



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

***“APOYO PROFESIONAL Y ASISTENCIA TÉCNICA  
ESPECIALIZADA PARA LA SUPERVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE  
MEDICIÓN DEL ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCARIO DEL  
GOLFO DE LA REGIÓN NORTE”***

***TRABAJO PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERA PETROLERA***

***PRESENTA:  
MARIANA SÁNCHEZ COLÍN***

***TUTOR: M.C ULISES NERI FLORES***

**MÉXICO, DF      2013**

---

---

# AGRADECIMIENTOS

*Primero que nada doy gracias a **DIOS** por haberme permitido concluir una meta más en mi vida, a mis ángeles que siempre están conmigo.*

*A mi **mamá** por su infinito amor y comprensión, por su gran apoyo, por su fortaleza ante la vida y porque es mi motor principal para seguir adelante, por tantas cosas que me sería imposible mencionarlas todas, solo me resta decirte GRACIAS mamá TE AMO.*

*A **mis hermanas** Carmela, Silvia, Evelyn y Roció por tener confianza en mí, incluso en los momentos más difíciles y por ayudarme a alcanzar la mayoría de mis objetivos, a mis lindos sobrinos porque hacen que mi vida sea más alegre y divertida los quiero mucho.*

*A mi abuelita gracias por tus consejos y el amor que me has dado y por el apoyo incondicional en mi vida. A todos mis tíos pero en especial a mi tío Carlos ya que siempre ha estado con nosotras, siempre nos ha apoyado en esos momentos cuando más necesitamos, gracias por brindarnos su cariño y confianza.*

*A mi novio Juan Manuel, gracias por estar en los buenos y malos momentos juntos TE AMO.*

*A la Compañía CESIGSA y a todos sus integrantes por confiar en mí y darme la oportunidad de trabajar con ellos.*

*A todos mis amigos de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por hacerme tan agradable el paso por la carrera y que en una sola página no podría agradecerles a todos.*

*A todos mis profesores gracias por sus enseñanzas su confianza y sabiduría.*

*A mi director de tesis el M.C ULISES NERI FLORES por sus consejos y por toda la ayuda que me brindo para la realización de este trabajo.*

*A mis sinodales M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA, ING. ISRAEL CASTRO HERRERA, ING. MIGUEL ÁNGEL ALVAREZ CABALLERO y al ING. SERGIO TRONCOSO GONZALEZ, por tomarse un tiempo para leer mi trabajo y poder brindarme recomendaciones para la mejora de este de antemano muchas gracias.*

*Y finalmente A la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme las herramientas para atender a las necesidades de mi país, permitirme ser uno más de sus egresados y abrirme las puertas a una gran cantidad de oportunidades.*

---

---

# ÍNDICE

**Resumen**

**Introducción**

<b>CAPÍTULO 1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS</b> .....	1
<b>1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS</b> .....	1
Yacimiento.....	1
Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto .....	3
Yacimiento de Gas .....	5
<b>1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS</b> .....	6
Densidad ( $\rho$ ).....	7
Peso Específico ( $P_e$ ) .....	7
Densidad relativa ( $\rho_r$ ) o Gravedad Específica .....	7
Viscosidad .....	7
Viscosidad dinámica $\mu$ .- .....	7
Viscosidad cinemática $\nu$ .- .....	7
Fluidos Newtonianos .....	8
Fluidos no Newtonianos.....	8
Dinámica de los fluidos .....	8
Ecuación de Continuidad .....	9
Teorema de Bernoulli.....	10
Número de Reynolds .....	11
<b>1.3 TÉRMINOS BÁSICOS DE METROLOGÍA</b> .....	12
Metrología.....	12
Medición .....	12

---

Magnitud.....	13
Mensurado.....	13
Magnitud de Entrada .....	14
Magnitud de Influencia.....	14
Principio de Medición.....	14
Método de Medición .....	14
Procedimiento de Medición.....	15
Resultado de una Medición .....	15
Error de Medición: .....	15
Error Sistemático de Medición .....	15
Error Aleatorio de Medición .....	15
Corrección .....	15
Exactitud de Medición.....	16
Veracidad de Medida .....	18
Precisión de Medición.....	18
Incertidumbre de Medición.....	19
Trazabilidad .....	20
<b><i>CAPITULO 2 EQUIPOS DE SEPARACIÓN.....</i></b>	<b>21</b>
<b>2.1 CONCEPTOS Y FENÓMENOS CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE LOS SEPARADORES.....</b>	<b>23</b>
Colgamiento (HL).....	23
Velocidades Superficiales.....	23
Coalescencia .....	24
Momentum.....	24

---

Patrones de Flujo.....	24
Patrones de Flujo en Tuberías Verticales. ....	24
Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales. ....	26
Arrastre de Líquidos .....	27
Arrastre de Gas. ....	29
Nivel de Equilibrio Líquido .....	29
<b>2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN .....</b>	<b>30</b>
Separadores Horizontales .....	31
Separadores Verticales.....	32
Separadores Esféricos.....	34
Separadores Compactos .....	35
El Separador Compacto tipo Auger.....	36
El Separador Compacto tipo Split-Flo. ....	36
El Separador Compacto tipo Gasunie. ....	37
Separador Compacto tipo Turbina Bifásica.....	39
<b>2.3 CONFIGURACIONES MÁS COMPLEJAS DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN.....</b>	<b>39</b>
Separador Slug Cátcher .....	39
Separadores de Doble Barril.....	41
Separadores Centrífugos y Venture.....	42
<b>2.4 SECCIONES FUNCIONALES DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN .....</b>	<b>44</b>
Sección de Separación Primaria.....	44
Sección de Recolección de Líquidos .....	45
Sección de Asentamiento por Gravedad.....	45
Sección de Extracción de Niebla. ....	45

---

---

**2.5 PROBLEMAS DE OPERACIÓN ..... 46**

Reincorporación de Líquido a la Fase Gaseosa y Burbujas en la Salida de Líquidos 46

Formación de Espumas ..... 46

Formación de Emulsiones ..... 47

Acumulación de Sedimentos..... 47

Llegada Inesperada de Acumulaciones de Líquidos (slugs)..... 48

Corrosión..... 49

***CAPITULO 3 MEDIDORES DE FLUJO..... 50***

**3.1 MEDICIÓN EN EL SEPARADOR..... 50**

Medidores Tipo Separación ..... 50

Separación de Flujo Total ..... 51

Separación Bifásica ..... 51

**3.1.1 MEDIDORES DE FLUJO DE PRESIÓN DIFERENCIAL ..... 55**

Placa de Orificio..... 56

Medidores de Flujo Tipo Codo ..... 60

Medidores de flujo tipo Vénturi..... 60

Tobera de Flujo..... 62

Cuña Segmental ..... 63

Tubo Pitot ..... 64

Tubo Annubar ..... 65

Cono "V" ..... 66

Elementos de Flujo Laminar ..... 69

**3.1.2 MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO ..... 69**

Caja de Medición de Flujo y Cámara de Medición ..... 71

Pistón Oscilante..... 72

---

Medidor de Engranés Ovalados.....	73
Medidores de Engranés Tipo Helicoidal.....	74
<b>3.1.3 MEDIDORES DE FLUJO TIPO TURBINA.....</b>	<b>74</b>
<b>3.1.4 MEDIDORES DE FLUJO MAGNÉTICO.....</b>	<b>76</b>
<b>3.1.5 MEDIDORES DE FLUJO MÁSIKO TIPO CORIOLIS.....</b>	<b>78</b>
Principio de Operación (Flujo Másico) .....	81
Principio de Operación (Densidad) .....	81
Medidores de Flujo Térmico.....	82
Principio de Operación.....	83
<b>3.1.6 MEDIDORES DE FLUJO OSCILATORIOS.....</b>	<b>86</b>
<b>3.1.7 MEDIDORES DE FLUJO TIPO ULTRASÓNICOS .....</b>	<b>88</b>
Ultrasónicos Tiempo de Transito .....	91
<b>3.2 MEDIDORES MULTIFÁSICOS.....</b>	<b>93</b>
<b>3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR.....</b>	<b>93</b>
Tecnología Vx.....	96
Principio Operacional.....	96
<b><i>CAPITULO 4 PROCEDIMIENTOS DE INTALACIÓN DE UN EQUIPO DE SEPARACIÓN PORTATIL PARA LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN POZOS Y PRIMERAS ETAPAS DE SEPARACIÓN.....</i></b>	<b>101</b>
<b>4.1 CALIBRACIÓN DE FLUJO.....</b>	<b>104</b>
Calibración de Flujo Volumétrico .....	104
Calibración de Flujo Másico.....	106
<b>4.2 PROCEDIMIENTO PARA METER POZOS A MEDICIÓN POR MEDIO DEL MODULO DE SEPARACIÓN PORTÁTIL “CHICÓN-METRO” .....</b>	<b>108</b>
Ámbito de la Aplicación, Alcance y Responsabilidades.....	108

---

Marco Normativo .....	108
Definiciones .....	109
Requisitos de Seguridad, Salud y Protección Ambiental .....	110
Recomendaciones de Seguridad de las Actividades Críticas .....	111
Descripción Detallada de las Actividades .....	111
Procedimiento Para Alinear Pozos a Modulo de Separación Portátil .....	112
<b>4.3 PROCEDIMIENTO PARA EL RETIRO Y TRANSPORTE DE MODULO DE SEPARACIÓN PORTÁTIL “CHICÓN-METRO” .....</b>	<b>114</b>
Ámbito de la Aplicación, Alcance y Responsabilidades .....	114
Marco Normativo .....	114
Descripción Detallada de las Actividades .....	115
<b>4.4 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO ACCIONADAS POR PERNO CALIBRADOR ROMPIBLE (PARA BOMBEO DE ACEITE) .....</b>	<b>116</b>
Marco Normativo .....	116
Definiciones .....	117
Recomendaciones de Seguridad de las Actividades Críticas .....	117
Descripción Detallada de las Actividades .....	118
<b>4.5 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A VÁLVULAS PORTA PLACA DE ORIFICIO (FITTING) .....</b>	<b>120</b>
Marco Normativo .....	120
Recomendaciones de Seguridad de las Actividades Críticas .....	120
Descripción Detallada de las Actividades .....	121
<b>4.6 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A INDICADORES DE NIVEL ÓPTICO .....</b>	<b>125</b>
Definiciones .....	125
Descripción Detallada de las Actividades .....	126

---

---

**4.7 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A VÁLVULA MOTORA.. 128**

Descripción Detallada de las Actividades..... 128

**4.8 PROCEDIMIENTO PARA INSTALAR Y DAR MANTENIMIENTO EN CAMPO AL REGISTRADOR DE PRESIÓN O MANÓGRAFO..... 130**

Descripción Detallada de las Actividades..... 130

***Conclusiones y Recomendaciones***

***Bibliografía.***

## **RESUMEN**

Este trabajo se preparó con la finalidad de recopilar la ejecución de los servicios derivados de la detención de necesidades de la coordinación de operación de pozos e instalaciones de explotación, dentro de los cuales se encuentran los servicios de asistencia técnica y apoyo profesional para supervisar la medición de pozos de producción, así como la medición de corrientes de baterías de separación, estaciones de compresión, estaciones de bombeo y tanques a boca de pozo incluido el monitoreo, registro de los volúmenes de aceite bruto, neto y volúmenes de gas, servicios de verificación de calibración de los equipos y sistemas de medición portátil o fijo.

Para tales fines se aplica una metodología que permita medir, registrar y reportar de manera concisa, confiable y segura los resultados de la medición de pozos, realizando para esto: la planeación, el programa de medición de pozos, colectores o macroperas, la metodología de trabajo, la logística, el transporte, conexión y la medición de hidrocarburos en pozos, cabezales, y colectores del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Comprende una breve **introducción** de la historia de la medición de flujo, así como la importancia en la industria petrolera.

Presenta las **Definiciones y Conceptos básicos**, tales como la clasificación de los yacimientos petroleros tomando como base los diagramas de comportamiento de fases, las bases para la comprensión del comportamiento de los fluidos del yacimiento, definiendo las propiedades de los fluidos, se presentan los conceptos básicos relacionados con la medición de acuerdo con la NMX-Z-055-IMNC-2009 “Vocabulario o Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales y términos asociados”. (comúnmente conocido como VIP).

Se hace la **Descripción de los equipo de separación**, se definen los fenómenos considerados para el diseño de separadores, se muestran los diferentes tipo de equipo de separación mostrando la aplicación, las ventajas y desventajas de cada uno de estos; se presentan algunas configuración más complejas de los equipos de separación, se señalan las secciones funcionales de los equipos de separación describiendo (la sección primaria, sección de recolección de liquido, sección de asentamiento por gravedad y sección de extracción de niebla), también se hace referencia a algunos problemas de operación de los equipos de separación.

Se presentan algunos tipos de **Medidores de flujo** como son: medidores de flujo de presión diferencial, medidores de flujo tipo desplazamiento positivo, medidores de flujo tipo turbina, medidores de flujo tipo magnético, medidores de flujo másico tipo coriolis, medidores de flujo tipo oscilatorio y medidores de flujo tipo ultrasónico; así como la instrumentación en cada uno de estos es descrita.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

Finalmente, se presentan **Procedimientos de Instalación de un Equipo de Separación Portátil para la medición de hidrocarburos en pozos y primeras etapas de separación** en este capítulo se describen los pasos a seguir para la calibración, instalación y mantenimiento de los equipos de separación utilizados para la medición de pozos en el contrato denominado “Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”

Se presenta al final, las **Conclusiones y recomendaciones**, seguidas de la **Bibliografía** utilizada.

## **INTRODUCCIÓN**

Mucho de los principios que aplicamos hoy en día son producto del progreso y la evolución tecnológica en los últimos 50 años. Los microprocesadores han figurado enormemente en todos los desarrollos recientes junto con el software son una parte integral de los medidores de flujo modernos, induciendo una flexibilidad y calidad por explotación potencial del procesamiento de señales digitales y la capacidad rápida de comunicación.

Hoy en día la medición de flujo abarca condiciones de operación que van desde el monitoreo de flujo de sangre a través de arterias humanas hasta derrames de presas, flujo de gases, plasmas, fluidos pseudoplásticos, sólidos y corrosivos por nombrar solo algunos.

La medición de flujo se remonta desde tiempos ancestrales, hace más de 4000 años, los romanos median el agua de sus acueductos a cada casa para el control del reparto y los primeros chinos median el flujo de agua de mar hacia los botes de salmuera para producir sal. En cada caso, el control sobre los procesos fue la razón primaria para medición.

Como los primeros desarrolladores del primer medidor de flujo tenemos a Castelli y Toricelli quienes a principios del año 1600 determinaron que la razón de flujo era igual a la velocidad por las veces del área y que la descarga a través de un orificio varía con la raíz cuadrada de la columna de agua (caída de presión).

El profesor Poleni a principios de los 1700 proporciono trabajo adicional para el entendimiento de la descarga en un orificio. Al mismo tiempo Bernoulli desarrollo el teorema del cual hasta la fecha las ecuaciones hidráulicas de los principales medidores se basan en él.

En 1730, Pitot publicó un documento de un medidor que él había desarrollado. Venturi por su parte hizo lo mismo a finales de los 1800, los medidores de desplazamiento positivo comenzaron a usarse para uso comercial. Por último a principios de 1900 la industria de gas y combustible inicio con sus propios desarrollos para medir flujo.

Sin duda, a pesar de la excelente calidad de los productos terminados producidos en México, nuestra economía y desarrollo se sustentan en nuestros recursos naturales.

El petróleo es un recurso natural estratégico cuya importancia no se limita a las esferas económicas y energéticas. Hablar de petróleo y la industria petrolera nacional es sinónimo de energía, materiales primas, divisas, financiamientos y desarrollo.

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

---

Al ser un recurso natural estratégico y agotable, la existencia por proveer sistemas de medición confiable del hidrocarburo es cada día mayor. Aspectos normativos y regulatorios también deben considerarse.

Medidores de flujo son empleados en cada operación del proceso: control, indicación de condición, alarma, hasta lo que probablemente es la aplicación más importante, la transferencia de custodia del fluido.

El contexto económico de la nación mexicana y la coyuntura estructural que se gestó en la última década del siglo pasado, el **Plan Nacional de Desarrollo** y los lineamientos establecidos en la **Ley Federal de Metrología y Normalización**, permitió el establecimiento de los patrones nacionales de medición y la oferta de servicios confiables de calibración a través del desarrollo, la innovación y/o la adaptación de tecnología, y la mejora constante de los procesos de medición.

En 1992, **PEMEX** se reorganizó en cuatro subsidiarios y una corporativa, a partir de ese momento la medición de flujo de hidrocarburo es clave para la transferencia de custodia que diariamente se realiza entre las diferentes entidades paraestatales.

En 2008 Se expide la ley de petróleos mexicanos; se adicionan el artículo 3o. de la ley federal de las entidades paraestatales; el artículo 1 de la ley de obras públicas y servicios relacionados con las mismas y un párrafo tercero al artículo 1 de la ley de adquisiciones, arrendamientos y servicios del sector público.

La presente Ley es de interés público, tiene su fundamento en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Este ordenamiento tiene como objeto regular la organización, el funcionamiento, el control y la rendición de cuentas de Petróleos Mexicanos, creado por Decreto publicado el 7 de Junio de 1938, así como fijar las bases generales aplicables a sus organismos subsidiarios.

Petróleos Mexicanos y los organismos subsidiarios que se constituyan se sujetarán, en primer término, a lo establecido en esta Ley, su Reglamento y, sólo en lo no previsto, a las disposiciones legales que por materia corresponda. Los organismos subsidiarios también se sujetarán a las disposiciones de los respectivos decretos del Ejecutivo Federal.

El 8 de Abril de 2008, con el propósito de enfrentar los grandes retos de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos y a fin de garantizar a mediano y largo plazo la seguridad del país, el Ejecutivo Federal presentó un paquete de iniciativas de reforma y creación de diversas disposiciones de este sector, dentro del que se incluyó la propuesta de instalación de un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

que fungiera como instrumento de apoyo indispensable para fortalecer al Estado como rector de la industria petrolera.

El 28 de Noviembre de 2008, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH), por virtud de la cual el Congreso de la Unión instituyó a **CNH**. Igualmente, se reconoció su existencia en diferentes disposiciones tales como la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo (LR27C).

De esta manera, **CNH** se instaló formalmente el 20 de mayo de 2009, mediante el nombramiento presidencial de los cinco comisionados integrantes de su órgano de gobierno. Posteriormente, **CNH** publicó su reglamento Interno en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2009.

El 30 de junio de 2011, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó la **Resolución CNH.06.001/11**, por la que la da a conocer **los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos (LTMH)**.

A través de ellos, la CNH estableció las bases normativas que, tomando en cuenta la experiencia nacional e internacional, regularán los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos, desde los pozos hasta los puntos de venta interna y de exportación, pasando por los puntos de transferencia de custodia interna.

En estos LTMH se establece que Pemex en su calidad de entidad pública y único operador del Estado Mexicano responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación, debe contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en los pozos, baterías de separación de aceite y gas, así como en ductos, sean estos en tierra o costa afuera hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y a clientes en los puntos de venta que se tengan en territorio nacional.

La CNH establece, a través de los LTMH, los procesos de revisión, evaluación y supervisión del cumplimiento de los principios y criterios generales de medición de los hidrocarburos.

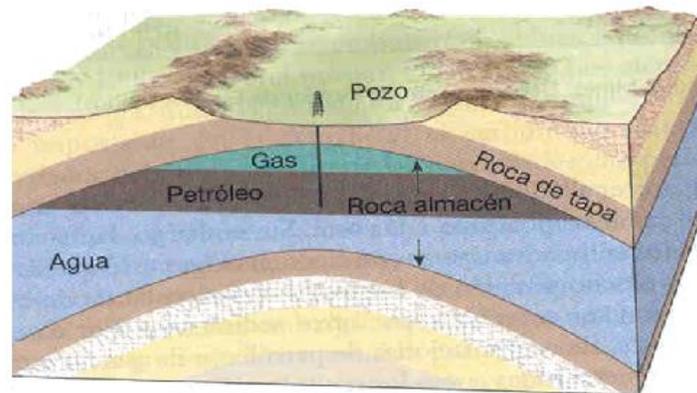
## **CAPÍTULO 1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS**

### **1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS**

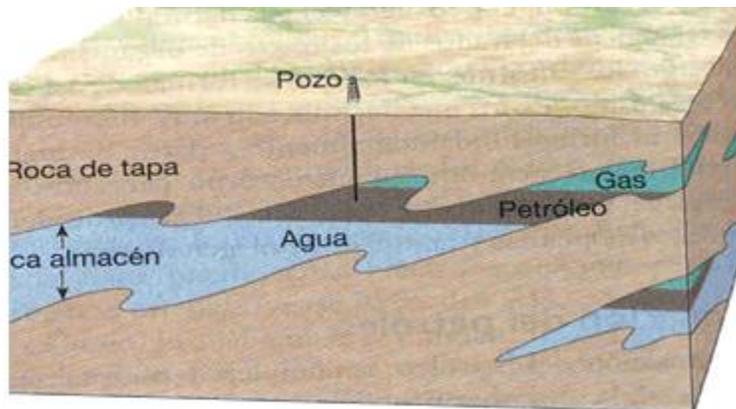
Los yacimientos petroleros se califican en dos grupos: en yacimientos de aceite y gas disuelto y yacimientos de gas, para propósitos de clasificación, se toma como base los diagramas de comportamiento de fases.

#### **Yacimiento**

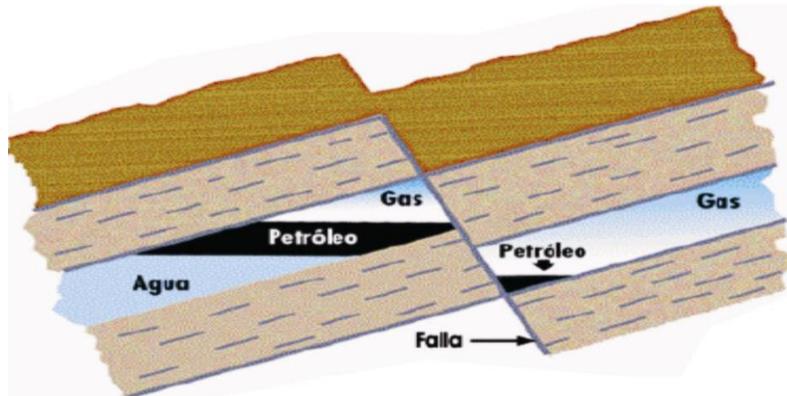
Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros o huecos de la roca almacenadora y por lo general están a presiones y temperaturas elevadas debido a las profundidades a las que se encuentra.



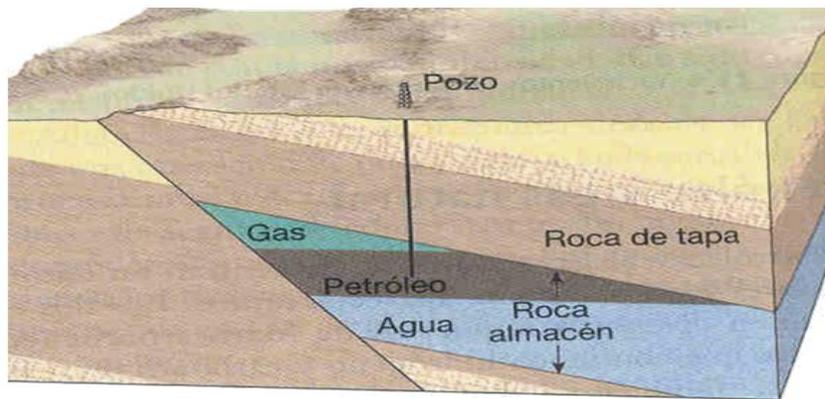
**Fig.1.1.1 Yacimiento de hidrocarburos en una estructura anticlinal.**



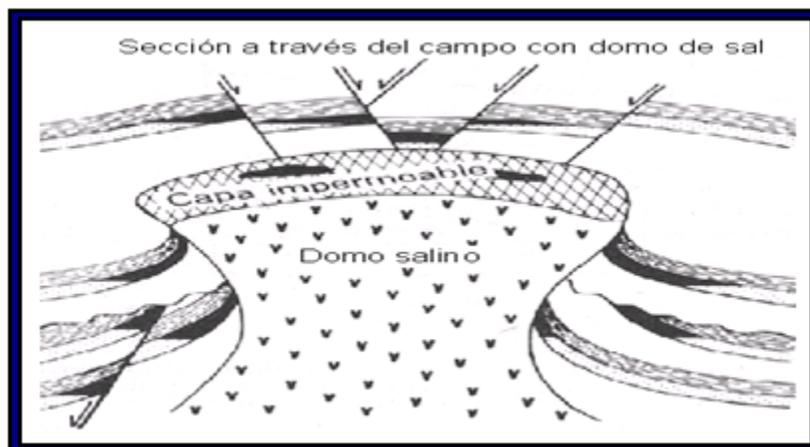
**Fig. 1.1.2 Yacimiento de hidrocarburos en pliegues**



**Fig. 1.1.3 Yacimiento de hidrocarburos en una falla normal**



**Fig. 1.1.4 Yacimiento de hidrocarburos en una falla inversa**



**Fig. 1.1.5 Yacimiento de hidrocarburos en un domo salino**

## **Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto**

Los yacimientos de aceite y gas disuelto se subdividen en dos categorías los yacimientos de bajo encogimiento y los altos encogimientos.

### **Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento**

También llamados de aceite negro, tienen componentes intermedios,  $C_3$  a  $C_6$ , comparativamente bajos y altos en componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Los valores de los parámetros principales que lo caracterizan son:  $R_s$  ( $m^3/m^3$ )  $<200$ , Densidad (API)  $<35$ ,  $Bo$  ( $m^3/m^3$ )  $<2.0$  y tiene un color oscuro.

La Fig. 1.1.6 Muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento de los conocidos, como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamados aceite negro, y que por toda la historia de nuestro país han contribuido con la mayor parte de la producción de crudo, por lo que su comportamiento es bastante conocido.

### **Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento (Fig. 1.1.7)**

También llamado de aceite volátil, se observa que la temperatura de la formación es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedio. Se llama Volátil debido a que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea difícil y que cambios pequeños de presión o temperatura, produzcan modificaciones en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Y sus características son:

$R_s$  ( $m^3/m^3$ )  $200 - 1000$ , densidad (API)  $> 35$  y  $<50$  y  $Bo$  ( $m^3/m^3$ )  $> 2.0$  y su color es ligeramente oscuro.

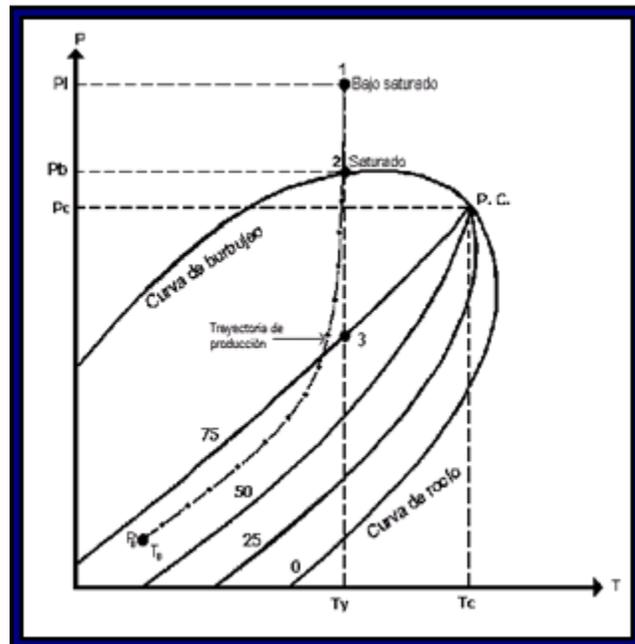


Figura 1.1.6 Yacimiento de Aceite y Gas disuelto de Bajo Encogimiento (Aceite Negro).  
Fuente: Conceptos Básicos de Yacimientos María Rufina Islas Castelán junio 2006.

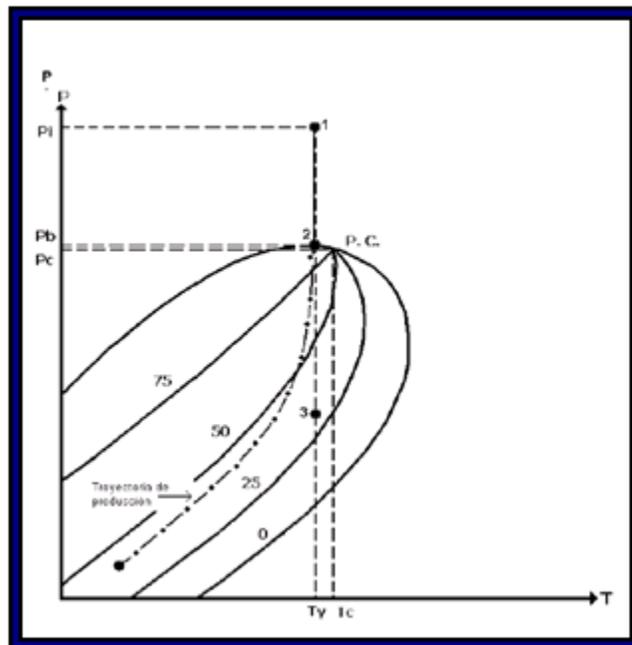


Figura 1.1.7 Yacimiento de Aceite y Gas disuelto de Alto Encogimiento (Aceite Volátil).  
Fuente: Conceptos Básicos de Yacimientos María Rufina Islas Castelán junio 2006.

## **Yacimiento de Gas**

En este tipo de yacimientos de gas se consideran tres categorías los yacimientos de gas y condensado, los yacimientos de gas húmedo y los yacimientos de gas seco.

### **Yacimientos de Gas y Condensados**

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente está a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión de yacimiento es mayor a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca. Los parámetros principales tienen las siguientes características:  $R_s$  ( $m^3/m^3$ ) 1000 – 5000, densidad (API) 41 – 57 ( $m^3/m^3$ ), su color es ligeramente colorado.

### **Yacimiento de Gas Húmedo**

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, los parámetros principales tienen las siguientes características:  $R_s$  ( $m^3/m^3$ ) 10000 – 20000, densidad (API)  $> 45 < 57$ , su color es casi transparente.

### **Yacimiento de Gas Seco**

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Tanto a condiciones de yacimiento como en la superficie no entra a la región de dos fases. Los parámetros principales tienen las siguientes características:  $R_s$  ( $m^3/m^3$ )  $> 20000$ , la densidad (API)  $> 57$ , su color es transparente.

En la figura 1.1.8 se muestran la forma esquemática, las envolventes de fase típicas de cada uno de estos yacimientos de gas.

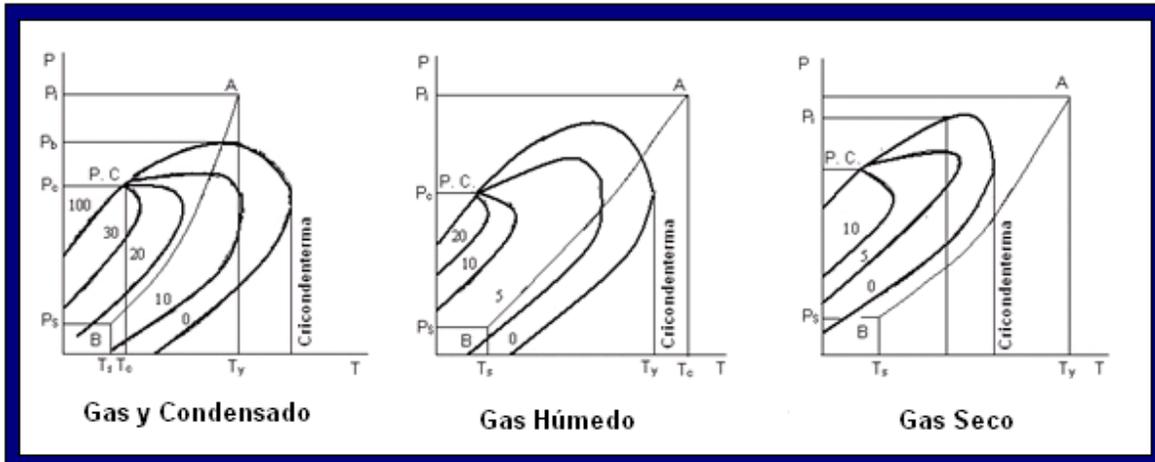
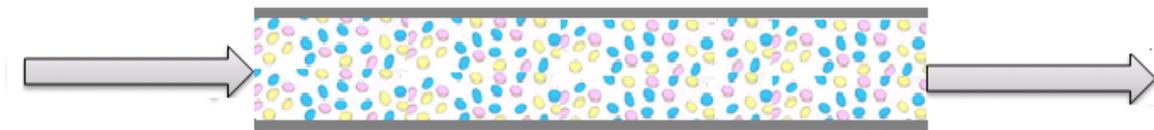


Fig. 1.1.8 Envoltentes de fases de los yacimientos de gas.

## 1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

- **Fluido.** Conjunto de moléculas distribuidas al azar que se mantienen unidas por fuerzas cohesivas débiles y por fuerzas ejercidas por las paredes de un recipiente, es decir sin volumen definido.
- **Flujo.** Movimiento con un cambio continuo de lugar entre moléculas consistentes. Cantidad de flujo que pasa, a través de un punto determinado en un intervalo de tiempo está dado en unidades de volumen o masa sobre unidad de tiempo.



$$\text{Flujo Volumétrico} = \frac{\text{Volumen}}{\text{Tiempo}}$$

$$\text{Flujo Másico} = \frac{\text{Masa}}{\text{Tiempo}}$$

Propiedades de los fluidos se diferencian en dos tipos:

Extensivas.- Dependen de la masa total del sistema (densidad, energía, etc.)

Intensivas.- No dependen de la masa del sistema (temperatura, presión etc.)

### Densidad ( $\rho$ )

Es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que este ocupa.

$$\rho = \frac{m}{v} \left[ \frac{Kg}{m^3} \right] \quad (1.2.1)$$

### Peso Específico (Pe)

Es el peso de la unidad de volumen de una sustancia.

$$Pe = \frac{w}{v} = \frac{mg}{v} = \rho g \left[ \frac{Kg \cdot f}{m^3} \right] \left[ \frac{N}{m^3} \right] \quad (1.2.2)$$

### Densidad relativa ( $\rho_r$ ) o Gravedad Específica (SG)

Para líquidos, se define como la relación entre la densidad del líquido y la densidad agua a una temperatura 60° F y 14.696 Psi (101.325Kpa).

$$\rho_r = \frac{Pe_{Liquido}}{Pe_{Agua}} = \frac{\rho_{Liquido}}{\rho_{Agua}} = \frac{\rho_{Liquido}}{\rho_{Agua @ e.s}} \quad (1.2.3)$$

$$\rho_r = \frac{\rho_{Gas}}{\rho_{Aire @ e.s}} \quad (1.2.4)$$

### Viscosidad

Se define como la resistencia que presentan los fluidos a fluir, es decir que a mayor viscosidad, menor flujo. En la práctica existen dos tipos:

- **Viscosidad dinámica  $\mu$ .**- El principio de viscosidad de Newton establece que para un flujo laminar, el esfuerzo cortante en una interfase tangente a la dirección de flujo es proporcional al gradiente de la velocidad en dirección normal a la interfase. Cuando se cumple este principio, se dice que la viscosidad es dinámica o absoluta y se mide en **poise o centipoise**.
- **Viscosidad cinemática  $\nu$ .**- Se define como el cociente de la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido. La densidad cinemática se mide **stoke centistoke**.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}; [stoke] \quad (1.2.5)$$

Cuando el líquido incrementa su temperatura, generalmente resulta una baja viscosidad. El cambio de la viscosidad con la temperatura se denomina índice de viscosidad. Para gases, un incremento en la temperatura incrementa la viscosidad cinemática, justo el efecto opuesto con los líquidos.

### **Fluidos Newtonianos**

Todo aquel fluido que se comporta de acuerdo al Modelo Newtoniano de la viscosidad, es decir que cuando la relación de corte ya la velocidad de deformación del fluido es lineal y la viscosidad es función exclusiva de la condición del fluido.

### **Fluidos no Newtonianos**

No se comportan conforme el Modelo Newtoniano y la viscosidad de éste depende del gradiente de velocidad, además de la condición del fluido.

