volumen de gas original del yacimiento.

Este método es utilizado para:

- Yacimientos volumétricos de gas seco
- Yacimientos de gas seco con entrada de agua
- Yacimientos volumétricos de gas y condensado

2.4.1 Yacimientos de gas seco

Suponiendo un volumen de gas constante en el yacimiento a lo largo de su vida productiva, se puede deducir una ecuación de balance de materia al igualar el volumen del yacimiento ocupado por el gas a condiciones iniciales con el volumen ocupado por el gas cuando ya se ha tenido alguna caída de presión en el yacimiento asociada a la producción de gas.

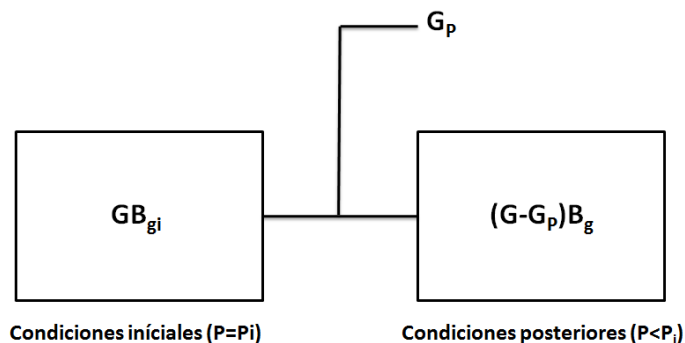


Figura 2.1 Modelo de balance de materia para yacimientos de gas seco.
(Cálculo de reservas en yacimientos de gas, Martínez Fuentes y Valdez Cuevas, 2011)

Tomando como base el modelo tipo tanque, mostrado en la **Figura 2.1**, se puede escribir la ecuación de balance de materia como:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \dots \dots \dots (2.20)$$

Donde GB_{gi} es el volumen de gas ocupado a la presión inicial del yacimiento y $(G-G_p) B_g$ es el volumen ocupado por el gas cuando ya se ha tenido producción de gas con una presión por debajo de la inicial. De esta forma, se puede reescribir la **ecuación 2.20** como:

$$G_p = G \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) \dots \dots \dots (2.21)$$

Si se sustituye la relación de los factores de volumen del gas, considerando que la temperatura se mantiene constante, por una relación de compresibilidades y presiones. Entonces se tendrá que $B_{gi}/B_g = p z_i / p_i z$, relación que puede sustituirse dentro de la **ecuación 2.21** para obtener una ecuación en términos de valores medibles, producción en superficie de gas y la P_{ws} .

$$G_p = G \left(1 - \frac{z_i P}{z P_i} \right) \dots \dots \dots (2.22)$$

Donde el factor de recuperación es:

$$\left(1 - \frac{z_i P}{z P_i} \right) = F_r \dots \dots \dots (2.23)$$

2.4.2 Yacimientos de gas seco con entrada de agua

En ocasiones, los yacimientos de gas seco están sujetos a un acuífero asociado el cual provee de una presión extra a la expansión del gas como método de empuje, sin embargo dicho acuífero reduce el volumen de gas recuperable conforme avanza. El agua entrante provee cantidades importantes de energía que han de ser consideradas en el cálculo por el método de balance de materia en este caso.

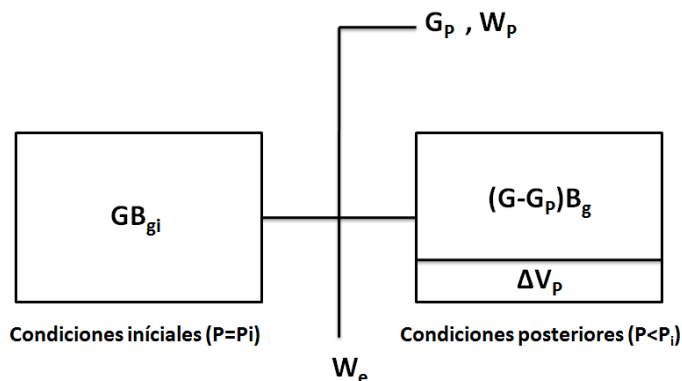


Figura 2.2 Modelo de balance de materia para yacimientos de gas seco con entrada de agua. (Cálculo de reservas en yacimientos de gas, Martínez Fuentes y Valdez Cuevas, 2011)

Es posible encontrar la ecuación de balance de materia para un sistema con empuje de agua, al igualar el volumen ocupado por el gas a condiciones iniciales con aquel ocupado por el gas a condiciones tardías (con alguna producción), más el cambio del volumen resultante de la entrada de agua (**Figura 2.2**).

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_p \dots \dots \dots (2.24)$$

Donde: GB_{gi} es el volumen ocupado por el gas a condiciones iniciales de la presión de yacimiento, $(G-G_p)$ es el volumen ocupado por el gas después de un periodo de explotación, ΔV_p es la variación del volumen de gas ocupado en el yacimiento a condiciones posteriores debido a la entrada de agua.

En la **Figura 2.2** se muestra que el cambio en el volumen de gas en yacimiento a una pequeña reducción de presión afecta no solamente el volumen de la entrada de agua sino también al agua producida en superficie:

$$\Delta V_p = W_e - W_p B_w \dots \dots \dots (2.25)$$

Combinando las **ecuaciones 2.24 y 2.25** se obtiene:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + W_e - W_p B_w \dots \dots \dots (2.26)$$

Una vez que ha sido calculada la entrada de agua, es posible estimar el volumen original de gas mediante la **ecuación 2.27**.

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + W_e - B_w W_p \dots \dots \dots (2.27)$$

2.4.3 Yacimientos de gas y condensado

Si la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de rocío, la fase del vapor consiste no sólo en los gases sino también en el vapor del agua. Mientras que la presión declina, el agua en fase líquida continua vaporizándose para mantenerse en equilibrio con el vapor de agua existente, por lo tanto decrece la saturación del agua congénita en fase líquida dentro del yacimiento e incrementa la saturación del vapor dentro del volumen poroso. También, debido al decremento en la presión, la cantidad de vapor de agua presente puede incrementarse de manera significativa. Sin embargo, al haber decrementos en la presión por debajo del punto de rocío, la fracción de volumen poroso disponible para la fase gaseosa y el vapor disminuye debido a la presencia de líquidos condensados provenientes del gas hidrocarburo dentro del yacimiento.

A presiones por encima del punto de burbuja, los condensados de gas existen pero como una sola fase gaseosa. Sin embargo, mientras la presión del yacimiento disminuye por debajo del punto de rocío, parte del gas se condensa y se forma una fase líquida de hidrocarburos dentro del yacimiento, del cual una gran parte de él se mantendrá inmóvil dentro de los poros sin poder ser producido. Debido a esto, una aplicación correcta de los conceptos de balance de materia es esencial para considerar de forma adecuada el volumen líquido que permanecerá en el yacimiento y cualquier volumen de líquidos producidos en la superficie.

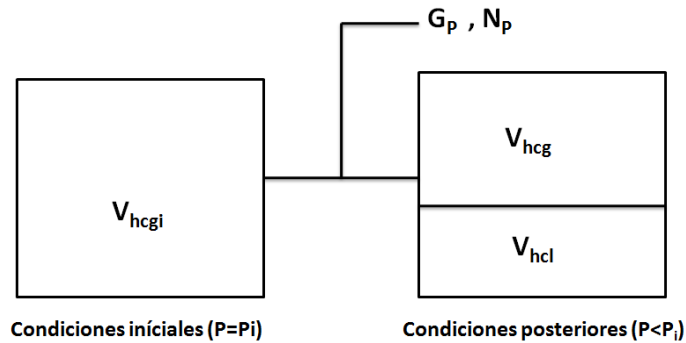


Figura 2.3 Modelo de balance de materia para yacimientos de gas y condensado. (Ecuaciones de balance de materia y métodos volumétricos para yacimientos de gas, Gonzáles David, 2011)

Asumiendo la premisa de que la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima de la presión de rocío, el volumen total de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa (**Figura 2.3**) ó:

$$V_{pi} = V_{hcg_i} \dots \dots \dots (2.28)$$

Donde V_{pi} es el volumen poroso inicial en el yacimiento y V_{hcg_i} es el volumen inicial ocupado por hidrocarburos en fase gaseosa y también puede ser escrito como:

$$V_{hcg_i} = G_T B_{gi} \dots \dots \dots (2.29)$$

Debido a que G_T es el volumen original de gas junto con sus condensados equivalentes en fase gaseosa, el factor B_{gi} se utiliza para llevar el volumen original de gas a condiciones de yacimiento

A condiciones de del yacimiento y a presiones por debajo del punto de rocío, el volumen poroso del yacimiento ahora se encontrará ocupado por ambas fases del hidrocarburo, líquida y gaseosa (**ecuación 2.30**):

$$V_p = V_{hcg} + V_{hcl} \dots \dots \dots (2.30)$$

Donde V_{hcg} es el volumen de hidrocarburos en fase gaseosa dentro del yacimiento y V_{hcl} , es el volumen de hidrocarburos en fase líquida dentro del yacimiento, ambos a condiciones de explotación.

En la **ecuación 2.30** se supone que las expansiones tanto de la roca como del agua congénita son tan pequeñas que se consideran despreciables. En términos de la saturación de condensados, (S_o) se puede escribir que:

$$V_{hcg} = (1 - S_o)V_p \dots \dots \dots (2.31)$$

Y

$$V_{hcl} = S_o V_p \dots \dots \dots (2.32)$$

Además, cuando ya se han producido hidrocarburos en la superficie, el volumen de hidrocarburos en fase gaseosa será:

$$V_{hcg} = (G_T - G_{pT})B_g \dots \dots \dots (2.33)$$

Donde B_g es evaluado a condiciones de explotación. Igualando las **ecuaciones 2.30** y **2.31**, el V_p del yacimiento es:

$$V_p = \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g \dots \dots \dots (2.34)$$

Sustituyendo la **ecuación 2.32** en las **ecuaciones 2.29** y **2.30**, la **ecuación 2.34** queda:

$$V_p = (G_T - G_{pT})B_g + S_o \frac{(G_T - G_{pT})}{(1 - S_o)} B_g \dots \dots \dots (2.35)$$

Ahora, si se combina la ecuación 2.33 y 2.26 con la ecuación 2.35, se obtendrá:

$$G_T B_{gi} = (G_T - G_{PT}) B_g + S_o \frac{(G_T - G_{PT})}{(1 - S_o)} B_g \dots \dots \dots (2.36)$$

2.4.4 Yacimientos de gas y condensado con vaporización de agua

Existe una ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado en los cuales el gas se condensa y el agua congénita se vaporiza. Se incluyen los efectos de la expansión de la formación y del agua congénita.

Se iguala el V_p ocupado inicialmente por dos volúmenes, uno será el volumen de la fase gaseosa, la cual también incluye al agua vaporizada y el segundo el agua congénita en fase líquida, quedando:

$$V_{pi} = V_{hcgi} + V_{wi} \dots \dots \dots (2.37)$$

Donde V_{hcgi} es el volumen inicial de hidrocarburos en fase gaseosa dentro del V_{pi} , y V_{wi} es el volumen inicial de agua congénita en fase líquida dentro del volumen poroso.

Si la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de rocío, el agua congénita es la única fase líquida presente. De la definición de la saturación de agua se sabe que el volumen de agua dentro del espacio poroso del yacimiento también puede ser expresado con la siguiente ecuación:

$$V_{wi} = S_{wi} V_{pi} \dots \dots \dots (2.38)$$

De manera similar, se puede expresar el volumen inicial de la fase gaseosa como:

$$V_{vi} = (1 - S_{wi}) V_{pi} \dots \dots \dots (2.39)$$

Se define la fracción inicial de vapor de agua que se encuentra mezclada en la fase gaseosa de los fluidos dentro del yacimiento, esta es:

$$y_{wi} = V_{wvi} / V_{vi} \dots \dots \dots (2.40)$$

Por consecuencia, el volumen de gases hidrocarburos dentro de yacimiento se expresa:

$$(1 - y_{wi}) = V_{hvi} / V_{vi} \dots \dots \dots (2.41)$$

Donde V_{wvi} es el volumen inicial poroso ocupado por el vapor de agua y V_{hvi} es el volumen inicial ocupado por hidrocarburos gaseosos.

Al sustituir la **ecuación 2.38** en la **ecuación 2.40**, obtenemos una expresión para el volumen de la fase gaseosa de hidrocarburos en términos del V_p inicial en el yacimiento.

$$V_{hvi} = V_{pi} (1 - S_{wi})(1 - y_{wi}) \dots \dots \dots (2.42)$$

Finalmente, debido a que el volumen inicial de la fase gaseosa de hidrocarburos en el yacimiento es el volumen original de gas:

$$V_{hvi} = GB_{gi} \dots \dots \dots (2.43)$$

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} \dots \dots \dots (2.44)$$

La forma de la ecuación de balance de materia para la presión por debajo de la presión inicial del yacimiento, depende del valor del punto de burbuja. A continuación se presentan las ecuaciones de balance de materia para presiones por encima y por debajo del punto de burbuja.

2.4.5 Yacimientos con presiones por encima del punto de burbuja

Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja, la fase gaseosa de los hidrocarburos no se condensa todavía, no obstante, a medida que la presión va disminuye, el agua congénita que se encuentra en fase líquida se vaporiza más, lo que ocasiona una disminución en la saturación del agua congénita líquida. Por esto, el volumen de la fase líquida de agua es:

$$V_w = S_w V_p \dots \dots \dots (2.45)$$

Donde S_w es el valor actual de la saturación del agua congénita, después de alguna caída de presión, como se ilustra en la **Figura 2.4**.

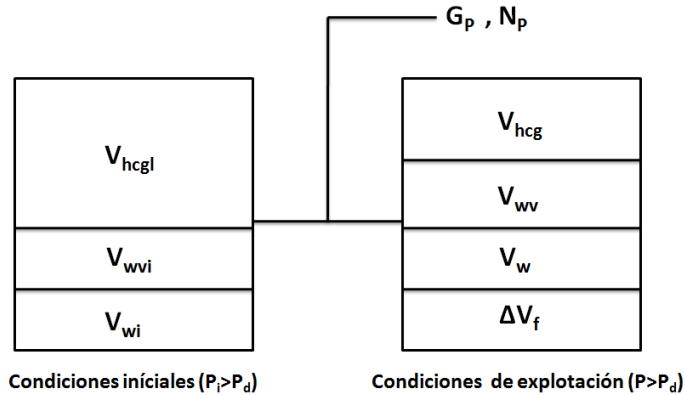


Figura 2.4 Modelo de balance de materia por encima del punto de burbuja.

(Ecuaciones de balance de materia y métodos volumétricos para yacimientos de gas, Gonzáles García David, 2011)

De manera similar, el volumen de la fase gaseosa de hidrocarburos es:

$$V_v = (1 - S_w)V_p \dots \dots \dots (2.46)$$

Además, se puede expresar la fracción del volumen de gas total, el cual pertenece al vapor de agua como:

$$y_w = \frac{V_{wv}}{V_v} \dots \dots \dots (2.47)$$

Y por consecuencia la fracción de la fase gaseosa que es hidrocarburo es:

$$(1 - y_w) = V_{hv}/V_v \dots \dots \dots (2.48)$$

Al sustituir la **ecuación 2.45** en la **ecuación 2.46**, se obtiene una expresión para el volumen del gas hidrocarburo en términos del volumen poroso actual dentro del yacimiento, así:

$$V_{hv} = V_p(1 - S_w)(1 - y_w) \dots \dots \dots (2.49)$$

O también se puede escribir en función del volumen de gas producido en superficie, así:

$$V_{hv} = (G - G_p)B_g \dots \dots \dots (2.50)$$

Al combinar las **ecuaciones 2.47 y 2.48**, se obtiene una ecuación del volumen actual en el yacimiento:

$$V_p = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (2.51)$$

Los yacimientos de gas y condensado se encuentran a grandes profundidades y altas presiones, presentan cambios significativos en el volumen ocupado durante la explotación del yacimiento. Así, utilizando la última ecuación para expresar los cambios en el volumen de la formación en términos de la compresibilidad de la roca, se tiene:

$$\Delta V_f = \frac{\bar{c}_f(P_i - P)GB_{gi}}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (2.52)$$

Por último, es posible expresar al V_p actual como el V_p inicial menos la expansión de la formación, que ha sufrido a lo largo de la explotación del yacimiento de la siguiente forma:

$$V_p = V_{pi} - \Delta V_f \dots \dots \dots (2.53)$$

En donde utilizando las **ecuaciones 2.42, 2.35 y 2.36** se obtiene una expresión en función de datos disponibles durante la producción de un yacimiento de gas.

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} + \frac{\bar{c}_f(P_i - P)GB_{gi}}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (2.54)$$

Que es nuestra ecuación de balance de materia para yacimientos con presiones mayores a la presión del punto de burbuja.

2.4.6 Yacimientos con presiones por debajo del punto de burbuja

Cuando la presión de un yacimiento decrece por debajo del punto de burbuja comienza a condensarse el gas. En muchos yacimientos de gas y condensado, los hidrocarburos líquidos formados en el yacimiento se mantienen inmóviles. Por esto, se debe modificar la **ecuación 2.54** para incluir la fase líquida adicional que se presenta en el yacimiento, como se muestra en la **Figura 2.5**.

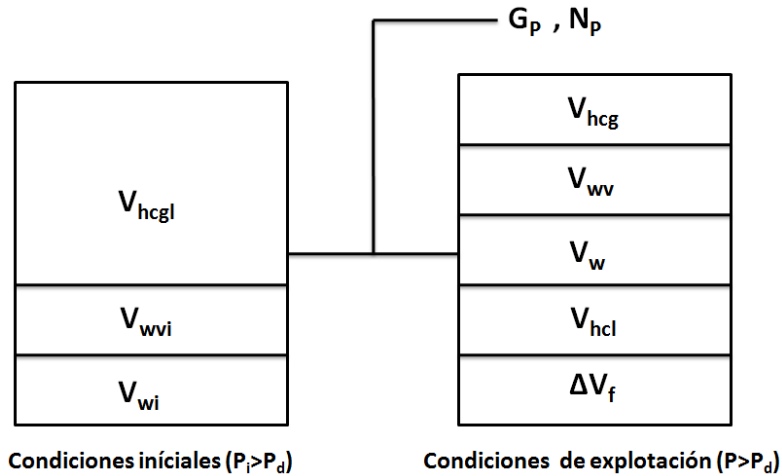


Figura 2.5 Modelo de balance de materia por debajo del punto de burbuja.
 (Ecuaciones de Balance de Materia y Métodos Volumétricos para Yacimientos de Gas, González García David, 2011)

De donde se puede deducir que la nueva ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado, incluyendo las saturaciones de aceite que se presentan en una fase tardía del yacimiento dentro del término que representa el V_p actual, es:

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w - S_o)(1 - y_w)} + \frac{\bar{c}_f(P_i - P)GB_{gi}}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (2.55)$$

En donde S_o es la saturación de la fase líquida de hidrocarburos (condensado). Si se aplican las mismas transformaciones a esta ecuación que a la **ecuación 2.54**, se puede reescribir la **ecuación 2.55** de forma similar:

$$\frac{(1 - S_w - S_o)(1 - y_w)}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(P_i - P)] \frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i G_p}{z_i G} \dots \dots \dots (2.56)$$

2.5 Método de Declinación

La base del análisis de las curvas de declinación es el ajuste de los historiales de producción con un modelo matemático. Asumiendo que la producción futura sigue una tendencia, se puede usar este modelo para estimar el volumen de gas original y predecir las reservas de gas a una presión de abandono o índice económico de producción. O bien, es posible determinar la vida productiva del pozo o campo. Además de estimar las características de flujo individual del pozo como la permeabilidad y factor de daño con el análisis de curvas de declinación.

El método de curva de declinación es aplicable a pozos individuales o a todo el campo. Ofrecen una alternativa a los métodos de balance de materia y volumétrico para la estimación de la reservas de gas.

La aplicación de las técnicas de análisis de curva de declinación para yacimientos de gas es más apropiada cuando los métodos volumétricos y balance de materia no son exactos o cuando los datos no están disponibles para la simulación del yacimiento.

A diferencia del método volumétrico que se puede usar de forma temprana en la vida productiva de yacimiento, el análisis por curva de declinación no se puede aplicar hasta que haya ocurrido cierto desarrollo, y se establezca alguna tendencia en la producción.

La mayoría de los análisis de curva de declinación convencional se basan en la ecuación de declinación gasto-tiempo empírica de Arps:

$$Q_t = \frac{q_i}{1 + bD_{it}^{1/b}} \dots \dots \dots (2.57)$$

Donde Q_t es el gasto total es, q_i es el gasto inicial, b es el exponente de declinación y t es el tiempo.

Dependiendo de los valores del exponente de declinación, b , hay tres diferentes formas de la **ecuación 2.57**. Esas tres formas de declinación (**Figura 2.6**) tienen diferentes formas en gráficas cartesianas y semi-log de gasto vs tiempo y gasto vs la producción de gas acumulada.

Estas curvas pueden ayudar a identificar el tipo de declinación para un pozo y, si la tendencia es lineal, se puede extrapolar gráfica o matemáticamente para un punto en el futuro. La **ecuación 2.57** se basa en cuatro importantes supuestos (**Salvador, 2014**):

1. La ecuación considera que el pozo analizado está produciendo a una presión de fondo constante. Si la presión de fondo cambia la naturaleza de la declinación del pozo también cambiará.
2. Se considera que el pozo analizado está produciendo desde una área de drene que no cambia con fronteras sin flujo. Si el tamaño del área de drene cambia, la naturaleza de la declinación de pozo también cambiará.
3. Asume que el pozo analizado tiene una permeabilidad y factor de daño constante. Si la permeabilidad y la presión de poro decrecen, o si el factor de daño cambia debido a una estimulación u otra operación o por la simple producción del pozo la naturaleza de la curva de declinación cambiará.
4. Debe ser aplicado solo a pozos con datos de flujo de límite estabilizado si queremos predecir el comportamiento futuro o incluso a un momento límite determinado. Si los datos ajustan con una curva que es transitoria, no podemos usar esto de base para poder hacer un análisis de predicción a largo plazo. Aún cuando todos los límites del área de drene o del yacimiento tengan influencia en la declinación del pozo, la predicciones de la curvas de declinación a largo plazo no son únicas y pueden ser erróneas o incorrectas.

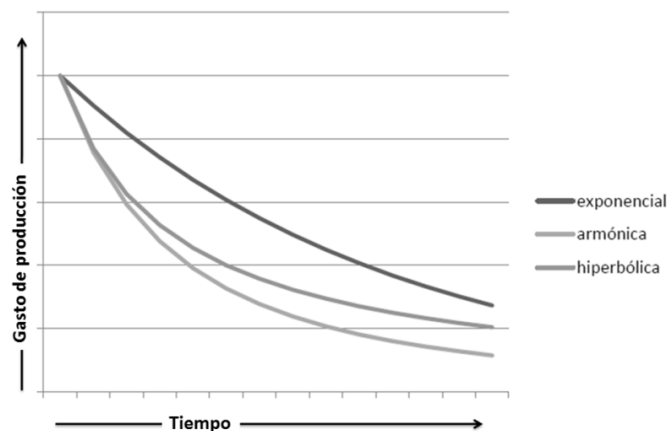


Figura 2.6 Curvas de declinación para un sistema gasto vs tiempo.

(Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México Cuba, 2012
Elaboró: Alicia Aguirre)

En la **Tabla 2.1** se resumen las ecuaciones para obtener gasto, el valor de la constante b y la producción acumulada de gas para las diferentes curvas de declinación.

Tabla 2.1 Ecuaciones de las curvas de declinación
(Análisis a la declinación de los yacimientos de gas de lutitas, Salvador, 2014 Elaboró: Alicia Aguirre)

	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
Ecuación de gasto	$Q(t) = q_i e^{-D_i t}$	$Q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$Q(t) = \frac{q_i}{1 + D_i t}$
Valor de la constante b	b=0	0<b<1	b=1
Producción acumulada de gas	$G_p(t) = -\frac{1}{D_i}(Q_t) + \frac{q_i}{D_i}$	$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)}[Q(t)^{1-b} - q_i^{1-b}]$	$G_p(t) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} [\log q_i - \log Q_t]$

Utilizando las expresiones anteriores se puede obtener la producción máxima igualando Q=0 extrapolando el comportamiento de la producción para diferentes tiempos. También puede ser estimada la producción al límite económico Q mínimo con la ecuación anterior, dicho Q mínimo es estimado en función de diferentes características del yacimiento y es variable con el tiempo; y lo más importante, se puede estimar la producción final esperada, la cual es la suma del volumen producido a la fecha del análisis, más el volumen que se espera recuperar en un futuro, que son la reservas (**Figura2.7**).

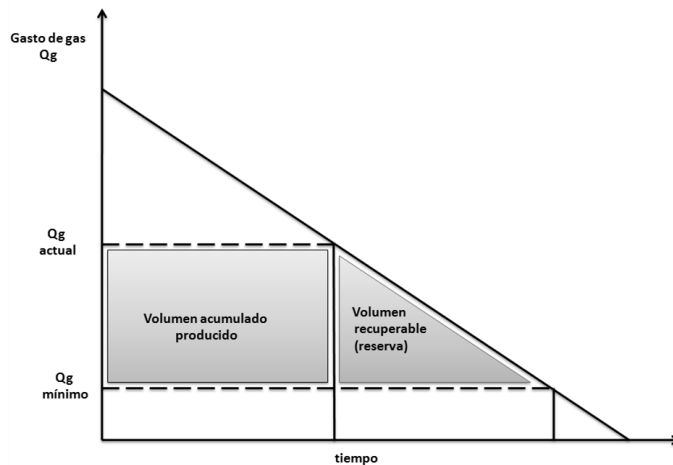


Figura 2.7 Análisis de las curvas de declinación
(Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México Cuba, 2012
Elaboró: Alicia Aguirre)

2.6 Simulación numérica

Consiste en dividir o discretizar al yacimiento en partes muy pequeñas llamadas *celdas* y asignarle a cada una, características y propiedades de la formación como de los fluidos, ajustadas a ecuaciones de balance de materia y de flujo de fluidos en medios porosos. Esto permite considerar las heterogeneidades y las direcciones de flujo de los fluidos en el yacimiento, lo cual deriva en una aproximación muy cercana a la realidad sobre el comportamiento del yacimiento.