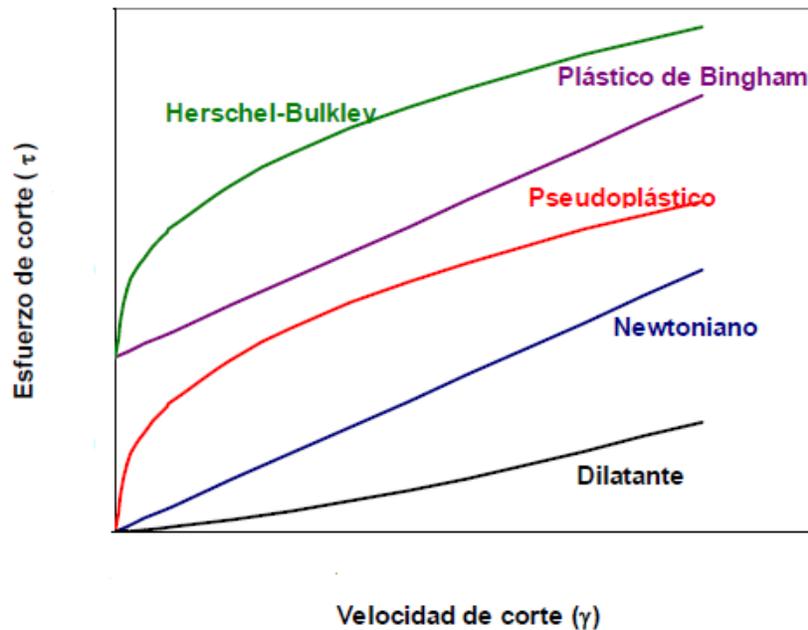


Fig. 1.2.1 Representación de esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte para distintos fluidos.

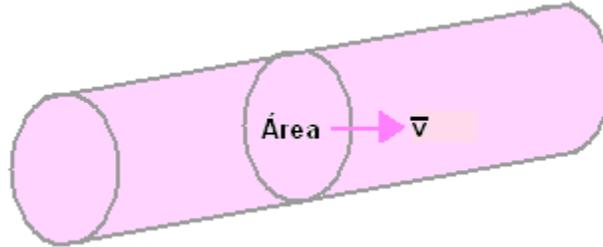
La clasificación de los fluidos está basada sobre el comportamiento viscoso. Si el coeficiente de viscosidad es independiente de la fuerza cortante y de la relación de cambio de corte, el fluido es Newtoniano. Si el coeficiente de viscosidad cambia con la aplicación de la fuerza cortante o con la relación del cambio al corte el fluido es no Newtoniano.

### **Dinámica de los fluidos**

Las características de la materia en movimiento específicamente en flujo de fluidos son derivadas de los siguientes principios:

- Ecuación de continuidad
- Teorema de Bernoulli
- El trabajo de Reynolds Osborne

La relación de flujo volumétrico (Q) que pasa en un punto es igual a la sección transversal normal (A) en ese punto por el promedio de velocidad a través del área (V).



**Relación de flujo volumétrico= Área x Velocidad promedio**

$$Q = A \cdot \bar{V} \quad \frac{\text{feet}^3}{s} = \text{feet}^2 \cdot \frac{\text{feet}}{s}$$

$$Q = A \cdot \bar{V} = \frac{1}{4} \pi D^2 \bar{V} \left[ \frac{FT^3}{s} \right]$$

$$Q = 2.448 D^2 \bar{V} \text{ (GPM)}$$

$$Q = 0.3272 D^2 \bar{V} \text{ ACFM} \tag{1.2.6}$$

La ecuación de continuidad y la ecuación de Bernoulli son dos ecuaciones fundamentales para conocer la dinámica de los fluidos. La primera trata sobre la conservación de la masa, y la segunda sobre la conservación de la energía de un fluido, es muy importante conocer estas ecuaciones y lo que representan para resolver problemas sobre fluidos, así como para dimensionar los medidores de flujo por presión diferencial.

### **Ecuación de Continuidad**

Para un flujo permanente, la masa de fluido que atraviesa cualquier sección transversal es constante, aun cuando esta sección transversal cambie. Dado que la masa de un fluido que atraviesa una sección transversal por unidad de tiempo es  $\rho vA$ , se tiene que la ecuación de continuidad para cualquier fluido es la siguiente.

$$\rho_1 V_1 A_1 = \rho_2 V_2 A_2 \tag{1.2.7}$$

La densidad puede variar con el tiempo dependiendo de las condiciones de presión y temperatura del fluido, sin embargo para un fluido incompresible  $\rho_1 = \rho_2$ , de esta forma, para un líquido el cual es considerado incompresible la ecuación de continuidad puede expresarse como:

$$Q_v = A_1 V_1 = A_2 V_2 = A_3 V_3 = \text{Constante} \tag{1.2.8}$$

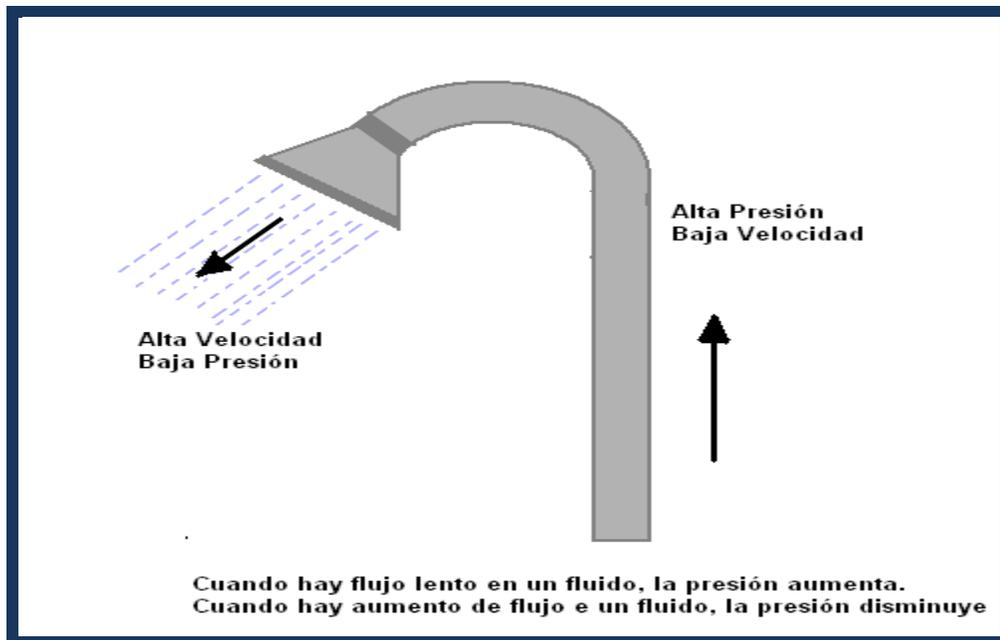
El flujo volumétrico es el volumen de fluido que atraviesa una sección transversal por unidad de tiempo, y el flujo másico es la masa de fluido que atraviesa la sección transversal por unidad de tiempo. La relación entre el flujo volumétrico y el flujo másico es una constante, la cual de acuerdo a las ecuaciones anteriores es la densidad.

$$Q_m = \rho Q_v \quad (1.2.9)$$

### Teorema de Bernoulli

Daniel Bernoulli (1700- 1782) comprobó experimentalmente que “la presión interna de un fluido (líquido o gas) disminuye en la medida que la velocidad del flujo se incrementa”, o dicho de otra forma “en un fluido en movimiento, la suma de la presión y la velocidad en un punto cualquiera permanece constante”, es decir que  $p + v = k$

Para que se mantenga constante **k**, si un partícula aumenta su velocidad **v** tendrá que disminuir su presión **p**, y a la inversa. Como la presión y la velocidad actúan recíprocamente:



Cada término de esta ecuación tiene unidades de longitud, y a la vez representan formas distintas de energía; en hidráulica es común expresar la energía en términos de longitud, y se habla de altura o cargas. Así en la ecuación de Bernoulli los términos suelen llamarse alturas o cargas de velocidad, de presión y carga hidráulica, el término  $z$  se suele agrupar con  $P / \gamma$  para dar lugar a la llamada altura piezométrica o también carga piezométrica.

$$\frac{V^2}{2g} + \frac{P}{\gamma} + z = H \quad (1.2.10)$$

dónde:

$V^2$  = Carga de velocidad

$\gamma$  = Carga de presión

H = Carga ó altura hidráulica

La ecuación de Bernoulli encuentra aplicación en casi todos los aspectos del flujo de fluidos. Las unidades de cada término de la ecuación de Bernoulli son unidades de presión. Aunque esta ecuación es aplicable a una gran cantidad de problemas prácticos, existen algunas limitaciones que deben de tomarse en cuenta.

- Es válida solamente para fluidos incompresibles.
- No puede haber dispositivos mecánicos entre las dos secciones de interés que puedan agregar o sustraer energía del sistema.
- No puede haber transferencias de calor hacia dentro o fuera del fluido.
- No puede haber pérdidas de energía debidas a la fricción.

### **Número de Reynolds**

Este número recibe su nombre en honor de Osborne Reynolds (1842-1912), quien lo describió en 1883. El número de Reynolds relaciona la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo en una expresión adimensional, que interviene en numerosos. Dicho número o combinación adimensional aparece en muchos casos relacionado con el hecho de que el flujo pueda considerarse laminar (número de Reynolds pequeño) o turbulento (número de Reynolds grande). Desde un punto de vista matemático el número de Reynolds de un problema o situación concreta se define por medio de la siguiente fórmula:

$$N_{Re} = \frac{\rho * v_s * D}{\mu} \quad (1.2.11)$$

O equitativamente por:

$$N_{Re} = \frac{v_s * D}{\nu} \quad (1.2.12)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del fluido.

$v_s$ : Velocidad característica del fluido.

D: Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido.

$\nu$ : Viscosidad cinemática del fluido.  $\nu = \frac{\mu}{\rho}$

### **1.3 TÉRMINOS BÁSICOS DE METROLOGÍA.**

En este tema se revisaran conceptos básicos relacionados con la medición. En todos los campos del conocimiento existen términos con los que es necesario familiarizarse para un adecuado entendimiento y aplicación. La metrología no es la excepción.

Se presentan los conceptos básicos relacionados con la medición de acuerdo con la NMX-Z-055-IMNC-2009 “Vocabulario o Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales y términos asociados”. (Comúnmente conocido como VIM).

#### **Metrología**

Ciencia de la medición y sus aplicaciones. Es importante considerar que la la metrología puede ser estudiada en los siguientes aspectos:

- Aspectos teóricos
- Aspectos técnicos
- Aspectos legales

#### **Medición**

Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que puedan atribuirse razonablemente a una magnitud.

En el Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM), se refieren las siguientes notas:

- Las mediciones no aplican a propiedades cualitativas. Las propiedades cualitativas son por ejemplo: olor, sabor, cantidades de humo.
- Una medición implica una comparación de magnitudes incluyendo un conteo de entidades.
- Una medición supone una descripción de la magnitud compatible con el uso previsto del resultado de la medida, un procedimiento de medición y un sistema de medida calibrado que opera de acuerdo a un procedimiento de medición especificado, incluyendo las condiciones de medición.

Esto implica que el proceso de medición requiere de un sistema bien estructurado y acorde a las necesidades de medición.

## **Magnitud**

Propiedad de un fenómeno, de un cuerpo o una sustancia que se puede expresar mediante un número y una referencia.

Ejemplos de magnitudes:

- Volumen
- Flujo
- Presión
- Temperatura
- Densidad

Notas contenidas en el Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM):

- La referencia puede ser una unidad de medida, un procedimiento de medición, un material de referencia o una combinación de, los anteriores.
- Los símbolos de las magnitudes están establecidos en las series ISO 80000 e IEC 80000, Quantities and Units. Estos símbolos se escriben en itálicas. Un símbolo determinado puede indicar magnitudes diferentes.
- El concepto de magnitud puede ser subdividido genéricamente, por ejemplo, “magnitud física”, “magnitud química” o “magnitud biológica”; o “magnitudes base” y “magnitudes derivadas”.

## **Mensurado**

Magnitud que se desea medir.

Dependiendo de la forma en que se determine la medición, se puede hablar de medición directa e indirecta.

- Mensurado se mide directamente: Frecuentemente el mensurado puede ser determinado por una medición directa, como sería por ejemplo la medición de la longitud de un bloque patrón con un vernier o la masa de una pieza con una balanza.

Ejemplo: Medición del volumen de un cilindro por desplazamiento de agua.

- Mensurado se mide de forma indirecta: También existen muchos casos, que el mensurado no se obtiene por una sola medición, sino que hay que medir una serie de magnitudes (denominadas magnitudes de entrada) y calcular el mensurado a partir de los resultados de estas mediciones (medición indirecta).

### **Magnitud de Entrada**

Magnitud que debe ser medida o magnitud, cuyo valor puede obtenerse de otra manera, para calcular un valor medido de un mensurado.

Ejemplo: Volumen de un cilindro

$$V = \left(\frac{\pi}{4}\right) * d^2 * h \quad (1.3.1)$$

↑    ↑  
Magnitudes de entrada.  
Ej. Obtenidas con un vernier

### **Magnitud de Influencia**

Magnitud que en una medición directa, no afecta a la magnitud que realmente se está midiendo, pero sí afecta a la relación entre la indicación y el resultado de medición.

Ejemplo: Temperatura en la medición de un volumen de un tanque.

- Una medición indirecta conlleva una combinación de mediciones directas, cada una de las cuales pueden estar a su vez afectadas por magnitudes de influencia.

### **Principio de Medición**

Fenómeno que sirve como base de una medición.

Algunos ejemplos mencionados en el Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM):

- El efecto termoeléctrico aplicado a la medición de temperatura
- La absorción de energía aplicada a la medición de la concentración de la cantidad de sustancia.

El fenómeno puede ser de naturaleza física, química o biológica.

### **Método de Medición**

Descripción genérica de la secuencia lógica de operaciones utilizadas en una medición.

Generalmente descrito en normas.

Los métodos de medida pueden clasificarse de varias maneras como:

- Método de sustitución
- Método diferencial, y
- Método de cero
- Método directo
- Método indirecto

### **Procedimiento de Medición**

Descripción detallada de una medición a uno o más principios de medición y a un método de medición dado, basado en un modelo de medición y que incluye los cálculos necesarios para obtener un resultado de medición.

- Un procedimiento de medida se documenta habitualmente con suficiente detalle para que un operador pueda realizar una medición.
- Un procedimiento de medida puede incluir una incertidumbre de medida objetivo.

### **Resultado de una Medición**

Conjunto de una magnitud atribuidos a un mensurado, acompañados de cualquier otra información relevante disponible.

**Error de Medición:** Diferencia entre un valor medición de una magnitud y un valor de referencia.

**Error Sistemático de Medición:** Componente del error de medición que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible. Por complejo que sea, este error siempre puede ser identificado.

**Error Aleatorio de Medición:** Componente del error de medición que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible.

**Corrección:** Compensación de un efecto sistemático estimado.

Nota incluida en el Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM):

- La compensación puede tomar formas, tales como la adición de un valor o la multiplicación por un factor, o bien puede deducirse de una tabla.

Formas en que se puede aplicar la corrección:

$$Y_{corr} = Y_{med} + C \quad (1.3.2)$$

$$Y_{corr} = FC * Y_{med} \quad (1.3.3)$$

dónde:

$Y_{med}$  : Valor medido, resultado no corregido

$Y_{corr}$  : Resultado corregido

C : Corrección  $C = -S$

S : Sesgo de medida

FC : Factor de corrección

Cuando al determinar el sesgo a lo largo del intervalo de medida se observa el mismo presenta una diferencia proporcional más que un valor constante, se puede calcular un factor de corrección determinado la función o proporción que permite corregir el resultado el error sistemático encontrado:

$$FC = 1 - S/Y_{med} = 1 + C/Y_{med} \quad (1.3.4)$$

### **Exactitud de Medición**

Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurado.

Algunas notas del Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM).

- El concepto exactitud de medida no es una magnitud y no se expresa numéricamente. Se dice que una medición es más exacta cuando más pequeño es el error de medida.
- El termino exactitud de medida no debe utilizarse en lugar de veracidad de medida, al igual que el término precisión de medida tampoco debe utilizarse en lugar de exactitud de medida, ya que esta última incluye ambos conceptos.
- La exactitud de medida se interpreta a veces como la proximidad entre los valores medidos atribuidos al mensurado.

La exactitud es una característica cualitativa.

Comúnmente se confunde el término exactitud con veracidad de medida. El VIM respecto a la veracidad contiene las siguientes notas:

- La veracidad de medida no es una magnitud y no puede expresarse numéricamente, aunque la norma ISO 5725 especifica formas de expresar dicha proximidad.

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

---

- La veracidad de medida está inversamente relacionada con el error sistemático, pero no está relacionada con el error aleatorio.
- No debe utilizarse el término “exactitud de medida” en lugar de “veracidad de medida” y viceversa.

La tabla 1.3.1 se muestra las clases de exactitud tomando en consideración la aplicación del sistema de medición y las divide en cinco clases

<b>Clase</b>	<b>Campo de aplicación</b>
0,3	➤ Sistemas de medición instalados en tuberías
0,5	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bombas de despacho de gasolina</li> <li>➤ Sistemas de medición instalados en auto-tanques</li> <li>➤ Sistemas de medición para leche</li> <li>➤ Sistema de medición para buque tanques.</li> </ul>
1,0	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas mayores que -10 °C</li> <li>➤ Sistemas de medición de LPG para carga de vehículos</li> <li>➤ Sistemas de medición clasificados como clase 0,3 ó 0,5 bajo las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Con temperaturas menores que -10 °C ó mayores que 50 °C</li> <li>➤ Con fluidos cuya viscosidad dinámica sea mayor que 1 000 mPas Con flujo menor que 20 L/h</li> </ul> </li> </ul>
1,5	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sistemas de medición para dióxido de carbono licuado</li> <li>➤ Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas menores que - 10 °C</li> </ul>
2,5	➤ Sistemas de medición para líquidos criogénicos

**Tabla 1.3.1 Clases de Exactitud OIML (Organización Internacional de Metrología Legal) R -117.**  
Fuente: Medición de flujo de procesos Industriales ISA

En la tabla 1.3.2 la clase A muestra los errores máximos permisibles aplicables a sistemas de medición completos, para todos los líquidos, todas las temperaturas y las presiones de los líquidos y los flujos a los que se utilizará el sistema sin llevar a cabo ningún ajuste durante las pruebas (referirse a OIML R 117).

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

---

En la clase B muestra los errores máximos permisibles aplicables en una aprobación de modelo y/o verificación inicial del medidor de flujo (referirse a OIML R 117).

<b>Clases según la exactitud</b>					
	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>	<b>2,5</b>
A	± 0,3 %	± 0,5 %	± 1,0%	± 1,5 %	± 2,5 %
B	± 0,2 %	± 0,3	% ± 0,6	1,0 %	± 1,5 %

**Tabla 1.3.2 Errores máximos permisibles conforme a la OIML R-117.**

Fuente: Medición de flujo de procesos Industriales ISA

### **Veracidad de Medida**

Proximidad entre la medida de un número infinito de valores medidos repetidos y un valor de referencia.

La veracidad es una característica cualitativa.

### **Precisión de Medición**

Proximidad entre las indicaciones a los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto o de objetos similares bajo condiciones específicas.

Notas del Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM) que ofrece para este término:

- Es habitual que la precisión de una medida se exprese numéricamente mediante medidas de dispersión tales como la desviación típica, la varianza o el coeficiente de variación bajo las condiciones específicas.
- Las condiciones especificadas pueden ser condiciones de repetitividad, condiciones de precisión intermedia, o condiciones de reproductividad (se especifica en la norma ISO 5725-3:1994).
- La precisión se utiliza para definir la repetitividad de medida, la precisión intermedia y la reproductividad.
- Con frecuencia, la precisión de medida se utiliza, erróneamente, en lugar de exactitud de medida.

La precisión de medición es una característica cuantitativa.

## **Incertidumbre de Medición**

Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurado, a partir de la información que se utiliza.

La incertidumbre de medición, es un término muy usado en las empresas y frecuentemente usado equívocamente.

Siempre nos quedamos con incertidumbre.

La incertidumbre se estima, no es una cuantificación exacta. Por lo tanto es incorrecto decir que se calcula.

El nivel de incertidumbre apropiado depende del uso intencionado.

Notas presentadas por el Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM):

- La incertidumbre de medida incluye componentes procedentes de efectos sistemáticos, tales como componentes asociados a correcciones y a valores asignados a patrones, así como a la incertidumbre debido a la definición. Algunas veces no se corrigen los efectos sistemáticos estimados y en su lugar se tratan como componentes de incertidumbre.
- El parámetro puede ser, por ejemplo, una típica, en cuyo caso se denomina incertidumbre típica de medida (o un ejemplo de ella), o una semiamplitud con una probabilidad de cobertura determinada.
- En general, la incertidumbre de medida incluye numerosas componentes. Algunos pueden calcularse mediante una evaluación tipo A de la incertidumbre de medida, a partir de la distribución estadística de los valores que proceden de las series de mediciones y pueden caracterizarse por desviaciones típicas. Las otras componentes, que pueden calcularse mediante una evaluación tipo B de la incertidumbre de medida, pueden caracterizarse también por desviaciones en la experiencia u otra información.

El concepto de la incertidumbre es un concepto estadístico, significa que el valor debe encontrarse dentro de un intervalo alrededor del resultado corregido con una cierta (alta probabilidad)

## **Trazabilidad**

De acuerdo al Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM), la trazabilidad es la propiedad de un resultado de medición por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medición.

No es el instrumento el que tiene la trazabilidad, sino el resultado de la medición que se realiza con él.

Notas que menciona el Vocabulario o Internacional de Metrología (VIM):

- La trazabilidad metrológica requiere una jerarquía de calibración establecida
- Para mediciones con más de una magnitud de entrada en el modulo de medición, cada valor de entrada debiera ser metrológicamente trazable y la jerarquía de calibración puede tener forma de estructura ramificada o de red. El esfuerzo realizado para establecer la trazabilidad metrológica de cada valor de entrada debería ser en proporción a su contribución relativa al resultado de la medición.

## **CAPITULO 2 EQUIPOS DE SEPARACIÓN**

La medición en los pozos de recolección puede llevarse a cabo mediante dos maneras, directamente y multifásica.

La medición multifásica implica la cuantificación de agua, arena, aceite y gas lo cual hace que la incertidumbre sea mayor.

En una medición directa se utiliza un separador el cual permite separar las tres fases: gas, petróleo y agua y cuantificar cada una de estas mediante medidores de flujo instalados en las líneas de separación, de esta manera el grado de incertidumbre será menor.

La separación de fases gas y líquido (o de crudo y agua en el caso de separadores trifásicos) en una corriente de proceso proveniente de un pozo de recolección de gas o un pozo de extracción de crudo, es una de las operaciones más comunes en la industria de producción y procesamiento de hidrocarburos. Esto hace necesario contar con equipo de proceso que permita separar las diferentes fases que componen el producto obtenido de los pozos por los siguientes motivos:

- 1.- Se debe separar el agua de los hidrocarburos tanto en la fase líquida como vapor ya que esta produce diversos problemas de operación como corrosión, formación de condensados a la entrada de compresores, presencia de burbujas en la succión de bombas de hidrocarburos y bloqueo de válvulas e instrumentación por la formación de hidratos de carbono.
- 2.- Para obtener materias primas (gas y crudo) que al ser procesados se convierten en productos obtenidos de los pozos de recolección crudo y gas se muestra en la (figura 2.1.1).
- 3.- Para facilitar la operación de procesos subsecuentes, es más sencillo y económico procesar las corrientes gas, crudo y agua por separado.
- 4.- En tubería de líquidos, los flujos a dos fases tienden a incrementar la caída de presión, lo cual incrementa los costos de bombeo.

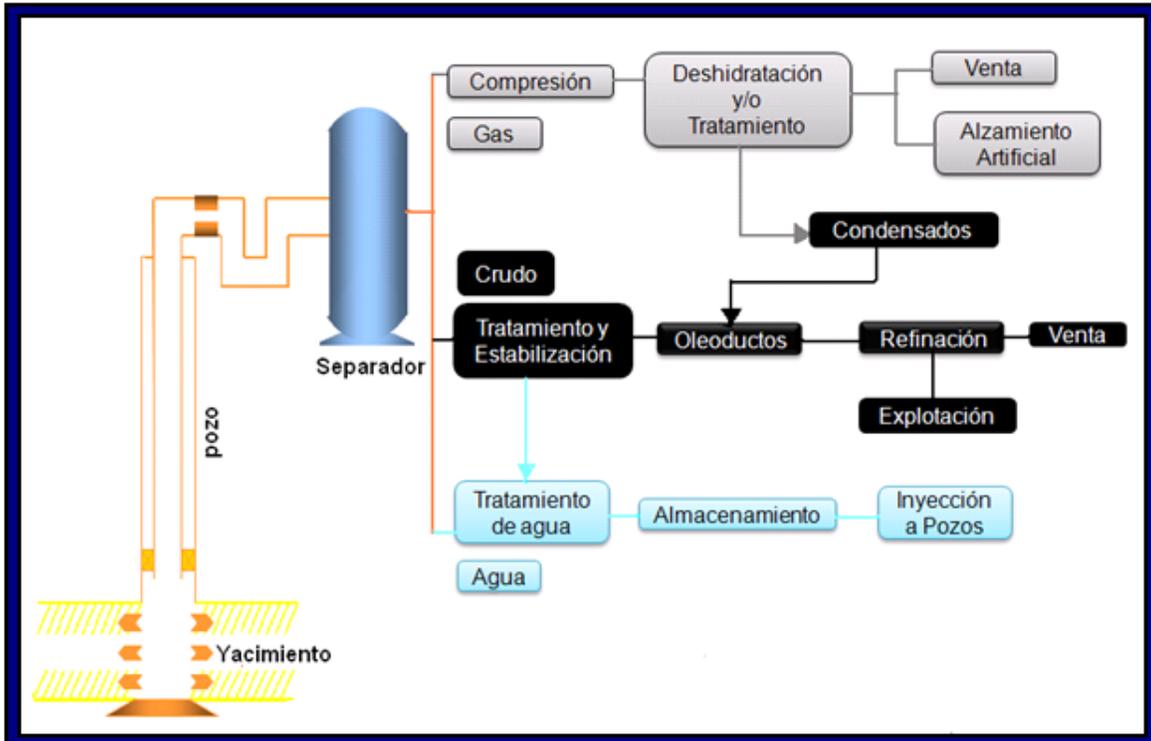


Fig. 2.1. Cadena de Proceso de los productos de separación.

El equipo de separación debe ser diseñado para trabajar en condiciones que pueda cambiar significativamente conforme pasa el tiempo, no obstante, la separación deberá cumplir con las especificaciones de los productos, ya que estas no cambian o incluso pueden volverse más exigentes.

El diseño del equipo de separación comprende:

- El dimensionamiento del recipiente y su espesor.
- La selección de los internos ya sea:
  - Para incrementar la eficiencia de separación.
  - Evitar problemas de operación.
  - Facilitar la separación.
  - Reducir el espacio físico utilizado por el equipo.
- La elección de los materiales.
- El dimensionamiento de boquillas de alimentación y efluentes del equipo de separación, entre otros aspectos.

Un mal diseño puede traer como consecuencia reducciones en la producción, producir un “cuello de botella” o la necesidad de realizar paros y modificaciones costosas al equipo, mientras que un sobre diseño excesivo o flexibilidad innecesaria suelen encarecer los separadores.

## **2.1 CONCEPTOS Y FENÓMENOS CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE LOS SEPARADORES.**

### **Colgamiento (HL)**

El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Ésta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluye simultáneamente en la tubería. Generalmente, la velocidad con la que fluye el gas es diferente de la velocidad con la que fluye el líquido, lo que origina un resbalamiento entre las fases.

El resbalamiento es un término que se utiliza para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de éste fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas, para el primer caso, y a mayor velocidad en el segundo caso.

### **Velocidades Superficiales**

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si se ocupara toda la tubería. Se define por las siguientes expresiones:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A_p} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \quad (2.1.1)$$

Donde  $V_{SL}$  es la velocidad superficial del líquido,  $q_o$  es el gasto de aceite,  $B_o$  es el factor de volumen del aceite,  $B_w$  es el factor de volumen del agua, y  $d$  es el diámetro interno de la tubería.

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_p} = \frac{0.002122 q_o (R - R_s) B_g}{d^2} \quad (2.1.2)$$

Donde  $V_{sg}$  es la velocidad superficial del gas,  $q_o$  es el gasto de aceite,  $R$  es la relación gas-aceite,  $R_s$  es la relación de solubilidad,  $B_g$  es el factor de volumen del gas y  $d$  es el diámetro interno de la tubería.

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A_p} = V_{sL} + V_{sg} \quad (2.1.3)$$

Donde  $A_p$  es el área de la sección transversal de la tubería.

### **Velocidad Real.**

Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$V_L = \frac{q_L}{A_L} = \frac{q_L}{A_p H_L} = \frac{V_{sl}}{H_L} \quad (2.1.4)$$

$$V_g = \frac{q_g}{A_g} = \frac{q_g}{A_p(1 - H_L)} = \frac{V_{sg}}{(1 - H_L)} \quad (2.1.5)$$

Donde  $V_L$  y  $V_g$  son las velocidades reales del líquido y el gas respectivamente, y  $H_L$  es el colgamiento del líquido.

### **Coalescencia.**

Es el fenómeno por medio del cual partículas líquidas de tamaño pequeño (que no se separan fácilmente por la acción de la gravedad), se unen entre sí para formar partículas de mayor tamaño, que sí pueden separarse posteriormente por asentamiento gravitatorio.

### **Momentum**

Alonso (1995), define el *momentum lineal* de una partícula como: “el producto de su masa por su velocidad. Esta es una cantidad vectorial y tiene la misma dirección que la velocidad. Es un concepto que combina dos elementos que caracterizan el estado dinámico de una partícula”.

### **Patrones de Flujo.**

Al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un tipo o patrón de flujo.

Los patrones de flujo se presentan tanto en tuberías horizontales como en tuberías verticales, a continuación se describen los patrones de flujo para tuberías horizontales y verticales.

### **Patrones de Flujo en Tuberías Verticales.**

Para el flujo ascendente del gas y el líquido en una tubería vertical, las fases se distribuyen en varias estructuras de flujo que como se ven en la figura 2.1.1 y se describen a continuación.

- **Flujo burbuja:** Las burbujas que se observan son numerosas ya que el gas se dispersa en forma de burbujas en la fase continua de líquido. Las burbujas varían mucho tanto en su tamaño como en su forma, pero por lo general son de forma esférica y son mucho más pequeñas que el diámetro de la tubería.
- **Flujo tapón:** Con el aumento de la fracción de gas, las burbujas se encuentran muy cerca unas de otras, lo que ocasiona que se unan, y formen burbujas más grandes, que tienen la misma dimensión que el diámetro de la tubería. Estas burbujas tienen una forma similar a la de una bala, y se conoce como burbuja de Taylor. Las burbujas de Taylor están separadas entre sí por tapones de líquido, los cuales pueden incluir pequeñas burbujas de gas. Las burbujas de Taylor, están rodeadas por una delgada película de líquido entre ellas y la pared de la tubería.
- **Flujo bache:** Con el aumento en la velocidad de flujo, la corriente se vuelve inestable con el fluido que viaja arriba y debajo de forma oscilatoria. La inestabilidad es resultado de la relativa igualdad de las fuerzas de gravedad y de corte actuando en direcciones opuestas sobre la película delgada del líquido de las burbujas de Taylor. De hecho este patrón de flujo es un régimen intermedio entre el patrón de flujo tipo tapón y el patrón de flujo anular. En tuberías con diámetros pequeños, el flujo bache puede que no se forme y todo el flujo pasa directamente de flujo tapón a flujo anular.
- **Flujo anular:** El flujo anular se presenta cuando la fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en ésta en forma de gotas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión.
- **Flujo anular-niebla:** A grandes gastos de gas, todo el líquido entra en forma de pequeñas gotas en la fase continua de gas. Las gotas en el flujo niebla son a menudo demasiado pequeñas para ser vistas sin una luz especial.



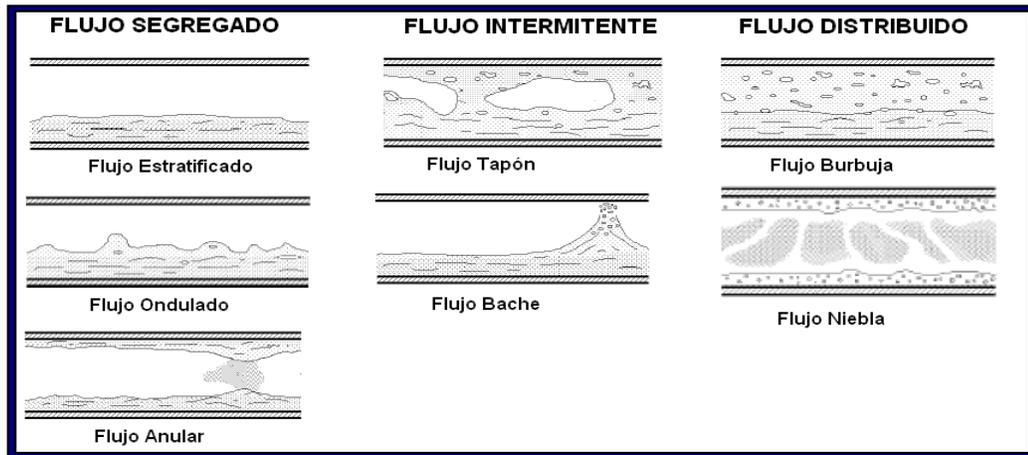
**Fig. 2.1.1 Patrones de Flujo en tuberías verticales.**

Fuente: “ Working guide to Petroleum and Natural Gas Engineering”. LYONS W. 3rd. Ed. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2002.

### **Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales.**

Los patrones de flujo en tuberías horizontales son similares a los flujos verticales, pero la distribución del líquido es influida por la gravedad que actúa para estratificar el líquido en la parte inferior de la tubería y en gas en la cima. Los patrones de flujo en tuberías verticales se muestran en la figura 2.1.2 y se definen de la siguiente manera:

- **Flujo burbuja:** El flujo burbuja se caracteriza por contener pequeñas burbujas de gas flotando en la parte superior del flujo de líquido por ser la fase de menor densidad.
- **Flujo tapón:** El flujo tapón se presenta cuando el gasto de gas aumenta y las burbujas de líquido coalescen para formar burbujas más grandes (siempre en la parte superior de la tubería), separadas por un tapón de líquido.
- **Flujo bache:** Se presenta en el momento en que las burbujas grandes y alargadas van formando una fase casi continua de gas, interrumpida por baches de líquido.
- **Flujo estratificado:** Es sencillo de observar ya que se separan las fases y el gas se presenta en la parte superior de la tubería, mientras que el líquido corre en la parte inferior de la tubería.
- **Flujo ondulado:** Se caracteriza por la aparición de una especie de olas en la interfaz del líquido por el efecto de la velocidad del gas.
- **Flujo anular:** Se presenta cuando la fase gaseosa es continua y forma una especie de tubo interno concéntrico a la tubería y a su alrededor fluye el líquido pegado a las paredes de la misma.
- **Flujo niebla:** Se presenta cuando en la fase continua de gas tiene pequeñas gotas de líquido suspendidas uniformemente.



**Fig 2.1.2 Patrones de Flujo tubería horizontal.**

Fuente: “Working guide to Petroleum and Natural Gas Engineering”. LYONS W. 3rd. Ed. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2002.

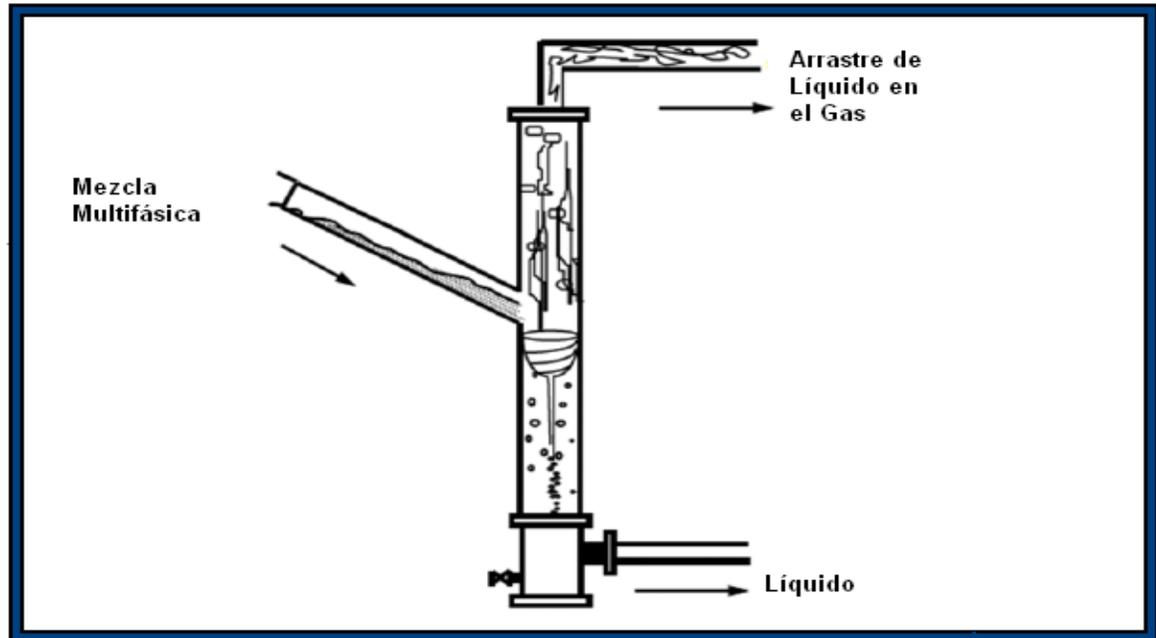
## **Arrastre de Líquidos**

El arrastre de líquidos, conocido también por su nombre en inglés “*carryover*” está definido como la dispersión fina o neblina de líquido que empieza a ser arrastrada hacia el nivel superior. Esto es causado por una excesiva velocidad del gas (figura 2.1.3).

El arrastre de líquidos ocurre cuando partículas de líquido escapan con el gas en la salida, y puede ser un indicador del alto nivel de líquido, daño en los dispositivos internos del recipiente, espumas, diseño incorrecto, taponamiento en la salida.

Las tres causas principales que nos provocan el arrastre de líquidos en la parte superior del separador son:

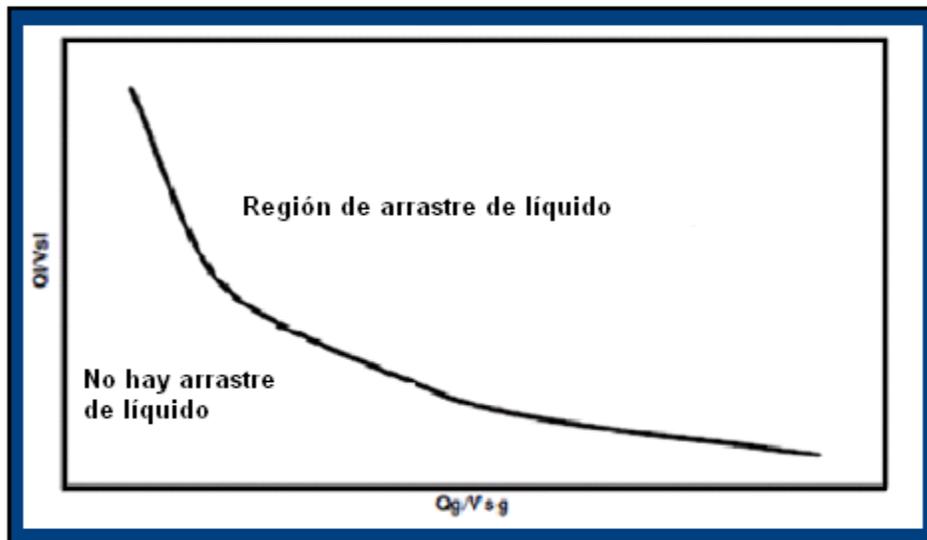
- La incapacidad del separador para manejar la cantidad de líquido que se introduce, situación que sobrepasará el nivel del líquido permitido y en consecuencia el tiempo de residencia del gas será insuficiente para separarse del líquido, quedando éste último atrapado en la corriente de salida del gas y fluyendo hacia la parte superior del separador.
- Cuando el gasto de alimentación es mayor al calculado como valor de diseño, aumentará la velocidad del gas dentro del separador y generará el arrastre de líquido, hacia la cima de éste.
- El aumento de la velocidad del gas también puede ser una consecuencia de un aumento en la presión de operación (manteniendo constante el gasto de diseño), lo que producirá el arrastre de líquido en la corriente de gas.



**Fig. 2.1.3 Fenómeno de arrastre de líquidos.**

Fuente: “ Working guide to Petroleum and Natural Gas Engineering”. LYONS W. 3rd. Ed. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2002.

Este fenómeno se puede apreciar al graficar ya sea el gasto de líquido contra el gasto de gas, o graficando la velocidad superficial del líquido contra la velocidad superficial del gas, y a ésta se le conoce con el nombre de área de operación y se muestra a en la (figura 2.1.4).



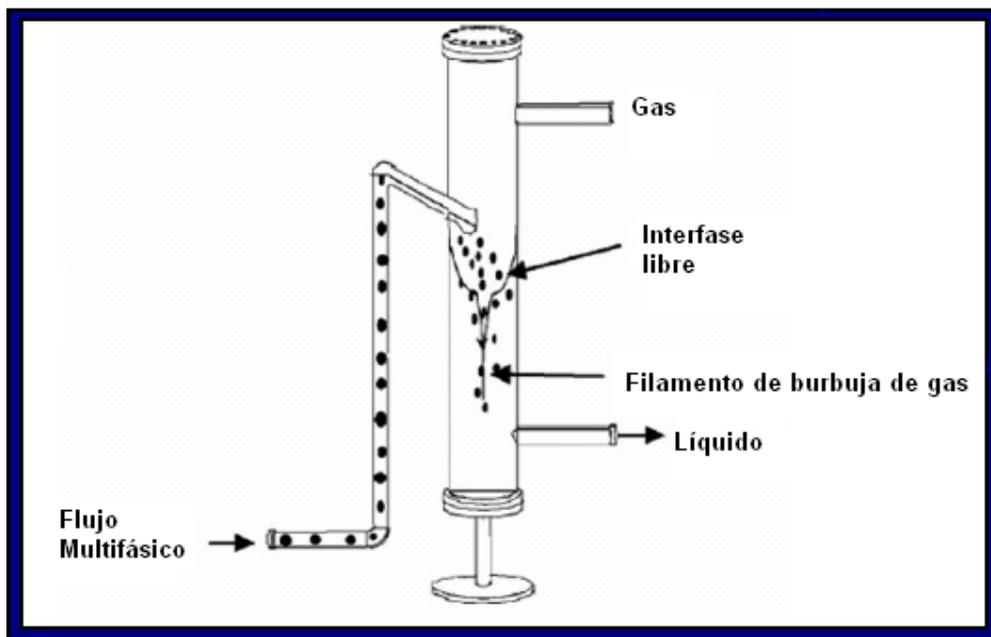
**Figura 2.1.4 Área de operación para el arrastre de líquidos.**

En la grafica 2.1.4 la línea nos muestra el comportamiento del arrastre de líquidos en la corriente de gas, donde por debajo de esta no hay arrastre de líquidos; sin

embargo por arriba de ésta, éste fenómeno se hace presente. Los factores que intervienen para que se genere el arrastre de líquidos comúnmente son: la presión de operación, el nivel de líquido, viscosidad del fluido y la formación de emulsiones.

### **Arrastre de Gas.**

El arrastre de gas en la salida del líquido “carryunder” por sus siglas en inglés, ocurre cuando burbujas de gas escapan con la fase líquida recolectada en el fondo. La geometría tangencial de la entrada de separación y la velocidad del fluido en el separador crea un vórtice en la parte inferior del separador, las burbujas de gas se mueven radialmente hacia adentro formando un filamento de burbuja de gas (figura 2.1.5). El fenómeno del arrastre de gas se ve afectada por varios factores que incluyen la longitud del segmento más bajo, la dimensión de la entrada del separador, patrón de flujo en la sección de entrada, y la magnitud de la fuerza creada por la separación.



**Figura 2.1.5 Fenómeno de arrastre de gas.**

Fuente: “ Working guide to Petroleum and Natural Gas Engineering”. LYONS W. 3rd. Ed. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2002.

### **Nivel de Equilibrio Líquido**

El nivel de equilibrio líquido es un rango del posible movimiento del nivel de líquido dentro del separador y el área de operación para mantener la eficiencia de separación. El nivel de equilibrio líquido se determina por el balance de presiones

en las secciones de salida del líquido y el gas, y se obtiene utilizando un indicador de nivel de líquido (indicador visual).

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN**

Dado que se cuenta con gran variedad de equipos de separación, los siguientes términos manejados por la especificación API son aceptados generalmente para su descripción:

- **Separador.-** Es el nombre asignado a los tanques utilizados en las instalaciones de procesamiento para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes, petróleo o aceite y gas  
Adicionalmente el tanque permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como agua y arena.  
Algunos operadores acostumbran a llamar a estos equipos “Trampas de líquido” cuando la corriente a separar proviene directamente de pozos productores de gas.
- **Separadores a baja temperatura.-** Estos dispositivos se utilizan para la separación de gas y condensado, a baja temperatura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo.
- **Eliminadores.-** Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión. Se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos eliminadores sólo separan el agua de la corriente de gas.
- **Depuradores.-** Son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que estas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario. Dentro de este tipo de específico de separadores están los depuradores de polvo y los filtros, que eliminan además de las gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas. Es muy recomendable instalar depuradores antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los daños que puedan causar las impurezas arrastradas por el gas.
- **Deshidratación (Knock out).-** Es un separador el cual maneja dos categorías:
  - **Tanque TLKO (Total Liquid Knock out).** Equipo bifásico que permite separar el gas a alta presión (cercana a 3000 psig) de las corrientes líquidas de hidrocarburo y agua.

- **Tanque FWKO (Free Water Knock out).** Equipo trifásico que permite separar la mezcla de gas e hidrocarburos líquidos del agua, fluidos provenientes del pozo de producción, el gas y los hidrocarburos son enviados a procesamiento, mientras que el agua es enviada a disposición de residuos.

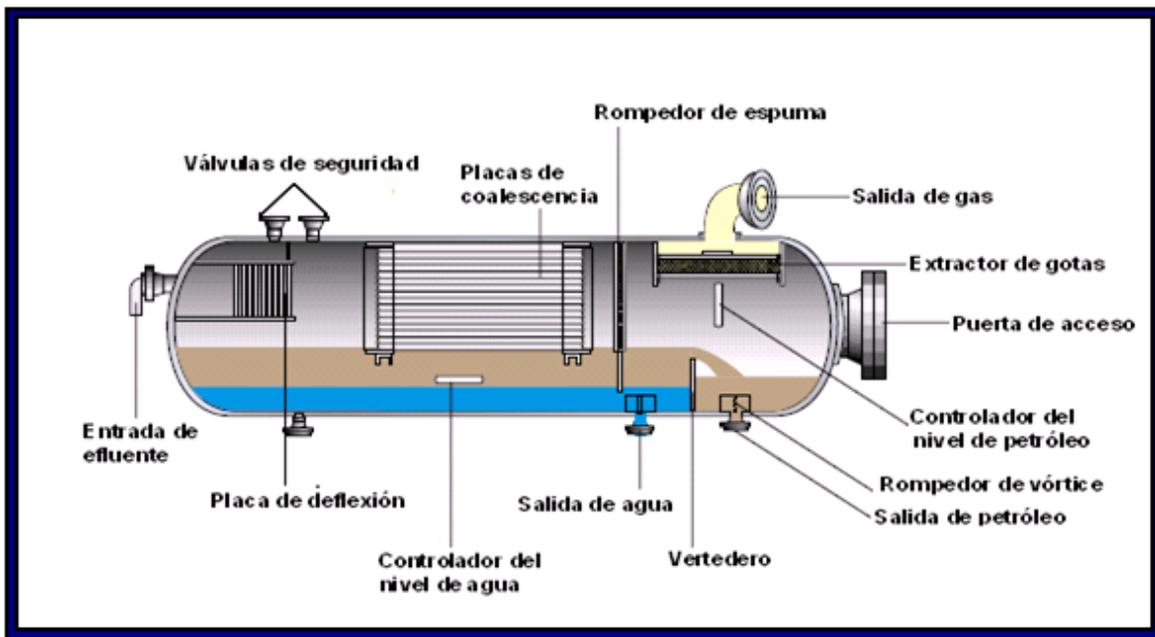
Un separador es *Bifásico* si permite separar una mezcla líquido – gas o líquido – líquido, mientras que un separador *Trifásico* si permite realizar la separación gas-líquido y adicionalmente permite separar los hidrocarburos del agua que componen la fase líquida.

Se acostumbra llamar al equipo *Separador Convencional*, si consta únicamente de un tanque que aloja la mezcla a procesar el tiempo necesario para efectuar la separación de fases.

Los separadores son diseñados y construidos en forma horizontal, vertical, esférica y en algunas configuraciones más complejas, cada una de ellas con sus propias ventajas y limitaciones.

### Separadores Horizontales

Los separadores horizontales generalmente se operan con la mitad del volumen ocupado por los líquidos separados, lo que permite mantener el tamaño de la superficie de interfase gas- líquido al máximo.



**Fig. 2.2.1 Separador Horizontal.**  
Fuente: Manual de Entrenamiento WCP-T Schlumberger.

## **Aplicación**

- Se va a procesar una mezcla con una relación gas/líquido baja a moderada.
- Se tienen crudos que pueden formar espumas.
- Se manejan altos volúmenes de gas o líquidos.
- Es la opción más recomendada para separadores trifásicos.

## **Ventajas**

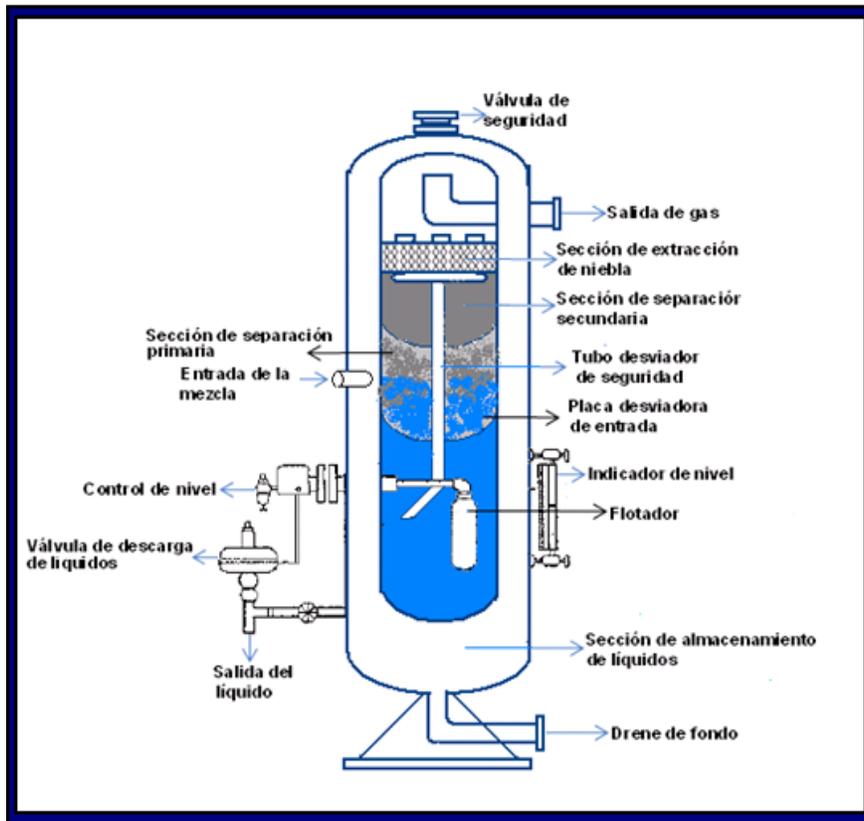
- Es más fácil su instalación.
- Presenta mayor volumen para reducir la formación de espumas.
- Son más baratos para la separación estándar aceite- gas, particularmente donde puede haber problemas con las emulsiones, espumas, o las proporciones gas- aceite altas.

## **Desventajas**

- La limpieza del equipo es más complicada.
- El control de niveles es más crítico
- Se tiene una menor sección transversal disponible en la sección de asentamiento por gravedad para que el gas atraviese, lo que hace necesario un mayor diámetro para que el gas se desplace a una velocidad terminal de las partículas de líquido que se desean separar.
- Es más fácil que se acumulen parafinas y arena.

## **Separadores Verticales**

Los separadores verticales suelen ser utilizados para corrientes con una relación gas líquido alta (por ejemplo, gases prácticamente secos o con una mínima cantidad de líquidos en forma de niebla) y cuando se tiene la presencia de sólidos en la corriente a procesar, algunos diseños incluyen un cono para separar el manejo de arenas y lodos.



**Fig.2.2.2 Separador Vertical**

### **Aplicación**

- Se requiere un control de nivel más sencillo.
- Se sabe que tendrá la presencia de sólidos como lodos, arenas, grasas o parafinas.
- Cuando se tiene un espacio reducido para colocar el separador

### **Ventajas**

- El control de nivel es más sencillo.
- Se cuenta con toda la sección transversal para el flujo de gases a través del separador.
- Requiere menor superficie física para su instalación.
- Tiene mayor capacidad de manejo de sólidos.

### **Desventajas**

- Es más costoso que un separador horizontal en las mismas condiciones de operación.
- La instalación del separador e instrumentación son más complicados.

## Separadores Esféricos

Originalmente, los separadores esféricos fueron planeados pensando en aprovechar las ventajas de los separadores horizontales y verticales, en especial su tamaño compacto, no obstante, su aplicación es poco común en las instalaciones de procesamiento de gas dado que son equipos de difícil operación, aunque presentan poca caída de presión y su tamaño es reducido, difícilmente contienen el oleaje, facilitan la reincorporación de líquidos a la corriente de gas separado y su manufactura es muy complicada.

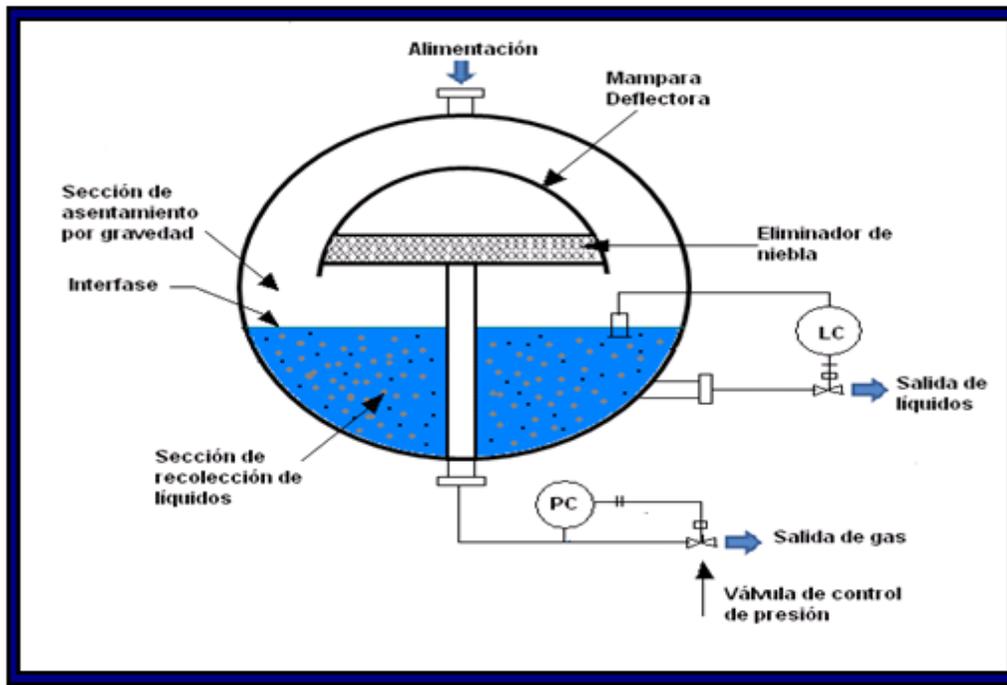


Fig. 2.2.3 Separador Esférico

### Ventajas

- Más baratos que los horizontales o verticales.
- Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa fuera.
- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
- Los diferentes tamaños disponibles los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

### Desventajas

- Tiene un espacio de separación muy limitado.

## **Separadores Compactos.**

El comportamiento de los separadores compactos tienen la misma función que los convencionales, pero ellos lo hacen en un espacio mucho más pequeño.

Esto es debido al uso de fuerzas centrífugas y patrones de flujo resultantes para separar las fases inmiscibles de diferentes densidades. La separación convencional de dos líquidos o de líquido y gas dependen de la fuerza de gravedad. Debido a que las dos fases tienen diferentes densidades, la fuerza de gravedad causa que la sustancia con mayor densidad caiga al fondo del separador mientras que la más ligera se eleva. Si la afectación por la fuerza de gravedad es de alguna manera incrementada localmente por una acción centrífuga, entonces la separación ocurre más rápidamente.

Los separadores compactos pueden ser diseñados para que la fuerza centrífuga sea mil veces más grande que la fuerza de gravedad. Mediante el incremento de la velocidad de separación, la necesidad de tiempos largos de retención en el recipiente son eliminados y también el tamaño del recipiente puede ser reducido.

Las técnicas de separación que utilizan fuerzas centrífugas pueden no producir corrientes de salidas con buena calidad como los separadores convencionales, pero pueden servir para propósitos prácticos como por ejemplo pre separadores, medidores multifásicos y separadores convencionales. Los principales tres tipos de servicio de separación que proporcionan los separadores compactos son separación de volumen de gas y líquido, tanques de separación de aceite-agua y agua tratada.

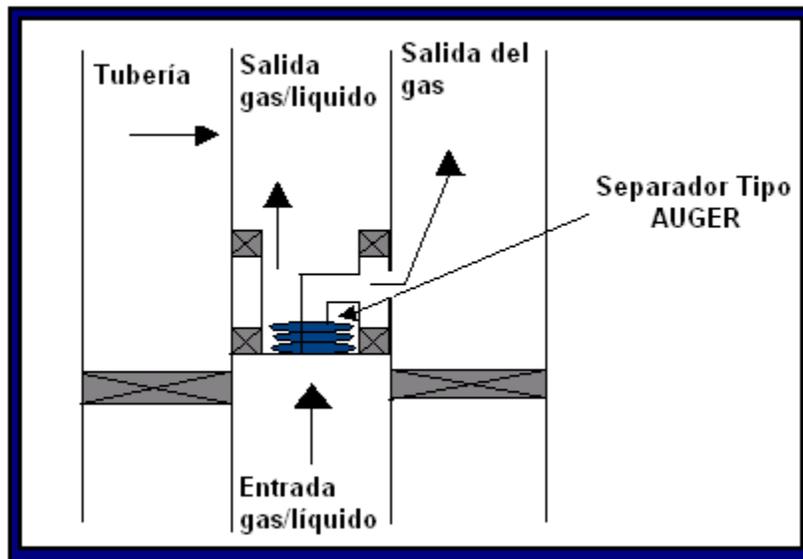
Un problema asociado con este tipo de separación es que los equipos tienden a ser más sensibles a variaciones de flujo que los separadores convencionales. El control de líquido y los niveles de la interfase son difíciles de manejar en condiciones de bacheo. Por lo tanto, hay un potencial de cargar líquido por arriba de las burbujas de gas en los separadores gas-líquido, y una pequeña calidad de aceite y agua en los separadores agua-aceite. De esta manera, los separadores compactos pueden ser utilizados en aplicaciones donde la calidad de salida no sea crítica o donde la calidad de una sola de las corrientes separadas sea importante.

Los separadores compactos pueden ser mucho más sensibles a taponamiento con parafinas, productos corrosivos, arenas, erosión y fallas mecánicas.

Varios tipos de separadores compactos están disponibles para ser utilizados en la separación gas-líquido. Ellos son el “Auger”, Separador “Slipt-Flo”, la Turbina Bifásica y el más utilizado y conocido el Separador Cilíndrico Ciclónico Gas-Líquido.

### **El Separador Compacto tipo Auger.**

Es un separador gas-líquido compacto simple que puede ser usado tanto para procesos de fondo o de superficie. El fluido multifásico entra axialmente en la base de la unidad y es forzado a rotar debido a venas estacionarias helicoidales que hay en el recipiente. El líquido fluye a la pared de salida debido a la diferencia de densidades de fase. Una fracción del gas pasa a través de un puerto localizado en la pared interna y es removido mientras que el remanente de gas y líquido continúa y sale axialmente al tope de la unidad.



**Fig. 2.2.4 Separador compacto tipo Auger.**

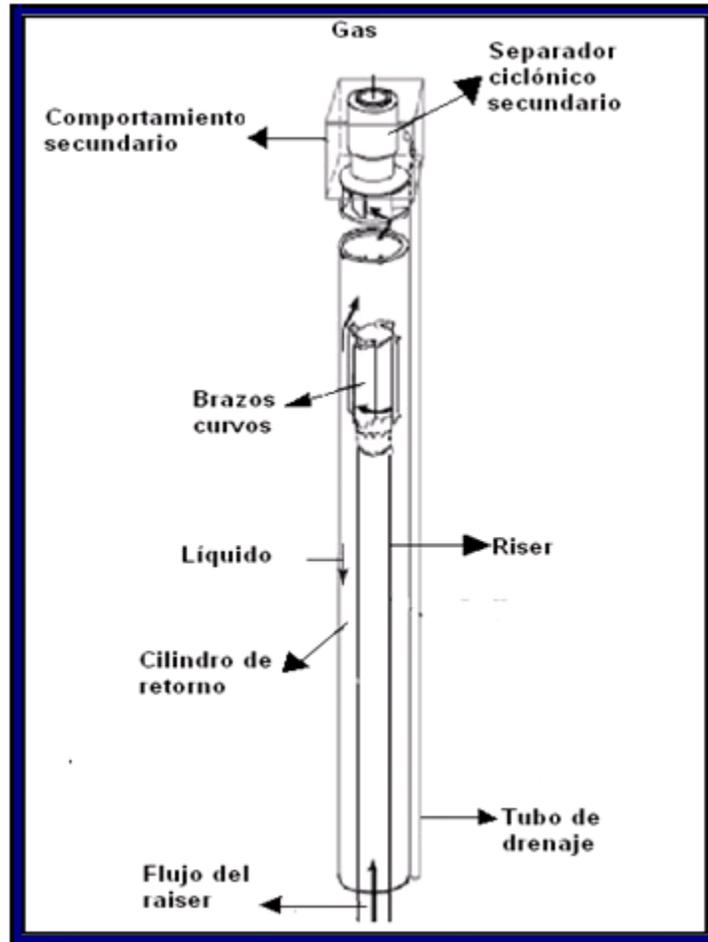
Fuente: Morales Cruz, Rios Aguilar, "Separadores Cilíndricos Ciclónicos de Gas- Líquido (GLCC), Tesis licenciatura UNAM 2010

### **El Separador Compacto tipo Split-Flo.**

Consiste de un separador primario y secundario. Ambos utilizan las fuerzas centrífugas en la separación del gas del líquido. Los fluidos pasan sobre superficies curvas entre el separador primario para producir la fuerza centrífuga. El separador primario típicamente remueve el 99% del líquido entrante en el gas. La segunda etapa de separación remueve las gotas de líquido remanente para producir un gas con alta calidad. Ambos dispositivos utilizan la fuerza centrífuga que se produce cuando el fluido pasa sobre las superficies curvas para optimizar la separación. El separador no contiene partes móviles. El separador primario consiste en un riser, brazos curvos y un cilindro de retorno. La mezcla de alimentación entra en el fondo del dispositivo, fluye arriba del riser a los brazos curvos, donde la fuerza centrífuga causa que el líquido pase por el exterior de los brazos curvos y la fase de gas pase por el interior.

Los líquidos separados salen de los brazos curvos y se adhieren a la pared interior del cilindro donde continúan girando dentro de la sección del líquido en la vasija.

El gas sale de la sección de separación primaria y fluye afuera de la parte superior del cilindro de retorno. Después pasa al separador ciclónico secundario a través de entradas tangenciales. La fuerza centrífuga conduce a las gotas hacia el exterior, formando una película de líquido en la pared interior del ciclón, éste líquido se elimina del ciclón y se vierte en el compartimiento secundario, y luego se lleva a través del tubo de drenaje hacia la parte inferior de la vasija, y el gas sale por la parte superior.



**Fig. 2.2.5 Separador Compacto tipo Split- Flo.**

Fuente: Morales Cruz, Rios Aguilar, “Separadores Cilíndricos Ciclónicos de Gas- Líquido (GLCC), Tesis licenciatura UNAM 2010

### **El Separador Compacto tipo Gasunie.**

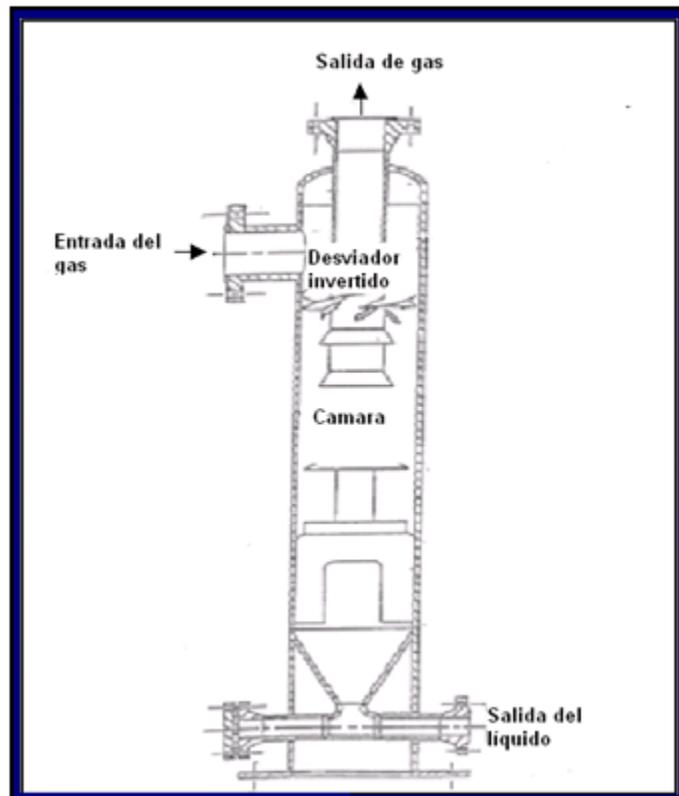
Se utiliza para la separación de líquidos (agua, hidrocarburos, glicol, etc.) de los gases (gas natural y otros), para la protección de los equipos corriente abajo (compresores, turbinas de gas, medidores de flujo, etc.) Las partículas sólidas (polvo, arena, etc.) también serán eliminados.

### **Principio de operación:**

La fuerza centrífuga generada por la geometría mueve las partículas líquidas y sólidas hacia la pared del separador, donde se forma una película líquida que fluye hacia abajo hasta el fondo del separador. El gas sale del recipiente a través de la tubería central conectada a la boquilla de salida del gas. Los deflectores en la parte inferior del separador detienen la rotación del líquido, y la placa de bloqueo impide que los líquidos sean arrastrados con el gas. El líquido es contenido en la pared externa y corre hacia abajo para salir por el fondo de la cámara. De ésta manera se garantiza que no se presente el arrastre de líquidos en la corriente de gas, ó un arrastre de gas en la corriente de líquido.

### **Ventajas**

- Por su tamaño y peso es especialmente atractivo para aplicaciones costa afuera.
- Mantenimiento fácil: No hay pequeños canales o tuberías y hay una baja tendencia a las incrustaciones.
- Excelente capacidad de manejo de baches.

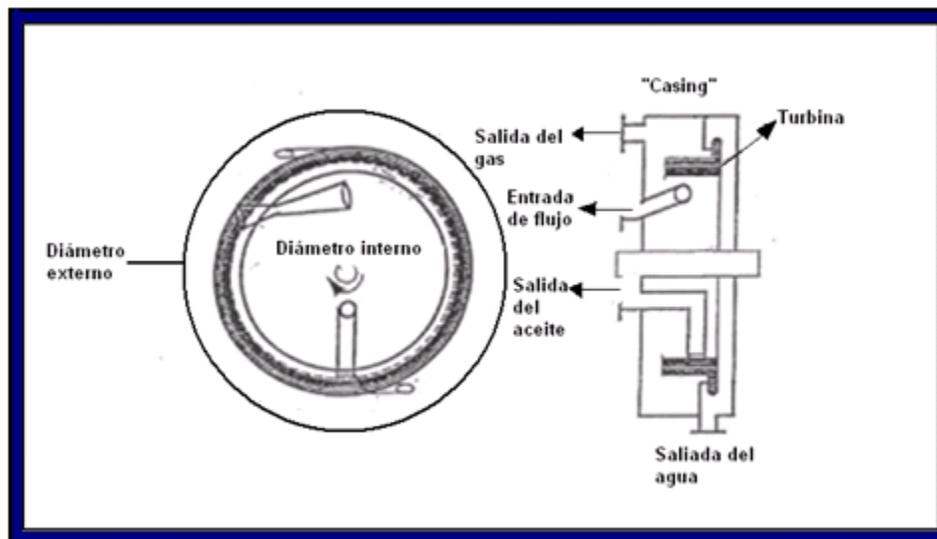


**Fig. 2.2.6 Separador Compacto tipo Gasunie.**

Fuente: Morales Cruz, Rios Aguilar, “Separadores Cilíndricos Ciclónicos de Gas- Líquido (GLCC), Tesis licenciatura UNAM 2010

### **Separador Compacto tipo Turbina Bifásica.**

Realiza la separación combinando la separación gas-aceite con la energía recuperada. La turbina usa una boquilla de dos fases para convertir la energía de presión y térmica del líquido y la mezcla de gas a energía cinética. La velocidad resultante de la mezcla de dos fases afecta en el cilindro rotatorio para producir la fuerza centrífuga la cual separa la mezcla.



**Fig. 2.2.7 Separador compacto tipo turbina bifásica.**

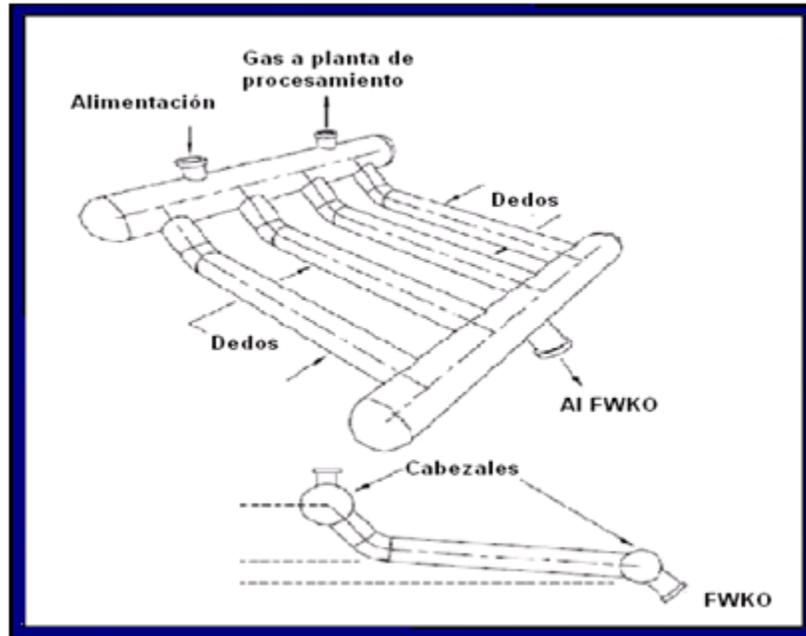
Fuente: Morales Cruz, Rios Aguilar, “Separadores Cilíndricos Ciclónicos de Gas- Líquido (GLCC), Tesis licenciatura UNAM 2010

## **2.3 CONFIGURACIONES MÁS COMPLEJAS DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN.**

### **Separador Slug Catches.**

El Slug Catcher es un tipo de separador utilizado en las tuberías de recolección de gas y está diseñado para manejar grandes volúmenes de gas y olas o picos de líquido (slugs) en intervalos regulares.