La simulación tiene como base la ecuación de difusión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots \dots \dots (2.58)$$

Que se obtiene de la combinación de las siguientes ecuaciones (**Rosales, 2009**):

1. Ecuación de la conservación de la masa

$$\frac{\partial(vP)}{\partial x} = - \frac{\partial P}{\partial t} \dots \dots \dots (2.59)$$

2. Ecuación de movimiento

$$q = - \frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial x} \rightarrow v = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \dots \dots \dots (2.60)$$

3. Ecuación de estado

$$\rho = \rho_0 e^{c(P-P_0)} \dots \dots \dots (2.61)$$

2.7 Métodos probabilísticos

El método probabilista para el cálculo del volumen original, se basa en la determinación y entendimiento de las incertidumbres de cada una de las variables que definen este parámetro, y como se procesan por medio de herramientas, como la simulación de Monte Carlo o los árboles de decisión para obtener la distribución o rango de valores con sus respectiva probabilidad, del volumen original en sitio (**Análisis de la información de las reservas, 2012**).

Para iniciar este proceso es recomendable realizar un análisis de sensibilidad (**Figura 2.8**) considerando el rango de valores de cada una de las variables involucradas. Para ello resulta útil un análisis de una base de datos; en caso de no disponer con dicha información, se puede considerar la información contenida en la **Tabla 2.2** para definir los rangos de cada variable, dependiendo de la fuente de información con la cual fueron obtenidos. Estos valores son de referencia y recomendados por la SPE/WPC/AAPG

Tabla 2.2 Parámetros de yacimiento y rangos típicos de incertidumbre
(Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources A Supplement to the SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources and definitions)

	Rango	Fuente
Volumen de roca bruto	±30%	Sísmica 3D, Sísmica 2D
Espesor neto	±20%	Registros de pozos
Porosidad de registros	±15%	Registros
Porosidad de núcleos	±10%	Núcleo
Saturación de hidrocarburos	±15%	Registros de pozos
Factor de volumen	±5%	Prueba PVT

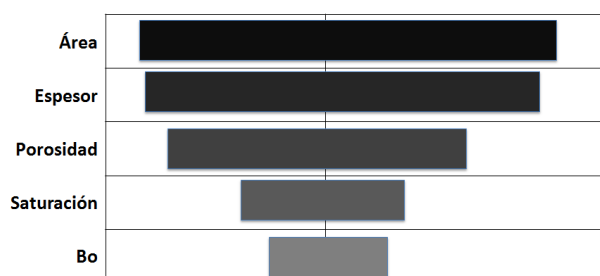


Figura 2.8 Sensibilidad volumen original
(Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012, CNH)

Una vez definidos los rangos e identificadas las variables que más impactan al volumen original, éstas son caracterizadas mediante una distribución de probabilidad. Posteriormente, se utiliza un procedimiento de muestreo aleatorio de las distribuciones de probabilidad de las variables de mayor impacto y mediante un proceso estocástico (Simulación de Monte Carlo) se determina la distribución de probabilidad del volumen original (**Análisis de la información de las reservas, 2012**).

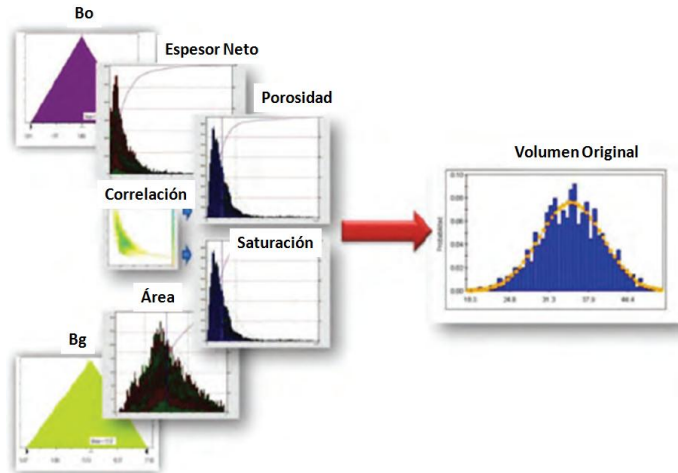


Figura 2.9 Cálculo probabilista del volumen original
(Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012, CNH)

2.8 Proceso de estimación y clasificación de reservas en México

Durante el proceso de estimación y clasificación de reservas se llevan a cabo una serie de pasos con el objetivo de obtener los valores finales de reservas, basados en la **Figura 2.10 (Análisis de la información de las reservas, 2012)**:

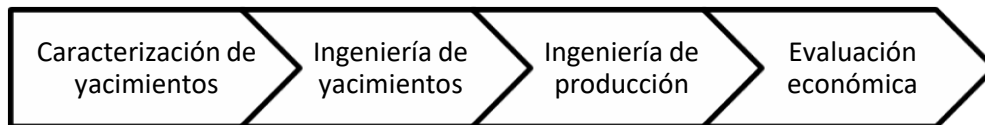


Figura 2.10 Proceso de estimación y clasificación de reservas.
(Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012, CNH)

-Caracterización de yacimientos

Con el objeto de determinar el volumen original de los yacimientos, se llevan a cabo las siguientes actividades:

- Interpretación sísmica
- Análisis de núcleos
- Determinación del modelo petrofísico
- Elaboración del modelo geológico integral

-Ingeniería de yacimientos

Las estrategias de explotación, los pronósticos de producción de hidrocarburos, así como los factores de recuperación son definidas por las siguientes actividades:

- Caracterización de fluidos
- Pruebas de presión
- Análisis de curvas de declinación
- Ecuación de Balance de Materia.
- Simulación numérica
-

-Ingeniería de Producción.

- Sistemas artificiales de producción
- Diseño de instalaciones superficiales
- Manejo de producción de hidrocarburos

-Evaluación Económica

Las variables que intervienen en la evaluación económica son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias y por lo tanto saber si serán reservas o no. Las principales variables para la evaluación económica son: el pronóstico de producción, los precios de los hidrocarburos por barril, los costos de operación y las inversiones asociadas al plan de explotación.

- Producción
- Precio
- Costos
- Inversiones en los proyectos
- Indicadores económicos
- Límite económico (LE)

2.9 Relación reserva-proyectos

Dentro de la cadena de valor del proceso de exploración y explotación se encuentra la clasificación y evaluación de reservas, donde implícitamente se identifican los proyectos asociado(s) con una acumulación de hidrocarburos que puede ser recuperada, misma que debe clasificarse de acuerdo a su estado de madurez y oportunidad comercial.

Con base en lo anterior, se definen los yacimientos que serán producidos mediante los proyectos de explotación con base en diferentes opciones técnicas y estrategias de ejecución determinando de esta manera los recursos a ser recuperados de manera comercial. Un esquema general de este proceso se muestra en la **Figura 2.11**.

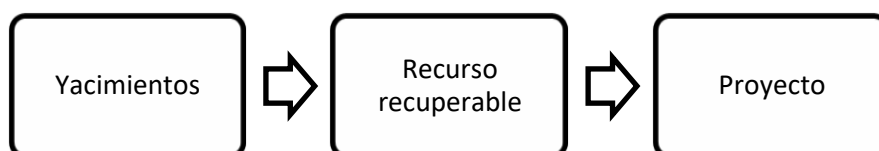


Figura 2.11 Proceso general para vincular reservas con proyectos.

(Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012, CNH)

2.10 Clasificación de reservas y recursos (PRMS)

El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (*Petroleum Resources Management System*, PRMS) se creó con el objetivo de proporcionar un marco común para la estimación de las cantidades de petróleo y gas, descubiertas y/o por descubrir (no descubiertas), asociada con yacimientos, propiedades y proyectos. De acuerdo a esta clasificación se deben incluir los volúmenes de hidrocarburos originales (in-situ), los volúmenes recuperables técnica y comercialmente, y los volúmenes producidos.

En la **Figura 2.12**, se describen los elementos que intervienen en la estimación y clasificación de recursos, considerando la cadena de valor de exploración y explotación, así como la clasificación de reservas y recursos definida por el PRMS.

Cálculo de reservas de gas natural

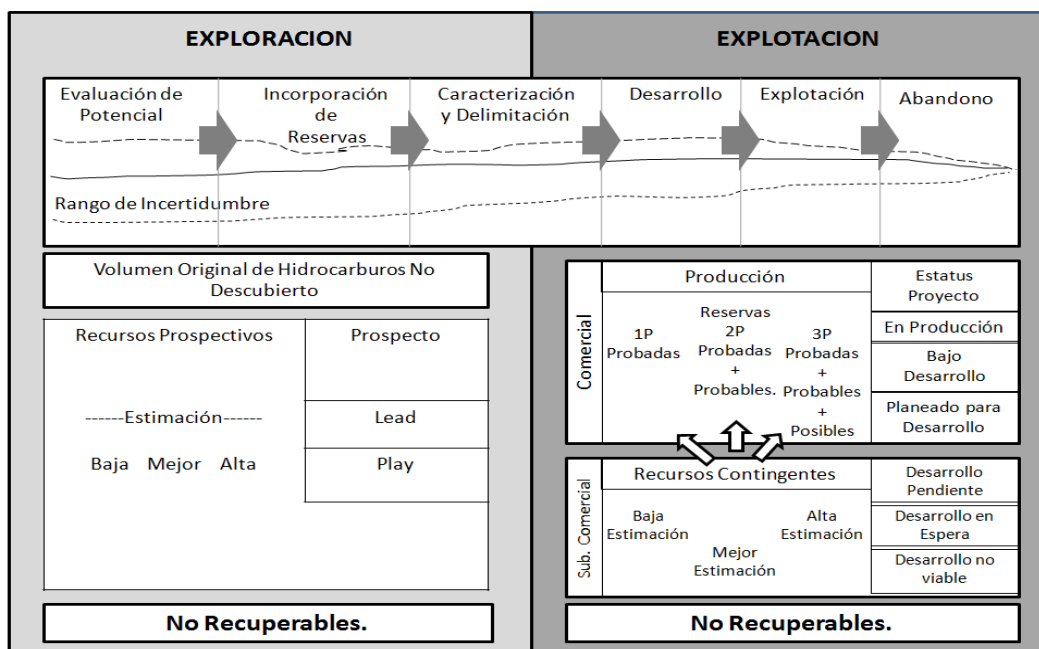


Figura 2.12 Elementos que intervienen en la estimación y clasificación de recursos PRMS (CNH con datos de la clasificación de reservas y recurso de la SPE- PRMS 2011)

2.11 Reservas: Situación actual de México.

En la **Tabla 2.3** se muestran las reservas con las cuenta México.

Tabla 2.3 Reservas de gas calculadas a Enero de 2016.
(Reservas al 1ro. de Enero de 2016, Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Región /Activo	Volumen Original 3P*	Producción Acumulada	Reserva Remanente GAS		
	GAS Mmmpc	GAS Mmmpc	1P Mmmpc	2P* Mmmpc	3P* mmmpc
Marina Noreste	28,259.9	11,315.3	2,431.5	2,751.0	3,215.9
Cantarell	18,026.2	8,937.4	737.7	860.4	913.5
Ku-Maloob-Zaap	10,233.6	2,377.9	1,693.8	1,890.6	2,302.4
Marina Suroeste	37,486.4	9,958.0	3,616.1	5,377.1	7,844.1
Abkatún-Pol-Chuc	17,396.0	7,125.4	940.7	1,393.4	1,611.8
Litoral de Tabasco	20,090.5	2,832.6	2,675.4	3,983.7	6,232.3
Norte	116,269.8	26,083.9	2,726.7	9,037.0	15,407.4
Aceite Terciario del Golfo	31,554.1	592.8	834.8	6,127.9	10,968.5
Burgos	28,036.5	13,909.7	1,155.7	1,995.5	3,096.8
Poza Rica-Altamira	49,758.6	7,666.6	215.5	331.8	671.6
Veracruz	6,920.5	3,914.8	520.6	581.7	670.5
Sur	76,2666.7	31,281.2	3,877.2	4,468.0	5,437.3
Bellota-Jujo	17,605.5	5,179.1	1,463.1	1,672.3	1,775.4
Cinco presidentes	6,735.2	2,424.8	272.4	344.3	419.9
Macuspana-Muspac	29,800.3	16,286.9	761.3	957.2	1,368.8
Samaria-Luna	22,125.7	7,390.3	1,380.3	1,494.1	1,873.2
Nacional	258,282.8	78,638.4	12,651.4	21,633.1	31,904.7

*No considera las reservas probables y posibles del campo Akal, en términos de los artículos 24 y 25 de los Lineamientos que regular el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

3. Procesamiento del gas natural

3.1 Sistema integral de producción (SIP)

Un sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y posteriormente los envía a instalaciones para su almacenamiento y comercialización (Uribe, 2012).

Los elementos que conforman el sistema integral de producción están basados en las necesidades que cada instalación requiera y en la complejidad que exista en el transporte de los fluidos del yacimiento a las instalaciones superficiales. En la **Figura 3.1** se puede observar los componentes básicos de un SIP. Los elementos que conforman un sistema integral de producción básico son:

- **Yacimiento:** Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado.
- **Pozo:** Es el agujero que comunica el yacimiento con la superficie.
- **Línea de descarga:** Conductos de acero a través del cual se transporta la mezcla de hidrocarburos y agua, desde el medio árbol de válvulas del pozo hasta la batería de separación.
- **Estrangulador:** Es un dispositivo que se utiliza para controlar el volumen de la producción de hidrocarburos del pozo para mantenerlo, en lo posible, constante y establecer una contrapresión en el fondo que permita una declinación lenta de la presión del yacimiento.
- **Separadores y equipo de procesamiento:** son los equipos empleados para separar la mezcla de aceite y gas, en algunos casos, aceite, gas y agua que provienen del pozo.
- **Tanque de almacenamiento:** son estructuras de acero que tienen la capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos.

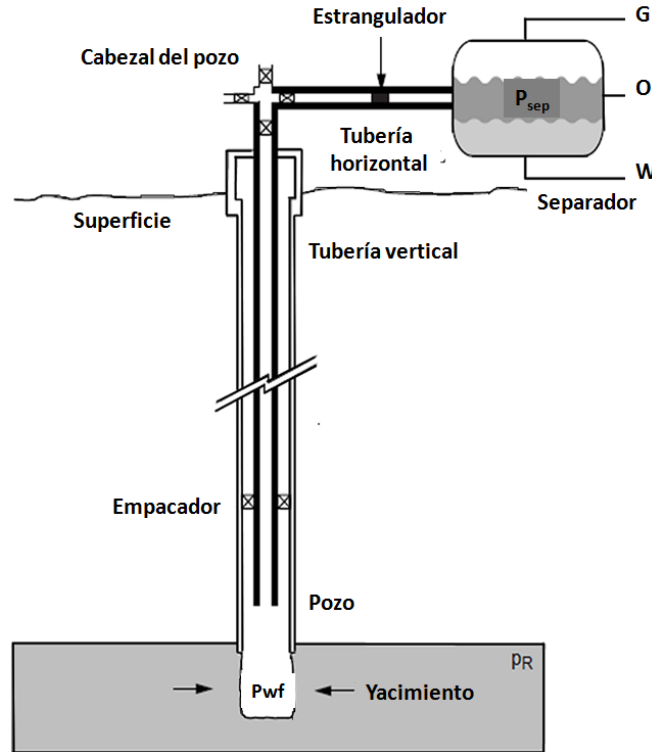


Figura 3.1 Sistema integral de producción.
(Production technology, 1999)

Cada vez que el fluido entra o sale de un elemento del SIP experimenta un cambio de presión y temperatura por lo que es indispensable conocer dichas caídas de presión y en qué elementos se presentan.

3.2 Procesamiento del gas natural

El procesamiento específico que se requiere está determinado por el flujo, composición, temperatura y presión de gas producido así como de las impurezas que deben ser removidas para satisfacer las especificaciones de entrega. El procesamiento puede variar de una simple separación y deshidratación hasta un proceso más complejo. La **Figura 3.2** es un diagrama de múltiples unidades de operación realizados dentro un campo de procesamiento.

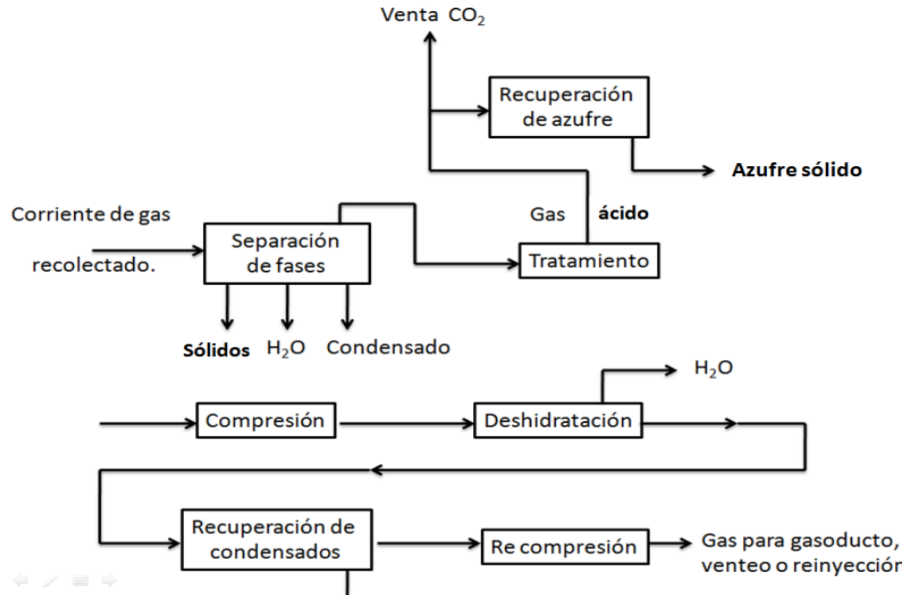


Figura 3.2 Procesamiento del gas natural.
(Natural gas measurement handbook, James E. Gallagher, 2006)

Dentro de los procesos que pueden realizarse al gas natural se encuentran los siguientes:

1. **Separación:** La separación de distintas fases (gas, líquidos y algunos sólidos).
2. **Endulzamiento:** Remoción de gases ácidos como el dióxido de carbono y el azufre.
3. **Deshidratación:** Se realiza para evitar la formación de hidratos de metano.
4. **Estabilización:** Retirar todos los condensados del gas.
5. **Recuperación de líquidos (LNG).**
6. **Compresión:** Para permitir el transporte del hidrocarburo gaseoso.

3.3 Proceso de separación

Los fluidos producidos por un pozo son mezclas complejas de hidrógeno y carbono, éstas fluyen por el aparejo de producción y llega al medio árbol de válvulas, ubicados en la parte superior del pozo Sigue una trayectoria hasta la estación de producción donde se cumple la separación en las diferentes fases: petróleo, gas y agua, utilizando para ello separadores (**Gómez, Becerril y Flores, 1986**).

La **Figura 3.3** muestra el proceso de separación de los hidrocarburos.

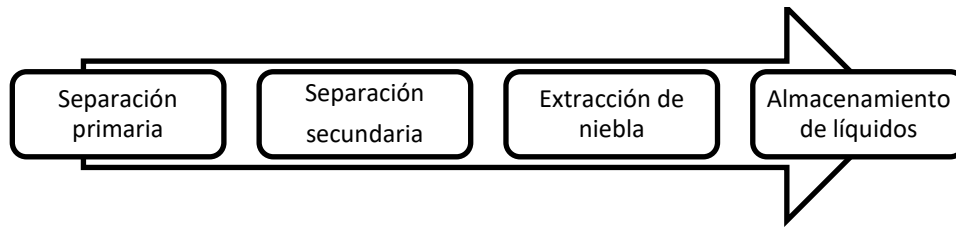


Figura 3.3 Proceso de separación de mezclas de hidrocarburos.
(Apuntes de manejo de la producción en superficie, Gómez Cabrera, 1984 Elaboró: Alicia Aguirre)

-Separación primaria: La corriente de fluidos que entra al separador proviene a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida. Debido a esto, se debe disipar el gran impulso que posee la corriente de fluidos a la entrada del separador. Para reducir el impulso y disminuir la turbulencia se puede utilizar una placa desviadora o cualquier otra técnica la cual induzca una fuerza centrífuga al flujo con la cual se separen volúmenes de líquido del gas.

-Separación secundaria: Separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas que fluye por la parte superior del recipiente. Como la turbulencia del flujo es mínima, las gotas líquidas se separan por gravedad, para lo cual el equipo debe tener suficiente longitud. En algunos diseños la turbulencia se reduce con el uso de aspas alineadas que también sirven como superficies colectoras de líquido.

-Extracción de niebla: Aquí se separan las minúsculas partículas del líquido que aún contiene el gas, la mayoría de los separadores utilizan, como mecanismo principal de extracción de neblina, la fuerza centrífuga o el principio de choque. En ambos métodos, las pequeñas gotas de líquido se separan de la corriente de gas en forma de grandes gotas (coalescencia), que luego caen a la zona de almacenamiento de líquidos.

-Almacenamiento de líquidos: En esta etapa se procede a descargar los diferentes fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, a las condiciones de operación establecidas evitando la reagrupación de las partículas de las distintas fases y la formación de espuma. Para que esto ocurra es necesario un tiempo mínimo de retención de líquido y un volumen mínimo de alimentación.

3.3.1 Principios para la separación de mezclas

Los principios fundamentalmente considerados para realizar la separación física de petróleo, gas y agua son: la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque de partículas o coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación (**Gómez, Becerril y Flores, 1986**).

-Separación por gravedad: Si el flujo es vertical las partículas de líquido que se separan caen a contra flujo del gas por la fuerza de gravedad y se aceleran hasta que la fuerza de arrastre se iguala con la fuerza gravitacional. Después, las partículas continúan cayendo a velocidad constante, llamada velocidad de asentamiento o terminal, que para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas para que se separen las partículas de este diámetro o mayor.

-Separación por fuerza centrífuga: La fuerza centrífuga inducida a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas pueden ser varias veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas.

-Separación por choque: Es el mecanismo más utilizado en la eliminación de las pequeñas partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, porque cuando chocan con obstrucciones quedan adheridas a las mismas.

3.3.2 Clasificación de los equipos de separación

Los equipos de separación se pueden clasificar de la siguiente forma (**Figura 3.4**):

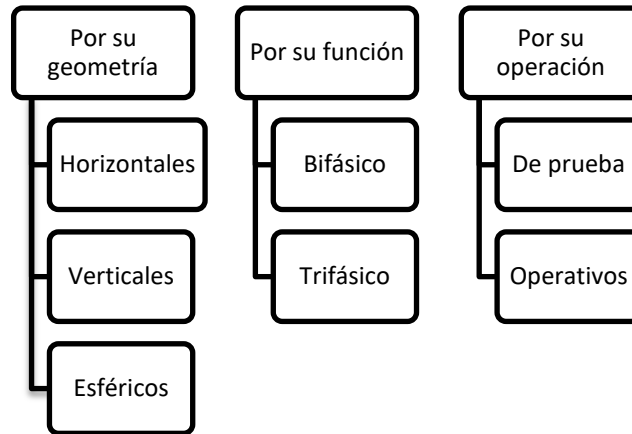


Figura 3.4 Clasificación de los equipos de separación
(Apuntes de manejo de la producción en superficie, Gómez Cabrera, 1984. Elaboró: Alicia Aguirre)

- **Por su geometría**

-Separadores horizontales: Son cilindros horizontales empleados generalmente cuando existen grandes cantidades de líquidos, crudos espumosos y agua libre. En estos equipos la fase pesada se decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase ligera, permitiendo que la fase ligera continua pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de la decantación de la fase pesada discontinua. Estos separadores normalmente requieren un diámetro inferior al vertical cuando las condiciones de flujo del gas son iguales. Esto se debe a que estos tipos de recipientes tienen interfaces líquido-gas mayor que el vertical, lo cual ayuda a la separación. En la **Figura 3.5** se muestran los procesos de separación en un separador horizontal.

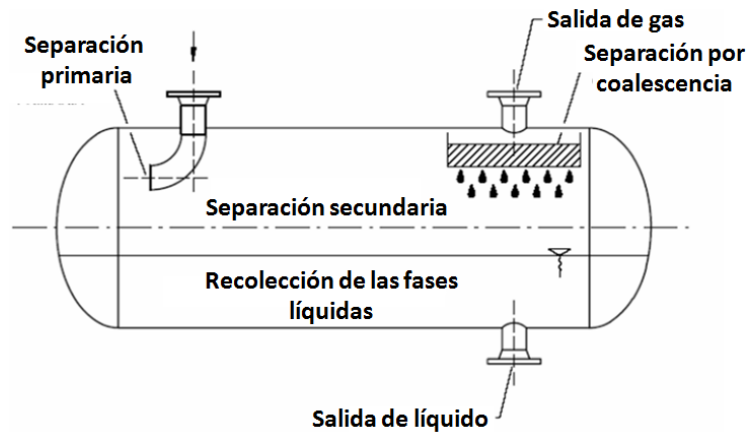


Figura 3.5 Separador horizontal. (Villalobos, 2011)

-Separadores verticales: Son recipientes cilíndricos colocados verticalmente para separar los fluidos, en estos equipos la fase pesada se decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase ligera. Por consiguiente, si la velocidad del flujo de la fase ligera excede ligeramente la velocidad de decantación de la fase pesada, no se producirá la separación de fases, a menos que esta fase pesada coalesca en una gota más grande. Este tipo de separador es capaz de procesar mayores cantidades de tapones líquidos sin afectar la dispersión del gas de salida. El separador vertical requiere un diámetro mayor para un volumen dado de gas que los otros tipos de separadores, particularmente si no está equipado con una malla corrugada interna o con extractor de niebla. En la **Figura 3.6** se muestran los procesos de separación en un separador vertical.

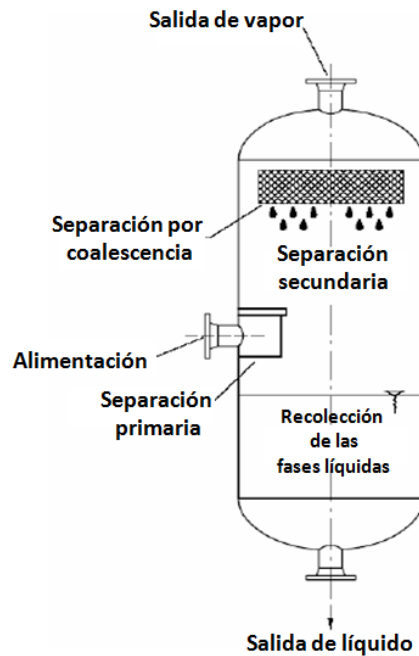


Figura 3.6 Separador vertical. (Villalobos, 2011)

-Separadores esféricos: Los separadores esféricos pueden ser considerados como un caso especial de separadores verticales sin un casco cilíndrico entre los dos cabezales. Este diseño puede ser muy eficiente desde el punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de oleada líquido y dificultades con la fabricación, los separadores esféricos no son comúnmente utilizados.

- **Por su función**

-Separadores bifásicos: Son recipientes capaces de separar el gas y líquido inmiscible. Se emplean para dejar lo más libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas.