Las líneas de recolección de gas están diseñadas para transportar gas únicamente y la presencia de líquidos suele provocar caídas de presión considerables, haciendo necesaria la limpieza de la tubería mediante diablos, los líquidos barridos por el diablo son manejados por el siguiente equipo corriente abajo, los separadores utilizados para este fin son conocidos como Slug Catchers.



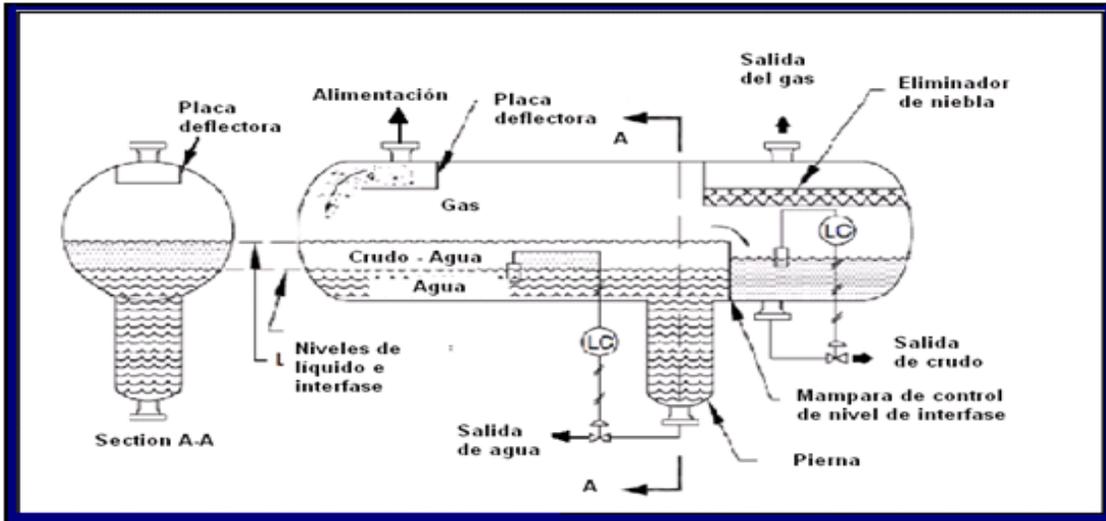
**Fig. 2.3.1 Separador Slug C atcher.**

Fuente: ARNOLD, K. & STEWART M. Surface Production Operation. Vol. 1. 3<sup>rd</sup>. Ed. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2008

## **Separadores con Bota para Alojarse Líquidos**

Los separadores con bota:

- Si son separadores bifásicos agregan un volumen adicional utilizado como la sección de recolección de líquidos, esto incrementa el área de flujo de los gases o vapores y reduce la reincorporación de líquidos al gas. Estos separadores son utilizados con mezclas gas/líquido con relaciones gas/líquido muy altas.
- En separadores trifásicos, los líquidos fluyen hacia la bota que funciona como la sección de separación líquido-líquido, cuando la fase más densa tiene de 15 a 20% en peso de los líquidos totales se recomienda utilizar un separador con bota.



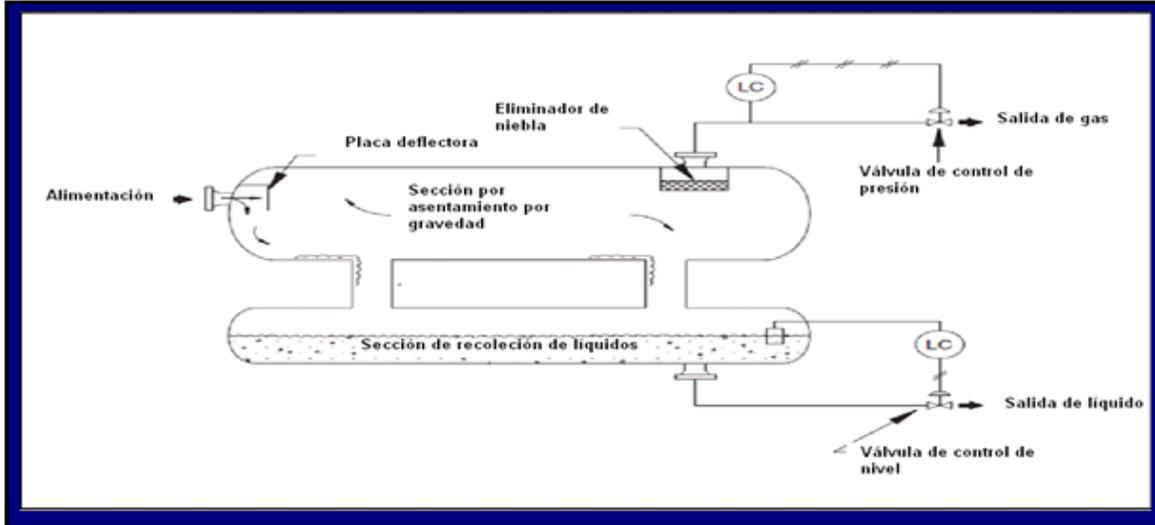
**Fig. 2.3.2 Separador horizontal con bota.**

Fuente: ARNOLD, K. & STEWART M. Surface Production Operation. Vol. 1. 3<sup>rd</sup>. Ed. Golf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2008

### **Separadores de Doble Barril**

Los separadores de doble barril son utilizados cuando se tienen flujos de gas amplios y líquidos en una proporción muy baja. Con un segundo barril como acumulador de líquidos se tiene un mayor control de nivel de líquido y al igual que en el separador bifásico con bota se tiene una mayor sección transversal para el flujo de gas.

A diferencia de los separadores de barril simple, los separadores de doble barril tienen mejor capacidad de manejo de oleaje y tolerancia a la incrustación de arenas y parafinas dado que la sección de separación por gravedad y la sección de recolección de líquidos se encuentran separadas. Se restringe su uso a algunas aplicaciones como protección de compresores, separador previo a absorbedores de glicol, entre otros, ya que su costo inicial es más alto.



**Fig. 2.3.3 Separador Horizontal de doble barril.**

Fuente: ARNOLD, K. & STEWART M. Surface Production Operation. Vol. 1. 3<sup>rd</sup>. Ed. Golf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2008

## **Separadores Centrífugos y Venture**

Los separadores cilíndricos centrífugos (CCS por sus siglas en inglés), funcionan bajo el principio de que la separación de las partículas líquidas inmersas en un gas se da mediante la imposición de una fuerza radial o centrífuga en ellas, la cual, varía desde 5 veces la fuerza de gravedad sobre las partículas de líquido a separar, en las unidades con mayor diámetro, hasta 2,500 veces la fuerza de gravedad en las unidades de diámetro más pequeño. Estos separadores constan principalmente de una boquilla que permite alimentar la mezcla de forma tangencial al cuerpo principal del separador, donde la mezcla adquiere un movimiento radial y las partículas de líquido impactan directamente con las paredes del separador.

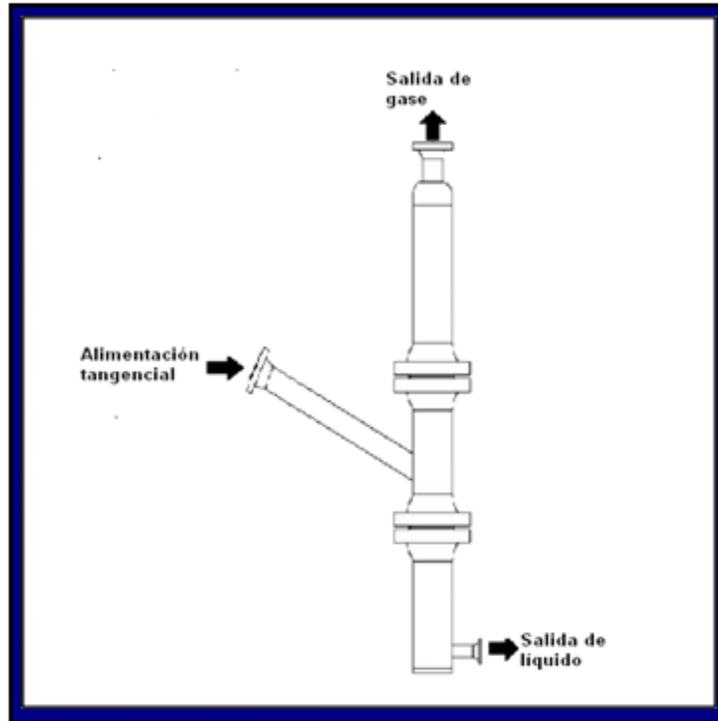
Este tipo de separadores presentan las siguientes ventajas:

- No tienen partes móviles.
- Requieren poco mantenimiento.
- Son muy compactos, requieren poco espacio.
- Prácticamente no presentan problemas debido al movimiento.
- Son más económicos que los separadores con tecnología convencional.

Sin embargo, presentan las siguientes desventajas:

- Son muy sensibles a cambios en el flujo de alimentación, por lo cual su intervalo de operación es muy reducido.

- Presentan caídas de presión más elevadas que las configuraciones antes mencionadas.



**Fig. 2.3.4 Separador cilíndrico ciclónico.**

Fuente: ARNOLD, K. & STEWART M. Surface Production Operation. Vol.1. 3<sup>ra</sup> Ed. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2008

Al igual que los separadores centrífugos, los separadores Venturi permiten que las partículas de líquido se puedan coalescer agregando fuerzas adicionales a la mezcla líquido-gas. El separador Venturi promueve la aceleración lineal del gas a través de un trayecto determinado mediante un fluido motriz. Este tipo de separadores han tenido bastante aceptación en lo que se refiere a lavado de gases que contienen partículas sólidas, permiten remoción de partículas de un 98 % a 99.8 %, al mismo tiempo su tamaño igual que en el caso de los separadores cilíndricos es bastante compacto.

Estos separadores, sin embargo, se vuelven imprácticos al necesitar de un fluido motriz ya que producen una caída de presión muy elevada en la corriente de proceso, lo cual impacta en los costos de operación si es necesario recomprimir el gas separado.

## 2.4 SECCIONES FUNCIONALES DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN

Aunque los separadores son diferentes en forma y tamaño, se suelen apreciar cuatro secciones principales en común para todos ellos, estas secciones se ilustran en el siguiente diagrama:

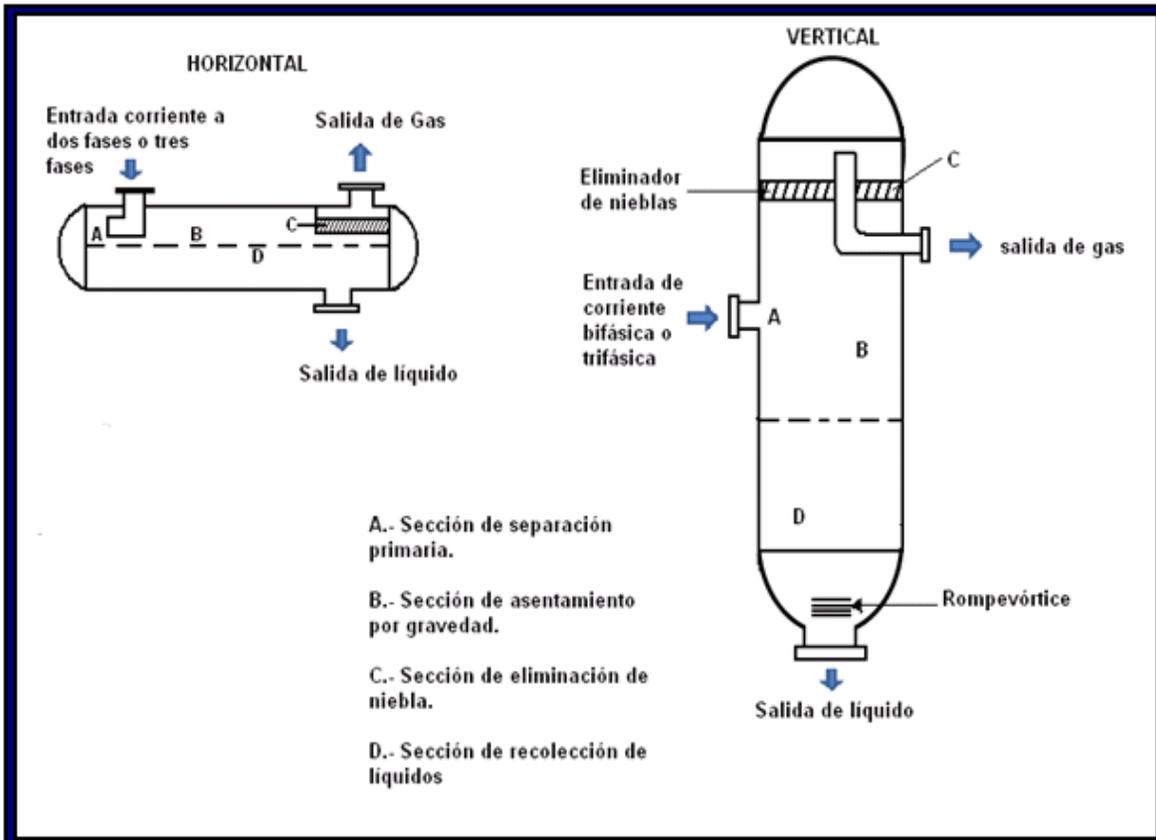


Fig. 2.4.1 Secciones básicas del equipo de separación de fases.

### Sección de Separación Primaria

En esta sección es donde se separa la mayor cantidad de líquido, compuesto por las partículas de mayor tamaño. La corriente de entrada al separador es una mezcla moviéndose con alta velocidad y flujo turbulento, por lo que la cantidad de movimiento o momentum de la mezcla que se alimenta al equipo es muy alta también.

En la sección de separación primaria se absorbe gran parte del momentum de la fase líquida, ya sea cambiando la dirección del flujo de la mezcla líquido vapor mediante un codo o forzándola a chocar con una superficie, de este modo puede iniciar la separación de fases.

### **Sección de Recolección de Líquidos.**

Localizada en el fondo del recipiente, esta sección alberga los líquidos recolectados provenientes de la sección de separación primaria, así mismo, provee del tiempo de residencia necesario para que el gas que se pudiera encontrar inmerso en el líquido pueda desprenderse de esta fase y salir hacia la sección de asentamiento por gravedad, en el caso de separadores trifásicos, es en esta sección donde se lleva a cabo la separación de dos fases líquidas. Se puede tener más de un compartimento para líquidos si se manejan mamparas, si se incorpora una bota o un segundo barril.

### **Sección de Asentamiento por Gravedad.**

En esta sección, la velocidad del gas disminuye y las partículas más pequeñas de líquido que se encuentran dispersas en la corriente gaseosa y que no se pudieron eliminar en la sección de separación primaria, caen por efecto de la gravedad hacia la sección de recolección de líquidos, esta sección se debe dimensionar para remover partículas desde 100 hasta 140 micras, estas partículas son indeseables ya que podrían sobrecargar el eliminador de niebla a la salida del separador.

### **Sección de Extracción de Niebla.**

Antes de abandonar el separador, la corriente de gas atraviesa una sección de coalescencia o de eliminación de nieblas, en esta sección comúnmente se utilizan elementos coalescedores, los cuales proveen de un área amplia para promover la coalescencia de las partículas más pequeñas de líquido, por lo general menores a 100 micras, las partículas de líquido al entrar en contacto con la superficie del elemento coalescedor y formar partículas de mayor masa, caen por efecto de la aceleración de la fuerza de gravedad hacia la sección de recolección de líquidos.

## **2.5 PROBLEMAS DE OPERACIÓN**

### **Reincorporación de Líquido a la Fase Gaseosa y Burbujas en la Salida de Líquidos**

El acarreo de líquidos ocurre cuando hay líquido presente en la corriente de gas que sale del separador y puede indicar un nivel muy alto de líquido, daño de los internos, espuma, mal diseño, líquidos obstruyendo los internos o la boquilla de salida, un flujo de mezcla gas-líquido que excede la capacidad de diseño, entre otros problemas, es conveniente instalar un dispositivo de control en caso de alto nivel de líquido (10-15% sobre el nivel máximo permitido) en la corriente de alimentación al separador.

La salida de líquidos con burbujas del separador es otro problema que puede estar relacionado con bajo nivel de líquido, vórtices o fallo en el control de nivel. Esto impone una situación de riesgo, si hay una falla en el control de nivel y está abierta la válvula de drene de líquidos, el siguiente equipo corriente abajo tendría que lidiar con gases, a menos que este equipo prevenga esta situación, se tendría una sobrepresión en el mismo. Al igual que en el caso de alto nivel, se recomienda instalar un sensor por bajo nivel que detenga el flujo salida de líquidos del equipo cuando se tenga un nivel de líquido por debajo del nivel mínimo permitido (10-15%).

### **Formación de Espumas**

La formación de espumas se da cuando el crudo contiene impurezas, a parte del agua congénita; una de las impurezas más comunes que promueven la formación de espuma es el CO<sub>2</sub>. La presencia de espuma no es un problema siempre y cuando el diseño del separador garantice el tiempo de residencia necesario para que esta se rompa, no obstante, la espuma puede traer los siguientes inconvenientes:

- Se dificulta el control de nivel, sobre todo si se tienen medidores de nivel mecánicos, ya que se tiene que lidiar con más de dos fases líquidas en el caso de separadores trifásicos o más de una interfase en el caso de separadores bifásicos.
- Dado que la espuma tiene una relación volumen-peso muy alta, la espuma suele ocupar mucho del espacio disponible para las secciones de recolección de líquidos y la sección de asentamiento por gravedad, lo cual hace necesario un mayor volumen del equipo.

La tendencia a formar espumas suele medirse mediante diversas pruebas como la ASTM D-892, la cual debe ser realizada por compañías especializadas. Aunque

no se puede determinar con exactitud la cantidad de espuma generada o la dificultad para romperla, se puede esperar la presencia de espuma si se tiene CO<sub>2</sub> en pequeñas cantidades (1-2%). En algunos casos suelen manejarse aditivos para romper las espumas, sin embargo, debe tenerse cuidado en la selección de estos cuando las características de la corriente de alimentación cambia constantemente.

### **Formación de Emulsiones**

En el caso de separadores trifásicos, es común que la separación de dos fases líquidas se vea limitada debido a la formación de emulsiones. Una emulsión es una mezcla agua-crudo que no es posible separar por gravedad únicamente, cuando el crudo es una fase continua, se tienen partículas de agua dispersas en el crudo. Existen casos en los cuales el agua se comporta como fase continua con partículas de crudo dispersas.

Aunque ambas fases son prácticamente inmiscibles entre sí, la agitación y la presencia de materiales orgánicos e inorgánicos, hacen que se forme una película entre las dos fases que impide la coalescencia de las partículas de la fase dispersa.

Una emulsión puede romperse en cuestión de minutos si se le da el tratamiento adecuado, sin embargo, hay emulsiones que sin tratamiento pueden tardar desde semanas hasta meses en romperse. La estabilidad de una emulsión depende de diversos factores:

- El tamaño de las partículas de la fase dispersa
- Presencia de agentes emulsificantes
- La diferencia de las densidades de ambas fases que componen la emulsión
- La salinidad de la mezcla
- Viscosidad de ambas fases
- Tensión superficial
- Tiempo que tiene la emulsión de haberse formado

Con el tiempo se puede tener acumulaciones de materiales emulsificados en la interfase entre crudo y agua, lo cual aparte de producir efectos negativos en el control de nivel, reduce el tiempo de residencia de las fases líquidas teniendo efecto en la eficiencia de separación de estas. La forma más común de atacar este problema de operación es mediante la adición de químicos desemulsificantes o calor.

### **Acumulación de Sedimentos**

Los principales sedimentos que suelen acumularse en los equipos de separación son parafinas y arena.

Los extractores de nieblas conformados por redes o mallas suelen taparse debido a la acumulación de parafina (ceras). Cuando se tiene la posibilidad de que se dé este problema, conviene pensar en manejar internos de tipo centrífugo o vane para la sección de extracción de niebla así como mantener los líquidos que se acumulen por arriba de la temperatura de precipitación de parafinas.

En el caso de arenas, estas pueden acumularse en el fondo de los recipientes, tapar los internos del separador y las válvulas, lo que además de imponer una situación riesgosa, hace necesario que se tengan que utilizar válvulas con internos especiales.

Este tipo de acumulaciones se pueden eliminar inyectando vapor o agua de tal manera de suspender los sedimentos cuando se realiza el drenado del equipo de separación. En el caso de separadores verticales, cuando se sabe que la presencia de arena es inevitable, se puede manejar un fondo en forma de cono a manera de evitar la acumulación de arenas. El cono generalmente se maneja en ángulos de 45° a 60°, ya sea como placas dentro del recipiente o como parte de la misma estructura del separador, de ser en el interior del equipo, debe colocarse una columna igualadora de presión para evitar problemas por diferencias de presión en el recipiente.

El bloqueo de los internos de equipos de separación es un problema que se debe considerar en el diseño, aunque se debe hacer lo posible por evitar la acumulación de sedimentos, se deberá procurar manejar el mínimo de trampas para sólidos.

### **Llegada Inesperada de Acumulaciones de Líquidos (slugs).**

Cuando se tiene flujo a dos fases en tuberías, es común tener pequeños puntos en los cuales se acumulen líquidos, si estas acumulaciones son lo suficientemente considerables como para tapar el flujo de gas, el gas tenderá a empujar el líquido en forma de slug.

Las situaciones en las cuales se tenga la posibilidad de tener presencia de este patrón de flujo, deben ser consideradas en el diseño del separador, proporcionando suficiente espacio entre los indicadores de alto y bajo nivel, así como espacio para acomodar el líquido que llegue de repente, de lo contrario, se activará constantemente el paro por alto nivel de líquido.

Si se sabe que se tendrá este problema, se deberá tener en cuenta:

- Un volumen de diseño para la llegada de picos u olas, así el separador podrá tener mayor control del nivel normal de operación.
- Suficiente espacio para garantizar el flujo de gas, incluso teniendo el separador hasta el nivel máximo de líquido, ya que esto podría hacer que la

sección de asentamiento por gravedad no operara a toda su capacidad ya que la velocidad del gas sería de mayor magnitud.

En el caso de separadores verticales es más sencillo ajustar el volumen, si ya se tiene dimensionado el equipo, haciendo más alto el separador. Cuando el volumen de los picos u olas de líquido ya es de dimensiones considerables, conviene manejar un arreglo de tuberías aguas arriba del equipo de separación, diseñado para estar vacío en condiciones normales de operación y para llenarse de líquido cuando lleguen las olas, es el diseño típico del slug catcher.

## **Corrosión**

Corrosión es el deterioro de una sustancia (usualmente un metal) ó de sus propiedades a causa de una reacción con su ambiente.

Los factores fundamentales que tienen influencia sobre los procesos de corrosión:

- Temperatura: Las altas temperaturas incrementan la velocidad de corrosión.
- Diferencia de potencial: Cuando existe una diferencia de potencial entre metales expuestos, cuanto mayor sea la diferencia de potencial, mayor será la velocidad de corrosión.
- Tiempo: La magnitud de la corrosión aumenta naturalmente con el tiempo.

Los fluidos producidos del pozo pueden ser muy corrosivos y causar la falla temprana del equipo. Los dos elementos más corrosivos son dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno. Estos dos gases pueden estar presentes en los fluidos del pozo desde trazas hasta 40 o 50 % en volumen del gas.

## **CAPITULO 3 MEDIDORES DE FLUJO**

Como ya se explicó anteriormente el proceso de separación es complejo y lleva diferentes etapas. Ahora vamos a describir como se hace la medición de los fluidos separados y asimismo como se podría realizar la medición de los fluidos no separados (multifásica) por medio de un medidor multifásico Vx.

La medición multifásica consiste en la determinación de los flujos de líquidos y gas que pasan a través de una sección de tubería, bajo ciertas condiciones operativas.

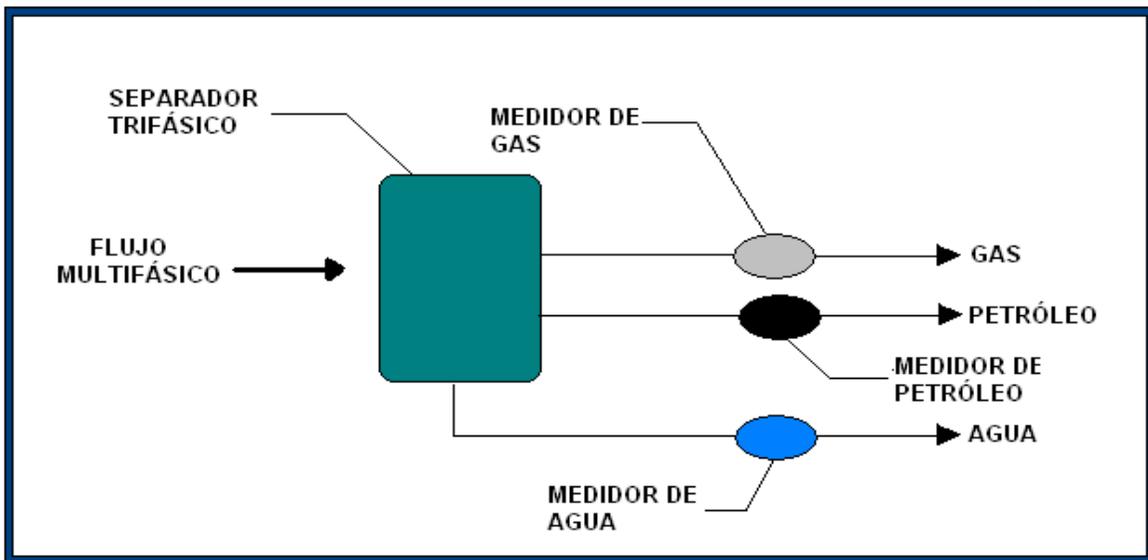
Los medidores multifásicos pueden ser clasificados dentro de diferentes categorías:

- Medidores con separación, gas/líquido
- Medidores en línea

### **3.1 MEDICIÓN EN EL SEPARADOR**

#### **Medidores Tipo Separación**

Los medidores tipo separación son la clase de medidores caracterizados por la separación completa (Ver Fig. 3.1), seguido de la medición en línea de cada una de las tres fases. El separador de prueba que es encontrado generalmente en una estación de producción es básicamente un medidor de tres fases. Separa las tres fases y realiza las mediciones de flujo del petróleo, agua y gas.



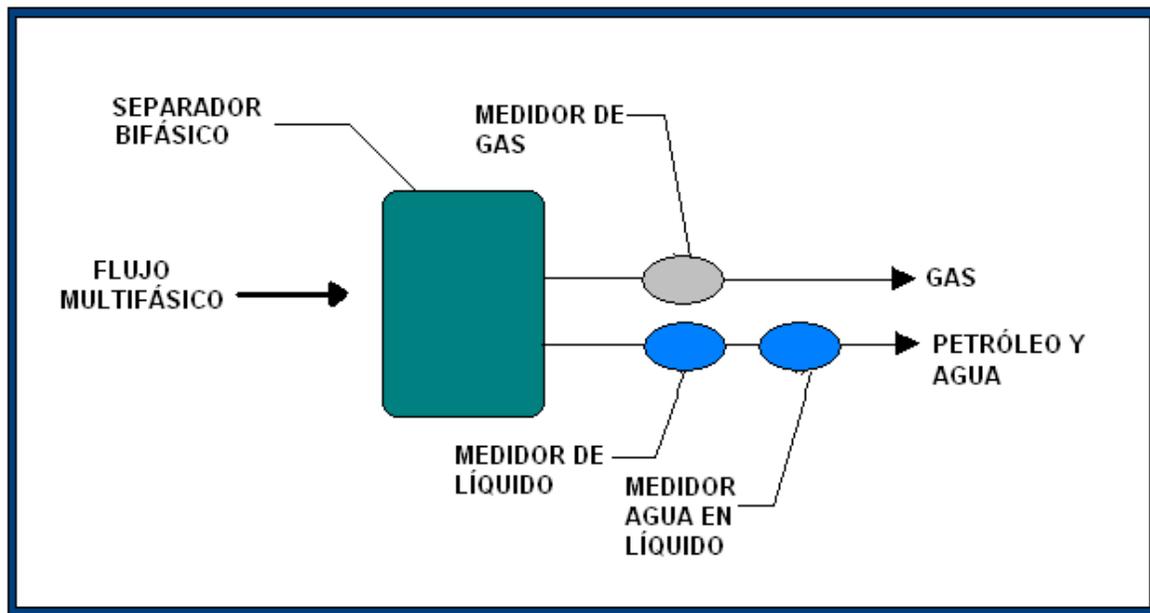
**Fig. 3.1 Diseño Principal del Medidor de Separación Completa.**  
FUENTE: Handbook Multiphase, Schlumberger.

## **Separación de Flujo Total**

Este tipo de medidor es caracterizado por su separación del flujo multifásico total, usualmente una separación gas, petróleo y agua. El flujo de gas es entonces medido usando un medidor de flujo de gas de fase individual con buena tolerancia de líquido, el flujo de petróleo es medido usando un medidor de flujo de líquido. De igual manera para el agua puede ser determinada por un medidor de agua en línea. Para esta operación es necesario utilizar un separador trifásico, de igual manera el tipo de medidores depende del tipo de fluido a ser medido.

## **Separación Bifásica**

Este tipo de medidor se caracteriza por la separación del flujo en dos fases (ver Fig. 3.1.2), es decir una separación parcial de gas y líquido. El flujo de gas al igual que el caso anterior es medido usando un medidor de flujo de gas de fase individual con buena tolerancia de líquido, pero aquí el gasto de flujo de líquido es medido usando un medidor de flujo líquido y la proporción agua en líquido se determina por un medidor de fracción de agua en línea.



**Fig. 3.1.2 Diseño del Medidor de Separación Bifásica.**  
FUENTE: Handbook Multiphase, Schlumberger.

La selección adecuada del medidor de flujo requiere primero del entendimiento práctico del proceso y en segunda instancia de la tecnología, además de un conocimiento de las propiedades físicas del fluido a ser medido.

Debido al gran número y tipos de fluidos (tal como líquidos, gases, vapores saturados, vapor sobrecalentado, vapor húmedo, mezclas pastosas, fluidos corrosivos y abrasivos que pueden ser medidos en procesos industriales y ser

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

expuestos a un gran número de condiciones de operación ambientales (tal como alta y baja presión y temperatura) la selección de un medidor industrial es un desafío, un reto hoy en día.

Existen un gran número de medidores de flujo y su selección de ellos que en algunos casos ya está establecido dentro de algunas organizaciones y/o entidades, como es el caso de Pemex Refinación, Comisión Federal de Electricidad y Pemex Petroquímica.

También es común encontrarse situaciones donde el enfoque es sobre la instalación y mantenimiento del medidor de flujo para ser operable dejando de lado si la medición es la correcta.

Dentro de los medidores de flujo más comúnmente usados destacan los del tipo presión diferencial variable y se encuentran disponibles en varias formas:

- Concéntricos, delgado, orificio de perfil agudo (afilado)
- Orificio excéntrico
- Orificio segmental y tipo cuña
- Orificio cuadrante y/o tipo cónico
- Venturi
- Tobera de flujo
- Tubo de flujo
- Pitot
- Target (orificio anular)
- Cono “V”
- Codo de 90°

Otros tipos de medidores son:

- Presión diferencial constante (área variable)
- Desplazamiento (positivo e inferencial)
- Ultrasónico
- Electromagnético
- Coriolis
- Tipo térmico
- Oscilatorios (fluidico, vortex de precisión, vortex shedding)

Los medidores de flujo se clasifican por factores dominantes del proceso de acuerdo a la tecnología y al método de medición del medidor.

Algunas de las características básicas pueden incluir:

- El tipo de medidor másico o volumétrico.

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

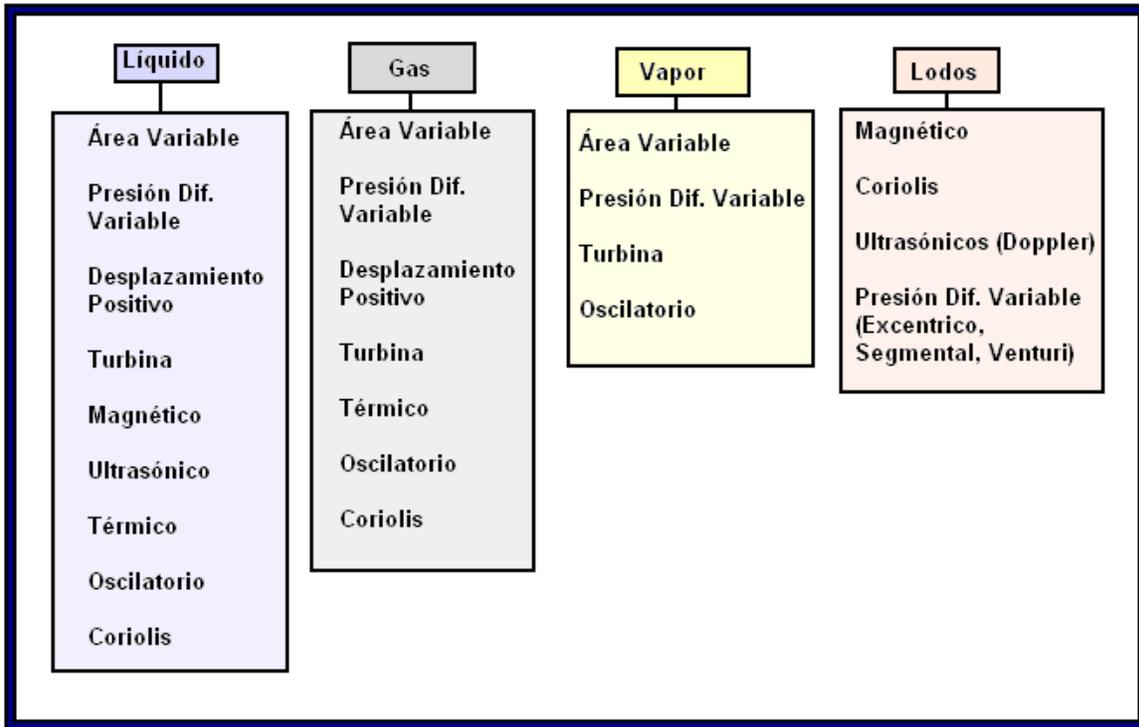
---

- La información proporcionada de flujo o totalización.
- Fase del fluido: líquido, gas, vapor o lodos.

Medidores Volumétricos		Medidores Másicos	
Presión Diferencial	Placa de orificio Tobera Tubo Vénturi Tubo Prandtl, Pitot Annubar	Térmicos	De alambre caliente De tubo Caliente Termodinámicos
Área Variable	Rotámetros		
Canal Abierto	Vertederos		
Desplazamiento Positivo	Disco Oscilante Pistón Oscilante Pistón Alternativo Rotativo Cicloidales, Birrotor y Ovales Paredes Deformales	Fuerza de Coriolis	Tubo en vibración curvo Tubo en vibración recto
Velocidad	Turbina Ultrasonico Doppler Electromagnetico		
Vórtice	Vórtex		

**Fig 3.1.3 Clasificación de los medidores**

Los medidores pueden ser clasificados por su habilidad a manejar varios tipos de fluidos una clasificación puede ser dada por el tipo de fase que manejan. Existen aplicaciones donde el gas esta entrapado en el líquido y donde la fase líquida es llevada junto con la fase gaseosa. Los medidores volumétricos manejan líquidos con gas entrapado y pueden generar un error en % de volumen del gas presente.



**Fig. 3.1.4 Clasificación de Medidores de flujo por Aplicación**

Varios tipos de medidores son detectores de velocidad pero son usados como medidas de flujo volumétrico, esto es válido si a lo largo de su área de sección transversal a el punto de medición es conocido y constante, es decir no hay recubrimiento en el interior del medidor y no hay corrosión. Los medidores de este grupo incluyen fluidicos, magnéticos, turbina, ultrasónico doppler, ultrasónico tiempo de vuelo y vortex shedding. En todos los casos excepto el magnético cambia el área de la sección transversal.

Algunos procesos requieren información de flujo másico mientras que otros requieren información de flujo volumétrico.

Los procesos que incluyen reacciones químicas y transferencia de calor generalmente requieren información de flujo másico. Existen dos tipos principales:

El de tipo **Coriolis**, que suministra una señal de flujo que es directamente proporcional a la velocidad de la masa del flujo para líquidos y muchos lodos (Slurries). Gases a condiciones de operación específica también pueden ser medidos.

El de tipo **Térmico**, que suministra una señal de flujo másico para muchos gases de conductividad térmica conocida y constante, que son utilizados para bajas

velocidades de flujo másico de gases industriales con limitadas aplicaciones para líquidos.

Estos dos pueden medir el flujo volumétrico midiendo la densidad o calculándola con la presión y la temperatura de operación.

Solo el medidor de desplazamiento positivo verdaderamente mide flujo volumétrico, todos los demás miden velocidad de flujo o flujo instantáneo, es decir sensan la velocidad de flujo e infiere el flujo promedio y el área de la sección transversal donde la velocidad promedio es medida, es conocida y constante.

### **3.1.1 MEDIDORES DE FLUJO DE PRESIÓN DIFERENCIAL**

Los medidores de flujo de presión diferencial o tipo cabezal representan una de las tecnologías más comúnmente usadas en medición de flujo. Su versatilidad, costo y simplicidad hacen que ellos sean atractivos para muchas aplicaciones. Los productos presión diferencial pueden ser usados en casi todas las aplicaciones de medición de flujo líquido de baja viscosidad, así como a muchas aplicaciones de gas.

Los elementos de flujo que producen la presión diferencial utilizan correlaciones empíricas para cuantificar la relación entre la presión diferencial producida y el flujo volumétrico a través de una restricción cuidadosamente especificada en la tubería.

La tecnología de la placa de orificio representa uno de los más aceptados métodos versátil para la medición de flujo. Su simplicidad es atractiva tanto en mantenimiento y perspectivas de aplicación. Sin embargo para lograr la completa funcionalidad de la tecnología de la placa de orificio, una considerable cantidad de detalles deben ser asistidas y atendidas. Ni la masa, ni velocidad, ni volumen son medidos directamente, pero el flujo es inferido desde la hidráulica, similarmente que los medidores de flujo que son cuidadosamente probados bajo condiciones de laboratorio.

El dimensionamiento y ecuaciones de relación de flujo para todos los productores de presión diferencial es idéntica. Son desarrolladas a partir de suposiciones teóricas, modificadas por factores de corrección basados en evidencia empírica y alterada en consideraciones geométricas de dispositivos de geometría fija.

Aprovechan la caída de presión que produce el cambio de área efectiva de flujo mediante una restricción. Se basa en la ecuación de Bernoulli.

Las principales ventajas de dichos medidores son:

- Su sencillez de construcción, no incluyendo partes móviles,

- Su funcionamiento se comprende con facilidad,
- No son caros, particularmente si se instalan en grandes tuberías y se comparan con otros medidores,
- Pueden utilizarse para la mayoría de los fluidos, y hay abundantes publicaciones sobre sus diferentes usos.

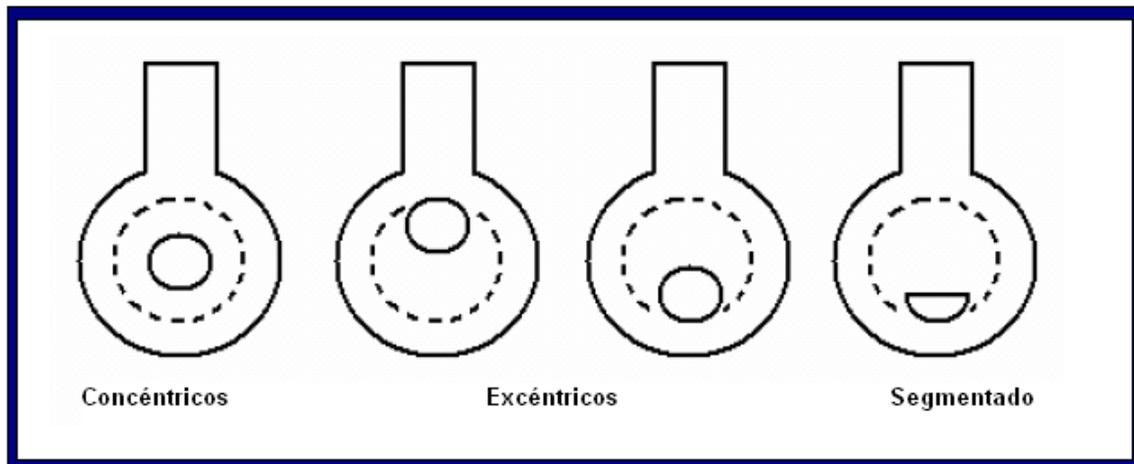
Sus principales desventajas son:

- La amplitud del campo de medida es menor que para la mayoría de los otros tipos de medidores,
- Pueden producir pérdidas de carga significativas,
- La señal de salida no es lineal con el caudal,
- Deben respetarse unos tramos rectos de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor que, según el trazado de la tubería y los accesorios existentes, pueden ser grandes,
- Pueden producirse efectos de envejecimiento, es decir, acumulación de depósitos o la erosión de las partes que se encuentran en contacto con el fluido
- La precisión suele ser menor que la de medidores más modernos, especialmente si, como es habitual, el medidor se entrega sin calibrar.

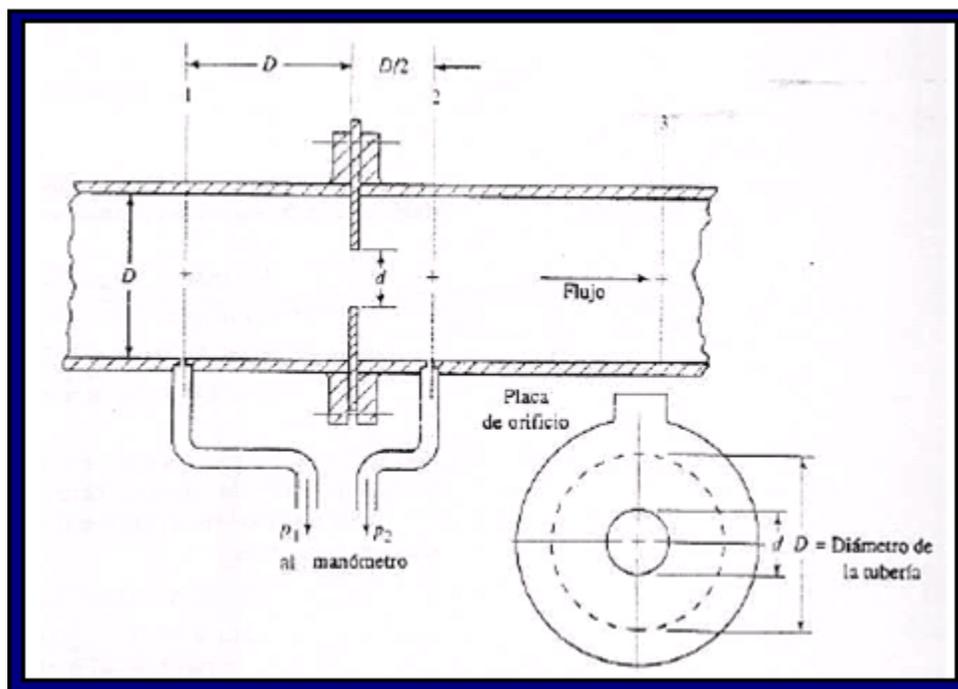
### **Placa de Orificio**

La placa está compuesta por un disco plano con un agujero concéntrico, excéntrico o segmentado de borde cortante en el anverso, mientras que el borde del reverso puede ser en ángulo recto si el disco es delgado o de 30° o 45° si es grueso.

- *Concéntricos*: es el tipo más comúnmente utilizado. El orificio de la placa es circular y concéntrico con el tubo en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.
- *Excéntricos*: el orificio es circular y tangente a la circunferencia interna de la tubería en un punto. Es útil en flujo de fluidos en dos fases, vapor húmedo, líquidos conteniendo sólidos, aceites conteniendo agua, etc.
- *Segmentados*: es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia de la tubería. Su aplicación está en el manipuleo de fluidos barrocos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos aguas arriba de la placa.



**Fig. 3.1.1.1 Tipos de placas de orificio**  
Fuente: Surface Testing, Schlumberger.



**Fig. 3.1.1.2 Esquema de una placa orificio y sus parámetros de diseño.**  
Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

Se basa en la aplicación del teorema de Bernoulli. La fuerza originada es proporcional a la energía cinética del fluido y depende del área anular entre las paredes de la tubería y la placa. Responde a la siguiente ecuación:

$$F = \frac{Cd * \gamma * V^2 * A}{2g} \tag{3.1.1.1}$$

donde:

F: fuerza total en la placa  
 $\gamma$ : peso específico del fluido  
v: velocidad del fluido  
A: área de la placa  
Cd: coeficiente de descarga

Se llega a:

$$Q = C * E * \frac{\pi d^2}{4} * \sqrt{2 * \frac{P_1 - P_2}{\rho}} \quad (3.1.1.2)$$

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

donde,

Q: caudal volumétrico  
E: coeficiente de velocidad de acercamiento  
B = d/D  
d: diámetro del orificio  
D: diámetro interior de la tubería aguas arriba  
 $\rho$ : densidad del fluido  
C: coeficiente de descarga

En el caso de un fluido compresible:

$$Q = C * E * \epsilon * \frac{\pi d^2}{4} * \sqrt{2 * \frac{P_1 - P_2}{\rho}} \quad (3.1.1.3)$$

donde,

$\epsilon$ : coeficiente de expansión

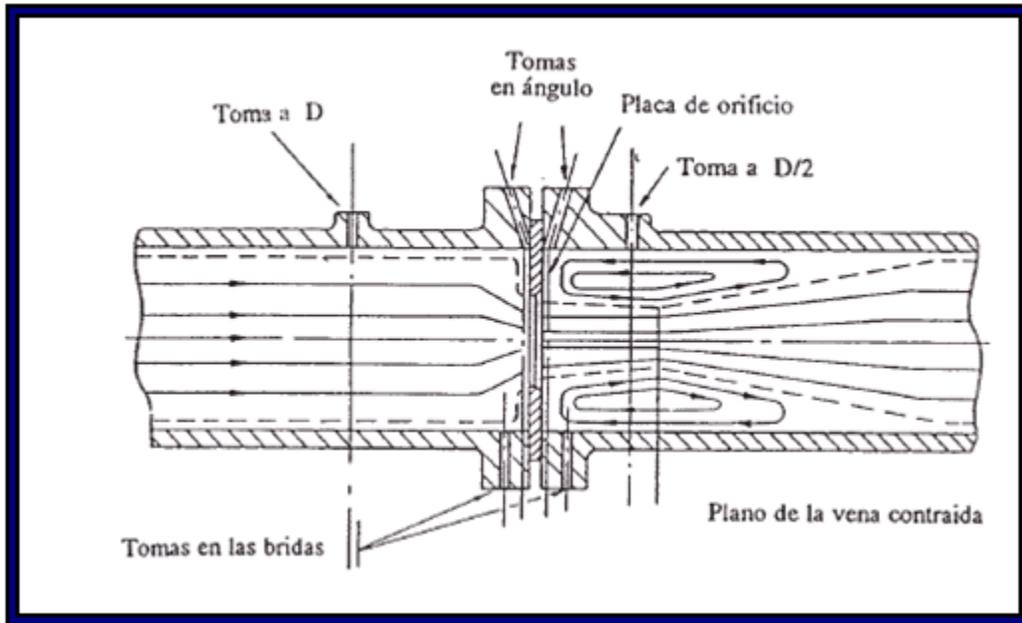
Colocar una placa orificio en una tubería provoca dos tipos de caída de presión que influyen en el proceso de medición, un  $\Delta P$  de medición y un  $\Delta P$  permanente que es el que se pierde por hacer la medición.

El rango de  $\beta$  en el cual debe oscilar la medición es 0.5 – 0.6 siendo esto lo ideal para una óptima medición. Aunque este rango puede ser como mínimo 0.3 y máximo 0.75.

La construcción de las placas orificio se encuentra normalizada por AGA, ISO, ISA y API.

Con el fin de evitar el arrastre de sólidos o gases que pueda llevar el fluido, la placa incorpora unos pequeños orificios de purga.

Para captar la presión diferencial que origina la placa orificio es necesaria conectarla a dos tomas, una en la parte anterior y otra en la parte posterior de la placa. La disposición de la toma se realiza según la figura a continuación, pudiendo ser: en las bridas, en la vena contraída, y en la tubería.



**Fig. 3.1.1.3 Tomas de presión alternativa.**

Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

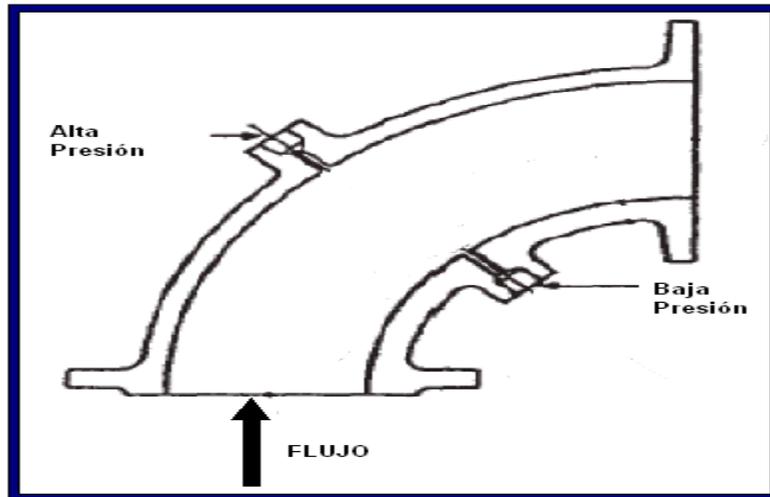
La caída de presión provocada por la restricción se cuantifica mediante un transmisor de presión diferencial.

*Principales Características de la placa orificio:*

- Requiere tramos de tubería rectos aguas arriba y aguas abajo de la medición.
- Se utiliza generalmente para la medición en gases y vapores.
- Caída de presión permanente considerable.
- Son de fácil instalación.
- Son relativamente baratos.
- La señal de salida no es lineal con el caudal
- Error para gases 1 – 3 % aproximadamente.
- Error para líquidos 1 – 3 % aproximadamente.

### **Medidores de Flujo Tipo Codo**

Los medidores de flujo tipo codo operan bajo el principio que cuando un fluido se mueve alrededor de la trayectoria de un codo, la aceleración angular del fluido resulta en una fuerza centrífuga que crea una presión diferencial entre la entrada y salida del radio. La presión diferencial que es producida es proporcional al cuadrado del flujo a través del medidor de flujo. La inexactitud del coeficiente de flujo puede ser esperada a exceder +/- 4 del rate.



**Fig. 3.1.1.4 Medidor de Flujo tipo codo.**

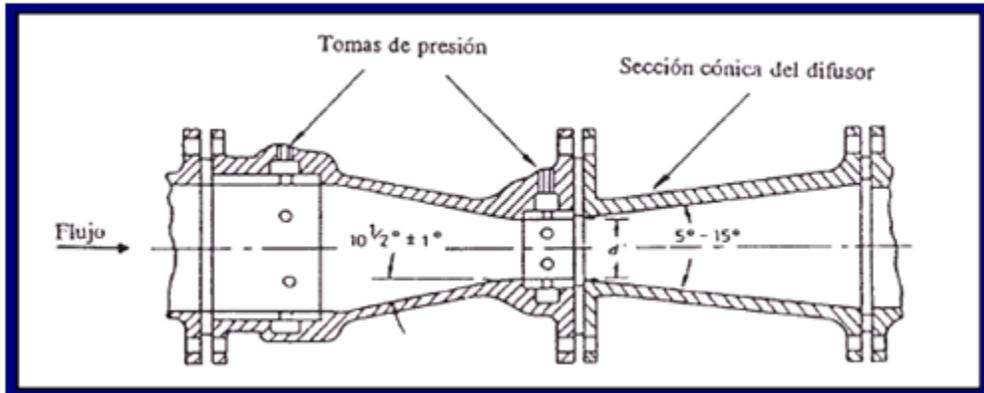
Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

### **Medidores de flujo tipo Vénturi**

La operación del medidor de flujo por debajo de la relación crítica resulta en condiciones de flujo crítico. En la operación de flujo crítico el flujo másico puede aumentar solo por incremento de la presión corriente arriba. El elemento usado para flujo crítico es el medidor de flujo vénturi.

Se pueden destacar tres partes fundamentales:

- Una sección de entrada cónica convergente en la que la sección transversal disminuye, lo que se traduce en un aumento de la velocidad del fluido y una disminución de la presión.
- Una sección cilíndrica en la que se sitúa la toma de baja presión y donde la velocidad del fluido se mantiene prácticamente constante.
- Una tercera sección de salida cónica divergente en la que la sección transversal aumenta, disminuyendo la velocidad y aumentando la presión. Esta sección permite una recuperación de la mayor parte de la presión diferencial producida y por este motivo se produce el ahorro de energía.



**Fig. 3.1.1.5 Tubo Vénturi.**

Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

La operación del medidor de flujo por debajo de la relación crítica resulta en condiciones de flujo crítico. En la operación de flujo crítico el flujo másico puede aumentar solo por incremento de la presión corriente arriba.

El vénturi clásico o HERSCHEL esta típicamente disponible para tamaños de 2” y mayores, el flujo a través del vénturi es relativamente alineado (aerodinámico) y así exhibir una relativamente baja pérdida de presión permanente.

También de tipo de presión diferencial, genera una reducción y recuperación gradual del área de flujo, con una pérdida neta de presión mucho menor.

#### *Principales Características del Tubo Vénturi:*

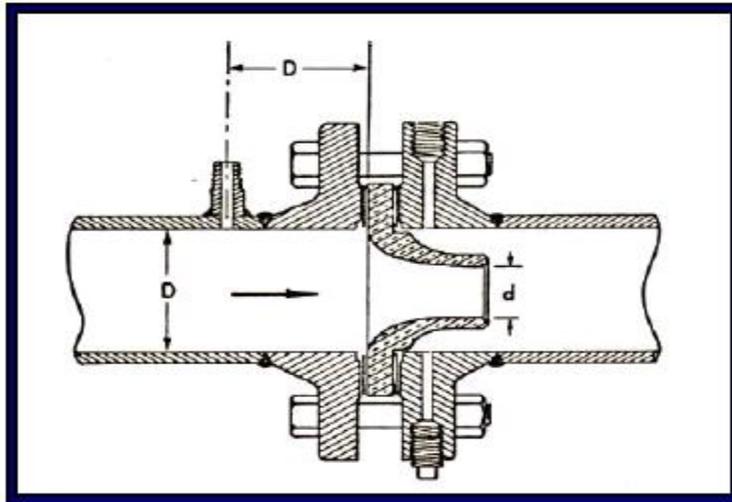
- Permite la medición de caudales superiores a los de la placa (60% aproximadamente) en iguales condiciones de servicio.
- Se utiliza en el caso que deba bombearse grandes cantidades de líquido de forma continua.
- Su instalación no es sencilla.
- Pérdida de carga es de 10 – 20 % de la presión diferencial (aproximadamente).
- Elevado costo.
- Permite el pasaje de fluido con un elevado contenido de sólidos.
- Su precisión es de 0.75 % aproximadamente.

## **Tobera de Flujo**

La tobera de flujo son generalmente seleccionadas para alta temperatura y aplicaciones de alta velocidad. El coeficiente de descarga son documentados para diseños a condiciones altos Números de Reynolds que la placa de orificio y son menos sensitivos a altos flujos y velocidades que las placas de orificio.

Presenta una entrada curvada que se prolonga en un cuello cilíndrico, siendo el coeficiente de descarga similar al del tubo Vénturi. Sin embargo, la caída de presión es del mismo orden que en la placa orificio, para el mismo caudal y con el mismo tamaño de tubería.

Genera una pérdida neta de presión intermedia entre l aplaca de orificio y el tubo Vénturi, ya que la reducción es gradual pero no hay difusión.



**Fig. 3.1.1.6 Tobera.**

Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

### *Principales Características de la Tobera:*

- La tobera permite caudales superiores a los de la placa (60% aproximadamente) en iguales condiciones de servicio.
- Pérdida de carga es de 30 – 80 % de la presión diferencial.
- Se puede utilizar para fluidos que arrastren sólidos en pequeñas cantidades.
- Precisión es de 0.95 – 1.5 % aproximadamente.

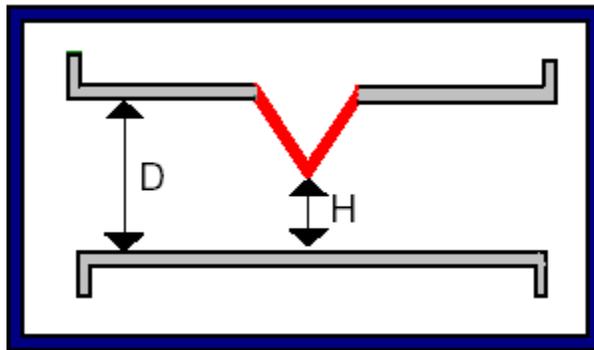
## **Cuña Segmental**

El medidor de flujo tipo cuña segmental ensambla a una placa de orificio segmental, pero con una cuña contorneada sustituida por la delgada placa de orificio segmental. El uso de la cuña permite medidores de flujo exactos midiendo fluidos operando a número de Reynolds mayor que 500.

Los requerimientos de instalación son similares a aquellos a las placas de orificio. Sin embargo los sellos químicos están disponibles para permitir transmisores de presión diferencial con sellos de diafragma a ser instaladas directamente en la tubería, minimizando la posibilidad de taponamiento en la toma o tubing de impulso.

La cuña reduce la sección de pasaje del fluido de la tubería a través de la inserción de un elemento (en este caso una cuña) en el pasaje del fluido.

Tiene una especial restricción con forma de “V” que reduce el área disponible del fluido que se desea medir, provocando una contracción del mismo y el consecuente aumento de velocidad.



**Fig. 3.1.1.7 Cuña Segmental.**

Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” María Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

El incremento de la velocidad resulta del incremento de la energía cinética del fluido y de la correspondiente reducción de su energía potencial. Aguas arriba del elemento de restricción, el fluido tiene una mayor energía potencial. Las tomas puestas en cada lado de la restricción ven la formación de una presión diferencial como resultado de este desbalance. El caudal volumétrico puede ser calculado directamente de ésta medición diferencial.

La restricción “V” está caracterizada por su relación  $H/D$ . La relación  $H/D$  está definida como la altura ( $H$ ) de la abertura bajo la restricción, dividida por el diámetro interno de la tubería ( $D$ ). La relación  $H/D$  puede variar para crear el diferencial deseado en cada rango de medición específica.

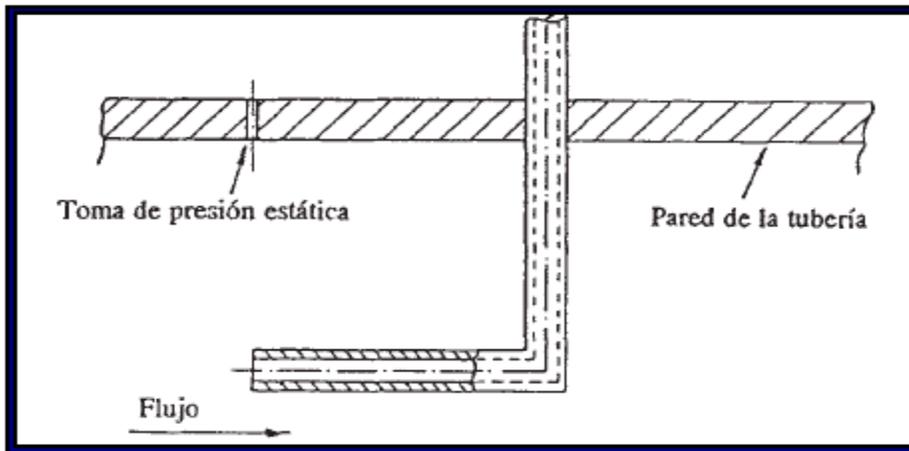
Generalmente se lo utiliza para poder determinar el caudal de fluidos bifásicos. Tiene elevados costos y la medición no es muy precisa. También se lo puede

utilizar para fluidos pastosos, abrasivos y erosivos, fluidos con baja conductividad eléctrica, fluidos viscosos y no Newtonianos.

### **Tubo Pitot**

Es una sonda dentro de la tubería que genera un punto de estancamiento, midiendo así la presión total del fluido. Se complementa con una toma piezométrica sobre la tubería para obtener presión estática. La resta de ambas es la presión dinámica.

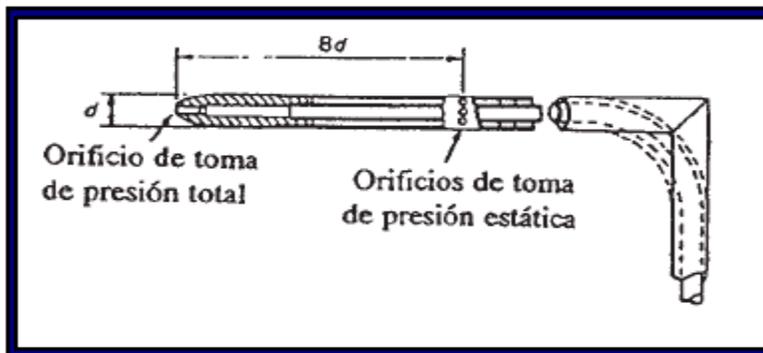
El tubo de Pitot consta de un pequeño tubo con la entrada orientada en contra del sentido de circulación del fluido. La velocidad del fluido en la entrada del tubo se hace nula, al ser un punto de estancamiento, convirtiendo su energía cinética en energía de presión, lo que da lugar a un aumento de presión dentro del Tubo de Pitot.



**Fig. 3.1.1.8 Tubo Pitot en su forma más sencilla.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

Generalmente se utiliza el Tubo de Pitot con dos tubos concéntricos, como se muestra a continuación:



**Fig. 3.1.1.9 Tubo de Pitot clásico.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

El interior actúa como tubo de Pitot y el exterior como un medio para poder medir la presión estática y de esta manera poder determinar la velocidad del fluido.

*Principales Características Tubo de Pitot:*

- Es un instrumento sencillo.
- Es económico.
- Disponible en un amplio rango de tamaños.
- Si su utilización es adecuada, pueden conseguirse precisiones moderadas.
- La medición se debe realizar para fluidos limpios con una baja pérdida de carga. Para líquidos quizás el principal problema sea la rotura de la sonda.
- Su uso habitual es para la medición de la velocidad del aire, también se lo utiliza para determinar el caudal total en grandes conductos y prácticamente con cualquier fluido.
- Su instalación no es sencilla.
- Su precisión es baja, del orden de 1.5 – 4 %.

**Tubo Annubar**

Innovación del tubo Pitot, consta de dos tubos:

1.- Uno de presión total situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y son varios orificios de posición crítica determinada por computadora;

2.- Y el de presión estática detrás del primero con su orificio en el centro de la tubería y aguas debajo de la misma.

El diseño en T genera puntos de separación fijos – coeficiente de flujo lineal para todo el rango de número de Reynolds.



**Fig. 3.1.1.10 Diseño T del tubo Annubar**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

#### *Principales Características Tubo Annubar:*

- Tiene mayor precisión que el Tubo de Pitot.
- Precisión del orden del 1 – 3 % aproximadamente.
- Tiene bajo costo inicial.
- Tiene baja pérdida de carga.
- Se utiliza para la medición de pequeños o grandes caudales de líquidos y de gases.

#### **Cono “V”**

Es un dispositivo donde la presión diferencial es generada con el paso del fluido a través de una apertura anular en el medidor de flujo. El cono “V” puede ser aplicado a flujo de fluidos operando a número de Reynolds mayores que aproximadamente 10,000. Los requerimientos de instalación son similares a aquellos de un placa de orificio.

Se utiliza para una gran variedad de fluidos. Tiene mejor exactitud y repetitividad que otros caudalímetros de presión diferencial.



**Fig. 3.1.1.11 Medidor de Flujo Cono “V”**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

Posee un cono (que se encuentra en la parte central de la tubería) de dimensiones normalizadas por el fabricante, que le permite actuar como su propio acondicionador de flujo. Este cono produce un descenso de presión que se puede medir mediante un transmisor de presión diferencial.

El instrumento acondiciona totalmente el fluido y lo homogeniza antes de realizar la medición.

*Principales Características del medidor de flujo cono “V”:*

- No posee partes móviles.
- Rango es de 10:1.
- Precisión es 0.5% aproximadamente.
- Requiere tramos rectos.

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

	<b>Cono “V”</b>	<b>Placa de Orificio</b>	<b>Tubo Vénturi</b>	<b>Pitot</b>	<b>Tobera</b>
Medición	Líquidos, gases y vapor	Líquidos, gases y vapor	Líquidos, gases y vapor	Líquidos y gases.	Líquidos y gases.
Temperatura de Trabajo	Dependiendo del material	Dependiendo del material	Dependiendo del material	Dependiendo del material	Dependiendo del material
Señal	Electrónica analógica o neumática	Electrónica analógica o neumática	Electrónica analógica o neumática	Electrónica analógica o neumática	Electrónica analógica o neumática
Exactitud	±0.5 % (tipo de tamaño y calibración)	± 0.6 % Sin calibración de hasta 2” ø	± 0.1 % Sin calibrar con transmisor	± 0.1 % Max, incluyendo transmisor	± 0.5 % a ±0.10 % A plena escala con transmisor
Relación de rangos	10:1 a 25:1	4:1	5:1	4:1	4:1
Conexiones Finales	Brida, roscado, simple y otros especiales	Montados entre bridas	Bridas	Tubo insertado.	Montado a 90° del tubo de codo.
Tamaños	1/2” en adelante	De acuerdo al diámetro del tubo	A 72”	Tubo de longitud ilimitada	De acuerdo al tamaño del tubo
Ventajas	Exactitud regular para líquidos y gases espesos y contaminados	Fácil instalación, costo, cambio sencillo	Bueno para fluidos espesos y sucios	Muy bajo costo, usa un transmisor indiferente del tamaño del tubo.	Económico, fácil de instalar, bidireccional, baja pérdida de presión
Limitaciones	Bajos número de Reynolds	40 diámetros en recta, rangos limitados y desgaste y contaminación	Altos costos, limitado para aire y agua, largo y pesado, alto costo de mantenimiento	Exactitud limitada afectado por líquidos o gases sucios.	No es bueno para bajas velocidades de flujo, alto costo de mantenimiento.

**Tabla 3.1.1.1 Especificaciones de los medidores de flujo diferencial.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

## Elementos de Flujo Laminar

Un elemento de flujo laminar es un medidor de flujo en el cual una presión diferencial proporcional al flujo es generada cuando el fluido pasa a través del medidor de flujo en un régimen de flujo laminar.

La relación entre la presión diferencial y el flujo es definido por la ley de Hagan-Porseville para flujo de tubería horizontal con un flujo laminar completamente desarrollado.

$$Q = constante * \frac{\Delta P}{(\mu C_p * L)} \quad (3.1.1.4)$$

El flujo medido es linealmente proporcional a la presión diferencial. Sin embargo la medición es también inversamente proporcional a la viscosidad, la cual es una desventaja distintiva. Los cambios de viscosidad pueden ser minimizados controlando la temperatura del fluido a través de inmersión en baño. Varias configuraciones de medidores de flujo laminar están disponibles utilizan capilares o haz de tubos.

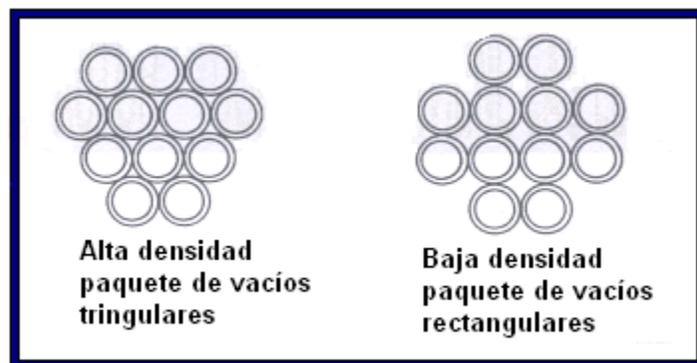
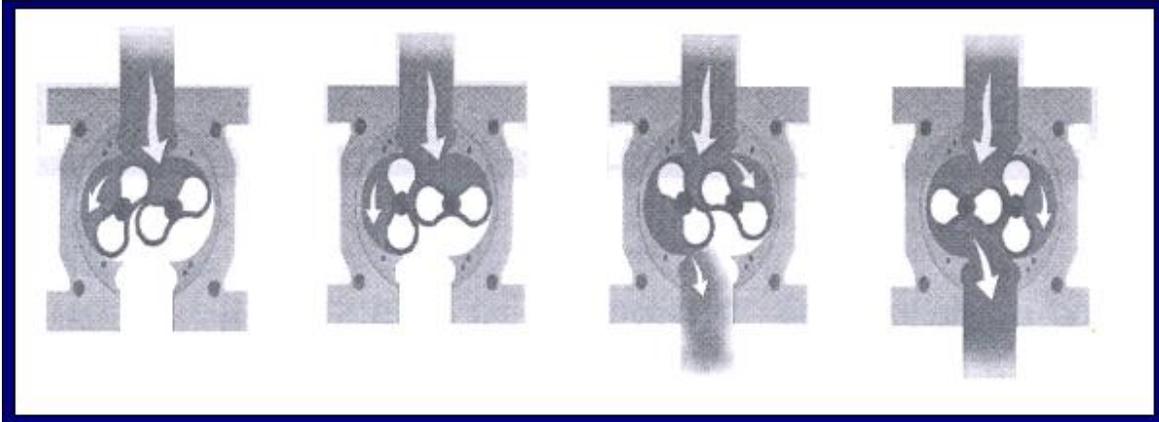


Fig. 3.1.1.12 Haz de tubos para un medidor de flujo laminar

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

## 3.1.2 MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los medidores de desplazamiento positivo entrapan una cantidad conocida de fluido cuando el número de veces del fluido esta entrapado es conocido, la cantidad de flujo que ha pasado a través del medidor de flujo es también conocido. En la práctica, este tipo de medidor de flujo sensa el fluido entrapado por generación de pulsos, cada uno de los cuales representa una fracción de la cantidad entrapada. Cuando una señal del flujo es totalizada antes que la señal deseada, la frecuencia de pulso es convertida a una señal analógica. No hay restricciones en el número de Reynolds.



**Fig. 3.1.2.1 Flujo secuencial del fluido a través de un medidor de flujo de desplazamiento positivo Bi-Rotor.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

Un problema que se debe tener en cuenta al fabricar un medidor de desplazamiento positivo es conseguir una buena estanqueidad de las partes móviles, evitando un par de rozamientos inaceptable, y que la cantidad de líquido de escape a través del medidor sea moderada. Por esta razón, es necesario calibrar el medidor de desplazamiento positivo a varios caudales, dentro del margen de utilización, con un fluido de viscosidad conocida.

*Principales Características de Desplazamiento positivo:*

- Prácticamente, sólo se utiliza para la medición de líquidos.
- Requiere mantenimiento por poseer partes rotantes.
- La caída de presión es considerable.
- Error considerable, aproximadamente 0.5 % – 2 %.

De los diferentes tipos de medidores de desplazamiento positivo para líquidos, se consideran los siguientes.

- Medidor tipo oscilatorio
- Medidor de paletas deslizantes o veleta móvil
- Medidor de engranajes, que consideran los de rueda oval y los helicoidales

Debido que hay diferentes tipos de medidores de flujo de desplazamiento positivo, los únicos elementos que pueden variar enormemente entre conceptos de diseño son los de construcción. Sin embargo todos ellos comparten algunos elementos fundamentales de construcción. Los elementos mas comunes incluyen una caja de medidor de flujo, una cámara de medición, un mecanismo de desplazamiento y un sistema para contar el número de volúmenes desplazados de segmentos de fluido que pasa a través de la cámara de medición. Los indicadores de relación de flujo,

totalizadores, y/o transmisores son instrumentos secundarios comúnmente suministrados con el sensor para proveer al usuario con una indicación de relación de flujo o volumen total de el fluido medido.