-Separadores trifásicos: Son recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, agua) salgan completamente libres una de la otra. Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

- **Por su operación**

-Separadores de prueba: Maneja la producción de un solo pozo con el fin de determinar o cuantificar la producción de gas y de líquido, mediante los respectivos sistemas de medición.

-Separadores operativos: Recibe y trata el fluido de uno o varios pozos de un campo. Es de mayor capacidad que uno de prueba.

3.4 Proceso de endulzamiento

Inicialmente, al gas natural se le conoce como gas amargo debido a la presencia principalmente de dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) en su composición. Estas sustancias son indeseables porque pueden generar problemas relacionadas con la corrosión en el almacenamiento o de las líneas de transporte (gasoductos). Una vez liberado de sus contaminantes se denomina gas dulce. El proceso de endulzamiento del gas, consiste en retirar parte o la totalidad de dichas impurezas. Los procesos disponibles dependen del tipo y cantidad de los gases contaminantes a ser removidos

- Cuando el CO_2 es la única impureza a ser retirada.
- Cuando el H_2S es la única impureza a ser retirada.
- Remoción de CO_2 y H_2S de forma simultánea.
- Remoción selectiva de H_2S en presencia de CO_2 .

Los procesos que existen para estos fines son los siguientes (**Figura 3.7**):

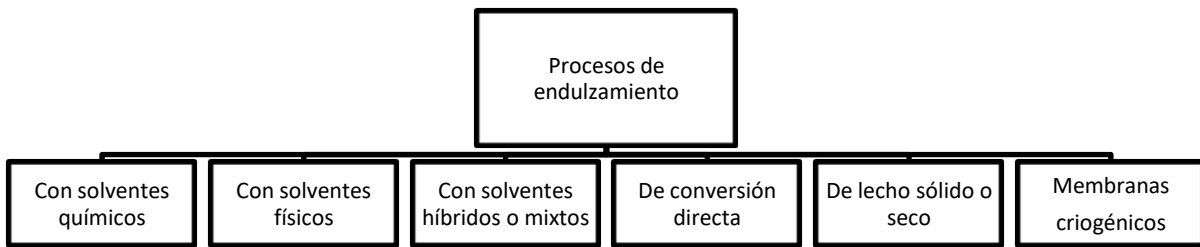


Figura 3.7 Clasificación de los procesos de endulzamiento
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006 Elaboró: Alicia Aguirre)

- Procesos con solventes químicos

En estos procesos, el gas que se va a tratar se pone en contacto en contracorriente con una solución de un componente activo que reacciona con los gases ácidos para formar compuestos inestables, solubles en el solvente. El componente activo de la solución puede ser una amina o una solución básica, con o sin aditivos. El contacto se realiza en una torre en la cual la solución ingresa por la parte superior y el gas por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles; por lo tanto, la solución al salir de la torre se envía a regeneración. Los procesos con aminas son los más conocidos (**Resplandor, 2006**). La **Figura 3.8** es un esquema del proceso con de endulzamiento con solventes químicos.

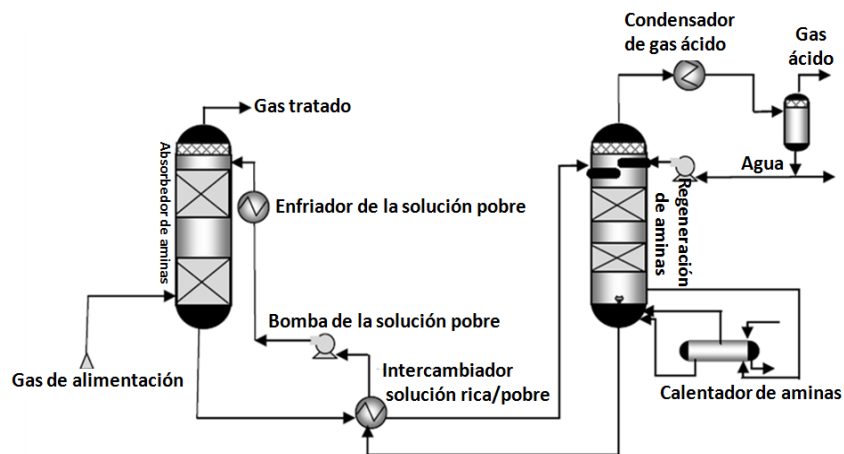


Figura 3.8 Diagrama general de el proceso con solventes químicos.
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

-Procesos con solventes físicos

En estos procesos, el solvente físico absorbe el contaminante como gas en solución, sin que se presenten reacciones químicas, y son regenerados con disminución de presión y aplicación de calor o uso de pequeñas cantidades de gas de despojamiento. Se caracterizan por su capacidad de absorber, de manera preferencial, diferentes componentes ácidos de la corriente de hidrocarburos (**Resplandor, 2006**). Los procesos de absorción física son utilizados cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes. La **Figura 3.9** representa un proceso de endulzamiento con solventes físicos.

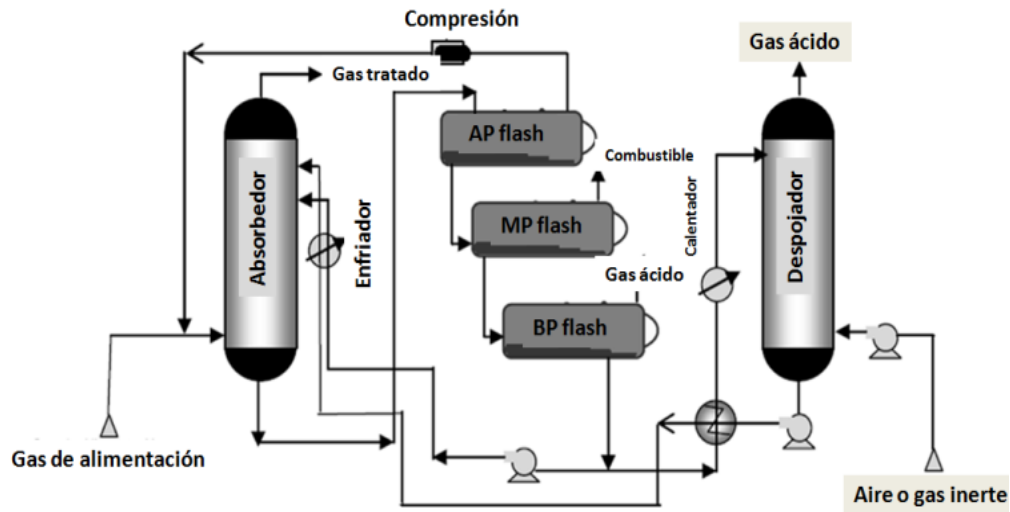


Figura 3.9 Diagrama general de el proceso con solventes físicos.
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

-Procesos con solventes híbridos o mixtos

En este tipo de procesos se trabaja con la combinación de solventes físicos y químicos. La regeneración se logra por la separación en múltiples etapas y fraccionamiento. Se puede remover CO₂, H₂S, CO, CS₂ y mercaptanos dependiendo de la composición del solvente. La selectividad hacia el H₂S se logra ajustando la composición del solvente y/o el tiempo de contacto (**Resplandor, 2006**). Los principales procesos comerciales que utilizan solvente híbridos son: Sulfinol- D, Sulfinol- M y Optisol.

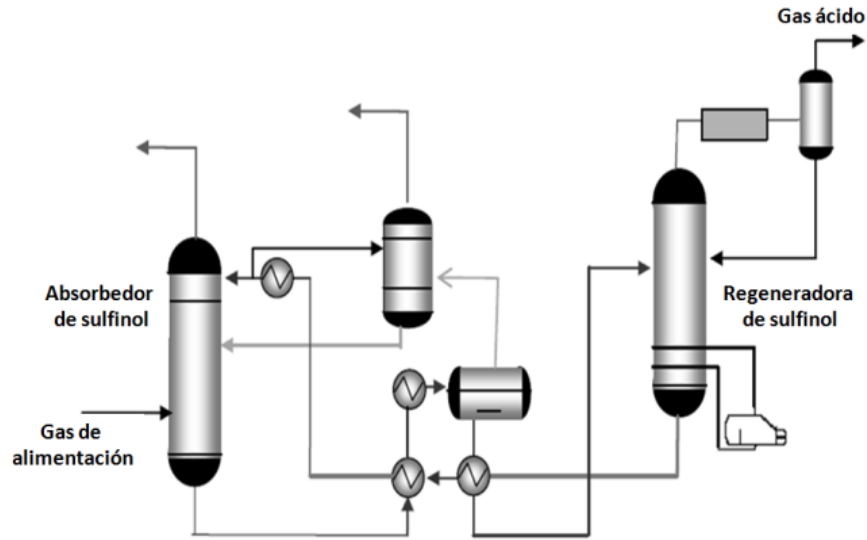


Figura 3.10 Diagrama general de el procesos con solventes híbridos o mixtos.
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

-Procesos de conversión directa

Estos procesos son generalmente utilizados para remover pequeñas cantidades de H_2S de las corrientes de gas e involucra la conversión directa del H_2S a sulfuro. La conversión directa a sulfuro involucra un catalizador con base hierro, el cual entra en contacto con el gas permitiendo la conversión directa (**Resplandor, 2006**). Los procesos comerciales más conocidos son: Stretford, Takahax y Ferrox. La **Figura 3.11** representa el proceso de endulzamiento de conversión directa.

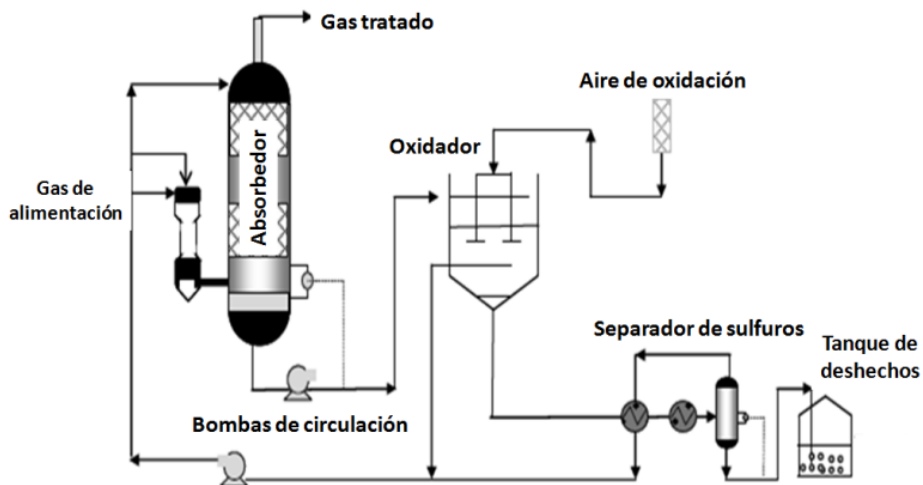


Figura 3.11 Diagrama general de el proceso de conversión directa.
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

-Procesos de lechos sólido o seco (mallas moleculares)

Las mallas moleculares son lechos fijos que se usan para absorber físicamente los componentes ácidos (H_2S y CO_2) y luego se regeneran utilizando temperaturas elevadas o descensos de presión (Resplandor, 2006). La Figura 3.12 representa el proceso de endulzamiento con lecho sólido o seco.

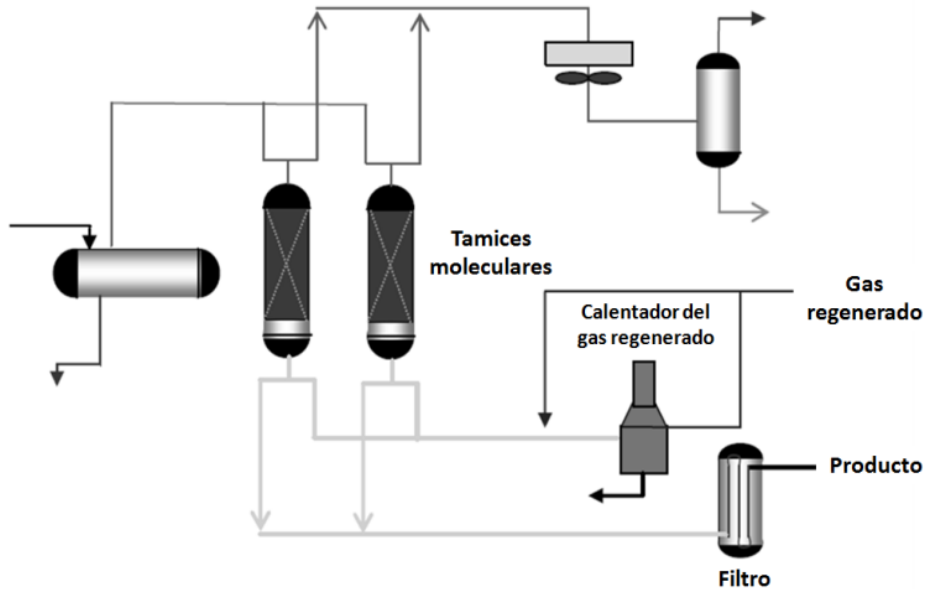


Figura 3.12 Diagrama general de el proceso de lecho solido o seco.
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

-Membranas

La separación se logra aprovechando la ventaja en las diferencias de afinidad/difusividad que poseen las membranas. El H_2O , el CO_2 y el H_2S son altos difusores, lo que indica que pueden difundir más fácilmente que los hidrocarburos. Por otro lado los gases lentos, son aquellos que permanecen en la parte anterior de la membrana sin difundir. Estas características hacen que las membranas sean ideales para aplicaciones en sitios remotos o para tratar volúmenes bajos de gas (Resplandor, 2006). El efecto de separación no es absoluto, por lo que habrá pérdidas de hidrocarburos en la corriente de gas ácido. La Figura 3.13 es un esquema del proceso con membranas.

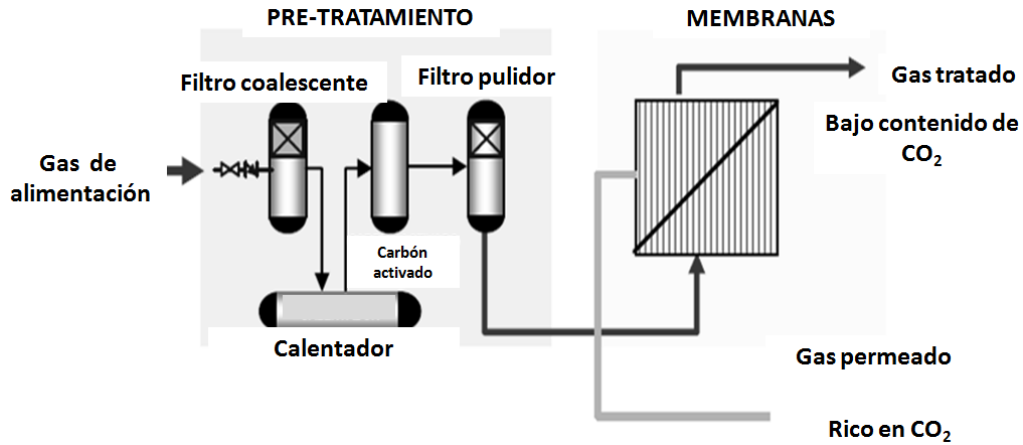


Figura 3.13 Diagrama general de el proceso permeado (membrana).
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

-Procesos criogénicos

El fraccionamiento criogénico es un proceso exclusivo para la remoción de CO₂ del gas natural. Puesto que este fraccionamiento requiere bajas temperaturas, su mejor uso es para obtener GNL. Los procesos criogénicos operan a temperaturas cercanas al punto de solidificación del CO₂ y han sido implementados para su remoción masiva del gas natural (**Resplandor, 2006**). La **Figura 3.14** es un esquema del proceso de endulzamiento con procesos criogénicos.

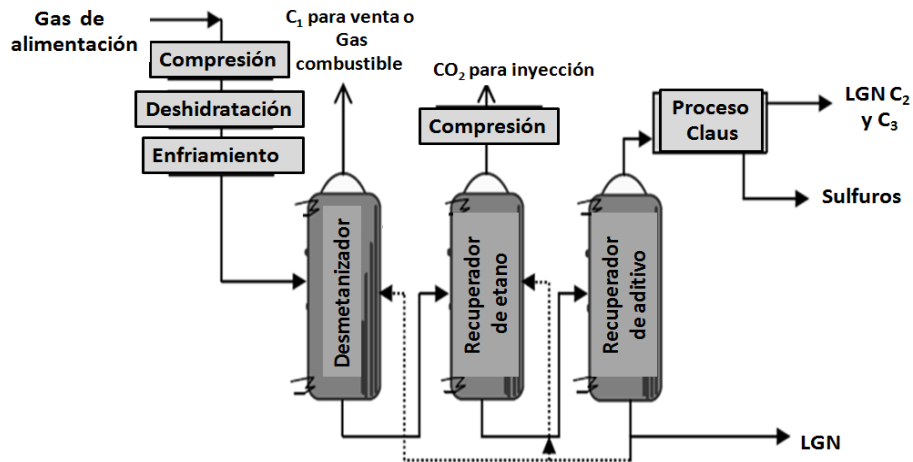


Figura 3.14 Diagrama general de el proceso criogénico.
(Selección de procesos de endulzamiento del gas natural, 2006)

3.5 Proceso de deshidratación

Usualmente, el gas natural contiene cantidades significativas de vapor de agua. Éste debe ser removido con el propósito de proteger el sistema de corrosión y formación de hidratos. Además, el vapor de agua en el sistema debe reducirse a niveles aceptables en la industria. Por lo anterior, la deshidratación es necesaria en el tratamiento del gas. Los factores más importantes en el diseño de un sistema de deshidratación de gas son la temperatura del gas de entrada y las presiones de operación (**Ribón, Santos y Ortiz, 2010**).

Las principales razones para remover el vapor de agua del gas natural son las siguientes:

- El agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos que taponan los equipos y tuberías
- El agua líquida del gas natural es corrosiva principalmente si contiene CO_2 y H_2S
- El vapor de agua del gas natural puede condensarse en las líneas llegando a causar taponamiento
- Para optimizar el funcionamiento de los compresores
- Para cumplir con la calidad exigida para su transporte en tuberías y comercialización

Los aspectos enunciados anteriormente nos indican la necesidad de retirar la presencia de agua en la corriente de gas, para lo cual se han desarrollado los siguientes métodos de deshidratación (**Figura 3.15**):

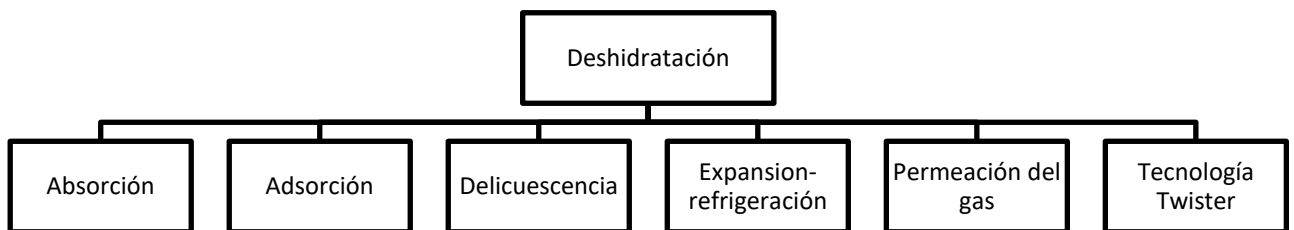


Figura 3.15 Clasificación de los mecanismos de deshidratación
(Métodos de deshidratación de gas natural, 2010 Elaboró Alicia Aguirre)

-Deshidratación por absorción

La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto con un desecante líquido. El contacto tiene lugar en una torre empacada (**Ribón, Santos y Ortiz, 2010**). Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos; los más usados para la deshidratación del gas natural son: etilen glicol, dietilenglicol, trietilenglicol. La **Figura 3.16** muestra un proceso de deshidratación por absorción.

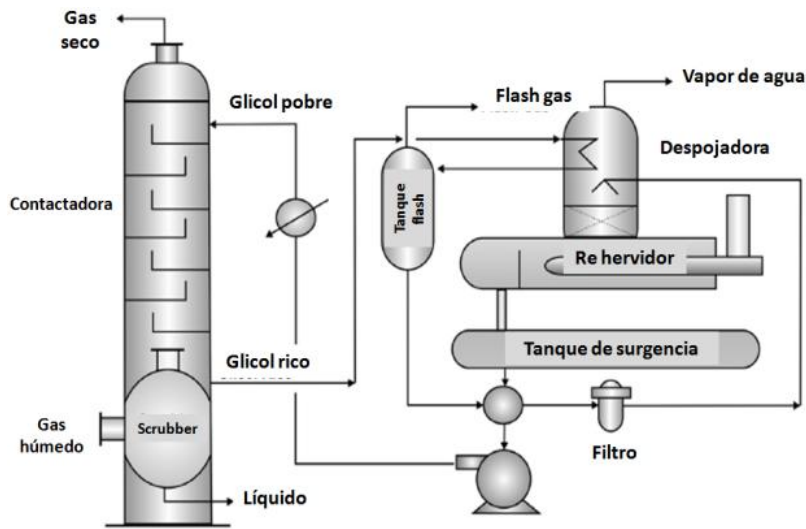


Figura 3.16 Esquema de una planta de deshidratación con glicol. (Métodos de deshidratación de gas natural, 2010)

-Deshidratación por adsorción

La deshidratación con desecantes sólidos es un proceso que trabaja bajo el principio de adsorción. La adsorción involucra una forma de adhesión entre las partículas del desecante sólido y el vapor de agua en el gas. La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol. Sin embargo, con el fin de reducir el tamaño de la adsorbedora, frecuentemente se usa una adsorbedora con glicol para realizar una deshidratación inicial, con lo que se reduce la masa de desecante sólida necesaria para la deshidratación final (**Ribón, Santos y Ortiz, 2010**). La **Figura 3.17** muestra un proceso de deshidratación por adsorción.

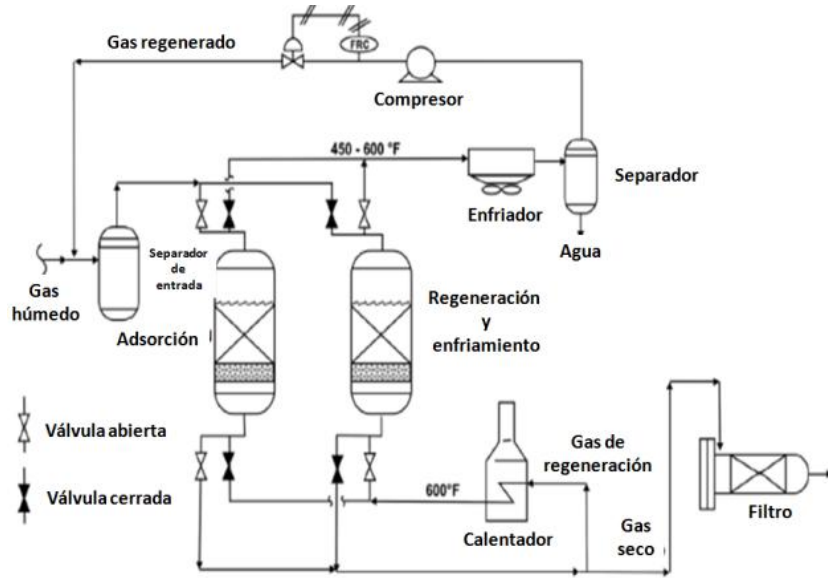


Figura 3.17 Esquema del proceso con desecantes sólidos.
(Métodos de deshidratación de gas natural, 2010)

-Delicuescencia

Un delicuescente es una sustancia que tiene la propiedad de atraer la humedad y disolverse lentamente. La delicuescencia se refiere entonces, al uso de sales de metales alcalinotérreos para secar el gas (CaCl_2 , FeCl_3 , MgCl_2 , ZnCl_2 , KOH y NaOH) (Ribón, Santos y Ortiz, 2010). En la industria de gas, la más empleada en los sistemas de deshidratación es el cloruro de calcio (CaCl_2). La **Figura 3.18** muestra un proceso de deshidratación por delicuescencia.

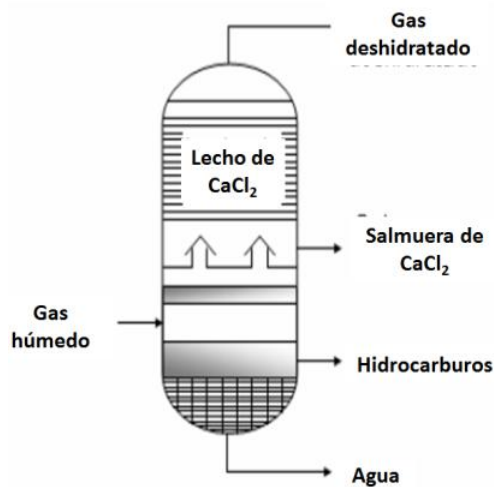


Figura 3.18 Esquema del proceso de delicuescencia.
(Métodos de deshidratación de gas natural, 2010)

-Deshidratación por expansión- refrigeración

En este método, el gas se enfría adiabáticamente; al bajar la temperatura se produce condensación de líquido. Puede utilizarse con o sin inhibidor, el proceso sin inhibidor se utiliza cuando la caída de presión permite que el agua alcance el punto de rocío requerido sin formación de hidratos. Entonces, se mezcla el metanol o el glicol con el gas para enfriar el gas a temperaturas muy bajas. La mezcla agua-inhibidor se retira y el inhibidor se recupera en una columna de despojo (Ribón, Santos y Ortiz, 2010). La **Figura 3.19** muestra un proceso de deshidratación por refrigeración.

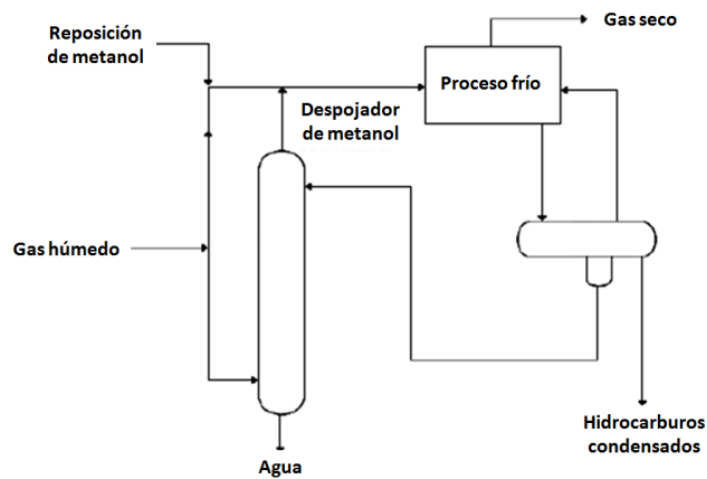


Figura 3.19 Esquema de deshidratación por refrigeración.
(Métodos de deshidratación de gas natural, 2010)

-Permeación del gas

La permeación de gas se basa en el principio de transferencia de masa por la difusión de gas a través de una membrana. Una membrana es una barrera semipermeable entre dos fases, que permite el paso de varios solutos a través de ella a diferentes tasas y también permite a componentes selectivos penetrar mientras retiene otros componentes en la entrada de alimento. Los solutos consisten en moléculas o partículas que son transportadas a través de la membrana debido a fuerzas que actúan en aquellas moléculas o partículas. La extensión de estas fuerzas es determinada por el gradiente de potencial a través de la membrana (Ribón, Santos y Ortiz, 2010). Las membranas son usadas en la industria del gas natural principalmente para remover dióxido de carbono (CO_2), agua y sulfuro de hidrogeno (H_2S). La **Figura 3.20** muestra un proceso de deshidratación por permeación.

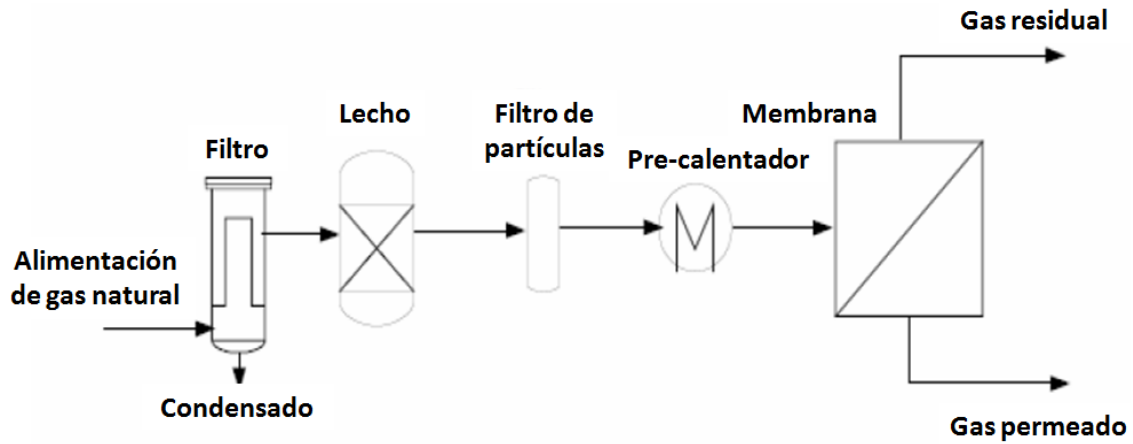


Figura 3.20 Esquema del proceso de deshidratación por permeación.

(Echt, 2002)

-Tecnología twister

El separador twister supersónico es una combinación procesos físicos conocidos, como la expansión, la separación ciclónica gas/líquido, y los pasos del proceso de re compresión, en un dispositivo compacto y tubular para condensar y separar agua e hidrocarburos pesados del gas natural (Ribón, Santos y Ortiz, 2010). La **Figura 3.21** muestra un proceso de deshidratación por separador twister.

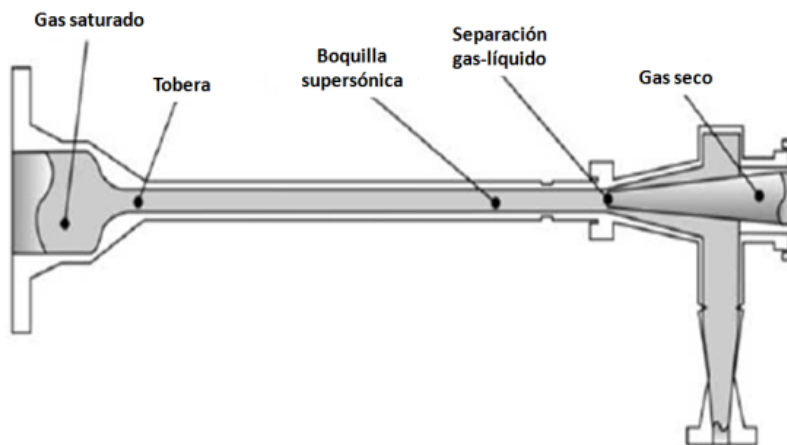


Figura 3.21 Esquema de un separador twister.

(GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 12 Edición, 2004.)

3.6 Estabilización de condensados

El proceso para aumentar la cantidad de los compuestos intermedios (C_3 a C_5) y componentes pesados (C_6^+) en el condensado se llama *estabilización de condensado*. Este proceso se lleva a cabo principalmente con el fin de reducir la presión de vapor de los líquidos condensados de manera que la fase de vapor no se destelle en los tanques de almacenamiento. En otras palabras, el objetivo de este proceso es separar los gases hidrocarburos ligeros de los componentes hidrocarburos más pesados (C_3^+). El proceso de estabilización puede realizarse por dos métodos (Figura 3.22):

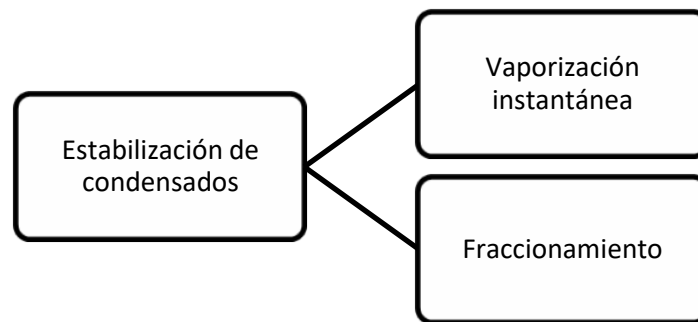


Figura 3.22 Procesos de estabilización de condensados.

(Elaboró: Alicia Aguirre)

-Vaporización Instantánea

La estabilización por vaporización instantánea es una operación sencilla que emplea sólo dos o tres tanques de acción rápida. Este proceso es similar a la etapa de separación, utiliza los principios de equilibrio entre las fases de vapor y condensado. Este equilibrio se produce cuando las fases de vapor y condensado están en equilibrio a la temperatura y presión de la separación. La **Figura 3.23** muestra un proceso de estabilización por vaporización instantánea.

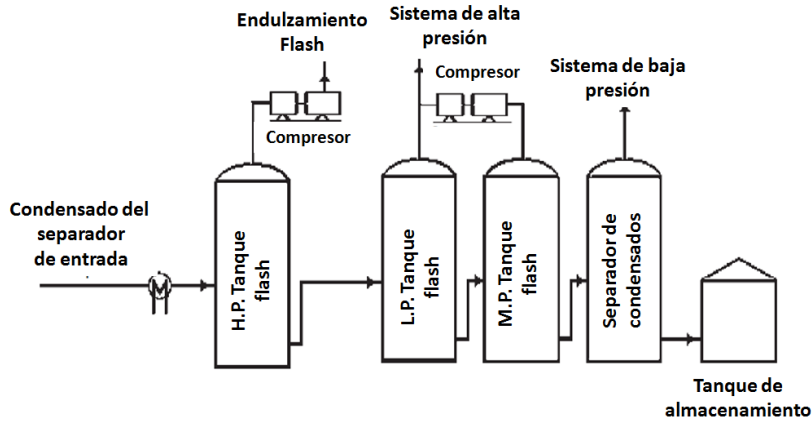


Figura 3.23 Esquema de estabilización por vaporización instantánea.

(Díaz y Romero, 2009)

-Estabilización por fraccionamiento

La estabilización por fraccionamiento es un proceso detallado y lo suficientemente preciso para producir líquidos de presión de vapor adecuada. Durante la operación, las fracciones ligeras, tales como metano, etano y propano y la mayoría de los butanos se retiran y se recuperan. El producto final de la parte inferior de la columna se compone principalmente de pentanos y los hidrocarburos más pesados, con pequeñas cantidades de butano. El producto de fondo es un líquido libre de todos los componentes gaseosos capaces de ser almacenados de forma segura a presión atmosférica. Es un proceso único de la torre, ya que sólo se requiere un producto de especificación. El producto de fondo de la columna es capaz de satisfacer cualquier tipo de especificaciones rígidas con las condiciones de operación adecuadas. La **Figura 3.24** muestra un proceso de estabilización por fraccionamiento.

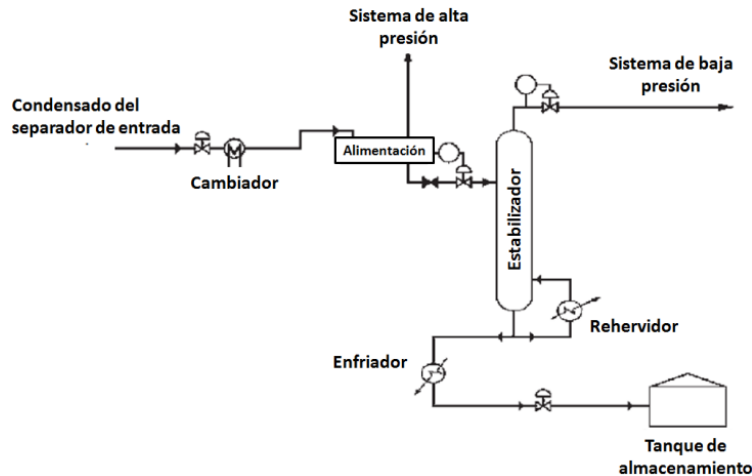


Figura 3.24 Esquema de un proceso de estabilización por fraccionamiento.
(Díaz y Romero, 2009)

3.7 Extracción de líquidos (LGN)

La recuperación de líquido del gas natural se obtiene mediante cambios en las condiciones del gas. De esta manera, al producirse cambios en el equilibrio de los componentes del gas se puede lograr que algunos de ellos se condensen y otros se vaporicen, esto ocurre a medida que esos componentes tratan de alcanzar una nueva condición de equilibrio.

Las condiciones que más suelen cambiar son presión y temperatura. También se puede introducir un material diferente dentro de la corriente gaseosa. Usualmente, estas tres condiciones suelen combinarse.

-Extracción de líquidos por procesos criogénicos

Una planta criogénica es aquella en donde una corriente de gas es enfriada a temperaturas muy bajas con el objeto de licuarlo y remover el etano, propano y el resto de los hidrocarburos más pesados. Los líquidos separados de la corriente de gas son enviados a un sistema de fraccionamiento donde son procesados para ser usados como combustible y como alimentación de plantas petroquímicas. El gas residual está compuesto por metano y el etano que no se pudo convertir en líquido y es usualmente vendido como combustible para fábricas y plantas de generación eléctrica. El proceso criogénico es el medio más económico para recobrar un alto porcentaje de etano e hidrocarburos más pesados contenidos en el gas.

-Turbo-expansor

Un turbo-expansor es una turbina de alta eficiencia que tiene como objetivo reducir la temperatura del gas a través de una expansión del mismo. Paralelamente, produce una energía que puede ser usada para mover equipos o simplemente ser desechada en un sistema cerrado de bombeo de aceite.

3.8 Proceso de compresión

La razón por la cual se comprime un gas es para elevar la velocidad mediante un trabajo ejercido sobre el fluido a través de un compresor. Este incremento también eleva la presión del gas, y posiblemente de la temperatura. Un ejemplo del proceso de compresión, es cuando se requiere transportar gas a través de los gasoductos, en este caso se requiere aplicar una presión necesaria para vencer la resistencia de frotamiento. Cuando los compresores comunican presión en el gas, que es un fluido compresible reducen el volumen del gas

La industria dispone de una gran variedad de compresores, **Figura 3.25**, los cuales se dividen de acuerdo a su principio de operación en dos grupos:

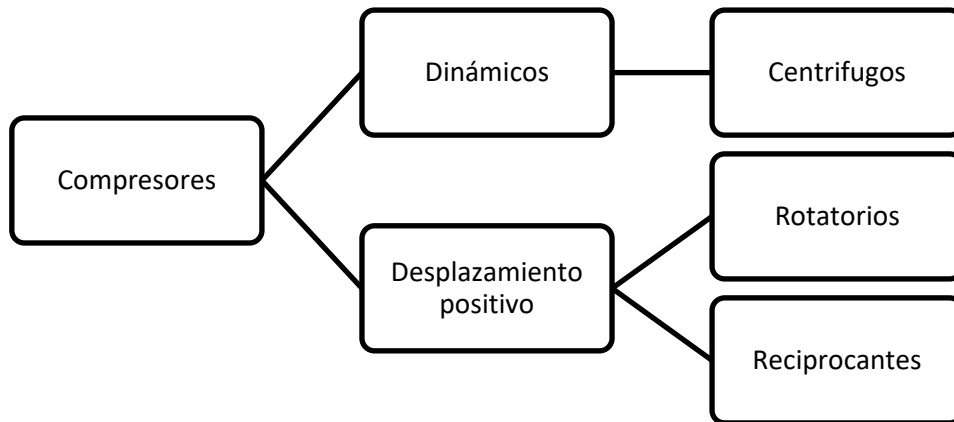


Figura 3.25 Clasificación de los compresores.
(Compresión y tratamiento del gas natural en estaciones de compresión Elaboró: Alicia Aguirre)

-Compresores centrífugos

Se utilizan para el manejo de grande volúmenes de gases. Un compresor centrífugo, en su forma más simple, consiste en un impulsor que gira dentro de una carcasa. Los impulsores pueden tener ejes de rotación horizontales o verticales, y las carcasas consisten en una cámara que gira el impulsor, con una entrada y una salida para el gas que se comprime. En un compresor centrífugo la presión se produce al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor y, luego, al recuperarla en forma controlada para producir el flujo y presión deseada. Su característica es un flujo suave y libre de pulsaciones (**Compresión y tratamiento del gas natural en estaciones de compresión, 2009**).

-Compresores reciprocantes

Funcionan con el principio adiabático mediante el cual se introduce el gas en el cilindro por las válvulas de entrada, se retiene y comprime en el cilindro y sale por las válvulas de descarga, en contra de la presión de descarga. La válvula de entrada se abre cuando el movimiento del pistón ha reducido la presión por debajo de la presión de entrada en la línea. La válvula de descarga se cierra cuando la presión acumulada en el cilindro deja de exceder la presión en la línea de descarga luego de completar el golpe de descarga, previniendo de esta manera el flujo en sentido reverso (**Compresión y tratamiento del gas natural en estaciones de compresión, 2009**).

-Compresión por etapas

Una planta compresora está normalmente formada por una o más unidades de compresión, accionada cada una de estas por una turbina de vapor aunque ocasionalmente se los puede encontrar eléctricos. Las unidades compresoras generalmente constan de una o más etapas, no excediéndose normalmente de cinco etapas.

En los compresores de etapas múltiples, hay enfriadores intermedios entre las etapas. Esos intercambiadores de calor eliminan el calor de la compresión del gas y reducen su temperatura dependiendo del medio de enfriamiento utilizado. Estos medios de enfriamiento por lo general son aire y agua. Durante el enfriamiento del gas parte de los componentes pesados condensan como pequeñas gotas que quedan en suspensión en el seno de la corriente, por lo que antes de ser enviado al cabezal de succión de la siguiente etapa es circulado a través de un depurador donde se le remueve el líquido condensado.

4. Medición y sistemas de medición del gas natural

4.1 Conceptos fundamentales

-**Ajuste:** Operación destinada a llevar a un instrumento (equipo o sistema) de medición a un estado de funcionamiento adecuado para su uso (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Alcance:** Conjunto de valores del mensurando para los cuales se supone que el error de un instrumento de medida se encuentra entre los límites especificados (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Auditoria:** Proceso sistemático, independiente y documentado para el monitoreo, evaluación de cumplimiento, prevención de riesgos, fortalecimiento de control interno e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los mecanismos de medición (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Calibración:** Conjunto de operaciones necesarias para asegurar que el equipo de medición cumple con los requisitos para su uso previsto. Determina las características metroológicas del instrumento o del material de referencia y se realiza mediante comparación directa con patrones de medida o materiales de referencia certificados (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Característica metroológica:** característica identificable que puede influir en los resultados de la medición (**ISO 10012, 2003**).

-**Confirmación metroológica:** conjunto de operaciones referidas para asegurar que un instrumento de medida cumpla con los requerimientos para su uso esperado (**ISO 10012, 2003**). Estas operaciones pueden resumirse de la siguiente manera:

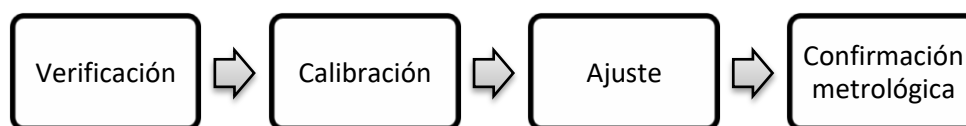


Figura 4.1 Proceso de confirmación metroológica.
(Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, 2016 Elaboró: Alicia Aguirre)

-**Corrección:** Valor agregado algebraicamente al resultado no corregido de una medición, para compensar un error sistemático (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Deriva:** Variación de una característica metroológica de un Instrumento de medida independiente del ruido asociada a una de las condiciones de medición (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Desviación:** Un valor menos su valor de referencia.

-**Error de Medida:** Resultado de una medición menos un valor verdadero del mensurando (**ecuación 4.1**).

$$\text{Error (\%)} = \frac{V_{\text{leído}} - V_{\text{real}}}{V_{\text{real}}} \times 100 \dots \dots \dots (4.1)$$

-**Error Máximo Permitido:** Valor extremo del valor de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones; para una medición, instrumento o sistema de medida dado (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Error Relativo:** Es el error de medición dividido entre un valor verdadero del mensurando.

-**Error Sistemático:** Media que resultaría de un número infinito de mediciones del mismo mensurando, efectuadas bajo condiciones de repetibilidad, menos un valor verdadero del mensurando (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Escala:** Conjunto ordenado de marcas con toda numeración asociada, formando parte de un dispositivo indicador de un Instrumento de medida (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Estabilidad:** Aptitud de un Instrumento de medida para conservar sus características metro lógicas durante el transcurso del tiempo (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Exactitud:** Se define como el grado de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mensurando, haciendo hincapié en que el término exactitud es cualitativo y que no se utilice el término exactitud en lugar de precisión (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Histéresis:** Propiedad o característica de un Instrumento de medida o de un sistema de medición, que determina que la indicación del instrumento o el valor de la característica dependen de la orientación del estímulo precedente (**Lineamientos CNH, 2016**).

-**Incertidumbre:** Expresión cuantitativa del grado de agrupamiento de las medidas efectuadas con un determinado instrumento o método de medida (**ecuación 4.2**). El valor de un intervalo, generalmente simétrico, dentro del cual se encuentra, con una alta probabilidad, el valor verdadero de la magnitud medida (**Lineamientos CNH, 2016**).

$$M = m \pm u \dots \dots \dots (4.2)$$

Donde M es la medida de una magnitud, m valor más probable de la magnitud M y u incertidumbre de la medida

- Instrumento de Medida:** Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Linealidad:** Relación entre una señal de entrada y la respuesta correspondiente, dentro de condiciones definidas (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Magnitud:** Propiedad de un fenómeno cuerpo o sustancia, que se puede expresar cuantitativamente mediante un número y una referencia (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Mecanismo de Medición:** Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición, para la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Medición:** Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que se pueden atribuir razonablemente a una magnitud (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Medición de Hidrocarburos:** Resultado de la medición de volumen y calidad de hidrocarburos obtenida en el punto de medición (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Medición Operacional:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la cantidad de hidrocarburos durante los procesos operativos de producción que se realizan en campo sin propósitos de transferencia (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Medición de Referencia:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la 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 como determinar los valores producidos (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Medición Fiscal:** Resultado de la medición de volumen y calidad de os hidrocarburos obtenida en el punto de medición (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Mensurando:** Magnitud que se desea medir (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Modelo Físico:** Consiste en el conjunto de suposiciones sobre el propio mensurando y las variables físicas o químicas relevantes para la medición. Representado por un modelo descrito con lenguaje matemático (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Operador:** Persona encargada de realizar las mediciones (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Patrón de Medida:** Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia (**Lineamientos CNH, 2016**).
- Precisión:** se define como el grado de coincidencia existente entre los resultados independientes de una medición, obtenidos en condiciones estipuladas, ya sea de repetibilidad, de reproducibilidad o intermedias.

-Procedimiento de medición: Conjunto de operaciones, descritas específicamente, para realizar mediciones particulares de acuerdo a un método dado (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Proceso de Medición: Conjunto de operaciones para determinar el valor de una magnitud (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Punto de Medición: Punto determinado en donde se llevara a cabo (**Lineamientos CNH, 2016**):

- a) La medición y la determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo extraído.
- b) La determinación de los precios de cada tipo de hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado

-Rangeabilidad: Medida del rango en el que el medidor puede operar adecuadamente sin una modificación mayor. Es la relación de la máxima y mínima escala del medidor de flujo e indica lo versátil que puede ser el medidor en relación a los cambios de intervalo de medición que pueden presentarse durante la operación.

-Repetibilidad: Proximidad de la concordancia entre los resultados de las mediciones sucesivas del mismo mensurando, con las mediciones realizadas con la aplicación de la totalidad de las siguientes condiciones: el mismo procedimiento de medición, el mismo observador, el mismo Instrumento de medida, utilizado en las mismas condiciones, el mismo lugar y la repetición dentro de un periodo corto de tiempo (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Reproducibilidad: Proximidad de la concordancia entre los resultados de las mediciones del mismo mensurando, con las mediciones realizadas haciendo variar las condiciones de medición. Las condiciones que se hacen variar pueden ser: el principio de medición, el método de medición, el observador, el Instrumento de medida, el patrón de referencia, el lugar, las condiciones de uso y el tiempo (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Requisito de Medición: Necesidad o expectativa establecida, generalmente implícita u obligatoria.

-Resolución: Mínima variación de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Sistema de Medición: Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida, destinados a la medición de hidrocarburos (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Tolerancia: Es la diferencia entre las medidas máxima y mínima que puede tener una pieza correctamente fabricada, según las especificaciones del plano.

-Trazabilidad: Propiedad consistente en poder referir la precisión de dicha medida a patrones apropiados, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones (**Lineamientos CNH, 2016**).

La correcta trazabilidad de un laboratorio de metrología se consigue a través de un *plan de calibración* permanente.

-Validación: Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso determinado (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Verificación: Confirmación mediante la aportación de evidencia objetiva de que se han cumplido los requisitos especificados (**Lineamientos CNH, 2016**).

-Veracidad de medida: Proximidad entre la medida de un número infinito de valores repetidos y un valor de referencia.

4.2 Importancia de la medición

La industria de los hidrocarburos necesita modelos que permitan obtener información asociada a la producción; esta información está relacionada a las propiedades de los fluidos extraídos y a diversos usos que van desde los aspectos técnicos hasta los administrativos.

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

Al iniciar la producción de hidrocarburos es necesaria la colocación de infraestructura que permita el manejo y la conducción de la producción. Dicha infraestructura debe contar con la capacidad necesaria para manejar la producción; sin embargo, al inicio de la explotación es incierto el volumen que se producirá por lo que son de vital importancia las mediciones que se lleven a cabo en las primeras etapas productivas. De lo anterior se puede notar que en el proceso de planeación de un proyecto petrolero la medición siempre tendrá un impacto significativo en la toma de decisiones asociada al desarrollo de la infraestructura requerida.

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

Una parte muy importante del proceso económico de cualquier país es la obtención de recursos económicos. En el caso de México la industria del petróleo representa la mayor fuente de ingresos. Por lo que si se desea obtener beneficios monetarios asociados a cada proyecto se debe realizar una correcta medición de los gastos volumétricos extraídos, lo que denota el impacto de un correcto y constante proceso de medición.

En el cambio comercial de hidrocarburos son importantes dos características: la calidad y la cantidad. En el caso del gas natural puede resumirse en la capacidad calorífica y el volumen (**Figura 4.2**).

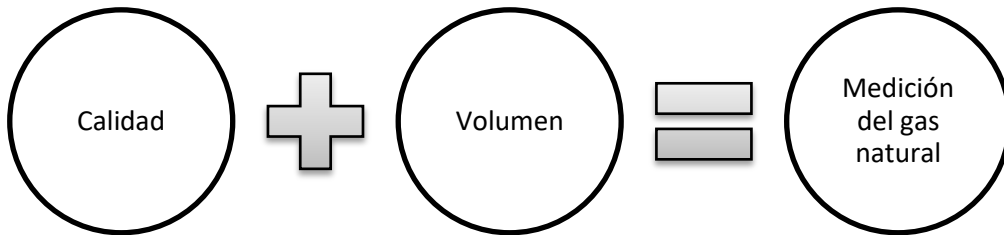


Figura 4.2 Características de la medición de gas natural.
(Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos Elaboró: Alicia Aguirre)

4.3 Número de Reynolds

Para el flujo de gas en una sola fase representa la relación entre las fuerzas inerciales y viscosas (**ecuación 4.3**).

$$N_{Re} = \frac{(2.0764)(4)(0.02825)}{\pi} \left(\frac{q'_g \cdot \gamma_g}{d' \cdot \mu'} \right) \dots \dots \dots (4.3)$$

4.4 Propiedades del flujo en tuberías

El gas natural se encuentra a menudo en lugares donde no existe un mercado local. Para que el gas natural este disponible en el mercado, debe ser recolectado, transportado y procesado. El gas recolectado comunmente es trasportado por tuberias. Estas tuberias varian en longitud y diametro a traves de terrenos con diferentes condiciones de temperatura. Por lo que se requiere una mejor comprension de las características de flujo para el diseño y operación de ductos (Jaramillo, 2012).

-Ecuación de caída de presión para flujo multifásico

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dx}\right)_{elev} + \left(\frac{dP}{dx}\right)_{fr} + \left(\frac{dP}{dx}\right)_{acel} \dots\dots\dots (4.4)$$

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{elev} = \rho + p \left(\frac{\rho}{g_c}\right) \text{sen}\theta \dots\dots\dots (4.5)$$

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{fr} = \frac{\rho_{tp} f_{tp} V_{tp}^2}{2g_c D} \dots\dots\dots (4.6)$$

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{acel} = \frac{\rho_{tp} f_{tp}}{g_c} \left(\frac{dV_{tp}}{dx}\right) \dots\dots\dots (4.7)$$

Donde dP/dx es el gradiente de presión, x es la longitud de la tubería, ρ es la densidad del flujo, v es la velocidad del flujo, f es el coeficiente de fricción, D es el diámetro interno de la tubería, θ es el ángulo de inclinación de la tubería. Los sufijos “elev” de elevacion, “fr” de friccion y “acel” de aceleracion.

-Velocidad superficial V_s

Es la velocidad de una fase de un flujo multifásico, suponiendo que la fase ocupa toda la sección transversal de la tubería por sí solo (Jaramillo, 2012). Se define como(ecuación 4.8):

$$V_{sw/so/sg} = \frac{Q_{w/o/g}}{A} \dots\dots\dots (4.8)$$

Donde:

$$A = A_w + A_o + A_g \dots \dots \dots (4.9)$$

El parametro A es el area transversal de la tubería, Q es el volumen del flujo, V es la velocidad y los sufijos “w” agua, “o” aceite y “g”gas.