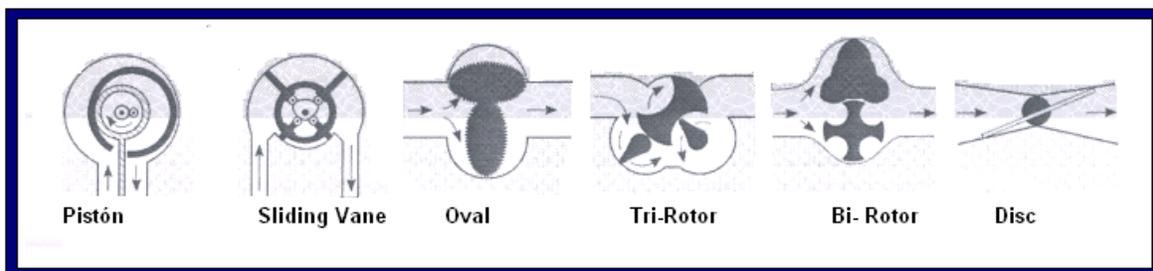
### **Caja de Medición de Flujo y Cámara de Medición**

La caja externa es como un recipiente a presión que contiene el fluido productor a ser medido. Puede ser una simple caja o de doble caja, con la de simple caja tiene la caja y las paredes de la cámara de medición en una unidad integral, con la construcción de doble caja, la caja externa o secundaria, es separada de la caja primaria y sirve solo como un recipiente a presión.

Es más común el estilo de caja que la construcción de simple caja. En aplicaciones de baja presión ese diseño es simple y menos costoso para los fabricantes. Aun en diseños de alta presión una construcción de caja sencilla puede funcionar satisfactoriamente y tener un costo efectivo dependiendo del tamaño físico y diseño particular de la caja de medidor de flujo.

La construcción de la caja dual tiene dos principales ventajas particularmente para grandes tamaños de medidores le línea de medidores de flujo. Primero las paredes de la cámara de medición sensan solo la diferencia de presión entre la entrada y la salida del medidor de flujo, el cual permite que las paredes delgadas de la cámara tengan menos distorsión.

Además de que los esfuerzos de sistema de tubería son absorbidos en la caja externa y no es transmitida a la precisión de la cámara de medición y mecanismos de desplazamientos el mecanismo de desplazamiento de los medidores de flujo tipo desplazamiento positivo que muchos fabricantes se diferencian de varios principios de operación. Algunos de los tipos más comunes incluyen el pistón oscilante, paleta deslizante, óvalos de engranes, rueda dentada, engranes ovalados, tri-rotor, bi-rotor, helicoidal, pistón opuesto y disco nutante.

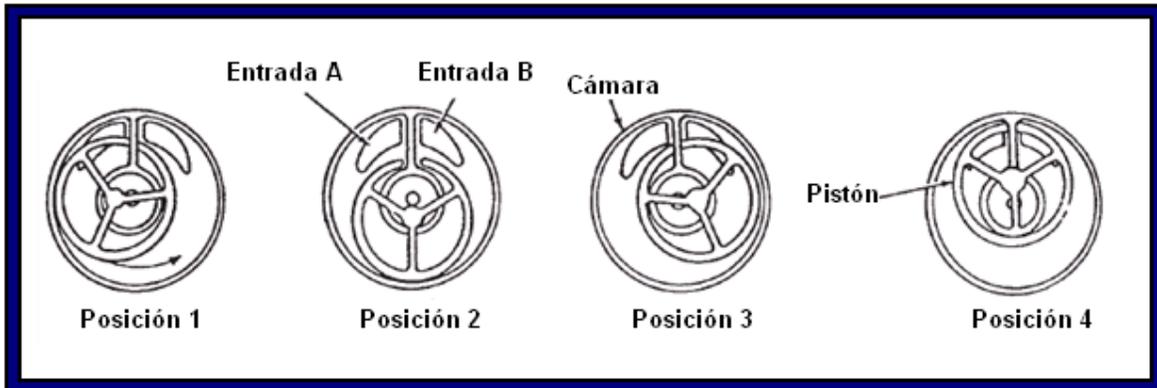


**Fig. 3.1.2.2 Seis principios comunes medidores de desplazamiento positivo.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

### **Pistón Oscilante**

Consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón tiene un diámetro más pequeño que el cilindro. El pistón, cuando está en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor que separa la entrada de la salida de líquido.



**Fig. 3.1.2.3 Medidor de pistón oscilante.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

Al comienzo de un ciclo, el líquido entra en el medidor a través de la puerta de entrada A, en la posición 1, forzando al pistón a moverse alrededor del cilindro en la dirección mostrada en la figura 3.1.2.3, hasta que el líquido delante del pistón es forzado a salir a través de la puerta de salida B, en la posición 4, quedando el dispositivo listo para comenzar otro ciclo.

Los medidores de tipo pistón se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños flujos, y una de sus aplicaciones más importantes es en las unidades de bombeo de distribución de petróleo.

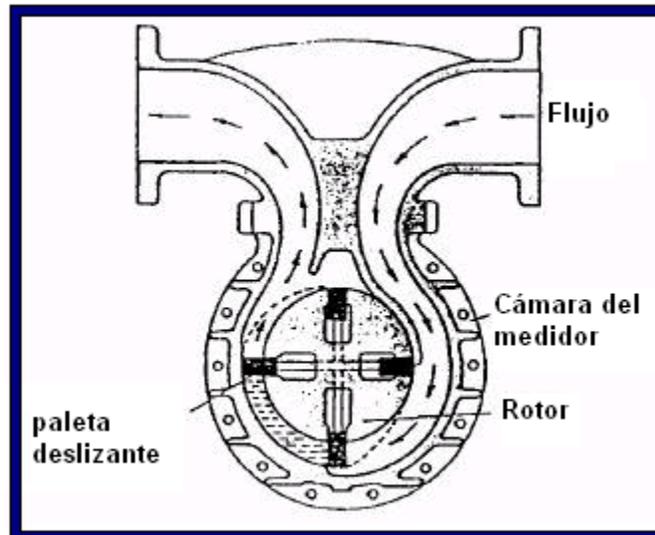
La exactitud es de  $\pm 0.1\%$ , los límites de diseño son 350 °F y 1000 Psig.

### **Medidor de Paletas Deslizantes**

Consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que se pueden deslizar libremente hacia adentro y hacia fuera de su alojamiento. Los miembros de las paletas opuestas se conectan rígidamente mediante varillas, y el fluido circulando sobre las paletas sucesivamente, provocando el giro del rotor.

Mediante la rotación, el líquido se transfiere de la entrada a la salida, a través del espacio entre las paletas y mediante el conteo de revoluciones, se determina la cantidad de flujo que ha pasado.

Los medidores de paletas deslizantes se utilizan para medir líquido de elevados costos, siendo instalados generalmente en camiones cisternas para la distribución de combustible.



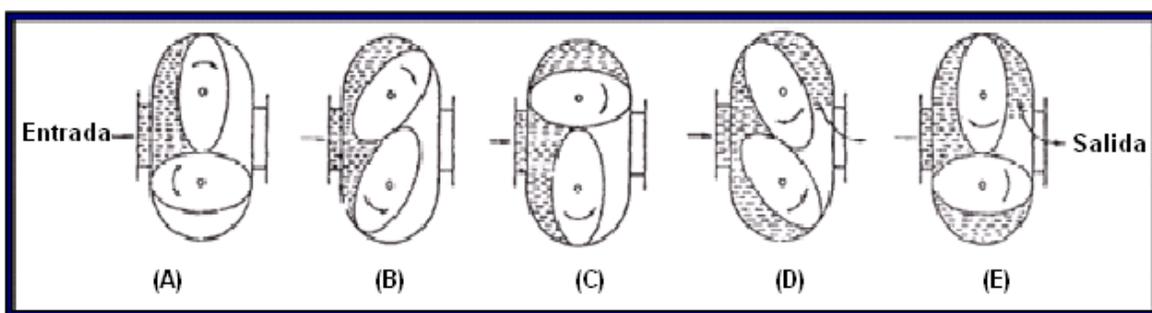
**Fig. 3.1.2.4 Medidor de paletas deslizantes**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

### **Medidor de Engranajes Ovalados**

El medidor consta de dos ruedas ovaladas que engranan entre si y tiene un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada de líquido. La acción del líquido actúa de forma alterna sobre cada una de las ruedas dando lugar a un giro suave de un par prácticamente constante y preciso, para reducir el rozamiento.

La principal ventaja de estos medidores es que la medida realizada es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido.



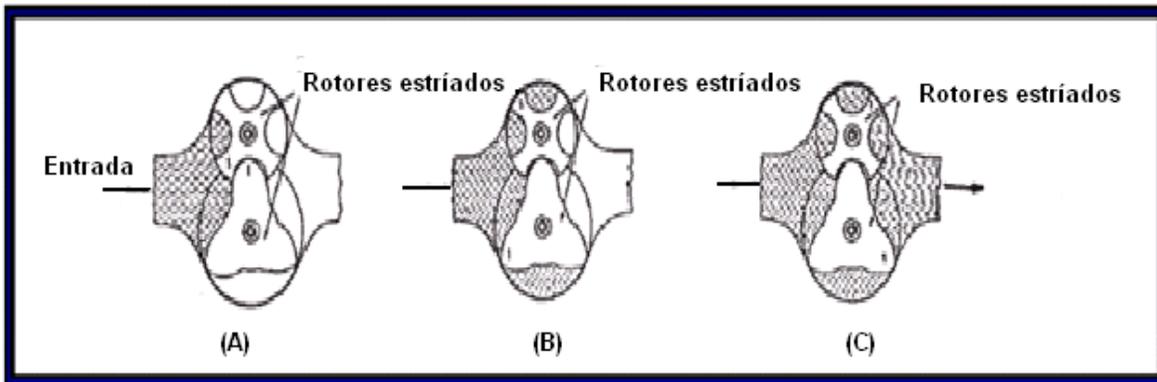
**Fig. 3.1.2.5 Medidores de flujo de ruedas ovaladas**

Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

Este medidor de engrane ovalado puede manejar bajos flujos de 0.2 a 4 GPH y pueden ser utilizados para servicios corrosivos y con capacidades de flujo 1 a 1600 GPM.

### **Medidores de Engranés Tipo Helicoidal**

Funciona de manera similar al anterior y su principal ventaja de ambos es que su medición es independiente prácticamente de las variaciones de la densidad y de la viscosidad del líquido. Es usado para líquidos de alta viscosidad.



**Fig. 3.1.2.6 Medidores de flujo de desplazamiento positivo de engranes helicoidales**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

Los medidores de engranes tienen aplicación en un amplio margen de líquidos y condiciones de funcionamiento, aunque la precisión no es tan elevada. Este diseño está disponible hasta 10" y opera a temperaturas de 600 °F y presiones de 1000 psig, requiere al menos para su operación de 10 psig.

Este medidor es adecuado para altas viscosidades de 1000 centipoises y requiere un filtro antes del medidor.

### **3.1.3 MEDIDORES DE FLUJO TIPO TURBINA**

Los medidores de flujo tipo turbina tienden a ser ampliamente aceptados como una tecnología probada que es aplicable para la medición del flujo con alta exactitud y repetitividad, aun a través de partes en movimiento son inherentes en este diseño y cualquier alteración física o daño al medidor de flujo resulta en una pérdida de exactitud.

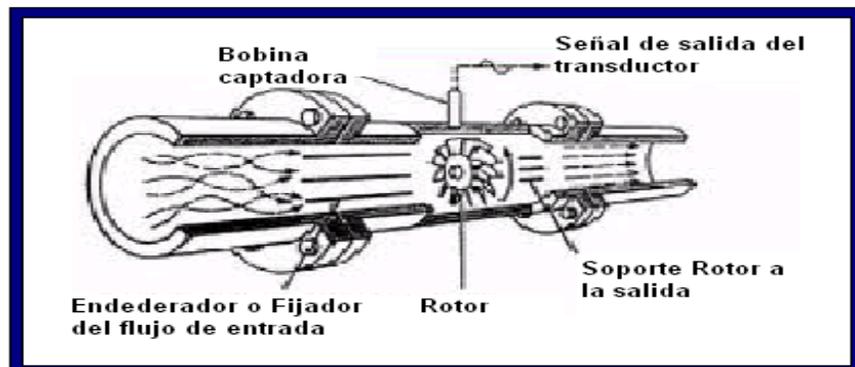
La exactitud de los medidores de flujo tipo turbina pueden ser superior a otras tecnologías en la región de flujo turbulento.

Como resultado la tecnología hacia los medidores de flujo de que tienen partes en movimiento no es desplazado donde la exactitud es deseada.

El medidor consiste de un dispositivo rotante llamado rotor que está posicionado en la corriente de flujo de tal manera que la viscosidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad del flujo.

Los medidores de turbina para gas o líquido difieren fundamentalmente en el diseño del rotor. Una salida mediante impulsos eléctricos se produce cuando se detecta el paso de cada paleta alrededor de uno o más sensores situados en el campo del medidor. El punto más débil en un medidor de turbina para líquidos son los cojinetes, ya que deben soportar el peso del rotor. Para poder predecir la característica de comportamiento de un medidor de turbina es necesario que sea calibrada la relación entre el número de impulsos emitidos y el volumen de fluido que está circulando por los alabes (en forma experimental). Esto da como resultado una curva de calibración.

Se puede estimar que dentro de cierto rango dado por la curva de calibración, el medidor tiene una salida del tipo lineal y el volumen de líquido que pasa a través del medidor es casi proporcional al número de impulsos recibidos, dejando de ser preciso para caudales fuera de dicho rango.



**Fig. 3.1.3.1 Medidor de flujo tipo turbina.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección A.

#### *Principales Características de la Turbina:*

- Amplia Rangeability.
- No se puede utilizar para la medición de fluidos viscosos.
- Costo moderado.
- Mide líquidos y gases. No se utiliza para la medición de vapores.
- Requerimiento de tramos rectos aguas arriba y abajo del medidor.
- Tiene pérdida de carga permanente considerable.
- Como tiene partes móviles, no tolera partículas.

- Se debe realizar mantenimiento.
- Debe instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el caudal, ya que el choque a elevadas velocidades dañaría el medidor.

La turbina mide flujo volumétrico en condiciones de operación por lo que la selección de la turbina adecuada depende de las propiedades del líquido a medir (viscosidad, densidad, presión de vapor, corrosividad y habilidad lubricante), rango de presiones de operación, pérdidas de presión, rango de temperaturas de operación, espacio disponible para instalación del equipo, sistemas de energización y niveles de seguridad requeridos.

Normalmente si se requiere alta exactitud se debe hacer una compensación por temperatura.

El medidor de flujo tipo turbina es ampliamente usado para la transferencia de custodia de crudo en refinación de hidrocarburos y otros líquidos valiosos.

También es usado en la industria petroquímica para medición y control de procesos, mezclado y detención de fugas en tubería.

Muchas aplicaciones incluyen medición de líquidos criogénicos (oxígeno, líquido y nitrógeno) inyección de agua a pozos petroleros.

### **3.1.4 MEDIDORES DE FLUJO MAGNÉTICO**

Mientras la técnica de un medidor de flujo magnético es aplicada por décadas recientes, avances tecnológicos han resultado en instrumentos que son relativamente fácil de aplicar e instalar y más económicos, que diseños previos.

El flujo es obstruido solo si el medidor es dimensionado menor que el tamaño de línea. El medidor de flujo magnético exhibe verdaderamente características de flujo no obstruido, no tiene resistencias dentro de la corriente de flujo.

Este tipo de medidores es adecuado solamente para líquidos conductores de la electricidad ya que su principio de funcionamiento es por medición de la inducción electromagnética. Si la conductividad del líquido o fluido no newtoniano es igual o mayor a 2 micro siemens (2 mho/cm) el líquido puede ser medido.

Está basado en la Ley de Faraday. La ley de Faraday establece que la tensión inducida a través de cualquier conductor, al moverse éste perpendicularmente a través de un campo magnético, es proporcional a la velocidad del conductor.

La fórmula de caudal que da la Ley de Faraday es la siguiente:

$$E_S = K * B * l * v \quad (3.1.4.1)$$

donde:

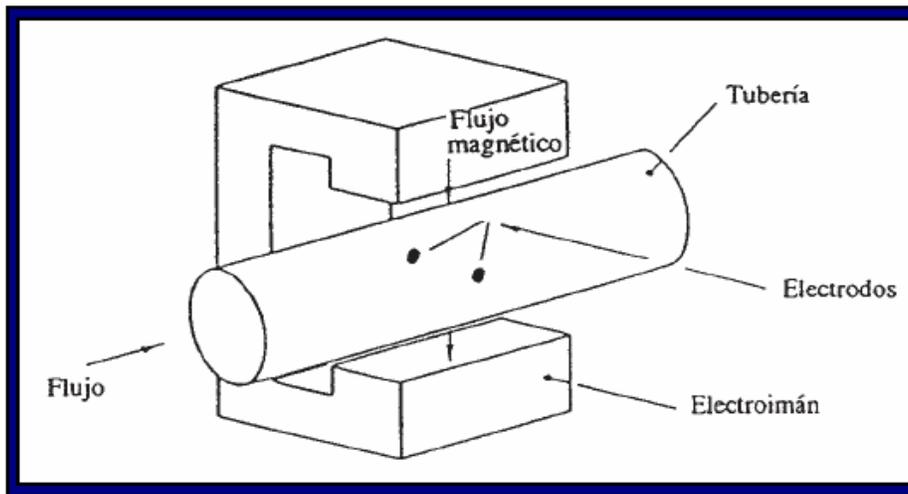
$E_S$ : Tensión generada en el conductor

$k$ : Constante

$B$ : densidad del campo magnético

$l$ : longitud del conductor

$v$ : velocidad del movimiento



**Fig. 3.1.4.1 Elementos de un medidor electromagnético.**  
Fuente: “Instrumentación En separadores de ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilaboa.

En el medidor magnético de caudal, el conductor es el líquido y es la señal generada. Esta señal es sensada por dos electrodos diametralmente opuestos.  $B$  es la densidad del campo magnético creado por medio de la bobina de campo,  $l$  es el diámetro de la tubería y  $v$  es la velocidad del fluido a través del medidor. El caudal es directamente proporcional a la velocidad del fluido a través del medidor.

La conductividad del fluido es la única característica propia del líquido que limita el empleo del medidor magnético.

El medidor puede montarse inclinado u horizontal siempre que se mantenga la tubería llena de líquido durante la medición.

Los fluidos que contienen partículas magnéticas en suspensión pueden medirse con un medidor magnético de caudal, siempre que las partículas estén en suspensión homogénea al pasar a través del elemento.

#### *Principales Características medidores de flujo magnético*

- Elevada exactitud.
- Puede medir caudales en ambos sentidos.

- Se utiliza generalmente para medición de agua. No puede emplearse para la medición de gases y petróleo ya que éstos tienen conductividad eléctrica baja.
- La señal de salida es prácticamente lineal.
- Sin obstrucciones.
- La energía disipada por la bobina genera calentamientos locales en el medidor.
- Requiere tramos de tuberías rectos corriente arriba y corriente abajo de la medición.
- Error 0.2 – 2 % aprox.

### **3.1.5 MEDIDORES DE FLUJO MÁSIKO TIPO CORIOLIS**

Los medidores de flujo que miden masa directamente usando la propiedad de la masa contrario a la medición de volúmenes o velocidad, fueron desarrollados y comercializados en los 80. Los medidores de este tipo tienen una amplia aplicación debido a la medición de fluido, es independiente del cambio de los parámetros del fluido.

Muchas otras tecnologías son afectadas por los cambios en la densidad del fluido, viscosidad, presión y la temperatura. Los medidores que miden masa directamente en efecto pasan el fluido conforme este pasa a través del medidor, convirtiéndose en una medición de proceso que frecuentemente ocurren.

Debido a la habilidad del medidor de flujo másico se usa amplia variedad de fluidos de proceso sin necesidad de recalibrar o compensar los parámetros específicos del fluido.

Es un medidor de flujo verdaderamente másico, este usa las propiedades de la masa para medir masa relativamente fácil de aplicar y dimensionar. Debido a que no posee partes en movimiento, exhibe bajo requerimientos de mantenimiento y no requiere de calibración frecuente. Las partes húmedas son construidas de una variedad de materiales que se adoptan en muchos fluidos corrosivos así como contenido de sólidos o partículas fibrosas. El medidor de flujo tipo coriolis puede también medir la densidad del fluido de proceso haciendo posible inferir el volumen y/o flujo de un componente en una corriente de flujo de dos componentes

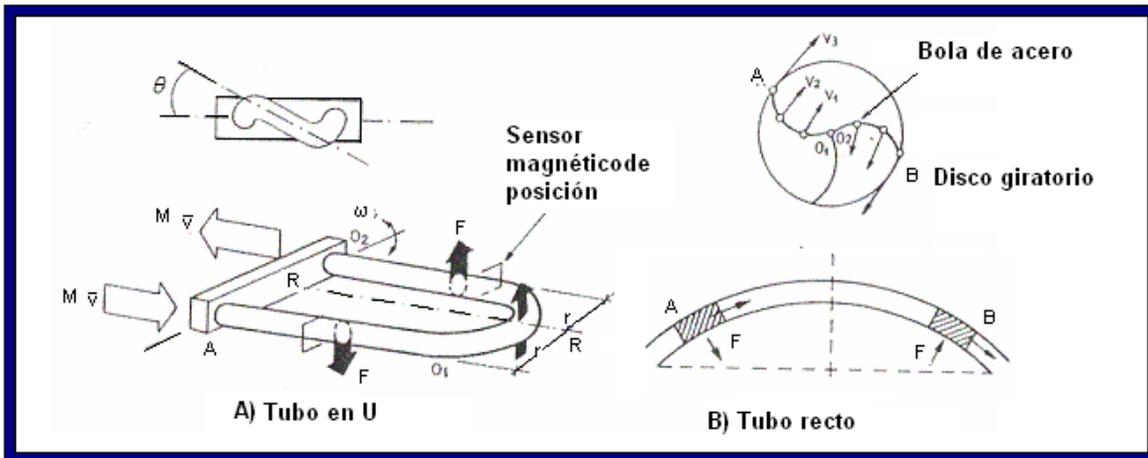
Los sensores de flujo coriolis son diseñados para operación intrínseca en áreas peligrosas y los transmisores electrónicos son empacados en cajas a prueba de explosión.

Básicamente existen dos tipos:

- Medidor de flujo másico tipo coriolis

- Medidor de flujo másico tipo térmico

El medidor de flujo másico tipo Coriolis se basa en el teorema de Gustave Gaspard Coriolis (1792- 1843), el cual indica que un objeto de masa  $m$  que se desplaza con una velocidad lineal  $V$  a través de una superficie giratoria de velocidad angular constante  $\omega$  experimenta una velocidad tangencial  $V = \omega r$ . En el medidor de flujo tipo Coriolis la generación de la fuerza de Coriolis puede producirse por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante una desviación del flujo en forma de omega ( $\Omega$ ) en estado de vibración controlada. La vibración del tubo, perpendicular al sentido de desplazamiento del fluido, crea una fuerza de aceleración en la tubería de entrada del fluido y una fuerza de desaceleración en la de salida, con lo que se crea un par, cuyo sentido va variando de acuerdo con la vibración y con el ángulo de torsión del tubo, que es directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circulante.



**Figura 3.1.5.1 Medidor de Coriolis.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección B.

En un sensor Coriolis, la fuerza inercial se origina mediante la vibración de los tubos. La deformación del tubo ó ángulo de deflexión en el plano de vibración se mide y luego se convierte en flujo másico.

El fluido en movimiento a través de un tubo de flujo vibrando, es forzado a tomar la aceleración transversal conforme este se mueve hacia el punto de pico de la amplitud de vibración.

El par creado con respecto al eje R-R del tubo de la figura 3.5.1 es  $M = 2Fr = 4 \omega r m \times v = 4 \omega r Q$ , siendo  $K_s$  la constante de elasticidad del tubo y  $\theta$  el ángulo de torsión del tubo, la fuerza de torsión del tubo, que equivale al par creado respecto al eje del tubo es  $T = K_s \theta$ . Luego como  $M = T$  resulta finalmente el flujo másico:

$$Q = \frac{K_s \theta}{4\omega r} \quad (3.1.5.1)$$

Así, el ángulo de torsión del tubo medido con dos sensores situados por encima y por abajo en la línea del eje, determinará el flujo.

Los sensores magnéticos de posición están situados en el centro del tubo, y combinan dos intervalos de tiempo, uno de movimiento hacia abajo del tubo y otro del movimiento hacia arriba. De este modo la diferencia de las ondas se traduce en impulsos que alimentan un integrador lineal. Cuando hay flujo, el integrador carga un circuito electrónico analógico o digital. La diferencia en tiempo  $\Delta t$  de las señales de los sensores de posición está relacionada con  $\theta$  y con la velocidad  $v_i$  del tubo en su punto medio según la siguiente ecuación.

$$\tan \theta = \frac{v_i}{2r} \Delta t \quad (3.1.5.2)$$

Y como el ángulo  $\theta$  es pequeño resulta:

$$\theta = \frac{L\omega}{2r} \Delta t \quad (3.1.5.3)$$

Combinando las ecuaciones (3.1.5.1) y (3.1.5.2) se tiene la expresión del flujo másico para un medidor tipo Coriolis (ecuación 3.1.5.3).

$$Q = \frac{K_s}{8r^2} \Delta t \quad (3.1.5.4)$$

Lo que indica que el flujo solo es proporcional al intervalo de tiempo y a las constantes del tubo.

*Principales ventajas:*

- Su salida lineal con el flujo másico, no requiere compensación por variaciones de temperatura o presión porque la medición es independiente de estas variables.
- Además también es independiente de la densidad.

Este medidor de flujo no es apto para flujos elevados, solo para flujos medios, pueden ser muy voluminosos. Es ideal para procesos delicados de lotes por peso, sirve para facturar líquidos o gases, es adecuado para casos de viscosidad variable.

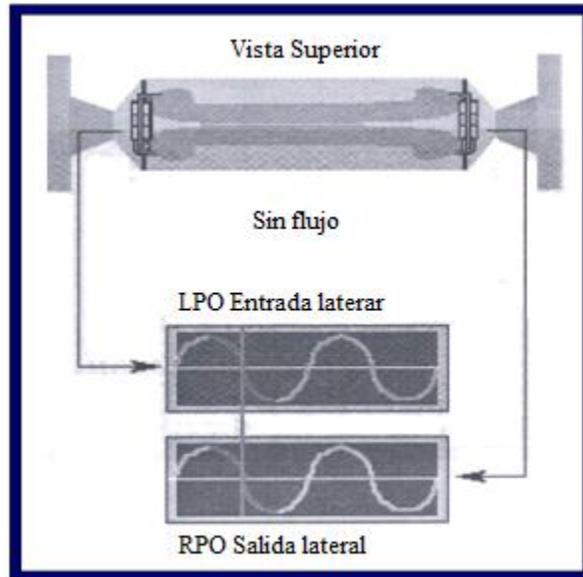
Este tipo de medidor no requiere de tramos mínimos de tubería porque la medición no depende de la velocidad del fluido o de la turbulencia.

### **Principio de Operación (Flujo Másico)**

El fluido en movimiento a través de un tubo de flujo vibrando, es forzado a tomar la aceleración transversal conforme este se mueve hacia el punto de pico de la amplitud de vibración.

A la inversa, el fluido desacelera conforme este se mueve hacia el punto de pico de amplitud.

El movimiento del fluido ejerce una fuerza en el lado de la entrada del tubo en resistencia a esta aceleración, causando de este lado del tubo a retrasar la posición de no flujo. En el lado de salida, la fuerza ejercida por el fluido fluyendo está en la dirección opuesta a medida que el fluido resiste la desaceleración.



**Fig 3.1.5.2 Bobinas- Con flujo (Vista frontal)**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección B.

El fluido de proceso entra al sensor y el flujo se divide a la mitad a través de cada tubo interno las bobinas excitan a los tubos para que vibren a su frecuencia natural.

### **Principio de Operación (Densidad)**

Se basa en la frecuencia natural (oscilador simple); Los tubos internos corresponden al resorte, mientras que la masa de esos tubos y su contenido corresponden a la masa en el extremo del resorte.

- Cuando la masa aumenta, la frecuencia del sistema disminuye.
- Cuando la masa disminuye, la frecuencia del sistema aumenta.

Frecuencia de vibración.

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{EI}{(m1 + m2)}} \quad (3.1.5.4)$$

Donde:

f= frecuencia natural de oscilación.

E=elemento de elasticidad.

I=elemento de rigidez.

m1= elemento de la masa.

m2= masa del fluido en o alrededor del elemento.

Ecuación básica de densidad.

$$\rho = K_1 + K_2 t^2 \quad (3.1.5.5)$$

donde.

$\rho$ = densidad del fluido

$K_1, K_2$ =Constantes determinadas por el fabricante

t =tiempo del periodo de oscilación.

El tiempo del periodo es la inversa de la frecuencia.

### **Medidores de Flujo Térmico**

Los medidores de flujo térmico usan las propiedades térmicas del fluido para medir por medio de la velocidad o masa del flujo. Dependiendo sobre el diseño del medidor de flujo. Como algunos medidores de flujo térmico miden el flujo másico por inferencia a partir del comportamiento térmico y propiedades del fluido en vez de la medición directa de la masa, esos medidores de flujo son examinados como medidores de flujo térmico con sólidos que representan el flujo másico, en lugar de flujo másico que usan propiedades térmicas para efectuar la medición de flujo másico.

Estos dispositivos pueden ser aplicados a un número de aplicaciones de medición de flujo que son dificultosos usando otras tecnologías por ejemplo, la salida del medidor de flujo es dependiente de la técnica como opuesto a las propiedades físicas del fluido, el cual permite aplicaciones a fluidos que no son densos aunque sensan por tecnologías que usan propiedades mecánicas del fluido

Los medidores de flujo másico tipo térmico son aplicados para la industria del petróleo, procesos químicos, tratamiento de agua, generación de electricidad de plantas nucleares, en la electrónica para la manufactura de circuitos integrados, etc. Se utiliza para la medición de líquidos y gases.

Este tipo de medidores dependen de las variaciones de una o más características térmicas de fluidos, como una función de flujo.

Existen dos tipos de estos medidores:

- Aquellos que miden la relación de pérdida de calor a corriente de flujo y
- Los que miden la elevación de temperatura de la corriente de flujo.

### **Principio de Operación**

Medidor de flujo másico de pérdidas de calor por la corriente de flujo

Este se basa en la técnica de transferencia de calor y mide la relación de pérdida de calor debido a la corriente de flujo a partir de un elemento calentado, como una resistencia, termistor, termopar o un sensor de película delgada.

Su modelo característico es el de un alambre caliente: (anemómetro). Estos medidores son caracterizados por la ecuación clásica de King (1914), para alambre caliente.

$$q_t = \Delta t (k + 2 (k C_v \rho \pi d v)^{1/2}) \quad (3.1.5.6)$$

donde:

$q_t$  = Relación de pérdidas de calor por unidad de tiempo.

$\Delta t$  = Elevación de la temperatura promedio del alambre.

$k$  = Conductividad térmica de la corriente del fluido a volumen constante.

$C_v$  = Calor específica de la corriente del fluido a volumen constante.

$\rho$  = Densidad de la corriente del fluido.

$v$  = Velocidad promedio de la corriente del fluido.

La relación de pérdida es proporcional a la raíz cuadrada de la densidad por el área a velocidad y es dependiente de las tres características térmicas del gas: temperatura, conductividad térmica y calor específico.

En la práctica, son calentados a una potencia constante y el flujo es medido como una función del cambio de temperatura, teniendo una respuesta rápida.

En este caso, los sensores son pequeños, con poco consumo de potencia, su respuesta es no-lineal, sensible a la conductividad térmica del gas y dependiente del perfil de velocidad.

Bajo condiciones de flujo, el calor es transferido a el gas y después respalda otra vez a la forma de un perfil de temperatura asimétrico. Con la entrada de potencia constante, la diferencia de temperatura a los puntos puntos de ajuste es una función lineal del flujo másico del gas y la capacidad calorífica del gas.

Debido a que la capacidad calorífica es constante en un amplio rango de presión y temperatura, el medidor se calibra directamente en unidades de flujo másico.

Medidor de flujo másico de elevación de temperatura a perfil térmico debido a la corriente de flujo. Típicamente se mide la diferencia de temperatura a los cambios de flujo a través de un tubo calentado.

$$W = \frac{H}{(\Delta t C_p)} \quad (3.1.5.7)$$

donde:

W= Flujo másico.

H=Entrada de calor (potencia)

$\Delta t$ = Cambio de temperatura.

$C_p$ = Calor específico a presión constante.

Componentes de un medidor másico térmico:

- Sensor
- Cuerpo/ Restrictor
- Circuito electrónico
- Válvula/ orificio

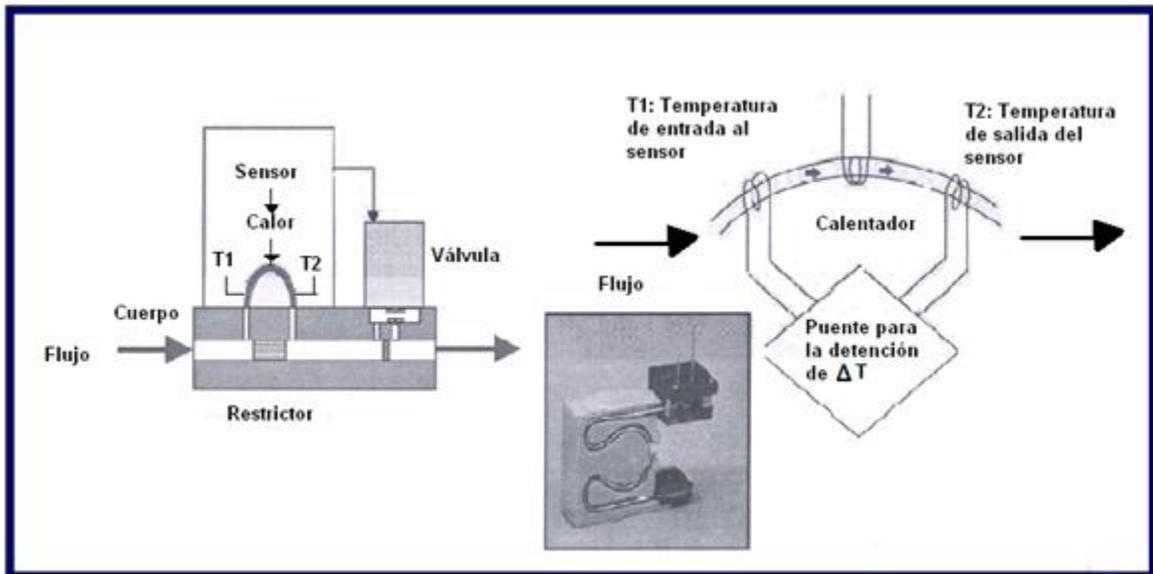


Fig. 3.1.5.3 Componentes de un medidor másico térmico.

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección B.

El elemento sensor, no es un medidor de flujo másico, ya que solo detecta la diferencia de temperatura debida al flujo y aprovecha esta medición para determinar el flujo másico.

### Características másico térmico

- Medición y control de flujo másico
- Principio de operación termodinámico mediante una diferencial de temperatura proporcional al flujo, sensada a través de un circuito puente
- Manejo de señales estándar
- Control local y remoto
- Fácil mantenimiento
- Requiere una fuente de voltaje
- Salida lineal
- Requiere calibración para cada gas
- Sensible por el uso de capilar

### Funcionalidad

El medidor de flujo térmico Anemómetro alambre caliente para servicio de gas tiene una exactitud establecida que son típicamente tan alta como  $\pm 0.2 \% FS$ , y  $0.5 \%$  de la capacidad del medidor,. Los enunciados de repetitividad son típicamente tan altos como  $\pm 1 \% rate$ , y  $0.25 \%$  de la capacidad del medidor. Los medidores de perfil térmico y dispersión térmica tienen exactitudes de  $\pm 0.2 \% FS$  ( $\pm 1 \% FS$  cuando las fluctuaciones de presión y temperatura ayudan a  $\pm 20 \%$  y  $\pm 2$  a  $5\%$  en servicio de gas respectivamente).

Aplicaciones de los medidores de flujo térmico son limitadas aquellas fluidos que tiene capacidades caloríficas conocido esta tecnología es aplicada a fluidos limpios, gas propio o mezclas de gases puros de composición conocida; por lo tanto la capacidad calorífica es conocida y constante durante la operación del medidor de flujo. La sonda recubierta la cual afecta la conductividad térmica entre la sonda y el fluido pueden ayudar a minimizar las aplicaciones incluye  $N_2, O_2$ , amoniaco, freon, helio,  $H_2, CO, CH_4$ , Oxido nítrico,  $CO_2$ , etano, oxido nitroso, argón y los parecidos.