-Velocidad de una mezcla de flujo multifásico V_M

Es la suma de todas las velocidades superficiales de fase (**Jaramillo, 2012**).

$$V_M = V_{sw} + V_{so} + V_{sg} \dots \dots \dots (4.10)$$

-Colgamiento H

Es el área de sección trasnversal, que esta ocupada por una de las fases del flujo multifásico, en relación con el área se sección transversal de la tubería en la misma posición (**Jaramillo, 2012**).

Para la fase líquida se define como (**ecuación 4.11**):

$$H_L = \frac{A_l}{A} = \frac{A_w + A_o}{A} = H_w + H_o \dots \dots \dots (4.11)$$

Para la fase gaseosa (**ecuación 4.12**):

$$H_G = \frac{A_g}{A} \dots \dots \dots 4.12$$

-Velocidad de fase V_l

Es la velocidad de una fase de un flujo multifásico en el área ocupada por esta fase (**Jaramillo, 2012**). Se define para cada fase como sigue(**ecuación 4.13 y 4.14**):

$$V_l = \frac{V_{sl}}{H_l} = \frac{V_{sw} + V_{so}}{H_l} \dots \dots \dots (4.13)$$

$$V_g = \frac{V_{sg}}{H_g} \dots \dots \dots (4.14)$$

-Deslizamiento

La velocidad de deslizamiento puede definirse como la diferencia entre las velocidades del gas y del líquido (**Jaramillo, 2012**) como sigue (**ecuación 4.15**):

$$V_s = V_g - V_L \dots \dots \dots (4.15)$$

4.5 Patrones de flujo

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo. El patrón de flujo es determinado por la forma de la interface (superficie que separa las fases).

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico depende de las siguientes variables (**Sosa Solís, 2010**):

- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.
- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.

Importancia del patrón de flujo (**Sosa Solís, 2010**):

- Afecta el fenómeno de colgamiento
- Afecta condiciones de operación en las instalaciones de proceso
- Transferencia de calor
- Determina qué fase está en contacto con la pared

a) Patrones de flujo en tuberías verticales y fuertemente inclinadas ($-90^\circ \leq \theta \leq -70^\circ$ y $70^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$)

-Flujo tipo burbuja (bubble): La fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería (**Vázquez, 2013**).

-Flujo tipo tapón (slug): La mayoría de la fase gaseosa está localizada en burbujas de gas en forma de una gran bala denominada *Burbuja Taylor* con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido (Vázquez, 2013).

-Flujo tipo transición (churn): Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso. La fase gaseosa arrastra una cantidad significativa de líquido y aunque los efectos del líquido son considerables, el gas es el que predomina (Vázquez, 2013).

-Flujo tipo neblina (mist): El flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas (Vázquez, 2013).

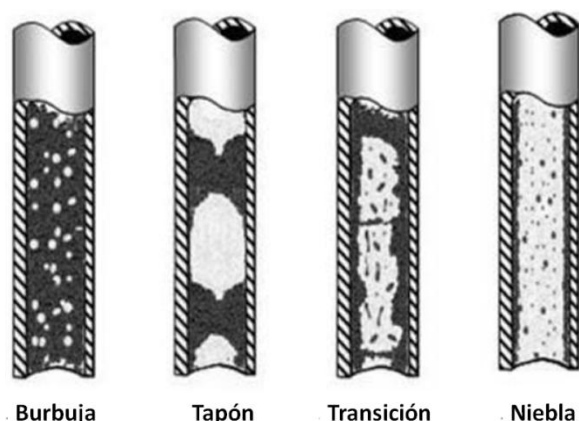


Figura 4.3 Patrones de flujo en tuberías verticales.
(Sosa Solís, UNAM, 2010)

b) Patrones de flujo en tuberías horizontales y cercanamente horizontales ($-10^\circ \leq \theta \leq 10^\circ$)

-Flujo intermitente (flujo tapón y flujo de bache o burbuja alargada): Es caracterizado por un flujo alternado de líquido y gas, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por burbujas de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El flujo intermitente tipo *bache* se manifiesta cuando tenemos presente altos gastos de gas, donde el flujo en el frente del bache se encuentra en forma de un remolino, esto debido al recogimiento del movimiento lento de la película. El flujo intermitente tipo *tapón* es catalogado como el caso límite del flujo tipo bache, cuando el bache de líquido está libre de burbujas, lo cual sucede cuando se tienen gastos de gas relativamente bajos, con un flujo menos turbulento (Vázquez, 2013).

-Flujo distribuido (flujo tipo niebla y flujo tipo burbuja): En el flujo tipo niebla, la fase continua es el gas, el cual adopta la tarea de arrastrar y transportar al líquido. En el flujo tipo *burbuja dispersa*, el gas está presente en pequeñas burbujas distribuidas aleatoriamente, al igual que sus diámetros (Vázquez, 2013).

-Flujo Segregado (flujo estratificado, anular y ondulado): El tipo de flujo *estratificado* ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Ambas fases son separadas por gravedad, donde la fase gaseosa fluye en la parte superior de la tubería y el líquido en el fondo de la misma. En el flujo *anular* el líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería y la fase gaseosa fluye por el centro de la tubería como un núcleo a alta velocidad, el cual puede llevar consigo gotas de líquido atrapadas. El tipo de flujo *ondulado* se presenta a gastos de gas relativamente altos, con la presencia de ondas estables en la interfase.

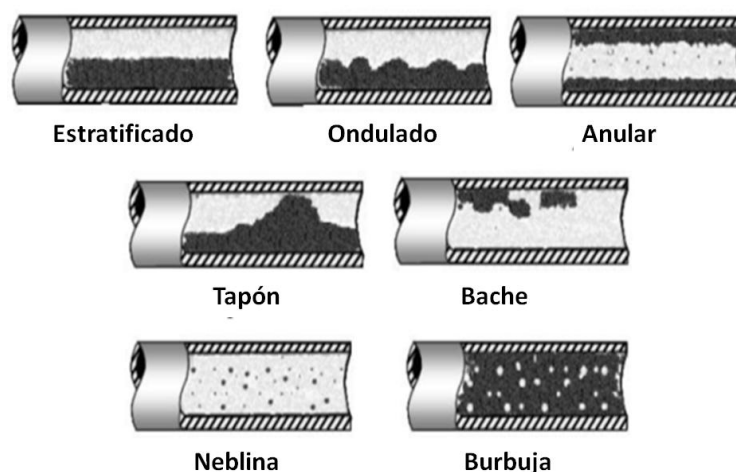


Figura 4.4 Patrones de flujo en tuberías horizontales.
(Sosa Solís, UNAM, 2010)

c) Patrones de flujo en tuberías inclinadas

Dentro de los patrones de flujo para tuberías inclinadas, se destacan tres de ellos: tipo tapón y tipo anular (para flujo ascendente) y tipo estratificado (para flujo descendente), estas configuraciones de flujo son similares a las mostradas para el flujo en tuberías verticales y horizontales (Sosa Solís, 2010).

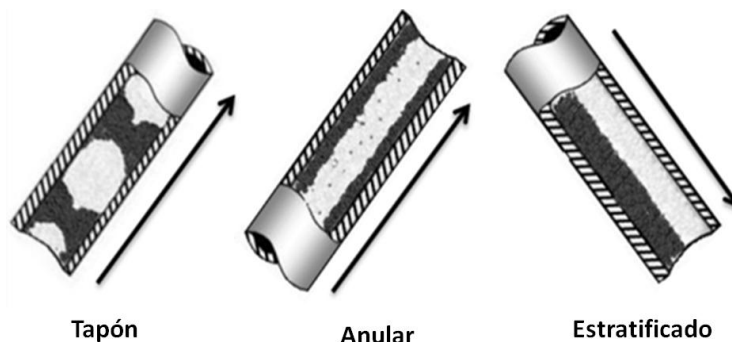


Figura 4.5 Patrones de flujo en tuberías inclinadas.
(Sosa Solís, UNAM, 2010)

4.6 Acondicionamiento de Flujo.

Algunos arreglos de tubería provocan alteraciones en el flujo que afectan la exactitud de la medición. Por esta razón se han establecido ciertas normas (A.G.A.) que determinan las longitudes mínimas de tubo recto que se deben dejar antes y después de un elemento primario de medición (www.arpisa.com.mx).

Cuando, por el diseño de la instalación, es imposible cumplir con estas normas, se pueden compensar parcialmente los efectos negativos introduciendo en la tubería los enderezadores de flujo que consisten en una serie de ductos paralelos, de sección pequeña, instalados longitudinalmente en el interior de la tubería. Estos enderezadores eliminan parcialmente la turbulencia del flujo.

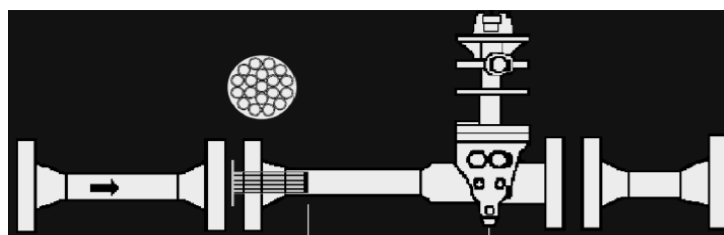


Figura 4.6 Acondicionadores de flujo.
(AR Pirometria e Ingeniería)

4.7 Medición en el sistema integral de producción

Son las mediciones que se llevarán a cabo durante el procesamiento del gas natural, desde su extracción hasta su venta. La medición de hidrocarburos se realiza en diferentes puntos del sistema integral de producción con fines diferentes.

-Medición en el yacimiento

El conocimiento de yacimiento requiere estudios elaborados que proporcionan un estimado de los flujos tanto másicos como volumétricos a través de modelos matemáticos que permiten realizar estimaciones cuya exactitud dependerá de la cantidad de información que se tiene sobre las características y el comportamiento del yacimiento. De acuerdo con lo anterior, no es posible realizar mediciones de forma directa en el yacimiento, la única forma en la que se pueden tener valores asociados a los flujos dentro del yacimiento se realizan por medio de correlaciones o modelos matemáticos teóricos (**López y Amaya, 2014**).

-Medición en el pozo

La medición de flujos volumétricos o másicos dentro del pozo se realiza por medio de equipos y herramientas que se desplazan dentro del mismo. La principal herramienta empleada para la medición de flujo dentro de un pozo es la toma de registros de flujo o de molinete. Este tipo de registros tienen mayor importancia durante las primeras etapas de la terminación de un pozo, en las que se debe realizar un diagnóstico correcto sobre la hermeticidad y su correcto funcionamiento (**Avilés y Pérez, 2014**).

-Medición en instalaciones superficiales

A partir de que el hidrocarburo se encuentra en la superficie es más sencilla su medición ya que es posible colocar, monitorear, calibrar, dar mantenimiento a los instrumentos y sistemas de medición. La medición en instalaciones superficiales puede ser llevada a cabo en procesos dinámicos o en condiciones de almacenamiento (estática).

En instalaciones superficiales los hidrocarburos se pueden encontrar en dos estados principalmente divididos de acuerdo a las fases que presentan (**Avilés y Pérez, 2014**):

- Monofásico
- Multifásico (gas y condensados, gas húmedo, gas y aceite)

-Los principales puntos de medición en superficie son:

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

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

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

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

- Dinámicas
- Estáticas.

Las mediciones dinámicas se realizan por medidores instalados en tuberías que contienen un flujo de fluidos. Existen diversos tipos de medidores que basan su funcionamiento en una gran cantidad de principios físicos. Las mediciones estáticas se realizan cuando los recursos en cuestión se encuentran en almacenamiento y carecen de movimiento.

4.8 Medidores de flujo másico

El caudal másico de un fluido, representa el flujo de una determinada masa de fluido durante un intervalo de tiempo (**ecuación 4.16**), es decir, Q_M .

$$Q_M = \frac{m}{t} \dots \dots \dots (4.16)$$

4.9 Medidores de flujo volumétrico

El caudal volumétrico Q_v , se define como el flujo de un determinado volumen de fluido que fluye durante un intervalo de tiempo (**ecuación 4.17**), es decir.

$$Q_v = \frac{V}{t} \dots \dots \dots (4.17)$$

4.10 Componentes de un sistema de medición

Son los dispositivos que se encargan de transformar la variable de ingeniería en una señal mecánica, eléctrica, etc. que puede ser usada por otros instrumentos (indicadores, controladores, registradores, etc.). Estos dispositivos tienen dos partes (**Figura 4.7**):

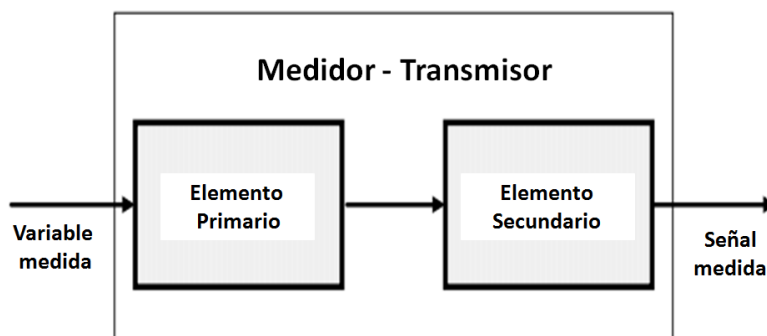


Figura 4.7 Componentes de un sistema de medición. (Del Ángel, 2012)

Elemento primario: Es el que capta la variable a medir y produce cambios en propiedades físicas que luego puede transformarse en una señal.

Elemento secundario: Capta la señal elaborada por el elemento primario y la transforma en una salida o genera una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota.

4.11 Medición estática de gas natural

Un volumen de gas contenido en un recipiente presenta dos características fundamentales para comprender la forma de estimar el volumen contenido en un tanque de almacenamiento. La primera es que un gas contenido en cualquier recipiente aumenta su volumen hasta ocupar la totalidad del volumen del mencionado envase, si bien este principio supone la falta de gravedad representa la realidad de los recipientes utilizados en la industria. La segunda característica es el hecho de que en cualquier punto interno del recipiente la presión es la misma en todas las direcciones. Partiendo de las anteriores consideraciones es evidente que los tanques almacenadores de gas posean forma esférica. Se puede conocer el contenido de cualquier depósito de gas recurriendo a ecuaciones de estado que se cumplan para el fluido almacenado. Una ecuación a la que se recurre de manera regular para explicar el comportamiento del gas natural es la ecuación de gases reales.

4.12 Medición a boca de pozo

En ocasiones es necesario conocer el flujo que aporta un pozo o un conjunto de pozos con el fin de establecer sus características de producción. La medición a boca de pozo es de uso frecuente cuando no se tiene mucha información que permita conocer su comportamiento productivo. La medición a boca de pozo llevarse a cabo mediante:

-Correlaciones: Ofrecen una forma práctica de estimar la producción de un pozo ya que no requieren de la instalación de instrumentos de medición, únicamente se sirve de parámetros que la mayoría de las veces están disponibles en los pozos. Si bien su exactitud es menor, su costo es significativamente menor ya que requiere solamente capacidad de cómputo para la realización de y un ingeniero de producción que sea capaz de escoger y emplear la correlación que mejor se adapte a las condiciones del pozo (**López y Amaya, 2014**).

-Medidores: ofrecen una mayor precisión y exactitud. Debido a la naturaleza de los hidrocarburos y a las condiciones a las que se encuentran normalmente la mayoría de los mismos producen flujos de tipo Multifásico por lo que se debe recurrir a una de dos opciones:

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

4.13 Medición con separadores de prueba

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

El uso de separadores implica un tiempo de estabilización para que los fluidos del pozo a medir lleguen al separador. Estos separadores son utilizados para determinar el potencial individual de producción de un pozo de petróleo o de gas.

4.14 Medición en transferencia de custodia

Para la medición de hidrocarburos líquidos y aplicaciones en transferencia de custodia, se puede concluir lo siguiente:

- a) Para diámetros menores o iguales a 12 pulgadas, la implantación de la tecnología coriolis es una buena opción.
- b) Para diámetros mayores a 12 pulgadas, la implantación de la tecnología ultrasónica es una buena opción.
- c) Ambas tecnologías presentan el mayor nivel de exactitud.

La importancia de la medición en transferencia de custodia, es que esta proporciona información sobre la cantidad y calidad utilizada en la documentación física y fiscal de un cambio de propiedad y/o responsabilidad de los productos se expresa en unidades de volumen bajo ciertas condiciones de referencia de presión y temperatura.

4.15 Prorrateo de producción

El prorrateo es una contabilidad del sistema o del procedimiento donde el total de la producción real mensual de la batería es distribuida equitativamente entre los pozos en una batería. Este sistema es aplicable cuando la producción de los pozos es mezclada antes de la separación y medición, y la producción mensual de cada pozo es inicialmente estimada, basada en datos de pruebas de pozos. En este tipo de sistema, los factores de prorrateo son empleados para corregir volúmenes estimados a volúmenes actuales. Los pasos a seguir para determinar el volumen de producción aplicando prorrateo se resumen a continuación (**Del Ángel, 2012**):

1. En el caso de una batería, del prorrateo de aceite, gas y agua de los pozos individuales se realiza ya que estos gastos no son continuamente medidos. En vez de eso, los pozos son periódicamente probados para determinar los gastos de producción de aceite, gas y agua.
2. Los gastos determinados durante la prueba del pozo son usados para estimar la producción de los pozos por el periodo de tiempo comenzando con la prueba del pozo y continuando hasta que la otra prueba se lleve a cabo.
3. La producción estimada así determinada para cada pozo se suma para llegar a la producción total estimada de la batería.
4. La producción real de aceite, gas y agua es dividida por la producción total estimada para producir un factor de prorrateo. El factor de prorrateo es entonces multiplicado por la producción estimada de cada pozo para obtener la producción real del pozo.

Entonces, cuando se tiene el resultado de la producción total, los volúmenes mensuales totales pueden resultar de un solo mes de medición, pero generalmente resultan de la combinación de mediciones individuales y/o estimaciones.

4.16 Medición de quema y venteo

-Importancia de la medición de quema y venteo de gas

- Reducir la quema de gas y emisiones de gases de efecto invernadero
- Evitar el desperdicio de recursos valiosos
- Contribuir a la eficiencia de energía y mitigación del cambio climático

El gas no aprovechado dentro de la industria petrolera proviene principalmente de tres fuentes:

1. Quema de gas: Emisiones derivadas de la incineración del gas.
2. Venteo: Liberación de gas a la atmosfera sin incineración
3. Emisiones derivadas de eventos no previstos.

-Estimación y medición de gas quemado y venteado

Una estimación general del volumen total de gas quemado, se puede hacer de la siguiente forma:

$$\text{Diferencia} = \text{Gas enviado} - \text{Gas facturado}(\text{exportación})$$

Y la diferencia se puede ajustar en donde exista mayor incertidumbre:

1. Gas quemado
2. Encogimiento
3. Inyección de gas amargo al yacimiento
4. Producción

En la **Figura 4.8** se muestra el proceso operativo de acondicionamiento y distribución del gas; en él se describen los puntos en donde está involucrado el cálculo y estimación de gas quemado, venteado, y liberado en emisiones fugitivas.

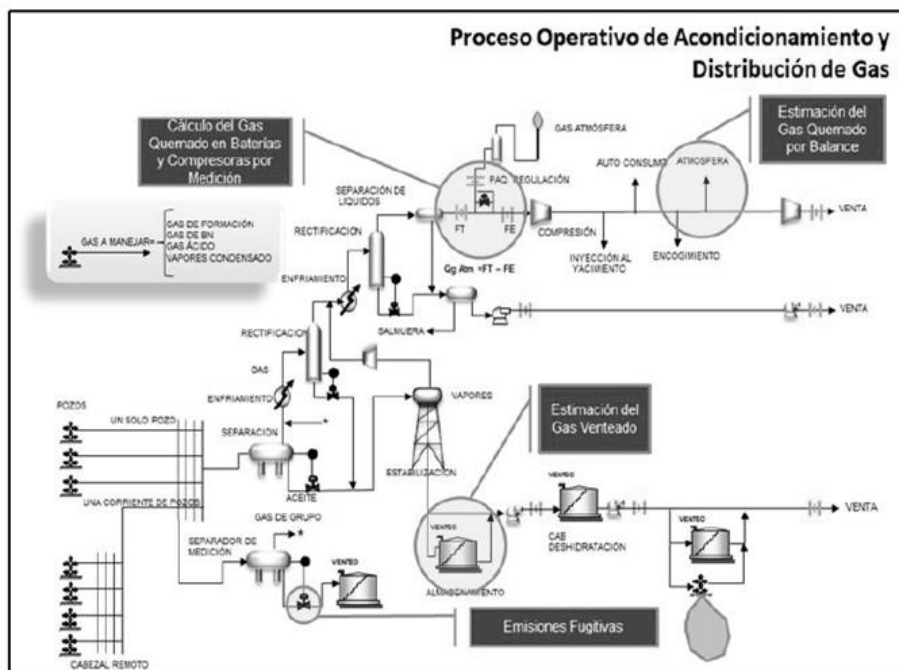


Figura 4.8 Proceso operativo de acondicionamiento y distribución del gas. (Petróleos Mexicanos)

4.17 Instrumentos de medición

La elección de un dispositivo es probablemente la decisión de diseño más importante. En el caso de la medición, la elección se ve influida por las normas establecidas en la industria, la existencia de patrones de medida para la tecnología, la inversión de capital, y los costos de operación.

4.17.1 Medidores de placa de orificio

La placa de orificio es el elemento primario para la medición de flujo más sencillo; es una lámina plana circular con un orificio concéntrico, excéntrico o segmentado y se fabrica de acero inoxidable. La clasificación de los medidores de placa de orificio se muestra en la figura 4.9 (Gallagher, 2006).

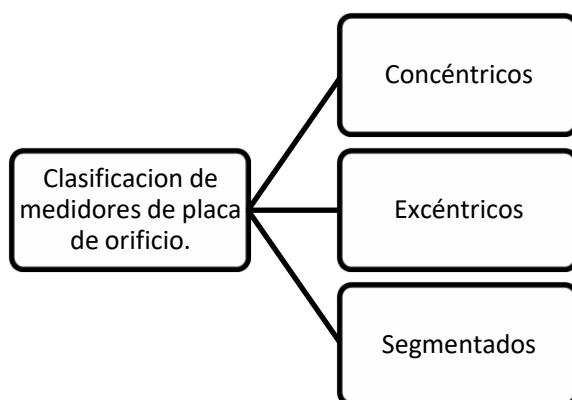


Figura 4.9 Clasificación de los medidores de placa de orificio
(James E. Gallagher, 2006 Elaboró: Alicia Aguirre)

Tabla 4.1 Tipos de orificios y sus aplicaciones. (James E. Gallagher, 2006)

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

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

Cuando el flujo pasa por una tubería sin restricción, la presión y la velocidad permanecen constantes en todos sus puntos; bajo esta condición el flujo presenta un valor de presión estática antes de entrar a la placa de orificio. Cuando el flujo encuentra alguna restricción, en este caso la placa de orificio, presenta una disminución en la velocidad y por lo tanto un incremento de presión justo antes del orificio. Al pasar el flujo a través del orificio para compensar la disminución del área, se presenta un incremento en la velocidad hasta su valor máximo y el valor de la presión disminuye llegando así a su mínimo valor. Posteriormente el flujo comienza a dispersarse, disminuyendo su valor de velocidad y aumentando su valor de presión, debido a que se incrementa el área por donde circula (tubería). La **ecuación 4.18** es el modelo matemático para flujo volumétrico.

$$Q_v = C_d \epsilon E \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}} \dots \dots \dots (4.18)$$

O bien en unidades de flujo másico:

$$Q_m = C_d \epsilon E \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2(P_1 - P_2)} \dots \dots \dots (4.19)$$

-Ventajas del uso de la placa de orificio

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

-Desventajas del uso de la placa de orificio

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

4.17.2 Medidores ultrasónicos

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

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

- Tiempo de tránsito.
- Efecto Doppler.

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

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

Ambos métodos miden la velocidad del flujo y suponiendo que el diámetro de la tubería es constante calculan el gasto volumétrico con la siguiente ecuación:

$$Q_v = AV_f \dots\dots\dots (4.20)$$

Donde q_v es el flujo volumétrico, A el área transversal de la tubería y V_f la velocidad del flujo.

-Principio de funcionamiento de medidores de tiempo de tránsito

En este tipo de medidor se introduce una onda sónica en la trayectoria del fluido de tal forma que dicha onda viaje alternativamente en el sentido del flujo en una dirección y se refleje en el sentido contrario a la dirección del flujo (www.webdelprofesor.ula.ve).

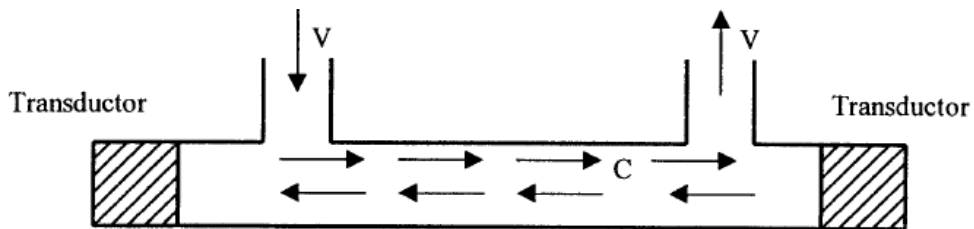


Figura 4.10 Proceso de los medidores de tiempo de tránsito.

(www.webdelprofesor.ula.ve)

La diferencia de tiempo de ir y venir de la onda es proporcional a la velocidad de flujo, debido a que la onda de sonido es frenada cuando viaja contra el flujo y acelerada cuando viaja en la dirección de este. Dicho de otra forma, la frecuencia de los pulsos sónicos viajando aguas abajo es mayor que la frecuencia de pulsos sónicos viajando aguas arriba, la diferencia entre las dos frecuencias es función directa de la velocidad del flujo y es independiente de la velocidad del sonido. De donde se obtiene:

$$V = \frac{(F_d - F_u)L}{2}$$

Donde F_d es la frecuencia de la onda viajando aguas abajo, F_u es la frecuencia de la onda viajando aguas arriba, C es la velocidad del sonido y L la distancia que recorre la onda desde un transductor a otro.

-Principio de funcionamiento de medidores de efecto Doppler

El medidor basado en el efecto Doppler emite una señal cuya frecuencia es conocida, y que hace eco en las partículas suspendidas en el fluido. La frecuencia de esta nueva onda se mide y la diferencia entre ambas frecuencias es proporcional a la velocidad del fluido. Éste mecanismo se ilustra en la **Figura 4.11**.