Las aplicaciones para líquidos son menos comunes debido a que están sucios que un gas así las sondas son propensas a recubrirse.

La relación de transferencia de calor puede cambiar cuando colectan burbujas sobre la superficie sensante, y causa problemas en algunos diseños.

El dimensionamiento es acompañado por la conversión del rango de flujo a su rango de flujo equivalente de aire o agua y la selección del medidor puede ser calculada sobre un peso promedio basada antes de seleccionar el tamaño apropiado del medidor a partir de la temperatura del fabricante.

### **3.1.6 MEDIDORES DE FLUJO OSCILATORIOS**

Los medidores de flujo oscilatorio emplean el fenómeno físico que inherentemente causa cambios discretos en algunos parámetros en la cual es función del flujo a través del medidor de flujo.

Algunos de estos medidores son aplicados independientemente del estado del fluido (líquido o vapor).

El costo bajo de instalación y mayor funcionalidad de algunos medidores de flujo oscilatorio, comparados con las tecnologías tradicionales, esto está dirigiendo a los medidores de flujo oscilatorio hacia muchas aplicaciones.

Los medidores tipo oscilatorios conocidos son: Shedding Vortex, vortex swirl o vortex de precisión y el fluídico.

El medidor tipo Vortex o vórtices esta basado en un fenómeno natural conocido como generador de vórtices.

Consiste en una obstrucción que se coloca en el paso del fluido. Se producen remolinos que se desprenden siguiendo la ecuación de Van Karma:

$$V = k * f$$

donde:

V: Velocidad del fluido

k: Constante de proporcionalidad

f: Frecuencia de producción de remolinos

La velocidad del fluido es directamente proporcional a la frecuencia de producción de remolinos.

Los vórtices causan presiones diferenciales alternativas alrededor de la parte posterior de la barra. Se mide esta frecuencia con un sensor determinando la velocidad y con ésta el caudal. El desprendimiento de los vórtices es independiente de las características del fluido.

*Principales Características del medidor tipo Vortex:*

- Requiere tramos de tubería rectos aguas arriba y aguas abajo de la medición.
- Se utiliza para la medición en gases, vapores y líquidos. Deben ser fluidos limpios, de baja viscosidad, sin remolinos y con velocidades medias altas.
- Tiene poca pérdida de carga permanente.
- No posee partes móviles.
- La construcción soldada del medidor elimina fugas.

- Tiene Low Flow Cut-Off, no mide el cero.
- No se recomienda para operaciones batch muy cortas.
- Comienza a ser costoso en líneas grandes.
- Error para gases 1 – 1.5 % aprox.
- Error para líquidos 0.65 – 1.5 % aprox.

Cálculo y selección para líquidos.

El método consiste en los siguientes puntos:

- Datos de flujo normal, máximo, mínimo de operación
- Datos de flujo de operación máxima, mínima, normal.
- Presión de operación máxima, mínima, normal.
- Clasificación eléctrica.

1.- Flujo equivalente de agua.

$$Q_{eq} = Q_{min} * G_e \sqrt{1/G_f} \quad (3.1.6.1)$$

donde:

$Q_{eq}$  = Es el flujo equivalente de agua a 60 °F, 14.7 psia

$Q_{min}$  = Flujo mínimo de agua

$G_e$  = Densidad relativa del fluido a condiciones estándar

$G_f$  = Densidad relativa del fluido a condiciones de operación.

2.- Calculo de viscosidad cinemática.

$$v = \frac{\mu}{G_f} \quad (3.1.6.2)$$

donde:

$v$  = Viscosidad cinemática Centistokes

$\mu$  = Viscosidad dinámica Centipoises

3.- Calculo de velocidad: La velocidad de líquidos en tubería.

$$v = 0.408 Q/D^2 \quad (3.1.6.3)$$

donde:

$v$  = Velocidad del fluido en ft/seg.

$Q$  = Flujo en GPM

$D$  = Diámetro en pg.

4.- Factor k el término describe y especifica la funcionalidad de los Vortex.

El término define la relación entre la entrada y salida y es expresado como una relación de pulsos por unidad de volumen.

El efecto de la temperatura de proceso sobre el factor k promedio disminuye en 0.3% por cada 55 °C aumentando la temperatura de proceso a partir de las condiciones de referencia.

5.- Pérdidas de presión aproximadas.

- Para líquidos

$$\Delta p[\text{psi}] = \frac{0.0650 Q_N^2 [\text{gpm}] \rho_f [\text{lb/ft}^3]}{(44.75)^2 D^4 [\text{pg}]} \quad (3.1.6.4)$$

- Para gases

$$\Delta p[\text{psi}] = \frac{0.0650 Q_N^2 [\text{SCFH}] \rho_b @ 60^\circ\text{F}, 14.7 \text{ psia}}{(358.9)^2 D^4 [\text{pg}] \rho_f [\text{lb/ft}^3]} \quad (3.1.6.5)$$

- Para vapor

$$\Delta p[\text{psi}] = \frac{0.0650 Q_N^2 [\text{lb/hr}]}{(358.9)^2 D^2 [\text{pg}] \rho_f [\text{lb/ft}^3]} \quad (3.1.6.7)$$

### 3.1.7 MEDIDORES DE FLUJO TIPO ULTRASÓNICOS

Otra tecnología de flujo emergente a parte del coriolis es la del ultrasónico para aplicaciones de líquido y gas. Algunos diseños permiten mediciones externas a la tubería y no tiene partes en movimiento, mientras que otros diseños requieren estar en contacto con la corriente de flujo. Como un resultado en algunos diseños el sensor ó transductores esta abrazado sobre la tubería de la corriente de flujo (clamo-on) mientras que otros diseños, una sección de la tubería es suministrada por el fabricante con los sensores ya montados para la inserción en la corriente de flujo.

Los medidores de flujo tipo ultrasónico como su nombre lo indica, miden el flujo por medición de energía u onda ultrasónica en sistemas cerrados.

Existen dos tipos:

- Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito (vuelo)

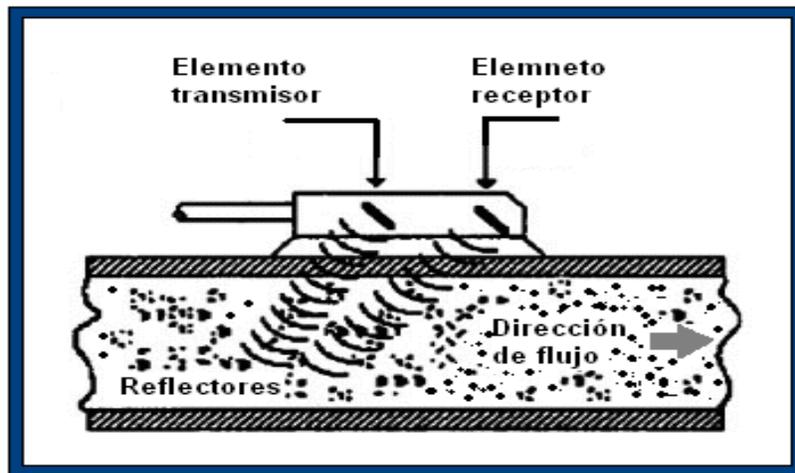
- Medidor ultrasónico por efecto Doppler

Los medidores de flujo ultrasónico usan ondas acústicas o vibraciones para detectar el viaje del flujo a través de la tubería. La energía ultrasónica es típicamente acoplada al fluido en la tubería usando transductores que pueden ser húmedos o no húmedos, dependiendo sobre el diseño de medidores de flujo.

Principio de operación efecto Doppler.

El efecto Doppler puede entenderse fácilmente si se considera el cambio que se produce en la frecuencia cuando un tren se mueve hacia una persona con su bocina sonando, cuando el tren se acerca, el nivel de volumen de la bocina es más alto, ya que las ondas sonoras son más próximas, que si el tren estuviera parado. Cuando el tren se aleja, aumenta el espaciamiento, dando un nivel mas bajo. Este cambio aparente de frecuencia se denomina Efecto Doppler y es directamente proporcional a la velocidad relativa entre el objeto móvil, el tren y la persona.

El medidor de flujo de efecto Doppler utiliza este concepto al proyectar un a onda ultrasónica en un ángulo a través de la pared de la tubería en un fluido en movimiento con partículas, por un cristal transmisor. Parte de la energía es reflejada por las burbujas del líquido hacia un cristal receptor. El medidor de efecto Doppler puede ser aplicado a fluidos que tienen gas atrapado o partículas que reflejan la energía ultrasónica.



**Fig. 3.1.7.1 Sensor de flujo ultrasónico tipo Doppler.**

Fuente: Medición de procesos Industriales ISA, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Sección B.

El transductor sencillo es el diseño más popular, en donde el cristal transmisor y el receptor están contenidos en la misma cápsula. Existe un diseño dual, donde el cristal transmisor y el receptor están montados separadamente.

Combinando la ley de Snell y la ecuación clásica de Doppler, se tiene:

$$V = \frac{\Delta f * C_t}{2 f_0 \cos \theta} = \Delta f * k \quad (3.1.7.1)$$

Donde  $\Delta f$  es la diferencia entre las frecuencias transmitidas y recibidas,  $\theta$  es el ángulo entre transmisor y receptor con respecto al eje de la tubería y  $C_t$  es la velocidad del sonido.

La velocidad es una función lineal de  $\Delta f$  y si se tiene el diámetro interno de la tubería, el flujo volumétrico queda como:

$$Q = 2.45 * V * (D_i^2) \quad (3.1.7.2)$$

En la siguiente (figura 3.1.7.2) se muestra un arreglo real, donde el transmisor emite una frecuencia  $f$  u un ángulo, y el sonido debe realizar un recorrido a través del encapsulado, el adhesivo, la pared de la tubería y el fluido. En cada límite de separación el sonido es refractado.

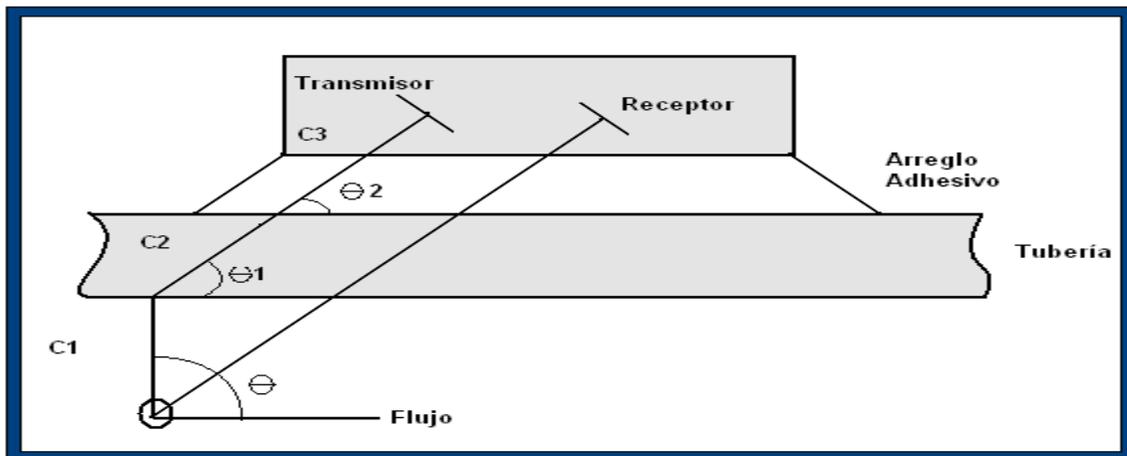


Fig. 3.1.7.2 Arreglo real efecto Doppler.

Debido a que los reflectores viajan a la velocidad del fluido, la frecuencia de la onda reflejada presenta un corrimiento o está desviada de acuerdo al principio Doppler. De acuerdo a lo anterior, se tiene gran parte de su aplicación para medir fluidos con altos niveles de concentración de sólidos.

- Usado en líquidos y gases que contiene partículas.
- Se asume que el viaje de las partículas es a la misma velocidad del fluido.
- El fluido viaja más rápido al centro de la tubería hacia afuera.
- El medidor Doppler toma el promedio estático de las frecuencias medidas.
- Promediar causa incertidumbre lo cual hace menos exacto que el tiempo de tránsito.

Se debe de tener la precaución de atender los tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo sugeridos por el proveedor, ya que de ello depende asegurar una correcta indicación de flujo (típicamente 10 a 20 diámetro de tubería corriente arriba y 5 corriente abajo).

La mayoría de los proveedores de equipo especifican el límite mínimo de concentración y tamaño de sólidos o burbujas en el líquido para asegurar el funcionamiento del instrumento.

Estos medidores no presentan obstrucción al flujo, no tienen pérdida de presión, por lo que son adecuados para instalarse en tuberías grandes de suministro de agua, donde es esencial que la pérdida de carga sea pequeña (reduce los costos energéticos).

- Para su instalación, no necesita tubería en derivación, ni válvulas de bloqueo, ya que los elementos activos se pueden remplazar sin contacto con el líquido.
- La temperatura de diseño va -60 °C a 260 °C.
- La presión de diseño no está limitada, los rangos de flujo de velocidad van desde 0.2 ft/seg a 60 ft/seg.
- La rangeabilidad de este tipo de medidores de ultrasonido no es una limitante.
- Puede manejar doble flujo y se puede cambiar de tubería.
- Los tamaños de tubería son desde 1/2” hasta 72” con una exactitud de 0.5 a 1%, una exactitud de calibración de 0.10 a 0.25% y repetibilidad de 0.05%.
- El costo de instalación arriba de 6” de tamaño de línea es bajo comparado con una placa de orificio, turbina, medidor de flujo magnético, venturi, vortex.
- Su mayor ventaja es que no tiene partes móviles.

### **Ultrasonicos Tiempo de Transito.**

Están modulados por impulsos. El método diferencial de medida de tiempo de tránsito se basa en un sencillo hecho físico: si imaginamos dos canoas atravesando un río sobre una misma línea diagonal, una en el sentido de flujo y la otra en contra del flujo, la canoa que se desplaza en el sentido del flujo necesitará menos tiempo para alcanzar su objetivo. Las ondas ultrasónicas se comportan exactamente de la misma forma. La velocidad de flujo se determina por la diferencia entre la velocidad de propagación de una onda de sonido a favor y otra en contra del flujo, son los más precisos.

Se utilizan preferentemente con líquidos limpios, aunque algunos permiten medir con cierto contenido de partículas (lodos orgánicos), gas y un % de burbujeo.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

El método de medida es una diferencial por tiempo de tránsito, es decir, mide el flujo tomado el tiempo que tarda la energía ultrasónica en atravesar la sección de tubería con y contra el flujo de líquido en la tubería.

El medidor de flujo ultrasónico opera promedio de velocidad.

El perfil es plano con número de Reynolds altos y alargado con números de Reynolds bajos. Consecuentemente, el factor k de medidor también varía con el número de Reynolds y es impredecible en la región de transición entre las regiones laminar y turbulenta.

Se debe de tener la precaución de atender los tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo sugeridos por el proveedor, ya que de ello depende asegurar una correcta indicación de flujo (típicamente 10 a 20 diámetro de tubería corriente arriba y 5 corriente abajo).

- El burbujeo en el líquido puede provocar atenuación en la señal acústica.
- La presión de diseño es hasta 1000 psi
- La temperatura de diseño (-60 a 200 °C).
- El rango de velocidad de flujo va desde 0.1 ft/seg a 100 ft/seg.
- Los tramos de tubería van desde 1/8” a 120” con espesores de pared desde 1/32” a 3”.
- La exactitud es de 1 a 25% del flujo, la repetividad de 0.5%.

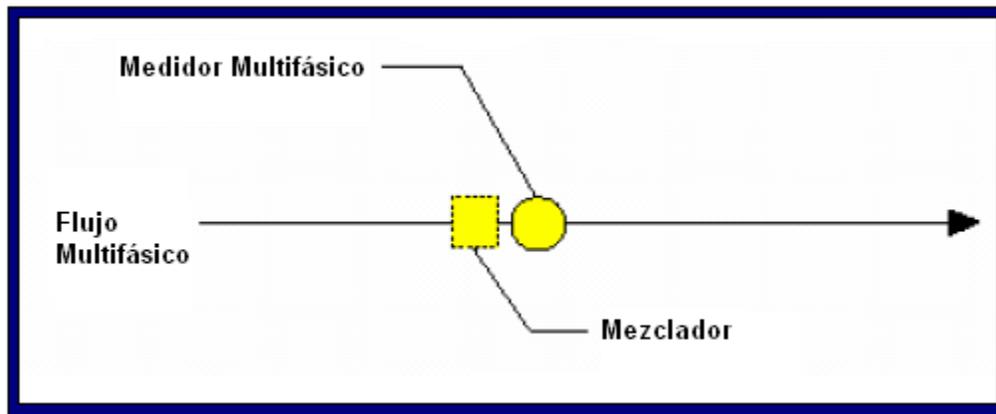
***Principales Características de los Medidores Ultrasónicos:***

- Ambos medidores utilizan ondas de ultrasonido.
- El Efecto Doppler se utiliza para fluidos que tengan impurezas para que la señal pueda rebotar contra ellas; y para líquidos sucios o suspensiones.
- Tiempo de Tránsito se utiliza para fluidos limpios, gases y algunos pueden medir hasta vapores.
- Ambas tecnologías se les utiliza para medir líquidos.
- Requieren tramos rectos corriente arriba y corriente abajo.
- Sin partes móviles en contacto con el fluido fluyendo.
- Sin obstrucción al flujo.
- No genera caída de presión
- Medición de flujo Bi-direccional.
- No requiere periodos cortos de mantenimiento.
- Gran duración y estabilidad.

## 3.2 MEDIDORES MULTIFÁSICOS

Como se mencionó al principio del capítulo los medidores multifásicos pueden ser clasificados dentro de diferentes categorías, ya se describieron los medidores tipo separación, a continuación se describirá los medidores en línea para poder entender el funcionamiento del medidor multifásico.

Los medidores multifásicos en línea ver Fig. 3.2.1 están caracterizados en que la medida completa de las fracciones y velocidades de cada fase se determinan en el mismo medidor, sin necesidad de separar las fases, tampoco se requieren muestras del flujo. El MFM en línea, emplea la combinación de dos o más tecnologías siguientes: principio de medición electromagnética, microondas, capacitancia, conductancia, densidad con rayos gamma, presión diferencial usando venturi, desplazamiento positivo, v-cone y ultrasónico.



**Fig. 3.2.1 Diseño Principal del Medidor Multifásico en Línea**  
Fuente: Handbook Multiphase, Schlumberger.

### 3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR

El medidor multifásico  $V_x$  (fig. 3.2.1.1) utiliza un tubo de Venturi para medir la producción en condiciones de línea bajo cualquier régimen de flujo; es decir posibilita contabilizar los gastos de aceite, gas y agua, cuando están sometidos a la presión y temperatura de proceso sin necesidad de separación de las fases.

Como se menciona en el Capítulo 2 en los pozos de exploración, se utilizan separadores prueba para separar, medir y obtener muestras del efluente del pozo. A pesar de que el uso de dichos separadores ha sido el estándar de la industria para las pruebas de pozos y la asignación de la producción, su desempeño normalmente no es infalible ante la presencia de espumas, emulsiones de agua petróleo o cuando la producción se presenta en baches (slug flow). Además los separadores de prueba convencionales son, por lo general, limitados en su capacidad para procesar los fluidos producidos, restringiendo el flujo máximo y

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

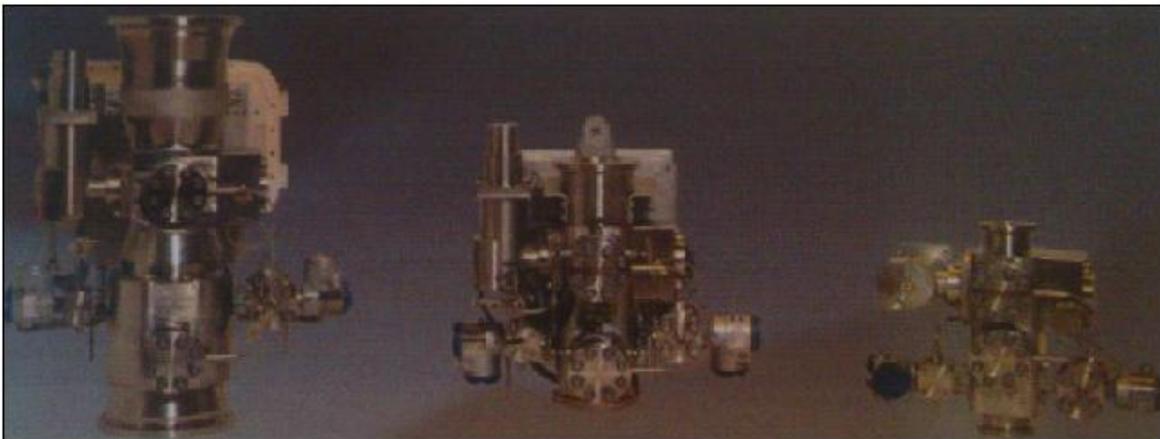
---

perjudicando potencialmente los ingresos provenientes de pozo. Es por ello que están siendo más utilizados otros tipos de medidores de flujo multifásico que superan muchas de estas limitaciones.

Se han desarrollado sistemas de superficie móviles y permanentes – el equipo de flujo multifásico y vigilancia permanente de la producción del pozo, Phase Watcher, y el equipo portátil Phase Tester para pruebas de pozos multifásicas periódicas con tecnología Vx para controlar los pozos en ambientes difíciles. Estos sistemas combinan una medición del flujo másico a través de un tubo Venturi con una medición de rayos gamma de energía dual. Mediciones de presión y temperatura complementan la información necesaria para definir la relación Presión- Volumen- Temperatura (PVT) dentro de la línea de flujo.

De esta manera se proporcionan datos precisos y continuos de todas las fases, permitiendo el cálculo de las fracciones de cada una de las fases petróleo, gas y agua a intervalos de 45 HZ.

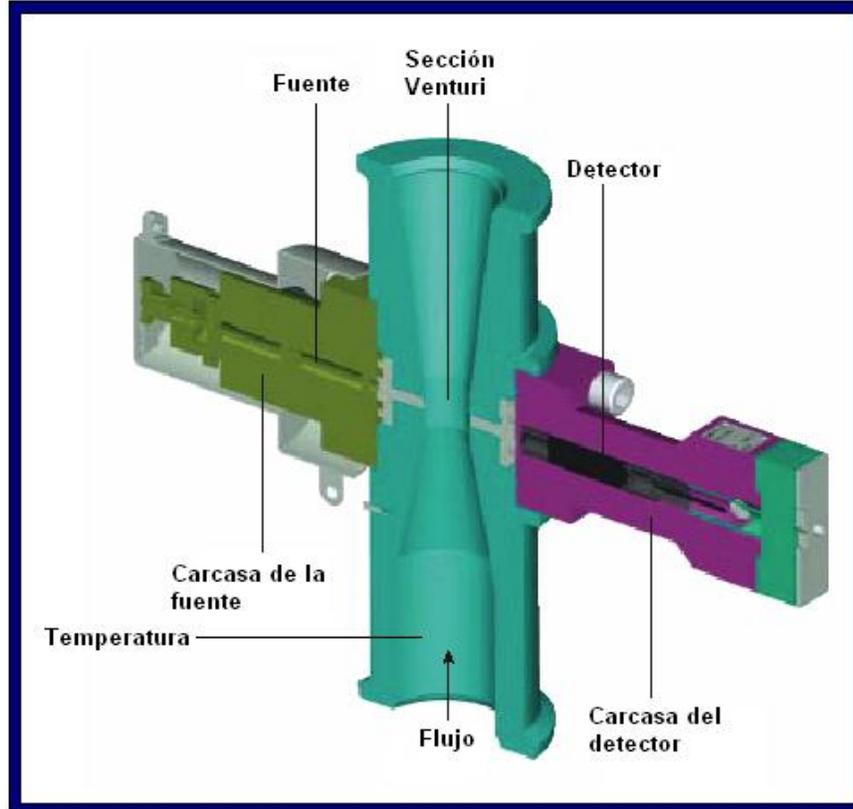
Los sistemas Vx son más fáciles de instalar, más seguros y más eficientes que los separadores de prueba. Por otro lado no requieren la separación de las fases o el acondicionamiento del flujo aguas del punto de medición y pueden adaptarse a necesidades de prueba más extensas. Además ocupan menos espacio.



**Fig. 3.2.1.1 Medidor Multifásico Vx. Diferentes tamaños de sección de medición. De izquierda a derecha: 88 mm, 52 mm y 29 mm.**

Fuente: WEC México 2010 Schumberger

La tecnología Vx ha demostrado ser más exacta que los separadores de prueba porque las mediciones se llevan a cabo continuamente a una alta frecuencia de muestreo, permitiendo inclusive efectuándolas con precisión en los flujos baches.



**Fig. 3.2.1.2 Flujo a través del Medidor Multifásico.**  
Fuente: Multiphase Well Testing, Schlumberger

El uso de un tubo Venturi facilita la medición de los porcentajes de flujo masico debido a su simplicidad, su eficiencia para mezclar las fases y el hecho de que la caída de presión a través del mismo se puede convertir a valor de flujo masico, puesto que la densidad del fluido se mide óptimamente. El flujo monofásico o multifásico a través del mencionado equipo (Fig. 3.2.2) se puede describir sencillamente como está en la ecuación siguiente.

$$Q_{total} = K \left( \frac{\Delta p}{r_{mezcla}} \right)^{1/2} \quad (3.2.1.1)$$

donde:

$Q_{total}$  = Es el gasto volumétrico total

$k$  = Es la constante de proporcionalidad para el Venturi específico

$\Delta p$  = Es la diferencia de presión medida por dos medidores de presión absoluta o un medidor de presión diferencial

$r_{mezcla}$  = Es la densidad medida del fluido o de la combinación de fluidos.

## **Tecnología Vx**

Esta tecnología cuenta con un detector de absorción de energía de rayos gamma de alto rendimiento y un modelo de flujo actualizado basado en diseños probados en campo. La tecnología Vx tiene una excelente respuesta dinámica a la fluctuación de flujos, una gran exactitud, y una resolución y repetitividad incorporables.

Su respuesta dinámica excepcional reduce los tiempos de operación y proporciona información valiosa para el diagnóstico y la optimización del pozo. Como se mencionó anteriormente, estos medidores son más precisos que los sistemas basados en separación de fases, ya que son independientes de la eficiencia de separación e insensibles a los baches, espumas y emulsiones.

Los medidores fabricados con la tecnología Vx no requieren control alguno del proceso porque son insensibles a las variaciones del gasto y las fracciones de cada fase, así como también a las variaciones de presión. El núcleo de la sección de medición es un dispositivo sin partes móviles que puede montarse en un patín portátil para instalaciones temporales, como unidad móvil, o instalado como un dispositivo de medición continua.

La definición del gasto másico se hace de manera convencional usando un tubo Venturi con sensores de presión absoluta y diferencial. Dentro de los tubos de este tip, en los medidores multifásicos, suceden varios hechos imprescindibles, y a menudo a muy altas frecuencias. El correcto modelado del flujo en combinación con un diseño clave, resuelven estos fenómenos y aseguran una medición precisa bajo condiciones.

## **Principio Operacional**

El medidor Multifásico Vx está preparado para medir la producción en condiciones de línea. A continuación se describen los pasos para determinar los gastos de aceite, agua y gas en condiciones estándar.

El calculo de la fracción de cada fase- porcentaje de la sección transversal (A) que ocupa cada fase en la línea (fig. 3.2.1.3), se efectua utilizando una fuente emisora y un detector de rayos gamma.

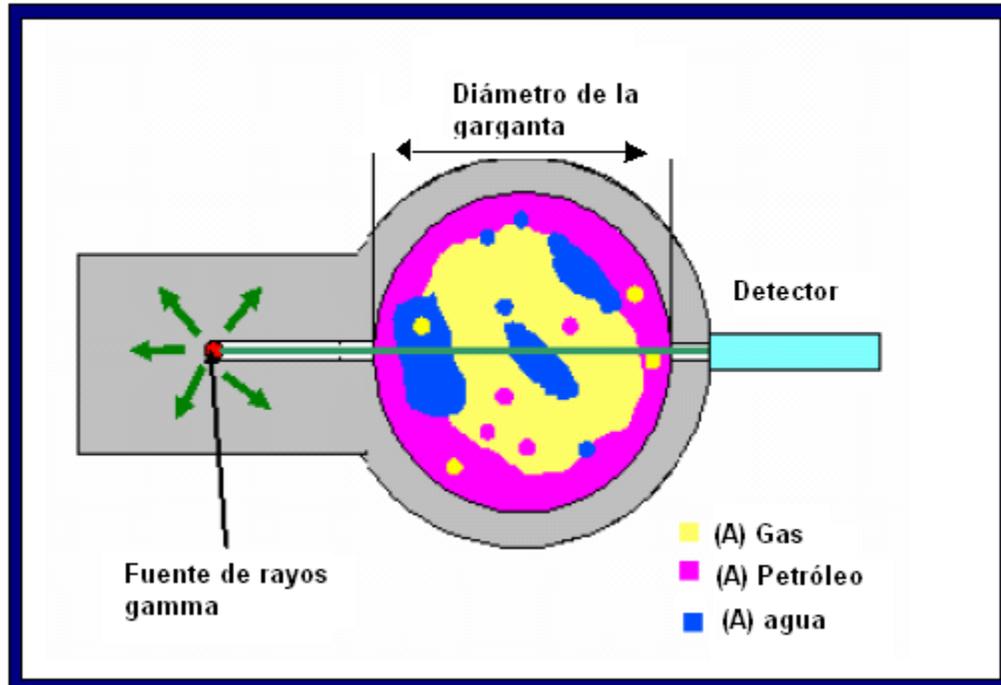


Fig. 3.2.1.3 Porcentaje de la sección transversal (A) de la línea de flujo ocupada por cada fase.  
Fuente: Multiphase Well Testing, Schlumberger

Para realizar este cálculo esta prueba comienza con la medición del nivel de energía inicial de la fuente emisora con el detector de rayos gamma, manteniendo únicamente aire en el interior del medidor. Posteriormente, se miden los niveles de energía resultantes cuando se colocan muestras representativas de los diferentes fluidos por separado. Con este valor inicial y los valores resultantes en combinación con las densidades de los diferentes de los diferentes fluidos, se determina la atenuación de masa individual de cada fase, la cual es una propiedad física distintiva de cada fluido.

Durante el transcurso de la medición, el detector de rayos gamma mide un nivel de energía atenuado por la mezcla de fluidos pasando por el medidor y lo compara con el nivel de energía inicial indicado por el detector cuando el medidor se encuentra completamente lleno de aire. Esta atenuación es causada por la fracción másica de cada fase.

Debido a que la fuente emisora cuenta con la particularidad de emitir dos niveles de energía y dado que la suma de las fracciones de las fases es igual al 100% se puede formular un sistema de tres constituyentes con tres incógnitas. Las fracciones de cada fase constituyen las incógnitas del sistema.

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

---

$$N_1 = N_0(E_1) \cdot \exp[-(\rho_o \cdot \mu_{o1} \cdot h_o + \rho_w \cdot \mu_{w1} \cdot h_w + \rho_g + \mu_{g1} \cdot h_g) \cdot d] \quad (3.2.1.2)$$

$$N_2 = N_0(E_2) \cdot \exp[-(\rho_o \cdot \mu_{o2} \cdot h_o + \rho_w \cdot \mu_{w2} \cdot h_w + \rho_g + \mu_{g2} \cdot h_g) \cdot d] \quad (3.2.1.3)$$

$$y h_o + h_w \cdot h_g = 1$$

$$Q_T = \text{funct.}(\rho_{mix}, \Delta P) \quad (3.2.1.4)$$

Donde

$$\rho_{mix} = h_o \cdot \rho_o + h_w \cdot \rho_w + h_g \cdot \rho_g$$

$$Q_o = h_o \cdot Q_T \quad (3.2.1.5)$$

**donde**

$N_1$  = Nivel 1 de energía resultante medido por el detector.

$N_2$  = Nivel 2 de energía resultante medido por el detector.

$N_0(E_1)$  = Nivel inicial 1 de energía medido por el detector (aire en el interior del medidor).

$N_0(E_2)$  = Nivel inicial 2 de energía medido por el detector (aire en el interior del medidor)

$h_o$  = Porcentaje de sección transversal ocupada por el aceite.

$h_w$  = Porcentaje de sección transversal ocupada por el agua.

$h_g$  = Porcentaje de sección transversal ocupada por el gas.

$\rho_o$  = Densidad del aceite.

$\rho_w$  = Densidad del agua.

$\rho_g$  = Densidad del gas.

$\rho_{mix}$  = Densidad de la mezcla

$\mu_o$  = Atenuación de masa del aceite.

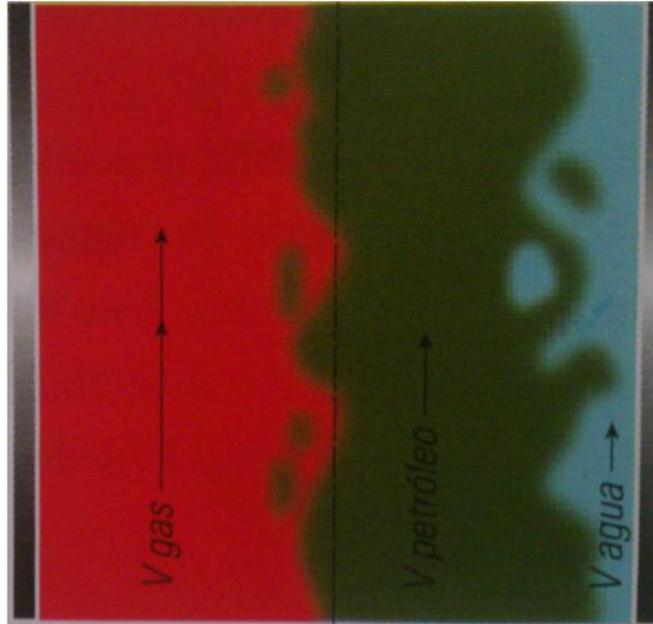
$\mu_w$  = Atenuación de masa del agua.

$\mu_g$  = Atenuación de masa del gas.

Las velocidades individuales de cada fase de la mezcla (Fig. 3.2.1.4) se calculan mediante una “ley de deslizamiento” esta ley tiene sus fundamentos en la mecánica de fluidos e involucra únicamente las propiedades PVT de cada una de las fases para diferentes sus velocidades.

Para obtener una mayor precisión en los resultados, la medición del nivel de energía resultante y la resolución del sistema de ecuaciones se realiza 45 veces por segundo.

Conocidas las fracciones, es posible determinar la densidad de la mezcla y, combinándolas con la presión diferencial medida a través del tubo Venturi, se efectúa el cálculo del gasto másico total.



**Fig. 3.2.1.4 Velocidades individuales (V) de cada una de las fases por la línea.**  
Fuente: WEC México 2010 Schumberger

Conocidas las fracciones y las velocidades individuales de cada fase, se calcula la relación agua- líquido (WLR, por sus siglas en inglés) y la fracción de volumen de gas (GVF, por sus siglas en inglés). Con el gasto másico total obtenido en el tubo Venturi y los factores GVK y WLR, se computan los gastos individuales de agua, gas y aceite.

Los resultados tasas primas del medidor son obtenidos en condiciones de línea. Utilizando las propiedades PVT de cada fluido, los gastos se condiciones de línea se llevan a condiciones estándar (resultados secundarios).