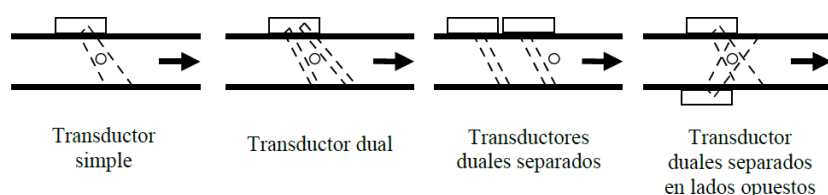


Figura 4.11 Efecto Doppler en un fluido dentro de una tubería
(www.webdelprofesor.ula.ve)

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

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

$$V = \frac{V_s(f_e - f_r)}{2 \cos \theta} \dots \dots \dots (4.22)$$

Donde V es la velocidad en el fluido, V_s es la velocidad del sonido en el flujo, θ es el ángulo de reflexión de las ondas emitidas, f_e es la frecuencia de emisión y f_r es la frecuencia de la onda reflejada.

-Ventajas de los medidores ultrasónicos:

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

-Desventajas de los medidores ultrasónicos:

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

4.17.3 Medidores tipo turbina

El medidor de turbina emplea un elemento rotativo el cual gira en proporción a la velocidad del fluido que pasa a través del mismo. Un detector magnético es usado para captar la velocidad del rotor (**James E. Gallagher, 2006**). La señal de salida es un tren de pulsos continuos en onda senoidal, en el que cada pulso representa un volumen discreto del flujo medio, lo que permite medir flujo laminar y turbulento. La señal de salida y la velocidad de flujo son proporcionales en un factor K definido por (**ecuación 4.23**):

$$K = 60 \frac{f}{Q} \dots \dots \dots (4.23)$$

Donde f son los pulsos por segundo, Q es el flujo en galones por minuto y K son los pulsos por galón.

La velocidad angular de rotación es directamente proporcional al flujo volumétrico. La velocidad de rotación se monitorea por una bobina detectora electromagnética.

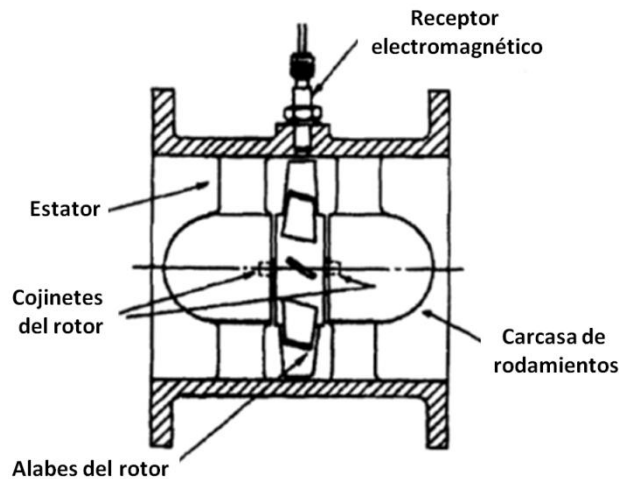


Figura 4.12 Medidor de flujo tipo turbina
(James E. Gallagher, 2006)

-Ventajas del medidor tipo turbina

- Alta exactitud
- Muy buena repetibilidad
- Respuesta rápida.
- Fácil instalación
- Baja pérdida de presión
- Muy poca energía absorbida por el elemento de medición
- Capacidad para mediciones a presión alta y flujo alto en un amplio rango de temperatura

-Desventajas del medidor tipo turbina

- No aplicable a fluidos con altas viscosidades
- Requiere calibración
- Relativamente costoso
- Puede sufrir daño por operación fuera de rango
- Partes móviles sujetas a corrosión
- Con fluidos sucios requiere filtros adecuados

4.17.4 Medidores de desplazamiento positivo

Miden el gasto en volumen contando o integrando volúmenes separados de fluido. Las partes mecánicas del instrumento se mueven aprovechando la energía del fluido y dan lugar a una pérdida de carga. La precisión depende del espacio vacío entre las partes móviles y las fijas, y aumenta con la calidad de la mecanización y con el tamaño del instrumento (Duran, 2010).

Operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido (V_u), desplazándolo desde la entrada a la salida, y contando (N) el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado (t). Se conocen con el nombre genérico de contadores por que cuentan el volumen de líquido, independientemente del tiempo transcurrido. Para la obtención del gasto volumétrico se utiliza la siguiente expresión:

$$Q = \frac{V_u N}{t} \dots \dots \dots (4.24)$$

O también expresada en el número de revoluciones por minuto (rpm):

$$Q = V_u N \dots \dots \dots (4.25)$$

La lectura se realiza por medio de un sistema de transmisión mecánica desde el interior del contador hasta el exterior, en cuyo final se encuentra un conjunto de engranajes que hacen mover un contador totalizador de gasto.

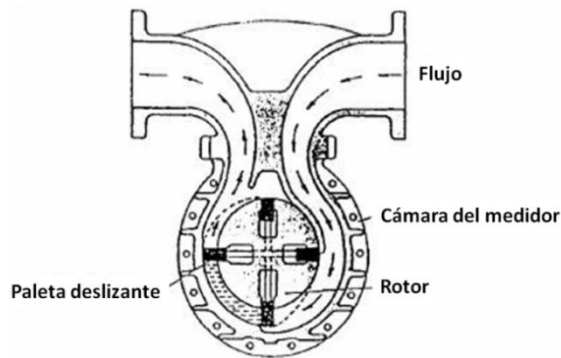


Figura 4.13 Esquema de un medidor de desplazamiento positivo. (Medidores de gas, 2014)

Con los contadores se obtiene la medida de forma directa, sin tener que recurrir a ningún tipo de cálculo o corrección.

Los medidores por desplazamiento positivo alcanzan hasta un 0.1 % de incertidumbre mínima lo que los hace útiles en aplicaciones con exigencia de exactitud. Son usados principalmente en petroquímicas, transvase de combustibles en estaciones de servicio o como medidores de gas

-Ventajas del medidor de desplazamiento positivo

- Buena exactitud y amplio rango de medida.
- Apto para fluidos con muy alta viscosidad, admitiendo grandes cambios en la misma.
- No necesita alimentación eléctrica.
- Amplio rango de gasto.
- Rangeabilidad 10:1.

-Desventajas del medidor de desplazamiento positivo

- Altos costos, especialmente en grandes tamaños
- Alta pérdida de carga
- No apto para fluidos abrasivos o sucios
- No resiste cambios bruscos de flujo
- Las partes móviles tienen muy poca tolerancia entre ellas para evitar fugas

4.17.5 Medidores tipo Coriolis

Los medidores por efecto Coriolis se basan en el principio de que las fuerzas de inercia son generadas siempre que una partícula en un cuerpo en rotación, se mueva en relación con el cuerpo en una dirección hacia o lejos del centro de rotación (Durán, 2010), **Figura 4.14**.

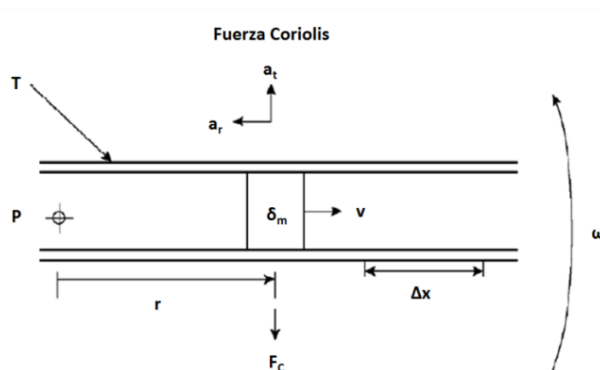


Figura 4.14 Fuerza Coriolis
(Medición de fluidos por efecto Coriolis, Duran 2010)

Una partícula de masa δm se desliza con una velocidad v constante en un tubo T que gira con una velocidad angular ω sobre un punto fijo p. La partícula adquiere dos componentes de aceleración:

- Una aceleración radial a_r (centrípeta) igual a $\omega^2 r$ y dirigida hacia P.
- Una aceleración transversal a_t (Coriolis) igual a $2\omega v$ perpendicularmente a a_r .

Para impartir la aceleración Coriolis a_t a la partícula, una fuerza de magnitud $2\omega v \delta m$ es requerida en la dirección de a_t , provocada por la oscilación del tubo. La reacción de la fuerza en sentido opuesto en el tubo, es la fuerza Coriolis:

$$F_c = 2\omega v \delta m \dots \dots \dots (4.26)$$

Se puede observar que cuando un fluido de densidad ρ fluye a una velocidad constante v a lo largo de un tubo oscilante, cualquier longitud Δx del tubo oscilante experimenta una fuerza Coriolis transversal de magnitud $F_c = 2\omega v \rho A \Delta x$, donde A es el área transversal del interior del tubo oscilante. Así el gasto másico Q_m puede ser expresado como:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = Q_m = \rho A v \dots \dots \dots (4.27)$$

Entonces se tiene:

$$\Delta F_c = 2\omega Q_m \Delta x \dots \dots \dots (4.28)$$

El fluido ingresa a la unidad sensor pasando la mitad del fluido por el tubo de flujo. Durante la operación, la bobina generadora es energizada lo que provoca que los tubos oscilen arriba y abajo en oposición uno con el otro. El voltaje generado desde cada bobina captora crea una onda sinusoidal.

El flujo másico que se mueve a través de las patas de entrada de los tubos de flujo genera una fuerza Coriolis que resiste la vibración de los tubos de flujo. A medida que el flujo másico se mueve a través de las patas de salida, la fuerza Coriolis se agrega a la vibración de los tubos de flujo. La dirección opuesta de la fuerza Coriolis entre las patas de entrada y salida ocasiona el movimiento de torcimiento que se utiliza para medir el gasto másico.

El valor de la diferencia de tiempo entre las ondas sinusoidales es medido en microsegundos, y es llamado Delta T, siendo directamente proporcional al gasto de flujo másico. A mayor Delta T, mayor gasto de flujo másico.

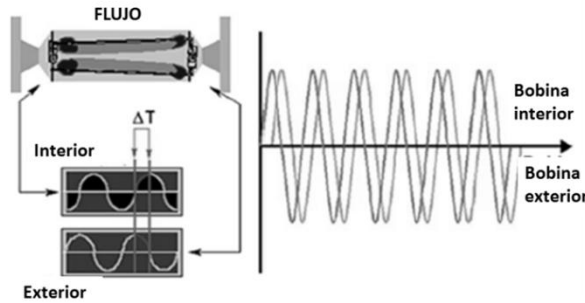


Figura 4.15 Funcionamiento del medidor tipo Coriolis
(Medición de fluidos por efecto Coriolis, Duran 2010)

-Determinación del flujo másico

La fuerza Coriolis es el producto de los vectores ω y v , y su valor es:

$$\bar{F}_c = 2m\bar{\omega} \times \bar{v} \dots \dots \dots (4.29)$$

El par creado respecto al eje R-R del tubo es:

$$M = 2Fr = 4mv\omega r = 4\omega r Q_m \dots \dots \dots (4.30)$$

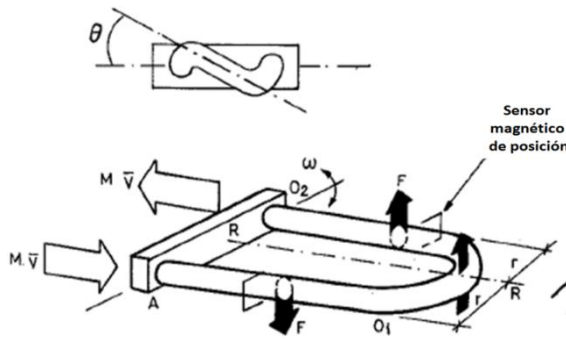


Figura 4 16 Variables que intervienen en el medidor tipo Coriolis
(Medición de fluidos por efecto Coriolis, Duran 2010)

Si K , es la constante de elasticidad del tubo y θ el ángulo de torsión, la fuerza de torsión del tubo que equivale al par creado respecto al eje R-R del tubo es:

$$T = K\theta \dots\dots\dots (4.31)$$

Luego siendo $M=T$, el gasto másico puede ser escrito como:

$$Q_m = \frac{K\theta}{4\omega r} \dots\dots\dots (4.32)$$

La diferencia en tiempo Δt de las señales de los sensores de posición es relacionada con θ y con la velocidad v del tubo en su punto medio por:

$$\tan\theta = \frac{v}{2r} \Delta t \dots\dots\dots (4.33)$$

Y como θ es pequeña, resulta:

$$\theta = \frac{L\omega}{2r} \Delta t \dots\dots\dots (4.34)$$

Combinando las **ecuaciones 4.33 y 4.34** se obtiene:

$$Q = \frac{KL}{8r^2} \Delta t \dots\dots\dots (4.35)$$

Indicando que el gasto solo es proporcional al intervalo de tiempo y las constantes del tubo, es común que los fabricantes obtengan el valor de $\frac{KL}{8r^2}$ como el factor de corrección de fábrica

$$Q = F_c \Delta t \dots\dots\dots (4.36)$$

-Ventajas del medidor tipo Coriolis:

- Medición directa de masa, alta precisión, amplio rango.
- Medición multivariable (caudal, densidad y temperatura) desde un solo dispositivo.
- Se puede instalar en cualquier lugar sin necesidad acondicionar el flujo

- Precisión en una gran variedad de caudales con un solo medidor
- -Medición directa y repetible de gasto másico

-Desventajas del medidor tipo Coriolis:

- Uso limitado en la medición de flujo de gases debido a la baja inercia asociada al flujo de gases.
- Aplicación limitada en aplicaciones de medición de flujo en tuberías de diámetros superiores a 6 [pg]
- Son costosos
- Las constantes vibraciones pueden originar fallas en la soldadura del tubo.
- Es muy voluminoso.

4.18 Medición de gas húmedo

Los medidores que pueden emplearse con flujo de gas húmedo pueden dividirse en tres categorías generales (Ortiz y Velosa, 2015):

1. Medidores para una sola fase,
2. Medidores diseñados para gas húmedo y
3. Medidores multifásicos.

A continuación se presenta un panorama general del principio de operación y del desempeño de los medidores de gas seco usados con correlaciones de gas húmedo, medidores de gas húmedo y medidores multifásicos.

1. Medidores de flujo de gas para una sola fase

Las tecnologías empleadas para la medición de gas en una sola fase también pueden ser usadas en la medición de gas húmedo bajo las siguientes dos consideraciones:

- a) **Bajo contenido de líquido en la corriente:** Con bajo contenido de líquido el error en la determinación del flujo de gas es aceptable, por lo tanto la cantidad de líquido no se mide y se asume la lectura de caudal de gas realizada por el medidor como medición final.

b) **Elevado contenido de líquido:** Una cantidad elevada de líquido en la corriente de gas ocasiona un error significativo que debe ser corregido. Para realizar las correcciones se requiere conocer de antemano el caudal de líquido o por lo menos la relación entre el caudal de líquido y de gas, esta corrección se realiza mediante una correlación específica para cada medidor a las condiciones particulares en las cuales está operando. La correlación se determina experimentalmente, evaluando la respuesta del medidor ante diferentes cantidades de líquido

2. Medidores de gas húmedo

A nivel industrial los medidores de gas húmedo se definen como los dispositivos capaces de determinar simultáneamente el caudal de gas y el caudal de líquido, sin requerir información adicional proveniente de otros dispositivos, pero no proporcionan información relacionada con los diferentes componentes que conforman la fase líquida. En la **Tabla 4.2** se describen los métodos comúnmente aceptados para medición de gas húmedo.

Tabla 4.2 Métodos en la medición de gas húmedo.

(Fundamentos de la medición de gas húmedo, Juan Manuel Ortiz Afanador y John Fredy Velosa Chacón, 2010)

Método	Descripción del método
Múltiples medidores de una sola fase dispuestos en serie	<p>El método consiste en la utilización en serie de dos o más medidores, todos diseñados para medición de una sola fase de gas, cada uno de los cuales cuenta con un comportamiento característico frente a una corriente de gas húmedo.</p> <p>A partir de este comportamiento es posible dar solución a las dos incógnitas (caudal de gas y líquido) mediante la solución simultánea de las dos ecuaciones (o cualquier técnica matemática) obtenidas a partir de las correlaciones de gas húmedo propias de cada uno de los medidores.</p> <p>El método de medidores en serie teóricamente funciona para cualquier combinación de medidores siempre y cuando los medidores usados tengan respuestas significativamente diferentes ante un flujo de gas húmedo, aunque en la práctica esta condición no es muy fácil de obtener.</p>
Relación presión diferencial –pérdida de presión permanente	<p>Este método emplea las diferencias en el comportamiento de la recuperación de presión del flujo que se presentan cuando un medidor de presión diferencial opera con gas húmedo y con gas seco, siendo mayor la recuperación de la presión del flujo cuando se encuentra operando con gas seco. Es decir que la presencia de líquido afecta no solamente la lectura de</p> <p>Presión diferencial (medida inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor) sino también la pérdida de presión permanente (medición inmediatamente aguas arriba y varios diámetros aguas abajo del medidor).</p>

<p>Sistema de sensores de respuesta rápida</p>	<p>El método se vale de las fluctuaciones naturales que ocurren en las magnitudes presión estática, presión diferencial y temperatura, cuando el flujo de gas (seco y/o húmedo) pasa a través de una obstrucción, generalmente asociada a medidores de presión diferencial.</p> <p>La frecuencia y magnitud de las fluctuaciones puede relacionarse con el patrón de flujo y con el caudal de las fases de flujos multifásicos, en general incluyendo flujo de gas húmedo</p>
<p>Prototipos</p>	<p>A esta clasificación pertenecen todos los métodos que se encuentran netamente en desarrollo, los cuales han sido discutidos en artículos técnicos pero que aún no han sido puestos en aplicaciones prácticas</p>

3. Medidores multifásicos

Los medidores que estiman el caudal de gas y de líquido y simultáneamente proporcionan la fracción de los diferentes componentes que conforman la fase líquida son conocidos como medidores multifásicos. Generalmente la aplicación principal de los medidores multifásicos se encuentra en la industria de producción de petróleo y gas.

Tabla 4.3 Medidores multifásicos para gas húmedo.

(Fundamentos de la Medición de Gas Húmedo, Juan Manuel Ortiz Afanador y John Fredy Velosa Chacón, 2010)

Método	Descripción del método
<p>Medidores multifasicos de alto factor de volumen de gas.</p>	<p>Los modelos de este tipo de elementos emplean un medidor de presión diferencial como núcleo del sistema, incorporando luego dispositivos para fraccionar las fases al interior del cuerpo del medidor. La información combinada del medidor de presión diferencial y del dispositivo fraccionador de fases constituye la entrada para el procedimiento de cálculo.</p>
<p>Análisis nodal, modelamiento integrado y medidores virtuales.</p>	<p>Consiste en la utilización de metodologías para la determinación del caudal de gas y líquido sin emplear para ello dispositivos físicos para medición de flujo.</p> <p>Estos métodos de medición (si se les puede llamar así), predicen el caudal a partir de la medición de otras condiciones en la línea de flujo donde no es físicamente posible o económicamente viable instalar un sistema de medición apropiado.</p> <p>Estos métodos usualmente son aplicables en la industria del petróleo y el gas a redes de tuberías con flujos multifásicos y de gas húmedo preferiblemente en condición estable.</p>

4.19 Análisis de la composición del gas natural

Cuando se determina la composición del gas natural, no solo se cuantifican los hidrocarburos presentes, sino también las impurezas. Es posible que también haya presencia de arenas, las cuales producen erosión. En las muestras puede, haber también parafinas y asfáltenos, los cuales se depositan y crean problemas de taponamiento. Si el agua está en forma líquida y hay presencia de gases ácidos, de seguro aumentara la corrosión. (Medina, 2017) Además de la posible formación de hidratos.

Las tomas de muestra deben hacerse por procedimientos que aseguren que la muestra sea representativa del gas. Existen diversos procedimientos de análisis para establecer los porcentajes de los distintos hidrocarburos y de los demás componentes en el gas natural y productos afines. Los métodos o aparatos comúnmente usados para la determinación de los hidrocarburos, son:

-Fraccionamiento a baja temperatura

Este proceso, por lo general se realiza en el aparato Podbielniak y sus similares es una columna de laboratorio rellena para la destilación fraccionada de gas natural, licuado por enfriamiento con aire y nitrógeno líquidos. La base de la columna puede calentarse mediante una resistencia eléctrica. En la primera parte de la destilación, la cabeza de la columna es enfriada con aire o nitrógeno líquido para regular la cantidad de reflujo (metano líquido, etc.). Consecutivamente, destilan metano, etano, propano, etc. Los puntos de separación entre dos hidrocarburos, o fracciones agrupados, se reconocen por el cambio repentino de valores de la conductividad térmica de los vapores salientes; valores que son registrados en forma continúa en un instrumento anexo. Todos estos componentes del gas, que no son hidrocarburos, no pueden ser determinados en el aparato Podbielniak, luego habría que utilizar otros métodos de análisis del gas, para tener una mayor precisión y exactitud de los resultados obtenidos.

-Espectrómetro de masa

Este método se basa en la deflexión de la trayectoria que sufren las moléculas ionizadas de un gas muy diluido, en un campo magnético. La ionización se efectúa en una cámara de ionización. Las partículas ionizadas son aceleradas por la acción de un voltaje elevado y reflexionadas de su camino en el campo magnético, de acuerdo con su masa.

-Espectrómetro de absorción infrarroja

Este es un aparato similar a un espectrómetro común, pero utiliza rayos infrarrojos cuya refracción con gases y otros medios incoloros es más pronunciada y característica que la de los rayos de la luz visible. Los distintos componentes son identificados por comparación de sus aspectos con espectros patrones de productos puros, determinándose en el mismo aparato o publicados en la literatura. La cantidad de componentes se determina sobre la base de la intensidad de la absorción registrada. La espectrometría infrarroja es particularmente útil para distinguir entre moléculas saturadas del grupo (parafinico) y no saturado (olefinas, etc.).

-Cromatografía

La técnica más utilizada para el análisis del gas natural es la cromatografía en fase gaseosa, la cual es un método físico de separación en el cual los componentes a separar se distribuyen entre dos fases, una de las cuales constituye la fase estacionaria superficial, y la otra es un fluido (fase móvil) que pasa a través o a lo largo de la fase estacionaria. Esta fase puede ser un sólido o un líquido dispuesto sobre un sólido que actúa como soporte, de gran área superficial. La fase móvil es un fluido, el cual puede ser gas, líquido o fluido súper crítico, que se usa como soportador de la mezcla. En la cromatografía ocurren dos fenómenos muy importantes y que son prácticamente rectores del proceso de separación. Estos procesos son la absorción y la adsorción.

-Calorímetro

Es un instrumento que sirve para medir las cantidades de calor suministradas o recibidas por los cuerpos. Es decir, sirve para determinar el calor específico de un cuerpo, así como para medir las cantidades de calor que liberan o absorben los cuerpos.

De acuerdo con los principios de las diversas técnicas calorimétricas, los instrumentos se pueden clasificar en tres grupos diferentes:

- Combustión de una muestra gaseosa en el interior de una bomba calorimétrica (combustión isócorica)
- Combustión de un gas en una llama de un quemador de gas (combustión isobárica)
- Combustión sin llama en un catalizador (combustión isobárica)

5. Sistema de gestión integral de medición del gas natural

La buena administración de las mediciones asegura que tanto los equipos de medición como los procedimientos son aptos para su uso y que cumplirán con los objetivos de calidad del hidrocarburo, además de minimizar el riesgo de mediciones incorrectas.

El sistema de gestión de las mediciones se compone del control de los procesos de medición y de la confirmación metrológica del equipo de medición, así como de los procesos de soporte necesarios.

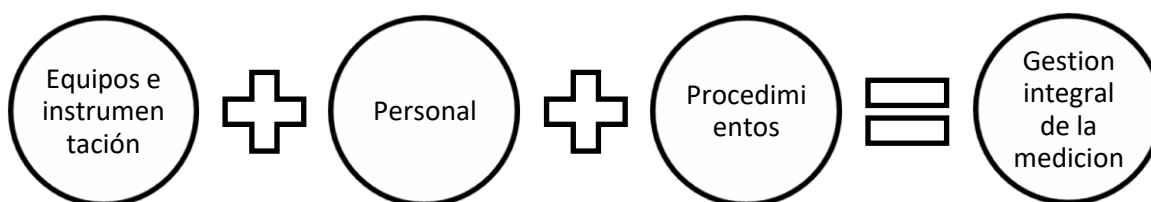


Figura 5.1 Componentes del sistema de gestión integral de la medición.
(ISO 10012 Elaboró: Alicia Aguirre)

Para cerciorarse que los sistemas de medición y sus procedimientos operen a los niveles adecuados se requiere de auditorías y/o supervisiones internas y externas en intervalos razonables de tiempo en donde se evalúe y verifique la eficacia del conjunto de equipos, procedimientos y personal (**Figura 5.1**).

Por lo anterior, la Gestión y gerencia de la Medición será el conjunto de elementos físicos y normativos que produce un buen resultado en la medición. Estos elementos, se resumen en la **Figura 5.2**.

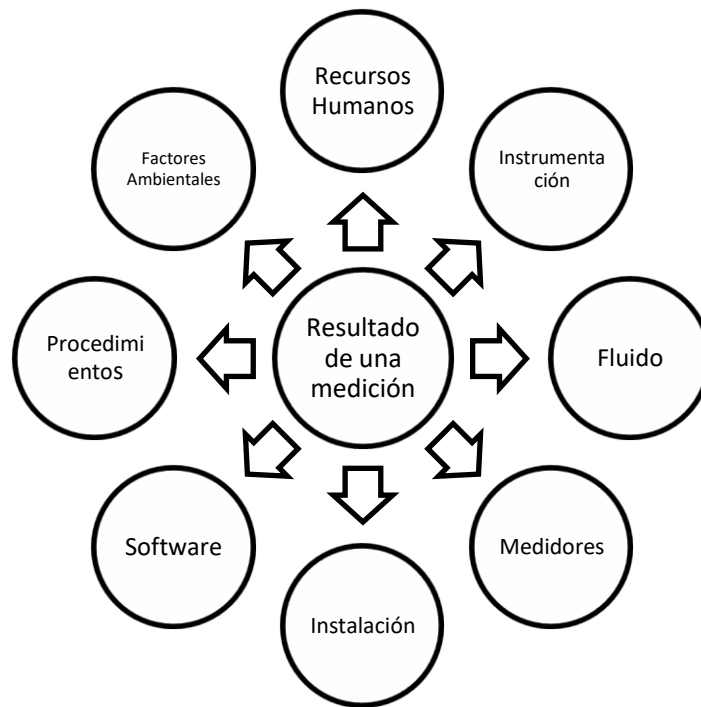


Figura 5.2 Elementos físicos y normativos responsables del resultado de una medición.
(Lineamientos de medición, CNH, 2012)

5.1 Confirmación metrológica

Se llama confirmación metrológica al conjunto de operaciones requeridas para asegurar que el equipo de medición se encuentra conforme con los requisitos especificados de su uso (**ISO-10012, 2003**). Incluye procesos tales como, la calibración y la verificación, entre otros.

Dentro del sistema de administración de las mediciones debe definirse la función metrológica, la cual debe asegurarse de establecer, documentar y mantener el sistema, así como realizar mejoras continuas a su eficacia. Dentro de las obligaciones de esta función metrológica podemos encontrar:

- Asegurar los requisitos de medición y convertirlos en requisitos metrológicos.
- Demostrar el cumplimiento de los requisitos metrológicos.
- Definir y establecer objetivos de calidad medibles para el sistema de gestión de las mediciones.
- Establecer criterios de desempeño, objetivos y procedimientos en los procesos de medición.
- Realizar revisiones sistemáticas para su continua adecuación, eficacia y conveniencia.

5.2 Administración de los recursos

El sistema de administración de las mediciones deberá utilizar de forma eficiente todos los recursos disponibles que permitan llevar a cabo mediciones certeras y con bajo riesgo (**ISO-10012,2003**). Entre los recursos disponibles podemos encontrar:

1. Recursos humanos

- Se deberán definir y documentar las responsabilidades de todo el personal asignado al sistema de administración de las mediciones.
- Asegurar que el personal demuestre aptitudes para realizar mediciones.
- Proveer de la formación necesaria para dar respuesta a las necesidades identificadas, y mantener registro de de las actividades de formación, así como evaluaciones.

2. Recursos de Información

-Procedimientos

- Deberán documentarse y validarse para asegurar su apropiado funcionamiento.
- Los procedimientos nuevas o los cambios realizados a procedimientos anteriores deberán ser autorizados y controlados, además, estar disponibles y vigentes.

-Software

- Documentar, identificar y controlar todo el software utilizado en los procesos de medición para asegurar su uso continuo.

-Registros

- Mantener los registros con la información requerida para el buen funcionamiento del sistema de administración de las mediciones.

-Identificación

- Los procedimientos y equipos de medición deberán estar claramente identificados.

3. Recursos materiales

-Equipo de medición.

Contar con sistemas de medición que permitan realizar la medición de hidrocarburos con trazabilidad metrológica. Se deberá considerar:

- Selección. Adecuados a su uso conforme a las características del fluido y condiciones operativas correspondientes al proceso.
- Identificación. Identificar los sistemas de medición así como su ubicación.

-
- Calibración. Los instrumentos y patrones deberán estar calibrados en función de las especificaciones del fabricante, el proceso, normativa y estándares.
 - Mantenimiento. Los instrumentos de medición deberán recibir mantenimiento en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente.
 - Verificación. verificar que los sistemas de medición funcionen correctamente.

4. Medio ambiente

- Documentar las condiciones ambientales requeridas para el buen funcionamiento de los procesos de medición.
- Dar seguimiento y registrar las condiciones ambientales que afecten las mediciones. Las correcciones también deben registrarse y aplicarse a los resultados.

5.3 Calibración

La calibración se define como la comparación de un estándar de medición (o de un equipo) con un estándar o equipo de mayor exactitud, para detectar o cuantificar imprecisiones y reportarlas o eliminarlas mediante un ajuste. Es la actividad de control de calidad más importante dentro de la medición, ya que establece la relación del valor medido por un equipo con un valor convencionalmente real, dando validez y trazabilidad a la medición. Los principales métodos de calibración son (**La Guía METAS, 2005**):

-Calibración por comparación directa: En este método se comparan directa e instantáneamente los valores proporcionados por el equipo bajo calibración, contra los valores proporcionados por un patrón.

-Calibración por transferencia: En este método se comparan los valores proporcionados por el equipo bajo calibración, contra los valores proporcionados por un patrón, a través de un patrón de transferencia, incluso en diferente tiempo y lugar.

-Calibración por sustitución: Este método utiliza un equipo auxiliar (comparador) , con el que se mide inicialmente al patrón y luego al equipo sujeto a calibración.

-Calibración por equilibrio: Este método utiliza un detector de nulos, el cual permite comprobar la igualdad entre el patrón y el equipo sujeto a calibración.

-Calibración por simulación: Este método simula el mensurando del instrumento de medición sujeto a calibración en base a modelos de relación de respuesta contra estímulos.

-*Calibración por reproducción*: Es este caso el patrón utilizado en la calibración reproduce al mensurando.

-*Calibración por puntos fijos*: Es este caso el patrón utilizado en la calibración realiza un constante fundamental o derivada mediante la reproducción de fenómenos físicos o químicos.

5.4 Proceso de medición

Los procesos de medición deben ser planificados, validados, implementados, documentados y controlados (**ISO-10012,2003**).

Al especificar los procesos de medición puede ser necesario determinar:

- Que mediciones son necesarias para asegurar la calidad del hidrocarburo.
- Los métodos de medición.
- El equipo requerido para realizar la medición y definirlo
- Las habilidades y calificaciones requeridas por el personal que realiza las mediciones

Debe diseñarse para impedir resultados de medición erróneos, y debe asegurar la rápida detección de deficiencias y la oportunidad de acciones correctivas. Adicionalmente deberán identificarse y cuantificarse las características requeridas para su uso.

5.5 Incertidumbre de la medición

La palabra incertidumbre significa duda. Así incertidumbre de medida significa duda sobre la validez de una medición. La definición formal es la siguiente (**www.cem.es, 2016**):

“Parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían ser razonablemente atribuidos al mensurando”

En la práctica existen numerosas fuentes posibles de incertidumbre en una medición, entre ellas (**GUM, 2008**):

- a) Definición incompleta del mensurando
- b) Realización imperfecta de la definición del mensurando
- c) Muestra no representativa del mensurando
- d) Conocimiento incompleto de los efectos de las condiciones ambientales sobre la medición.

-
- e) Lectura sesgada de instrumentos analógicos, por parte del operador.
 - f) Resolución finita del instrumento de medida o umbral de discriminación
 - g) Valores inexactos de los patrones de medida o de los materiales de referencia. Valores inexactos de constantes y otros parámetros tomados de fuentes externas y utilizados en el algoritmo de tratamiento de los datos.
 - h) Aproximaciones e hipótesis establecidas en el método y procedimiento.
 - i) Variaciones en las observaciones repetidas del mensurando, en condiciones aparentemente idénticas.

En general, el resultado de una medición es solo una aproximación o estimación del valor del mensurando y únicamente se halla completo cuando está acompañado de una declaración acerca de la incertidumbre que acompaña dicha aproximación.

-Error vs incertidumbre

En general, todo procedimiento de medición tiene imperfecciones que dan lugar a un error en el resultado de la medición, esto genera que el resultado sea solo una aproximación o estimado del valor del mensurando.

Es importante distinguir entre error e incertidumbre. El error se define como la diferencia entre el valor verdadero de la magnitud y el valor medido. Es decir el error es un simple valor. Por otro lado, la incertidumbre, toma la forma de un rango, y puede aplicarse a todas las determinaciones descritas en el procedimiento de medición (**GUM, 2008**). Un error está conformado por dos componentes:

- *Error sistemático*: Es definido como la componente de error, la cual en el curso de un número de mediciones del mismo mensurando, permanece constante o varía de una forma predecible. No puede eliminarse pero puede reducirse. Su efecto puede cuantificarse y, si es suficientemente significativo frente a la exactitud requerida puede aplicarse una corrección o un factor de corrección para compensarlo.
- *Error aleatorio*: Se origina de variaciones impredecibles de magnitudes influyentes. Estos efectos aleatorios originan variaciones en observaciones repetidas del mensurando. Este tipo de error no puede ser compensado por el incremento del número de mediciones, pero puede disminuir por este incremento.

Algunos errores que pueden presentarse durante la medición se muestran en la siguiente **Figura 5.3**.

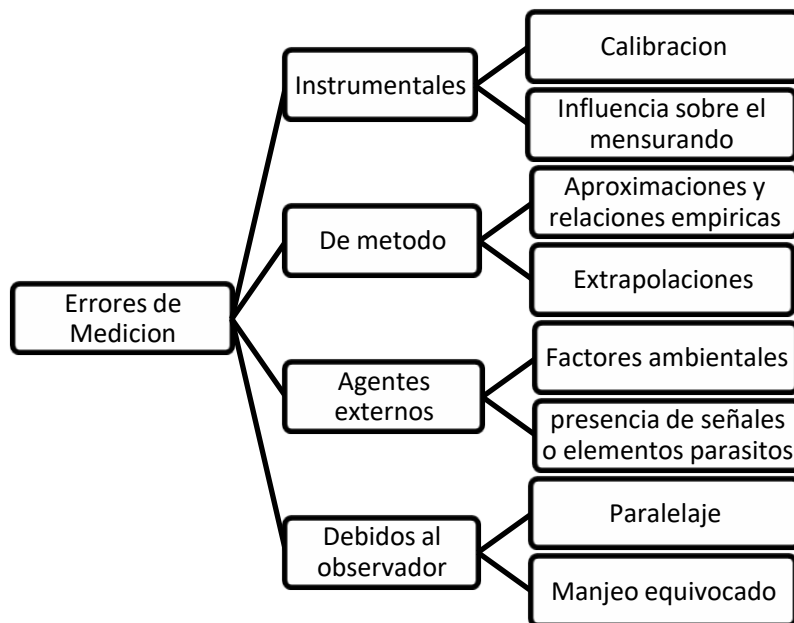


Figura 5.3 Errores de medición.
(Física experimental 1, 2016 Elaboró: Alicia Aguirre)

5.5.1 Proceso de estimación de la incertidumbre

El resultado de las observaciones realizadas en cada proceso de medición depende de un gran número de factores que varían durante el proceso de medición de forma no controlada. Debido a esta situación, al repetir una medición se obtendrán diferentes valores en cada una, algunos de los cuales pueden o no repetirse. Los fenómenos que cumplen estas condiciones se llaman fenómenos aleatorios, por lo tanto, el resultado de una medición es una variable aleatoria. Cuando una variable aleatoria puede tomar valores en una escala continua, se le denomina variable aleatoria continua. El resultado de una medición, es una variable aleatoria continua (**Wolfgag y Rubén, 2000**).

Si se utiliza la letra mayúscula X para denotar la variable aleatoria y x minúscula para cada una de sus valores. Las principales propiedades de las variables aleatorias continuas se muestran a continuación:

Toda variable aleatoria responde a una ley de distribución que se expresa a través de una función de densidad de probabilidad la cual se define de la siguiente forma (**ecuación 5.1**):

$$P(a < X < b) = \int_a^b f(x)dx \dots \dots \dots (5.1)$$

Donde $f(x)$ se denomina función de densidad de probabilidad. La probabilidad de que la variable aleatoria tome valores en el intervalo $[a, b]$ es igual al área bajo la curva acotada por los dos extremos del intervalo (**Figura 5.4**).

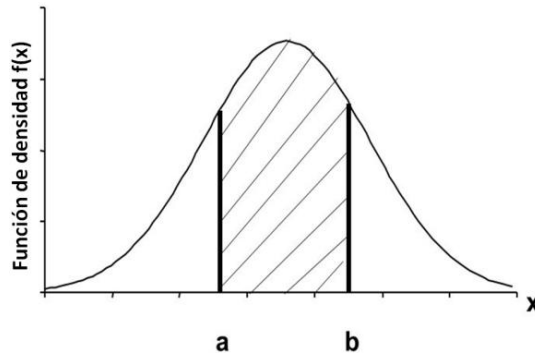


Figura 5.4 Función de densidad de probabilidad.
(Probabilidad y estadística, UNAM)

El valor del área bajo la curva es igual a 1 cuando se calcula en el rango de X para el cual se define $f(x)$. La función de densidad de probabilidad constituye el método más universal de descripción de las variables aleatorias, pues indica al mismo tiempo los valores que la variable puede tomar y la probabilidad de que los tome. La **Figura 5.5** representa el proceso de estimación de la incertidumbre.

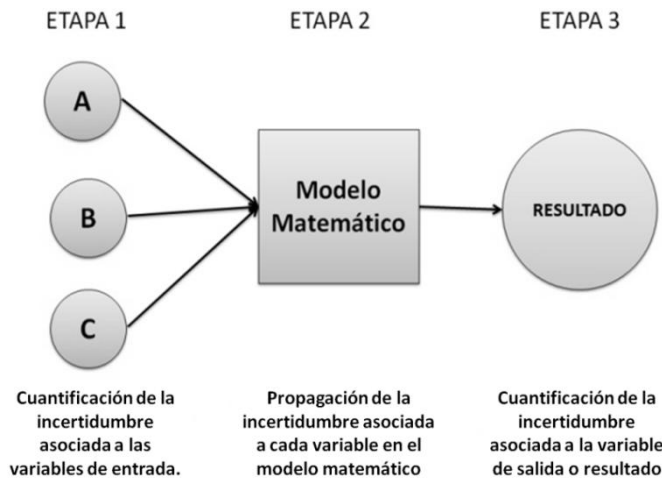


Figura 5.5 Propagación de la Incertidumbre.
(Incertidumbre en la Medición de Hidrocarburos, CNH, 2014 Elaboró: Alicia Aguirre)

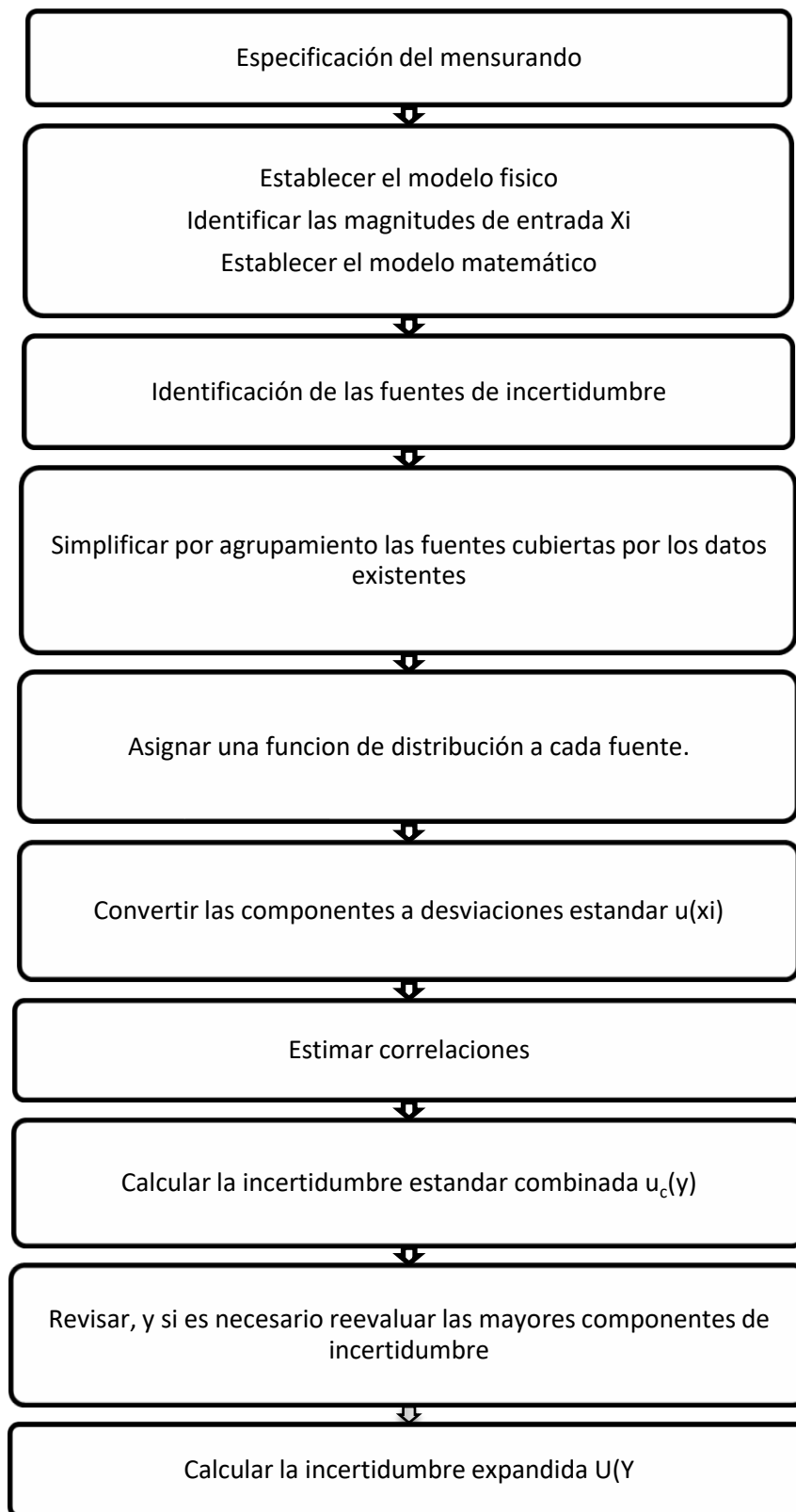


Figura 5.6 Esquema de la cuantificación de la incertidumbre.
(Guía para estimar la incertidumbre en la medición, CENAM, 2000)

5.5.2 Cuantificación de la incertidumbre

-Método de evaluación tipo A

Este método está basado en un análisis estadístico de una serie de mediciones. Se estima basándose en mediciones repetidas obtenidas del mismo proceso de medición.

La incertidumbre de una magnitud de entrada X_i obtenida a partir de observaciones repetidas bajo condiciones de repetibilidad, se estima con base en la dispersión de los resultados individuales (**Wolfgang y Rubén, 2000**).

Si X_i se determina por n mediciones independientes, resultando en valores q_1, q_2, \dots, q_n el mejor estimado x_i para el valor de X_i es la media de los resultados individuales:

$$x_i = \bar{q} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n q_j \dots \dots \dots (5.2)$$

La dispersión de los resultados de la medición (q_1, q_2, \dots, q_n) para la magnitud X_i se expresa por su desviación estándar experimental:

$$s(q) = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (q_j - \bar{q})^2} \dots \dots \dots (5.3)$$

La incertidumbre estándar $u(x_i)$ de X_i se obtiene mediante el calculo de la desviación estándar experimental de la media:

$$u(x_i) = s(\bar{q}) = \frac{s(q)}{\sqrt{n}} \dots \dots \dots (5.4)$$

Así, resulta para la incertidumbre estándar de X_i :

$$u(x_i) = \frac{1}{\sqrt{n}} \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2} \dots \dots \dots (5.5)$$

-Método de evaluación Tipo B

Este método comprende todas las demás maneras de estimar la incertidumbre. Se supone una distribución con base en experiencia o información externa al metrologo.

Las fuentes de incertidumbre tipo B son cuantificadas usando información externa u obtenida por experiencia. Estas fuentes de información pueden ser (**Wolfgang y Rubén, 2000**):

- Certificados de calibración
- Manuales del instrumento de medición; especificaciones del instrumento.
- Normas.
- Valores de ediciones anteriores.
- Conocimientos sobre las características o el comportamiento del sistema de medición.

-Incertidumbre combinada estándar

Existen diversos procedimientos para calcular la incertidumbre estándar combinada, dependiendo de si las variables de entrada son independientes o no, es decir, si existe alguna correlación entre ellas.

1. Variables de entrada no correlacionadas

Cuando no existe correlación entre las variables que aparecen en una medición, se debe utilizar un procedimiento para obtener la incertidumbre estándar combinada basado en las incertidumbres estándar de las variables originales y alguna relación funcional entre ellas, de la cual se obtiene una nueva cantidad.

La incertidumbre estándar de y se obtiene al combinar apropiadamente las incertidumbres estándar de las estimaciones de entrada x_1, x_2, \dots, x_n . La incertidumbre estándar combinada se denota por $u_c(y)$ y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 u^2(x_i) \dots \dots \dots (5.6)}$$

2. Variables de entrada correlacionadas

Cuando las variables de entrada si se encuentran correlacionadas, el procedimiento para evaluar la incertidumbre estándar combinada es diferente. Así, la ley de propagación de la incertidumbre estándar se convierte en:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 u^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) \dots (5.7)$$

Donde x_i y x_j son las estimaciones de X_i, X_j , respectivamente, y $u(x_i, x_j) = u(x_j, x_i)$ es la covarianza estimada asociada con las variables, ya mencionadas. El grado en que (x_i, x_j) se correlacionan se caracteriza por el coeficiente de correlación estimado:

$$r(x_i, x_j) = \frac{u(x_i, x_j)}{u(x_i)u(x_j)} \dots \dots \dots (5.8)$$

Cuando las variables son independientes, el coeficiente de correlación es igual a cero, mientras que para valores cercanos a ± 1 , la dependencia entre ambas variables es lineal.

Debe mencionarse que existen recomendaciones para utilizar la incertidumbre estándar combinada como el parámetro adecuado para expresar cuantitativamente la incertidumbre de una medición.

-Incertidumbre expandida

Frecuentemente es necesario dar una incertidumbre que defina un intervalo alrededor del resultado de la medición del que se espera comprenda una fracción grande de la distribución de valores que podrían atribuirse razonablemente al mensurando. A esta cantidad se le conoce como incertidumbre expandida, y se denota U . esta se obtiene al multiplicar la incertidumbre combinada $u_c(y)$ por un factor de cobertura K (**GUM, 2008**):

$$U = k u_c(y) \dots \dots \dots (5.9)$$

El resultado de la medición se expresa entonces como $Y = y \pm U$ en lo que se interpreta como un valor y atribuible al mensurando Y , comprendido en el intervalo $(y - U)$ a $(y + U)$.

U se interpreta como la definición de un intervalo alrededor del resultado de la medición que comprende una fracción grande p de la distribución de probabilidad caracterizada por ese resultado y su incertidumbre estándar combinada, p es la cobertura de probabilidad o nivel de confianza del intervalo. Cuando sea posible, este nivel de confianza debe especificarse.

La selección del factor de cobertura k dependerá del nivel de confianza requerido, y su valor estará, por lo común, entre 2 y 3. Solo la experiencia determina cual es el valor que debe asignarse a k . sin embargo, cuando la distribución de probabilidad que caracteriza tanto a y como a $u_c(y)$ es aproximadamente normal y el número de grados de libertad efectivos de $u_c(y)$ es de un tamaño significativo, puede asignarse a k el valor de 2, con un intervalo que produce un nivel de confianza de 95% y el valor de $k=3$ produce un intervalo con un nivel de confianza de 99%.

5.5.3 Incertidumbres típicas en los puntos de medición

Tabla. 5.1 Incertidumbres típicas en los puntos de medición.
(Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, 2016)

Método	Incertidumbre típica en la medición del Gas
Transferencia de custodia	1.0
Transferencia de custodia (sin impuestos)	n/a
Asignación-Distribución	2 – 5
Prueba de pozo	10
Medición multifásica	10 – 20

5.6 Trazabilidad metrológica

La trazabilidad metrológica garantiza que los resultados de medida sean comparables entre sí, independientemente del lugar y tiempo en que se hayan realizado facilitando el que puedan ser universalmente aceptados.

La trazabilidad de los resultados de las mediciones se caracteriza por **(La guía Metas, 2003)**:

-
- **Una cadena ininterrumpida de comparaciones:** La cadena ininterrumpida de comparaciones debe tener origen en los patrones de medición nacionales o internacionales y termina con el valor del resultado de una medición o con el valor de un patrón.
 - **Incertidumbre de la medición:** La incertidumbre de la medición para cada paso en la cadena de trazabilidad debe ser calculada o estimada de acuerdo a métodos definidos y debe ser declarada de tal manera que la incertidumbre para la cadena completa se pueda calcular o estimar.
 - **Documentación:** Cada paso de la cadena debe ser realizado de acuerdo con procedimientos documentados y generalmente reconocidos. Los resultados deben ser registrados.
 - **Recalibraciones:** Con el objetivo de mantener la trazabilidad de las mediciones, la calibración de los patrones se debe realizar con una frecuencia tal que asegure que la incertidumbre declarada del valor del patrón no se degrada en un tiempo determinado.

5.7 Muestreo y análisis

Además de la medición del volumen es necesario determinar la calidad de los hidrocarburos, puesto que las propiedades impactan económica y operacionalmente. Un muestreo y análisis sirven para:

- Determinar la composición de los fluidos
- Validar las cantidades de líquidos medidos
- Determinar los fluidos en una mezcla en los sistemas de transporte compartido

-Muestreo de gases

En general, el muestreo de gas seco tiene por objeto determinar:

- La composición (a menudo utilizado para calcular la densidad y/o el valor calorífico).
- El contenido de sulfuro de hidrógeno y agua.
- Cualquier otro componente que pueda afectar el valor del gas.

Del mismo modo que ocurre para los líquidos, el muestreo para el gas puede ser manual o automático, aunque en ambos casos, la muestra debe ser a la presión y temperatura de la línea al fin de mantener la composición. Los sistemas automáticos son generalmente conectados a un sistema de análisis en línea compuesto de un cromatógrafo de gases, un analizador de H₂S y un analizador de H₂O.

5.8 Análisis y mejora del sistema de administración de las mediciones

La función metrológica debe utilizar la auditoria, el seguimiento y otras técnicas apropiadas para determinar la adecuación y eficacia del sistema de administración de las mediciones.

5.9 Control de las no conformidades

La función metrológica debe asegurarse de la detección de cualquier no conformidad y de tomar acciones inmediatas (**ISO-10012,2003**).

Una medición errónea es un cambio identificable en los parámetros de funcionamiento que provoca un sesgo en el sistema de medición durante un período de tiempo, tales como fallas en los equipos, la intervención manual y la desviación del instrumento.

-Reporte de las mediciones erróneas

Una vez identificada la existencia de una medición errónea ésta debe ser registrada; dicho documento debe contener como mínimo la siguiente información:

- Tiempo de inicio y fin del período de la medición errónea.
- Lecturas del totalizador al inicio y al final del periodo.
- La magnitud del error determinado.
- El método usado para determinar la medición errónea.
- Causas

5.10 Lineamientos de medición emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Estos procedimientos deberán regular la programación, almacenamiento, medición de hidrocarburos y monitoreo de su calidad y que serán entregados en los puntos de medición y desarrollaran entre otros, los procedimientos relativos a los temas siguientes (**Lineamientos CNH, 2016**):

-
1. Los sistemas de medición.
 2. Pronósticos de entrega de producción a corto plazo.
 3. Programación de entrega y recepción.
 4. Responsabilidades que derivan de la guarda y custodia de los hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición

-Información que el operador transmitirá a la CNH sobre la medición de hidrocarburos.

- a) Diariamente. Volumen (P, T, Q, γ)
- b) Mensualmente.
 - b.1) Volumen y calidad extraídos o producidos por día.
 - b.2) Volumen extraído por yacimiento.
 - b.3) Balance de hidrocarburos (pozo-punto de medición)
 - b.4) Volumen de Gas Natural aprovechado o quemado.
 - b.5) Volumen de Gas Natural venteado (casos excepcionales)
- c) Anualmente. Informe de Hidrocarburos producidos anualmente que cuente con:
 - c.1) Datos de Identificación
 - c.2) Nombre del responsable.
 - c.3) Resumen ejecutivo
 - c.4) Producción de los hidrocarburos y su calidad
 - c.5) Estado de balance de los hidrocarburos
 - c.6) Gestión y Gerencia de la medición
 - c.7) Eventos negativos
 - c.8) Resultado del seguimiento de los indicadores de desempeño
- d) Información disponible a la Comisión.
 - d.1) Información de los mecanismos de medición.
 - d.2) Información sobre los instrumentos de medida.
 - d.3) Información y acceso a los sistemas telemétricos en el punto de medición.
 - d.4) Manuales de los fabricantes de los instrumentos de medida y computadores de flujo.
 - d.5) Documentación de los procesos.
 - d.6) Información y diagramas de flujo sobre la incorporación de mecanismos de medición.
 - d.7) Información sobre los diagnósticos y auditorías.
 - d.8) Información sobre cursos, programas de capacitación, c.v. del personal involucrado.

-Condiciones para la medición de hidrocarburos

Tabla 5.2 Condiciones para la medición de hidrocarburos.
(Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, 2016)

Temperatura	15.56°C
Volumen para hidrocarburos líquidos	158.99 L(Barril)
Volumen para hidrocarburos gaseosos	M ³ (ft ³)
Poder calorífico del gas	1.0550056 x 10 ³ J (BTU)
Presión	101.325 KPa Abs (1 atm)

-Punto de medición compartido

Es posible si se considera lo siguiente:

1. Procedimientos para determinar volúmenes y calidad de cada operador petrolero.
2. Acuerdos que inciden en el balance de hidrocarburos.
3. Las responsabilidades que asume cada parte.
4. Identificar la función metrológica en el punto compartido.

-Medición de hidrocarburos gaseosos

Se medirá y reportara el volumen de hidrocarburos gaseosos producidos, aprovechados, re inyectados, quemados y venteado conforme a:

- Medidores de tipo intrusivo o no intrusivo
- El gas natural aprovechado deberá medirse por métodos directos.
- La medición podrá ser directa o indirecta, en forma continua o intermitente.
- En todos los casos se deberá determinar la composición del gas natural (muestreo y análisis de laboratorio)
- Si el flujo contiene líquidos, instalar separadores bifásicos y un medidor para el líquido en la línea de quema o de aprovechamiento.
- Para el gas producido, re inyectado o quemado se deberá desglosar el nitrógeno.
- La incertidumbre de medida para efectos de aprovechamiento, reinyección o quema no podrá ser mayor al 5%. Para efectos fiscales no podrá ser mayor al 1%.

-Determinación de la calidad del gas natural

Para cada corriente de gas natural se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad y su composición, incluyendo impurezas (**Lineamientos CNH, 2016**).

- Poder calorífico(a partir de composición, analizador o calorímetro)
- Densidad(densímetro en línea o ecuaciones de estado)
- Composición (cromatografía)

-En el punto de medición

Se deberá cumplir con las condiciones de mercado o comerciales (**Lineamientos CNH, 2016**):

- a) Hidrocarburos condensados.
 - a.1) Densidad API
 - a.2) Contenido de H₂O y sedimentos menor a 2% en volumen
 - a.3) Acido sulfhídrico (H₂S) menor a 1μmol/ mol (ppm)
 - a.4) Contenido de sal menor a 200 mg/L
 - a.5) Contenido de Azufre menor al 5% en masa
 - a.6) Presión de vapor en tanque, máximo 80 Kpa
- b) Hidrocarburos gaseosos.
 - b.1) Humedad H₂O máximo 110mg/m³
 - b.2) Azufre total máximo 150 mg/m³
 - b.3) Acido sulfhídrico (H₂S) máximo, 6.0 mg/m³
 - b.4) Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 MJ/m³
 - b.5) Bióxido de carbono (CO₂), máximo 3% Vol.
 - b.6) Oxígeno (O₂) , máximo 0.2% Vol.

Llevar a cabo mensualmente un análisis de laboratorio en cada punto de medición en el cual se determine al menos contenido de agua, azufre y densidad API.

Para gas natural se contara con instrumentos de medida continuos o en línea para determinar densidad, contenido de agua y composición. Mensualmente se deberá realizar un análisis cromatográfico en laboratorio.

-Balances

Desde el pozo o yacimiento hasta el punto de medición así como puntos intermedios. El balance debe contener los siguientes elementos (**Lineamientos CNH, 2016**):

1. Volumen extraído
2. Volumen inyectado al yacimiento
3. Volumen almacenado
4. Volumen usado como combustible en las actividades petroleras
5. Volumen de mermas
6. Volumen de empaque y desempaque
7. Volumen quemado y venteado
8. Volumen en punto de medición
9. Volumen transferido
10. Otros

-Reporte de la incertidumbre medida

Se deberá reportar la incertidumbre expandida U en el punto de medición, así como en la medición de transferencia, operacional y de referencia (**Lineamientos CNH, 2016**).

La capacidad de medición de hidrocarburos en el punto de medición no podrá ser mayor a 0.30% en condensados y de 1% en gas natural.

La incertidumbre de medida en la medición de transferencia, operacional y de referencia dependerá de las condiciones de proceso de producción; de las características y del volumen de los fluidos extraídos.

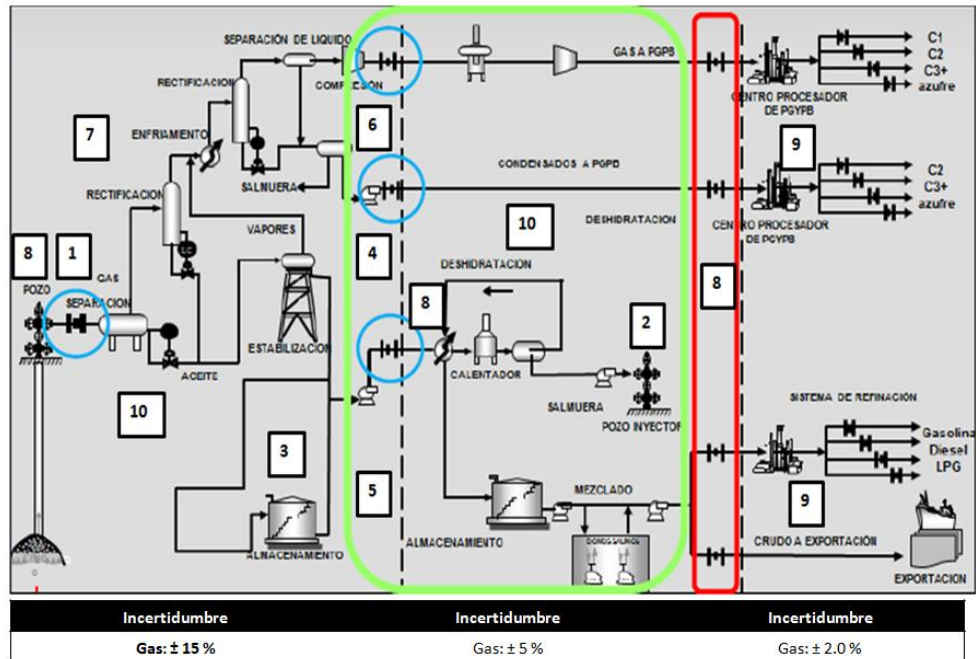


Figura 5.7 Incertidumbre en los puntos de medición.
 (La medición de hidrocarburos en México, Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas, 2012)

5.11 Relación proyecto de inversión-medición

El estudio de los proyectos bajo condiciones de riesgo e incertidumbre, implica reconocer explícitamente que al interior de un proyecto existen innumerables situaciones que no son factibles de controlar con certeza.

El grado de conocimiento que se tenga acerca del comportamiento de las variables, así como también, de la distribución de probabilidades que sea posible asociar al comportamiento de la variable, hace que sea necesario emplear métodos diferentes que se basen en dicho conocimiento, de tal forma que se tiene:

- Riesgo: Son conocidas las distribuciones de probabilidades de las variables
- Incertidumbre: Sólo son conocidos diferentes valores que puede adoptar la variable, pero no cual probabilidad de ocurrencia de estos valores.

Conclusiones y recomendaciones

La medición es un procedimiento primordial en el desarrollo de proyectos de gas natural porque nos permite cuantificar la cantidad de reservas de gas con las que se cuenta, adicionalmente permite conocer la cantidad y la calidad del hidrocarburo una vez que éste se encuentra en su destino final.

El proceso de medición es muy complejo ya que inicia desde que el gas es descubierto, como primer paso se deberá realizar la caracterización geológica y geofísica con la mayor cantidad de datos disponible, esto permitirá estimar reservas y seleccionar el mejor método de extracción, posteriormente realizar una caracterización del hidrocarburo que no permitirá detallar los procesos necesarios en superficie con la finalidad de cuantificar el volumen y la calidad del gas en cada uno de los procedimientos. Al llegar al punto de venta será necesario que el gas cumpla con los requisitos de cantidad y calidad establecidos.

Recomendaciones derivadas de esta tesis son:

1. Caracterizar el fluido con la mayor cantidad de datos posible y de forma correcta para determinar la cantidad de gas que se tiene en el yacimiento y estimar cuanto de este gas podrá ser recuperado, así como la forma en la que deberá ser extraído y definir el proceso que recibirá una vez que se encuentre en superficie el hidrocarburo.
2. Definir los procesos necesarios para cumplir con los requisitos especificados de volumen y calidad en el punto de venta o transferencia.
3. Seleccionar los medidores adecuados de acuerdo al tipo de gas y al flujo de explotación durante el trayecto yacimiento a punto de venta que permita conocer el volumen y la calidad del gas en cualquier punto que se requiera.
4. Implementar un sistema de gestión de las mediciones que permita reducir la incertidumbre en las mediciones realizadas y permita la toma de decisiones con menor impacto en la medición del gas.

Lista de figuras y tablas

Figuras	Pág.
<i>Figura 1.1</i> Cuencas de México.....	11
<i>Figura 1.2</i> Clasificación del gas por el fluido que almacenan.....	12
<i>Figura 1.3</i> Diagrama presión–temperatura para una mezcla de gas común.....	15
<i>Figura 1.4</i> Diagrama de fase de un gas y condensado.....	17
<i>Figura 1.5</i> Diagrama de fase de un gas húmedo.....	18
<i>Figura 1.6</i> Diagrama de fase de un gas seco.....	19
<i>Figura 2.1</i> Modelo de balance de materia para yacimientos de gas seco.....	37
<i>Figura 2.2</i> Modelo de balance de materia para yacimientos de gas seco con entrada de agua.....	38
<i>Figura 2.3</i> Modelo de balance de materia para un un yacimiento de gas y condensado.....	40
<i>Figura 2.4</i> Modelo de balance de materia por encima del punto de burbuja.....	44
<i>Figura 2.5</i> Modelo de balance de materia por debajo del punto de burbuja.....	46
<i>Figura 2.6</i> Curva de declinación para un sistema cartesiano gasto vs tiempo.....	48
<i>Figura 2.7</i> Análisis de las curvas de declinación.....	49
<i>Figura 2.8</i> Sensibilidad volumen original.....	51
<i>Figura 2.9</i> Calculo probabilista del volumen original.....	52
<i>Figura 2.10</i> Proceso de estimación y clasificación de reservas.....	52
<i>Figura 2.11</i> Proceso general para vincular reservas con proyectos.....	54
<i>Figura 2.12</i> Elementos que intervienen en la estimación y clasificación de recursos PRMS.....	55
<i>Figura 3.1</i> Sistema integral de producción.....	57
<i>Figura 3.2</i> Caídas de presión a través del SIP.....	58
<i>Figura 3.3</i> Procesamiento del gas natural.....	59
<i>Figura 3.4</i> Proceso de separación de mezclas de hidrocarburos.....	61
<i>Figura 3.5</i> Clasificación de los equipos de separación.....	61
<i>Figura 3.6</i> Separador horizontal.....	62
<i>Figura 3.7</i> Separador vertical.....	64
<i>Figura 3.8</i> Clasificación de los procesos de endulzamiento del gas natural.....	64
<i>Figura 3.9</i> Diagrama general de los procesos con solventes químicos.....	65
<i>Figura 3.10</i> Diagrama general de el proceso con solventes físicos.....	66
<i>Figura 3.11</i> Diagrama general de el proceso con solventes híbridos o mixtos.....	66
<i>Figura 3.12</i> Diagrama general de el proceso de conversión directa.....	67
<i>Figura 3.13</i> Diagrama general de el proceso de lechos solido o seco.....	68
<i>Figura 3.14</i> Diagrama general de el proceso permeados (membranas).....	68
<i>Figura 3.15</i> Diagrama general de el proceso criogénicos.....	69
<i>Figura 3.16</i> Clasificación de los mecanismos de deshidratación.....	70
<i>Figura 3.17</i> Esquema de una planta de deshidratación con glicol.....	71
<i>Figura 3.18</i> Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos.....	71
<i>Figura 3.19</i> Esquema del proceso de deliquesencia.....	72
<i>Figura 3.20</i> Esquema de deshidratación por refrigeración.....	73
<i>Figura 3.21</i> Esquema del proceso de deshidratación por permeación.....	73
<i>Figura 3.22</i> Esquema de un separador twister.....	74
<i>Figura 3.23</i> Procesos de estabilización de condensados.....	75
<i>Figura 3.24</i> Esquema de estabilización por vaporización instantánea.....	76

Figura 3.25 Esquema de un proceso de estabilización por fraccionamiento.....	77
Figura 4.1 Proceso de confirmación metrológica.....	79
Figura 4.2 Características de la medición de gas natural.....	84
Figura 4.3 Patrones de flujo en tuberías verticales.....	88
Figura 4.4 Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	89
Figura 4.5 Patrones de flujo en tuberías inclinadas.....	90
Figura 4.6 Acondicionadores de flujo.....	90
Figura 4.7 Componentes de un sistema de medición.....	93
Figura 4.8 Proceso operativo de acondicionamiento y distribución del gas.....	97
Figura 4.9 Clasificación de los medidores de placa de orificio.....	98
Figura 4.10 Proceso de los medidores de tiempo de tránsito.....	100
Figura 4.11 Efecto Doppler en un fluido dentro de una tubería.....	101
Figura 4.12 Medidor de flujo tipo turbina para gases.....	103
Figura 4.13 Esquema de un medidor de desplazamiento positivo.....	104
Figura 4.14 Fuerza Coriolis.....	105
Figura 4.15 Funcionamiento del medidor tipo Coriolis.....	107
Figura 4.16 Variables que intervienen en el medidor tipo Coriolis.....	107
Figura 5.1 Componentes del sistema de gestión integral de la medición.....	114
Figura 5.2 Elementos físicos y normativos responsables del resultado de una medición.....	115
Figura 5.3 Errores de medición.....	120
Figura 5.4 Función de densidad de probabilidad.....	121
Figura 5.5 Propagación de la Incertidumbre.....	121
Figura 5.6 Esquema de la cuantificación de la incertidumbre.....	122
Figura 5.7 Incertidumbre en los puntos de medición.....	133
Tablas	
Tabla 1.1 Composición del gas asociado y no asociado.....	13
Tabla 1.2 Composición del gas dulce y amargo.....	14
Tabla 1.3 Características de los gases de acuerdo a su diagrama de fase.....	14
Tabla 1.4 Clasificación de los yacimientos por su mecanismo de empuje.....	15
Tabla 1.5 Constantes físicas de los componentes puros.....	23
Tabla 2.1 Ecuaciones de las curvas de declinación.....	49
Tabla 2.2 Parámetros de yacimiento y rangos típicos de incertidumbre.....	51
Tabla 2.3 Reservas de gas calculadas a Enero de 2016.....	55
Tabla 4.1 Tipos de orificios y sus aplicaciones.....	98
Tabla 4.2 Métodos en la medición de gas húmedo.....	110
Tabla 4.3 Medidores multifásicos para gas húmedo.....	111
Tabla 5.1 Incertidumbres típicas en los puntos de medición.....	126
Tabla 5.2 Condiciones para la medición de hidrocarburos.....	130
Graficas	
Grafica 1.1 Compresibilidad de los gases como una función de la presión y temperatura reducidas...	26

Nomenclatura

a_r	Aceleración radial	Φ	Porosidad de la roca
a_t	Aceleración transversal	P	Presión
Θ	Ángulo de inclinación de la tubería	P_c	Presión crítica
A	Área	P_b	Presión de burbuja
A	Área transversal de la tubería	P_r	Presión de rocío
A_w	Área transversal de la tubería ocupada por	P_{cs}	Presión del gas @ c.s.
A_g	Área transversal de la tubería ocupada por	P_{PC}	Presión pseudoreducida
BTU	British Thermal United	P_r	Presión reducida
C_g	Coefficiente de compresibilidad isotermica	R_t	Producción en todos los separadores y el
$r(x_i, x_j)$	Coefficiente de correlación	Gp	Producción total de gas acumulado
f	Coefficiente de fricción	K	Pulsos por galón
H	Colgamiento	f	Pulsos por segundo
H_o	Colgamiento para el aceite	P_c	Punto crítico
H_w	Colgamiento para el agua	R_s	Relación de solubilidad
H_g	Colgamiento para la fase gaseosa	RGA	Relación gas- aceite
H_l	Colgamiento para la fase líquida	CGR	Relación gas-condensado
C_f	Compresibilidad de la formación	S_o	Saturación de aceite
R	Constante universal de los gases	S_w	Saturación de agua
P_{cb}	Crincondenbara	S_{wi}	Saturación de agua inicial
T_{ct}	Crincondenterma	S_{HC}	Saturación de hidrocarburos
P	Densidad	S_{wa}	Saturación del agua al abandono
$s(q_i)$	Desviación estándar experimental	T	Temperatura
d	Diámetro	T_c	Temperatura crítica
D	Diámetro interno de la tubería	T_{cs}	Temperatura del gas @ c.s.
E_v	Eficiencia de barrido volumétrica	T_{pc}	Temperatura pseudoreducida
h	Espesor	T_r	Temperatura reducida
b	Exponente de declinación	t	Tiempo
K	Factor de cobertura	$V_{leído}$	Valor leído
F_c	Factor de compacidad	m	Valor más probable de la magnitud M
Z	Factor de compresibilidad de los gases	V_{real}	Valor real
z_{cs}	factor de compresibilidad de los gases @	q_n	Valores de una medición
D	Factor de declinación	V	Velocidad
B_g	Factor de expansión del gas	ω	Velocidad angular
F	Factor de recuperación del gas	V_s	Velocidad de deslizamiento
B_{ga}	Factor de volumen de formación al	V_g	Velocidad de deslizamiento del gas
B_{gi}	Factor de volumen de formación del gas @	V_l	Velocidad de deslizamiento del líquido
B_w	Factor de volumen de formación del agua @	V_L	Velocidad de fase
f_g	Fracción de gas producida en fase gaseosa	V_g	Velocidad de fase para la fase gaseosa
y_{wi}	Fracción de vapor de agua mezclada en la	V_l	Velocidad de fase para la fase líquida
y_i	Fracción molar del componente i	v	Velocidad de flujo
f_e	Frecuencia de emisión	V_M	Velocidad de una mezcla multifásica
f_r	Frecuencia de la onda reflejada	V_f	Velocidad del fluido

Nomenclatura

F_c	Fuerza Coriolis	V_s	Velocidad del sonido
T	Fuerza de torsión	V_m	Velocidad medida
f(x)	Función de densidad de probabilidad	V_s	Velocidad superficial
	Gas insitu total producido	V_{so}	Velocidad superficial del aceite
G_T	Gas total insitu (incluye gas equivalente al	V_{sw}	Velocidad superficial del agua
Q_o	Gasto de aceite	V_{sg}	Velocidad superficial del gas
Q_w	Gasto de agua	μ	Viscosidad
Q_g	Gasto de gas	V	Volumen
Q_i	Gasto inicial	W_p	Volumen de agua producida
Q_M	Gasto másico	V_g	Volumen de gas
Q_t	Gasto total	V_s	Volumen de gas @ c.s.
QV	Gasto volumétrico	V_{cs}	Volumen de gas @ c.s.
g_c	Gravedad	V_R	volumen de gas @ c.y.
γ_o	Gravedad específica del condensado	V_{gi}	Volumen de gas @ c.y.
u	Incertidumbre de la medida	G_a	Volumen de gas al abandono
u(xi)	Incertidumbre estándar	G_{pt}	Volumen de gas in situ
uc(y)	Incertidumbre estandar combinada	V_{hcg}	Volumen de hidrocarburos en fase gaseosa
U	Incertidumbre expandida	V_{hcl}	Volumen de hidrocarburos líquidos
X	Longitud de la tubería	V_f	Volumen de la formación
X_i	Magnitud de entrada	V_r	Volumen de la roca
m	Masa	Vv	Volumen de vapor de agua
MM	Masa molecular	N	Volumen del condensado
M	Medida de una magnitud	v	Volumen específico
i	Número de componentes en la mezcla de	V_{wi}	Volumen inicial de agua congénita
n	Número de mediciones independientes	G	Volumen inicial de gas
n	Numero de moles	V_{wvi}	Volumen inicial ocupada por el agua
N_{Re}	Número de Reynolds	V_{hcgi}	Volumen inicial ocupado por la fase
δm	Partícula de masa	V_{HC}	Volumen original de hidrocarburos
K	Permeabilidad	W_e	Volumen por la entrada de agua
γ_g	Peso específico	V_{pi}	Volumen poroso inicial
MM_a	Peso molecular aparente	V_p	Volumen poroso ocupado por el gas
M₀	Peso molecular del líquido en el tanque de	V_{hv}	Volumen total ocupada por el agua

Referencias

- Alcudia, Ricardo y De la Fuente Rudolfo (2014), *Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR)*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- Arévalo, Jorge (2013), *Capitulo 3 Comportamiento de fase en Propiedades de los fluidos en los yacimientos petroleros y aplicaciones*. UNAM
- Arévalo, Jorge (2013), *Capitulo 5 Clasificación de los yacimientos petroleros por el tipo de fluidos en Propiedades de los fluidos en los yacimientos petroleros* .UNAM
- Arias, Roberto (2002), *Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos*, CENAM, Qro. México.
- Avilés, Eduardo y Amaya, Alberto (2014). *Análisis de la medición de hidrocarburos en el activo integral de producción Macuspana-Muspac*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- Bernal, Andrés (2011), *Sistemas de medición de gas natural*, División Comercial en Fabricación & Montajes de INDISA
- Compresión y tratamiento del gas natural en las estaciones de compresión*. 2009 DA Freile Cuadros.
- Cuartas, Luis (2008), *¿Qué es el mantenimiento?*
- Cuba, Cesar (2012). *Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- Del Ángel, Ana (2012), *Gestión Integral de la Medición de Hidrocarburos*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- Domínguez, Guillermo (2012), *Presentación: La medición de Hidrocarburos en México*. Foro de Medición de hidrocarburos México. Villahermosa, Tabasco
- Duran, Iván (2010). *Medición de fluidos por efecto coriolis*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- Erdmann et al (2012), *Endulzamiento de gas natural con aminas. Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico*, Avances en ciencia e ingeniería.
- Gallagher, James (2006). *Natural Gas Measurement Handbook* (10ma. Edición) Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- Gómez, José Ángel (1986). *Separación de los fluidos producidos en Apuntes de manejo de la producción en superficie*. UNAM

Referencias

- González, David (2011). *Ecuaciones de balance de materia y métodos volumétricos de yacimientos de gas*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- GUM, *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*- ISO 1995 [ISBN 92-97-101889]
- Hernández, Gustavo (2012), *La regulación en la medición de hidrocarburos en México*, Presentación en Foro de lineamientos de medición México 2012(Febrero 1°)
- Iniesta, Jorge y García, Pedro (2002), *El gas natural el recorrido de la energía*. Dirección General de Industria, Energía y Minas (1ra. Edición) .Madrid
- ISO 10012 (2003), *Sistemas de gestión de la medición*, España
- Jaramillo, Edgar Dr., *Apuntes de flujo multifásico en tuberías*, 2000
- Loza, Alejandro (2012), *Confirmación metrológica y la administración de los sistemas de medición de flujo de hidrocarburos*. Presentación en Foro de Lineamientos de medición. Villahermosa, Tabasco.
- Marrero, Virginia (s.f.) *Gas Natural*. Presentación.
- Martínez, Ricardo y Valdez, Jorge. *Calculo de reservas en yacimientos de gas*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- McCain, William (), *The properties of petroleum fluids* (2 Edición). PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma
- Medina, Oriana (2016), *Cromatografía de gases*
- METAS & Metrologos Asociados, (2005). *Métodos de: Medición, prueba y calibración*. Boletín Año 05 #07. Jalisco, México.
- METAS & Metrologos Asociados , (2005). *Trazabilidad Metrologica en sistemas de calidad*. Boletín Año 03 #04. Jalisco, México.
- Ortiz, Manuel y Velosa, John (2010), Artículo: *Fundamentos de la medición de gas húmedo*.
- Plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019: un proceso participativo*. SENER
- Rangel, Edgar (2012), *Análisis de información de las reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012*, CNH
- Resolución CNH.06.001/09 *Disposiciones Técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos*, CNH
- Resolución CNH.E.33.001/16 *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Referencias

- Resplandor, Luis Gerardo (2006). *Selección de procesos de endulzamiento del gas natural venezolano, caso Yucaal Placer*. Tesis de Licenciatura. Universidad Simón Bolívar.
- Ribón et al (2010), *Métodos de deshidratación de gas natural*, Revista: El reventón Energético Vol. 8 N°2
- Rosales, Hosue (2009), *Modelos de simulación numérica para soluciones prácticas en la ingeniería de yacimientos*. Tesis de Licenciatura, UNAM
- Sosa, Sergio (2010). *Aplicación de modelos mecánicos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sargas de velocidad*. Tesis de Licenciatura. UNAM
- SPE, (2007) Petroleum Resources Management Systems 2007 (PRMS)
- Speight, James (1993), *Gas processing: environmental aspects and methods*, Butterworth-Heinemann
- Speight, James (2007), *Natural Gas A Basic Handbook*, Houston Texas, Gulf Publishing Company
- Vázquez, José Mizraim (2013). *Análisis del comportamiento del oleo gasoducto de plataformas a la estación de separación y recolección Punto de Piedra por cambios en el ritmo de producción*. Tesis de Licenciatura. Universidad Veracruzana.
- Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1ro. De enero de 2016*, Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- www.webdelprofesor.ula.ve
- Wolfgang, Schmid y Lazos, Rubén (2000), *Guía para estimar la incertidumbre de la medición* CENAM, El Marqués, Qro.