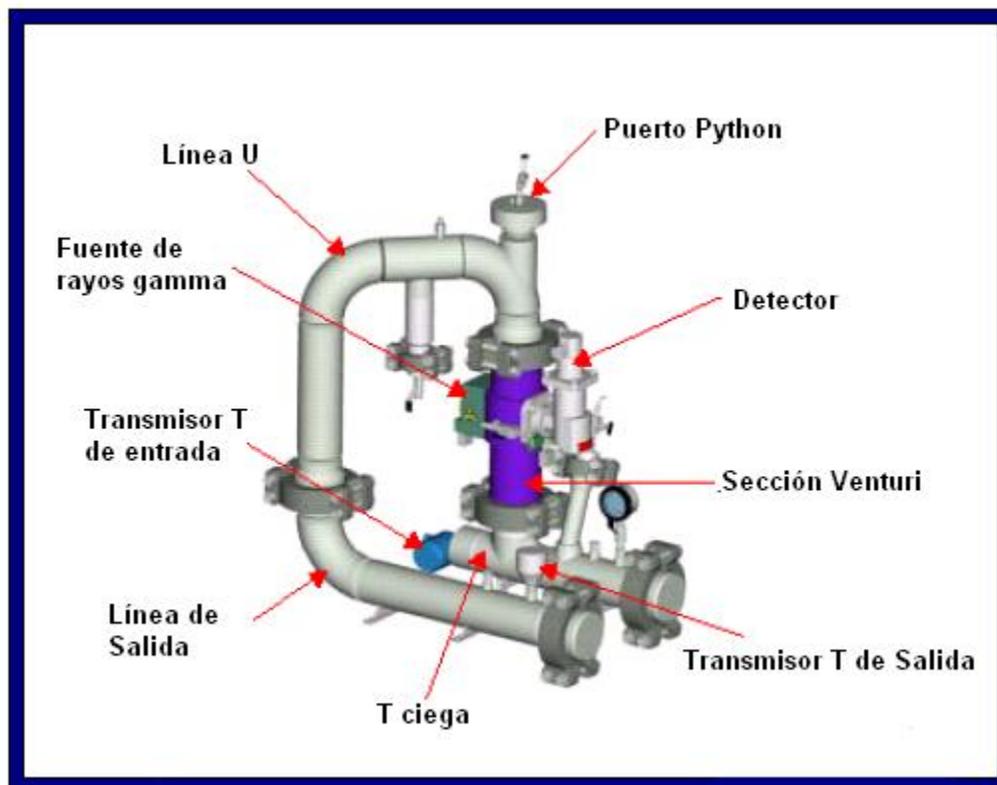
Para el cálculo correspondiente al aceite, se tienen en cuenta el factor de reducción de volumen por temperatura y el factor de encogimiento. Este ultimo factor esta directamente relacionado con la solubilidad del gas en el aceite ( $R_s$ ). Para el cálculo del flujo de gas se utiliza la ley de los gases ideales.

El medidor multifásico Vx cuenta con una T ciega que se conecta a la entrada del tubo Venturi (sección de medición) y su función es actuar como filtro para general un perfil de flujo predecible. Esta T remueve de manera efectiva las anomalías del flujo ocasionada por condiciones de fondo o el trayecto de la tubería de superficie Iguualmente elimina las inestabilidades de alta frecuencia en la garganta de dicho tubo. La combinación de control del perfil de flujo con el muestreo y procesamiento de alta velocidad, permite la formulación de una ley de desplazamiento. Esta ley

describe la diferencia de velocidad entre fases, lo cual es un punto crítico en la medición multifásica.

El muestreo y procesamiento de alta velocidad, combinados con el control del perfil de flujo y una robusta ley de desplazamiento aseguran una caracterización completa del flujo del pozo.

Esta adquisición es independiente al régimen de flujo corriente aguas arriba del medidor y se realiza de una manera compacta y rentable.



**Fig. 3.2.1.5 Componentes Extenos del Medidor Multifásico Vx**  
Fuente: WEC México 2010 Schumberger.

## **CAPITULO 4 PROCEDIMIENTOS DE INTALACIÓN DE UN EQUIPO DE SEPARACIÓN PORTATIL PARA LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN POZOS Y PRIMERAS ETAPAS DE SEPARACIÓN.**

Como pudimos observar en los capítulos anteriores la medición de flujo es muy importante en la industria de la producción, todos los conceptos mencionados facilitan el entendimiento del proceso de la medición, así como también facilita la selección adecuada del equipo de medición. El objetivo principal de este trabajo es la medición en las primeras etapas de separación, revisando los tipos de medidores que pueden aplicar para este objetivo, ahora vamos a revisar los procedimientos que se llevan a cabo en el campo considerando todo lo anterior, cabe mencionar que este es el desarrollo puntual de la experiencia profesional adquirida.

El objetivo de establecer procedimientos de instalación de un equipo de separación portátil para la medición de hidrocarburos en pozos, es aumentar la eficiencia e incrementar la confiabilidad en la medición de hidrocarburos, así como contar con un monitoreo eficiente de la producción de hidrocarburos a fin de disponer con el control de los volúmenes de producción diario de crudo en instalaciones del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, a través del servicio de medición, “Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo”.

Los requerimientos de medición de flujo en la industria petrolera y del gas son probablemente los más complejos de todos los sectores industriales.

Por lo general, los fluidos o mezclas que requieren mediciones son:

- Los gases y líquidos puros
- Las mezclas monofásicas
- Multi-fase (gas-líquido, sólido –combinaciones)

Resultados consistentes

Un resultado de una medición es consistente cuando:

- El instrumento o sistema de medición fue calibrado con patrones que tienen trazabilidad a los patrones nacionales.

Los resultados de la calibración del sistema de medición son aplicados.

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

---

Aplicados se refiere a la consistencia en el uso de los resultados. Es decir, no basta con tener un certificado de calibración para el equipo, hay que aplicar consistentemente los resultados de la calibración.

El instrumento se mantiene bajo las condiciones de operación que prevalecieron durante la calibración en sitio.

El sistema de medición es sometido a un programa de verificaciones apropiadas para asegurar la confiabilidad de los resultados durante la operación.

La verificación es una actividad de la confirmación metrológica que no debe olvidarse en los sistemas de medición de flujo de hidrocarburos.

- Si algunos de los puntos anteriores no cumple, la incertidumbre declarada del sistema de medición pierde su validez.

En el siguiente esquema se mencionan los objetivos de cada uno de los procedimientos esto con el fin de contar con una medición segura y confiable.

<b>Calibración de Flujo</b> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Volumétrico</li><li>➤ Másico</li></ul>	<b>Procedimiento Para Meter Pozos a Medición por medio del Modulo de Separación Portátil “Chicón-Metro”</b>	<b>Procedimiento Para el Retiro y Transporte de Modulo de Separación Portátil “Chicón-Metro”</b>
<b>Objetivo</b> <p>Conocer la metodología que se lleva a cabo en calibración de flujo Volumétrico y la calibración de flujo Másico.</p>	<b>Objetivo</b> <p>Establecer la metodología para meter pozos a medición con la finalidad de conocer los volúmenes de líquido y gas producidos, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, la instalación y la protección al entorno.</p>	<b>Objetivo</b> <p>Establecer la metodología para el retiro y transporte de modulo de separación portátil “chicón-metro”, con la finalidad de llevarlo a la localización donde sea requerida la medición, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, equipo y la protección al entorno.</p>

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”**

---

**Procedimiento Para Mantenimiento a Válvulas de Seguridad y Alivio Accionadas por Perno Calibrador Rompible (Para Bombeo de Aceite)**

**Objetivo**

Establecer la metodología para el mantenimiento a las válvulas de seguridad y alivio accionadas por perno calibrador rompible, con la finalidad de mantener en condiciones seguras de operación las instalaciones y efectuar medición en forma correcta en los aparatos de medición, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, la instalación y la protección al entorno ecológico.

**Procedimiento Para Mantenimiento a Válvulas Porta Placa de Orificio (fitting).**

**Objetivo**

Establecer la metodología para dar mantenimiento a válvulas porta placa de orificio (fitting), con la finalidad asegurar el buen funcionamiento y prolongar la vida útil de las válvulas, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, equipo y la protección al entorno

**Procedimiento Para Mantenimiento a Indicadores de nivel Óptico**

**Objetivo**

Establecer la metodología para llevar a cabo el mantenimiento a indicadores de nivel óptico, con la finalidad asegurar el buen funcionamiento y prolongar la vida útil del mismo, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, equipo y la protección al entorno.

**Procedimiento Para Mantenimiento a Válvula Motora**

**Objetivo**

Establecer la metodología para llevar a cabo el mantenimiento a las válvulas motoras, con la finalidad asegurar el buen funcionamiento y prolongar la vida útil del mismo, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, equipo y la protección al entorno.

**Procedimiento Para Instalar y dar Mantenimiento en Campo al Registrador de Presión o Manógrafo**

**Objetivo**

Establecer la metodología para instalar y dar mantenimiento en campo al registrador de presión o manógrafo, con la finalidad de conocer las lecturas correctas, realizando esta actividad en condiciones de seguridad que garanticen la integridad del personal, la instalación y la protección al entorno.

## **4.1 CALIBRACIÓN DE FLUJO**

La calibración de los medidores de flujo consiste en la comparación de las señales de salida de un instrumento en particular contra un patrón de incertidumbre conocida, esta requiere una medición de flujo con máxima exactitud, usualmente con sistemas que colectan el flujo total de fluido durante un intervalo de tiempo medido. Este flujo es convencionalmente medido volumétricamente o gravimétricamente, la medición o cálculo de la densidad es frecuentemente requerida en ambos casos.

Para medir el flujo de líquidos para calibración se requieren instrumentos para medir masa, tiempo, longitud y temperatura muy exactos y con incertidumbre conocida. Las incertidumbres implicadas en mediciones de flujo de fluidos resultan del tipo de instalaciones y procedimientos utilizados en la calibración. Estas incertidumbres se deben a la falta de habilidad para:

- Establecer y mantener un flujo estable.
- Procedimiento de medición de flujo.
- Separar la imprecisión debida a la estabilidad de flujo de la imprecisión del patrón de calibración de flujo.
- Determinar y establecer de forma pertinente las propiedades de los fluidos.
- Suprimir completamente perturbaciones sistemáticas de flujo.

### **Calibración de Flujo Volumétrico**

Puesto que un líquido puede ser contenido dentro de un recipiente abierto, uno de los métodos más convenientes para la calibración de medidores de flujo de líquidos es el empleo de patrones volumétricos calibrados, este método es utilizado en muchos laboratorios del mundo. Los instrumentos y el equipo que se requieren para la calibración son:

- Medida volumétrica cuya capacidad debe ser igual o mayor al volumen colectado al flujo máximo del medidor en un minuto.
- Sensores de temperatura instalados en la medida volumétrica y en la línea, lo más cercano al medidor de flujo con resolución de 0.1 °C o mejor. Incertidumbre en la medición de temperatura  $\pm 0.2$  °C o mejor.
- Sensor de presión con una incertidumbre en la medición de  $\pm 0.05$  MPa o mejor. En algunas mediciones de hidrocarburos recomiendan una incertidumbre de  $\pm 0.025$  MPa o mejor.
- Cronómetro con resolución de 0.01 s.

Para realizar la calibración de forma correcta y confiable se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

- El medidor de flujo debe de ser calibrado con el líquido o líquidos a emplear.
- El medidor de flujo debe ser instalado de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- No debe existir vibración o pulsaciones que puedan afectar el comportamiento del medidor de flujo.
- El número de valores de flujo seleccionados debe estar entre 2 y 5 flujos diferentes dentro del alcance del medidor.

El procedimiento general para la calibración de medidores de flujo empleando una medida volumétrica se describe a continuación.

1.- Nivelar la medida volumétrica.

2.- Corridas de ambientación con el objeto de estabilizar las condiciones de prueba tanto del medidor de flujo como de la medida volumétrica a emplear.

3.- Verificar la instalación por fugas.

4.-Fijar el flujo de prueba a través de la operación de la válvula instalada a la salida del medidor de flujo.

5.- Determinar el flujo empleando el indicador del medidor y/o un cronómetro durante la prueba, cerrar la válvula de drenado de la medida volumétrica con el objeto de llenarlo.

6.- Cuando la medida volumétrica se ha llenado hasta algún punto de la escala, de preferencia el cero, cerrar la válvula de llenado del patrón.

7.- Abrir la válvula de drenado de la medida volumétrica para vaciarla. Cuando el nivel de líquido aparece en la mirilla del cuello inferior de la medida volumétrica, se debe cerrar la válvula de drenado y abrir la válvula de ajuste del cero dando un tiempo de escurrimiento de 30 s antes de cerrarla.

8.- Verificar que el indicador del medidor marque cero y/o efectué la lectura inicial del medidor.

9.- Iniciar las corridas al flujo predeterminado, abriendo la válvula de llenado de la medida volumétrica.

10.- Mientras se recolecta el volumen en la medida volumétrica efectuar y registrar la lectura de temperatura y de la presión de la línea, así como el flujo indicado.

11.- Cuando aparezca el líquido en el cuello superior dejar que se acerque al volumen nominal y cerrar la válvula de llenado de la medida volumétrica.

- 12.- Registrar la lectura del medidor.
- 13.- Registrar la lectura de la escala de la medida volumétrica.
- 14.- Registrar la temperatura de la medida volumétrica.
- 15.- Repetir el procedimiento, al menos tres veces para cada flujo.
- 16.- Calcular el mensurando e incertidumbre con los datos obtenidos.

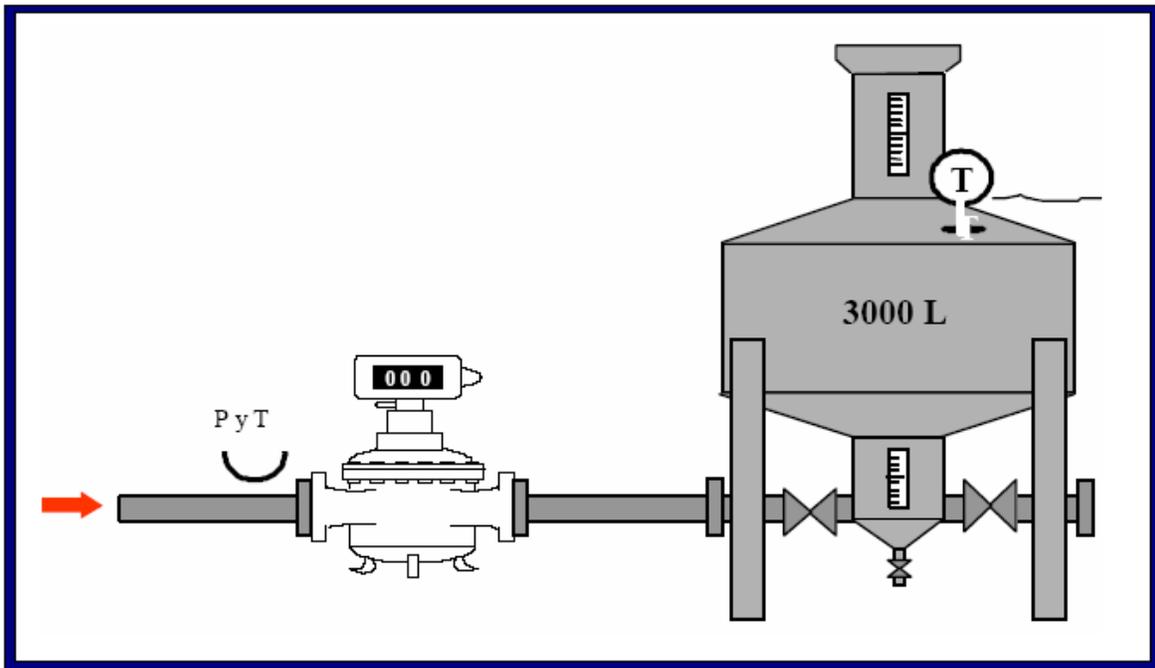


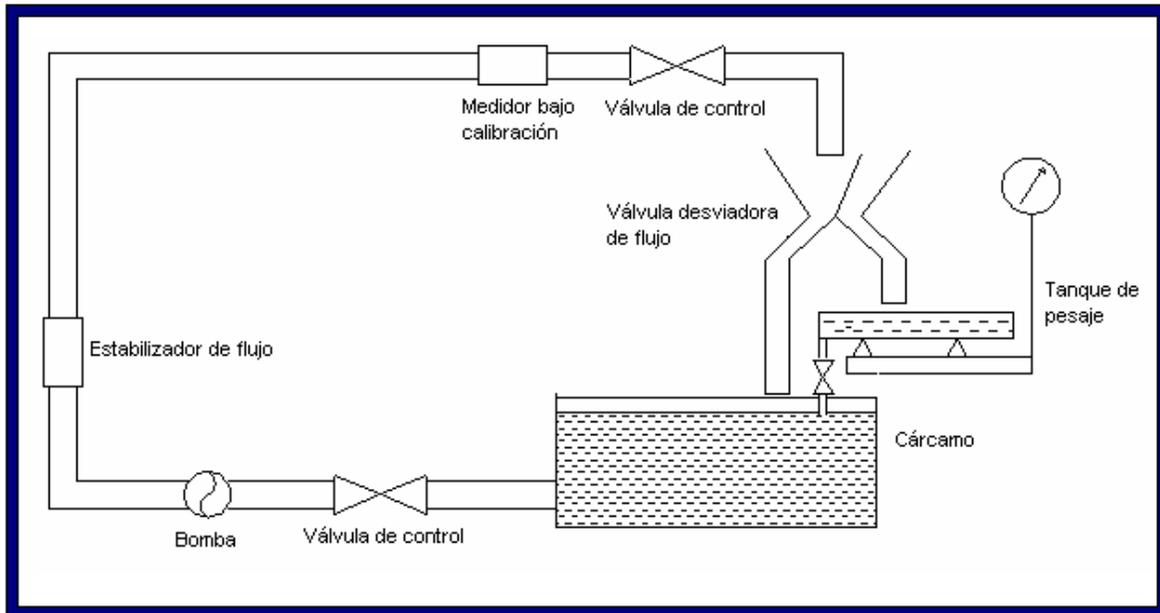
Fig. 4.1.1 Tanque para la calibración de un medidor de flujo por sistema volumétrico

### Calibración de Flujo Másico

Dependiendo del fluido, diferentes procedimientos y equipos son usados para medir la masa del flujo y de esta forma realizar la calibración de medidores de flujo. El procedimiento más usado es por pesado directo del líquido recolectado y la medición del tiempo de recolección.

El sistema estático de pesado (figura 4.1.2), es un método de calibración de flujo másico en el cual, el líquido es directamente pesado cuando está en reposo, antes y después de que el flujo sea recolectado. El flujo al tanque de pesado es controlado por medio de una válvula desviadora de flujo que acciona un interruptor de tiempo que mide el intervalo de tiempo de recolección en el tanque de pesado. Este intervalo de tiempo, en conjunto con la masa de fluido colectada determinada por pesaje determina el flujo másico. Es recomendable que la válvula desviadora

de flujo, en su movimiento a través del chorro lo corte tan rápidamente como sea posible para ayudar a disminuir la posibilidad de un error significativo en la desviación de flujo.



**Fig. 4.1.2 Diagrama del sistema estático de pesado para la calibración de un medidor de flujo.**

## **4.2 PROCEDIMIENTO PARA METER POZOS A MEDICIÓN POR MEDIO DEL MODULO DE SEPARACIÓN PORTÁTIL “CHICÓN-METRO”**

### **Ámbito de la Aplicación, Alcance y Responsabilidades**

Este procedimiento es de aplicación obligatoria para el personal operativo en el desarrollo de la actividad descrita, apegándose al mismo en la medida de lo posible, de acuerdo a las condiciones particulares de la instalación en cuestión.

Es responsabilidad del personal, cumplir con las recomendaciones de seguridad que deben observarse durante la aplicación de este procedimiento, así como reportar al jefe inmediato cualquier anomalía presentada en la instalación como en la realización de la actividad.

### **Marco Normativo**

- Norma Interna para la Documentación y Autorización de Procedimientos en Pemex Exploración y Producción (200-27100-NI-01) Versión Segunda Febrero 2001.
- Procedimiento para la elaboración y registros de documentos normativos de la dirección corporativa de seguridad industrial y protección ambiental. Octubre de 2000.
- Lineamiento corporativo para la elaboración, revisión, aprobación, control y distribución de documentos normativos de petróleos mexicanos. DCSSI-L-AC-004. Febrero de 1998.
- Procedimiento para normas y especificaciones técnicas de temas generales, terminología y sistemas de calidad. P.1.000.07 septiembre de 1999.
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Reglamento de Seguridad de Higiene de Petróleos Mexicanos.
- Manual del Sistema PEMEX-SSPA, marzo de 2008.
- Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico; N0.2.203.01.
- Procedimiento para elaborar Procedimientos e Instructivos de Trabajo en PEMEX Exploración y Producción clave PG-NO-OP-001-2007, diciembre 2007, Versión cuarta.
- Procedimiento para Desarrollar el Proceso de Disciplina Operativa en Pemex Exploración Producción clave: PG-NO-TC-004-2007, enero 2007, Versión segunda.
- Norma interna para la documentación y Autorización de Procedimientos de PEP. Versión 2a de febrero de 2001, clave 200-27100-NI-01.

## **Definiciones**

<b>Presión</b>	Fuerza ejercida por unidad de área, usualmente expresada en lb/plg <sup>2</sup> o kg/cm <sup>2</sup> .
<b>Contrapresión.</b>	Presión que existe en la línea de descarga y la batería de separación. También depende de la longitud que tenga el oleogasoducto y el tipo de fluido que se transporte por él.
<b>Cruceta porta estrangulador</b>	Dispositivo en el cual se aloja el estrangulador positivo.
<b>Manógrafo</b>	Elemento registrador que proporciona una lectura
<b>Manómetro</b>	Dispositivo para medición de la presión con lectura graduada
<b>M.S.P.</b>	Modulo de Separación Portátil.
<b>Separador.</b>	Equipo cuya función es separar el gas de los líquidos que convergen a él por medio de presión y densidad de los fluidos que entran además de mecanismos de control de presión y nivel. Hay gran variedad de ellos en el mercado, los más utilizados son los verticales y horizontales (ambos bifásicos aunque también hay trifásicos).
<b>Bypass</b>	Palabra anglosajona utilizada para términos petroleros que significa derivación

## **Requisitos de Seguridad, Salud y Protección Ambiental**

Antes de aplicar este procedimiento, el personal involucrado debe conocer y comprender cada una de las actividades descritas en el mismo y cumplir con las siguientes obligaciones:

### **a) Seguridad**

- Utilizar el cinturón de seguridad durante su traslado a cualquier instalación
- Utilizar el Equipo de Protección Personal Básico al entrar, permanencia y durante la ejecución de las actividades en el área de trabajo (Ropa de algodón con el logotipo de la empresa, gafete, botas, casco y lentes de seguridad)
- Utilizar equipo de protección auditiva en las áreas marcadas.
- Utilizar el equipo de respiración autónoma en atmósferas con presencia de hidrocarburos o gas sulfhídrico.
- Conocer e identificar las rutas de evacuación del área o instalación en donde se labora y mantener éstas libres de obstrucciones.
- No permitir la entrada o retirar al personal que no cumpla con las disposiciones de seguridad
- En general cumplir con el Reglamento de Seguridad e Higiene.

### **b) Salud**

- Tener a la mano las hojas de datos de seguridad de las sustancias que se manejan así como de reactivos, lubricantes y solventes utilizados
- No almacenar recipientes con muestras o solventes de sustancias peligrosas o tóxicas.
- Solicitar pruebas que verifiquen una atmósfera apropiada si se considera que la salud está en riesgo.

### **c) Protección Ambiental**

- Implantar prácticas de ahorro de la energía eléctrica y de disminución en el uso de materiales no renovables.
- Reportar las fugas y derrames evitando la contaminación de cuerpos de agua.
- Verificar purgas, venteos y conexiones para minimizar las emisiones fugitivas así como el pilotaje de quemadores.
- Solicitar de inmediato el saneamiento de áreas con derrame de hidrocarburos.
- Clasificar la basura de acuerdo con el tipo de desecho y mantener el área de trabajo limpia.

- Cuidar que durante y después de ejecutar el trabajo no se contamine el entorno ecológico.

### **Recomendaciones de Seguridad de las Actividades Críticas**

Antes de abrir cualquier pozo al “chicón-metro” debe verificar que la válvula de entrada al separador se encuentre abierta para permitir que los fluidos accedan al separador. También debe verificar que la válvula del bypass del separador se encuentre cerrada para evitar que el fluido pase directamente a la línea de producción general.

Debe verificar que se encuentre abierta la salida de líquidos del separador hacia la línea de producción general, en caso de no estar así abrirla. También debe alinear el flujo hacia el controlador de nivel del separador.

Antes de iniciar a abrir un pozo al “chicón-metro” debe verificar en la cruceta porta-estrangulador que se encuentre alojado el estrangulador positivo necesario o conforme a programa para su apertura.

Es indispensable que al abrir el pozo lo realice lentamente hasta estabilizar el flujo de los hidrocarburos producidos, además es necesario desfogar el contenido de gas en forma lenta para no alterar las condiciones de operación del “chicón-metro” y principalmente de los separadores, por lo que es importante mantener comunicación con el operador en turno.

Al momento de tener nivel de líquidos en el separador que se encuentra abierto, solicitar al personal la calibración del equipo controlador de nivel de líquido dentro del separador y verificar su correcta operación.

El equipo de regulación de gas al quemador (en caso de contar con él) debe operar de manera correcta, por lo que si observa alguna anomalía en el equipo debe informar al personal corrija anomalía para mantener las condiciones de operación del “chicón-metro”, en caso de ser necesario, controlar la presión del “chicón-metro”, por medio de la válvula del by-pass.

### **Descripción Detallada de las Actividades**

El personal encargado de meter pozos a medición, por medio del modulo de separación portátil “chicón-metro”, deberá asegurarse de contar con el material y herramienta necesaria para realizar los trabajos.

Conocer perfectamente la operación del equipo.

Estar seguro de los movimientos y operaciones que vaya a realizar, de no ser así, detenerse y preguntar a su jefe inmediato.

Tomar nota de todos los trabajos realizados.

Reportar inmediatamente a las jefaturas de los pormenores del suceso.

### **Procedimiento Para Alinear Pozos a Modulo de Separación Portátil**

1.- Coordinar con su jefe inmediato las actividades para meter pozos a medición por medio del modulo de separación portátil “chicón-metro” y el control del mismo.

2.- Coordinar en sitio con el supervisor de PEMEX en turno para alinear la llegada del pozo al “chicón-metro”.

3.- Verificar las condiciones del árbol de válvulas y de las conexiones superficiales, así como de los mecanismos de seguridad, control y medición en el “chicón-metro”. Con la supervisión del personal de PEMEX.

4.- En caso necesario, solicitar las conexiones superficiales para alinear los pozos al “chicón-metro” a la sección de cuadrillas.

5.- Confirmar programa de medición de pozos y el orden que se va a seguir.

6.- Revisar las condiciones de operación en que se encuentra el separador.

7.- ¿Se encuentra en condiciones de separación?

Si: Continuar en la actividad 8

No: Regresar a la actividad 6

8.- Sobre la línea de medición abrir la válvula de seccionamiento para alinear la medición a producción general.

9.- Cerrarla válvula de producción y abrir la válvula de medición (de ser posible simultáneamente) del pozo programado.

10.- Abrir válvula de seccionamiento de la salida del separador para alinearlo al colector.

11.- Alinear a través del bypass el Modulo de Separación Portátil “chicón-metro” el pozo a medir.

12.- Abrir gradualmente (estrangulada) la válvula de seccionamiento de la entrada al separador.

13.- ¿Tiene válvula reguladora de presión?

Si: Continuar en la actividad 14

No: Solicitar colocación y continuar

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

14.- ¿Se encuentra calibrada la válvula?

Si: Continuar en la actividad 15

No: Calibrar y continuar 15

15.- Operar separador manualmente y llegar a controlar hasta obtener una presión de separación de acuerdo a los parámetros del comportamiento del pozo.

16.- Observar manómetro y nivel óptico del separador (en el primero que no y baje la presión de separación requerida para entrar al colector, en el segundo que el nivel óptico se suba y baje y con ello el nivel de líquidos).

17.- Verificar que la válvula de compuerta de entrada (carga) al separador se encuentre abierta y la válvula del bypass cerrada.

18.- Abrir válvula de salida (descarga) del “chicón-metro” y alinear a mecanismos de control de nivel.

19.- Abrir válvula de contrapresión y de descarga al módulo (flote).

20.- Colocar manómetro en la válvula de purga de la cruceta porta estrangulador abrir la válvula verificando la contrapresión y P. F., si es fluyente checar  $P_{TP1}$  y  $P_{TP2}$ .

21.- Anotar la hora de inicio de la medición del pozo.

22.- Confirmar en el “chicón-metro” el incremento de nivel de líquidos y solicitar personal efectúe calibración al equipo de control de nivel del “chicón-metro”.

23.- Esperar a que las condiciones de operación del módulo sean las óptimas ( $P_{sep}$  y nivel de líquido) y que el pozo haya desalojado el gas antes de abrirlo totalmente.

24.- Registrar cada hora el gasto de líquidos obtenido a través del medidor instalado en el “chicón-metro”.

25.- En caso de registrarse cualquier anomalía durante su operación tratar de corregir o en su caso solicitar al especialista de acuerdo a la anomalía.

26.- Mantener en observación y estar al pendiente de cualquier anomalía que pudiera presentar la instalación o el comportamiento del pozo.

27.- De ser necesario y si la presión de los pozos lo permite, ajustar los parámetros de operación del “chicón-metro” ajustando la presión de separación.

29.- Informar a su jefe inmediato de los resultados obtenidos del pozo programado y del programa a seguir.

30.-Realizar reporte de actividades anotando lo acontecido durante la jornada.

#### **4.3 PROCEDIMIENTO PARA EL RETIRO Y TRANSPORTE DE MODULO DE SEPARACIÓN PORTÁTIL “CHICÓN-METRO”**

##### **Ámbito de la Aplicación, Alcance y Responsabilidades**

Este procedimiento es de aplicación obligatoria para el personal operativo en el desarrollo de la actividad descrita, apegándose al mismo en la medida de lo posible, de acuerdo a las condiciones particulares de la instalación en cuestión.

Es responsabilidad del personal, cumplir con las recomendaciones de seguridad que deben observarse durante la aplicación de este procedimiento, así como reportar al jefe inmediato cualquier anomalía presentada en la instalación como en la realización de la actividad.

##### **Marco Normativo**

- Norma Interna para la Documentación y Autorización de Procedimientos en Pemex Exploración y Producción (200-27100-NI-01) Versión Segunda Febrero 2001.
- Procedimiento para la elaboración y registros de documentos normativos de la dirección corporativa de seguridad industrial y protección ambiental. Octubre de 2000.
- Lineamiento corporativo para la elaboración, revisión, aprobación, control y distribución de documentos normativos de petróleos mexicanos. DCSSI-L-AC-004. Febrero de 1998.
- Procedimiento para normas y especificaciones técnicas de temas generales, terminología y sistemas de calidad. P.1.000.07 septiembre de 1999.
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Reglamento de Seguridad de Higiene de Petróleos Mexicanos.
- Manual del Sistema PEMEX-SSPA, marzo de 2008.
- Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico; N0.2.203.01.
- Procedimiento para elaborar Procedimientos e Instructivos de Trabajo en PEMEX Exploración y Producción clave PG-NO-OP-001-2007, diciembre 2007, Versión cuarta.

- Procedimiento para Desarrollar el Proceso de Disciplina Operativa en Pemex Exploración Producción clave: PG-NO-TC-004-2007, enero 2007, Versión segunda.

### **Descripción Detallada de las Actividades**

El personal encargado de del retiro y transporte de modulo de separación portátil “chicón-metro”, deberá portar el equipo de protección. Asegurarse de contar con el material y herramienta necesaria para realizar los trabajos.

Conocer perfectamente la operación del equipo. Estar seguro de los movimientos y operaciones que vaya a realizar, de no ser así, detenerse y preguntar a su jefe inmediato.

Tomar nota de todos los trabajos realizados. Reportar inmediatamente a las jefaturas de los pormenores del suceso durante su jornada y anotarlo en bitácora.

Procedimiento para retirar MSP:

- 1.- Coordinar con su jefe inmediato las actividades para el retiro del “Chicón-metro” a pozos y el control del mismo.
- 2.- Verificar las condiciones del árbol de válvulas y de las conexiones superficiales, así como de los mecanismos de seguridad, control y medición en el MSP.
- 3.- Se devuelven los movimientos en el pozo, cerrando la válvula de contrapresión de la línea de medición y se abre la válvula de la línea de producción general.
- 4.- Cerrar la válvula de entrada del separador.
- 5.- Cerrar la válvula de salida del separador (colector).
- 6.- Cerrar la válvula de entrada del separador (colector).
- 7.- Purgar hasta 0 kg/cm<sup>2</sup> a través de la válvula ½” Ø de la salida de gas del separador. Así como por el filtro del controlador de nivel.
- 8.- Desconectar mangueras de la línea de medición.
- 9.- Para el transporte, el personal que realice esta operación deberá traer licencia vigente, además del equipo de seguridad puesto en el momento de iniciar su jornada de trabajo.
- 10.- Checar las condiciones del vehículo así como, las del remolque que estén en buenas condiciones para realizar su retiro y transporte.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

11.- Enganchar el remolque a la camioneta por medio del tirón verificando que quede bien sujeta y asegurada.

12.- Levantar gatos tanto de la parte delantera como la trasera del remolque.

13.- Conectar las luces intermitentes y direccionales del remolque a la camioneta verificar su correcto funcionamiento.

14.- Se debe asegurar que el remolque no tenga suelta ninguna parte móvil y que las mangueras se encuentren atadas firmemente a la base del remolque o en la bodega de la camioneta (preferentemente unidad 350) de ser necesario.

15.- Si existe aceite remanente resultado de la medición anterior, se deberá limpiar y aislar evitando durante el retiro y transporte el escurrimiento de dicho hidrocarburo.

16.- Se procede a trasladar el remolque al pozo indicado para llevar a cabo su instalación. Bajo estrictas normas de seguridad para su transporte.

#### **4.4 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO ACCIONADAS POR PERNO CALIBRADOR ROMPIBLE (PARA BOMBEO DE ACEITE)**

##### **Marco Normativo**

- Procedimiento para desarrollar el Proceso de Disciplina Operativa en PEMEX Exploración y Producción, Enero de 2008, Versión Segunda, Clave PG-NO-TC-004-2007.
- Equipo de Protección Personal, Mayo de 2007, Versión Primera, Clave PE-NO-OP-008-2007.
- Manual del Sistema de Permiso para Trabajos con Riesgo, abril de 2004, Clave 200-22100-M-105-0001.
- Procedimiento para apertura de líneas y equipos de proceso, mayo de 2007, Versión Primera, Clave PE-NO-OP-003-2007.
- Procedimiento para la prevención de caídas, mayo de 2007, Versión Primera, Clave PE-NO-OP-002-2007.
- Procedimiento para aislamiento de circuitos y equipos de proceso (colocación de tarjetas, candado, despeje y prueba), mayo de 2007, versión segunda, clave PE-NO-OP-010-2007.
- Procedimiento para el mantenimiento de válvulas de seguridad y alivio, febrero de 2002, Clave 246-25230-MA-317-0008.
- Válvulas de seguridad y alivio, terminología, NOM-H-085-1982.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

- Práctica recomendada para la inspección de dispositivos de alivio de presión, API RP 576, segunda edición, diciembre 2000.
- Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 2006.

## **Definiciones**

**Dispositivo de relevo de presión** Equipo diseñado para prevenir el incremento de la presión interna de un recipiente mas allá de un valor predeterminado; también está diseñado para prevenir excesiva presión de vacío interno.

**Válvula de alivio** Dispositivo automático de relevo de presión, el cual abre en forma gradual en proporción al incremento de presión. Es usado normalmente en el manejo de líquidos, exclusivamente.

**Válvula de relevo de presión** Es un dispositivo automático que está diseñado para abrir a una presión predeterminada y volver a cerrar, previniendo con ello la descarga adicional de flujo, una vez de que las condiciones de operación han sido restablecidas. El término válvula de relevo de presión o válvula de escape se utiliza para denominar indistintamente y en forma general a una válvula de seguridad, válvula de alivio, válvula de seguridad-alivio o a una válvula operada por piloto.

**Válvula de seguridad** Es una válvula de relevo de presión que es accionada por la presión estática que entra en la válvula, y cuyo accionamiento se caracteriza por una rápida apertura audible o disparo súbito.

**Válvula de seguridad-alivio** Dispositivo automático de relevo de presión que puede ser utilizado como válvula de seguridad o como válvula de alivio dependiendo de la aplicación.

## **Recomendaciones de Seguridad de las Actividades Críticas**

Se deberán de aplicar estrictamente los procedimientos de prevención de caídas, aislamiento de circuitos y equipos de proceso, apertura de líneas y equipos de procesos así como también todas las medidas preventivas sugeridas en los puntos señalados para prevenir daños en los trabajadores, instalaciones y medio ambiente.

## **Descripción Detallada de las Actividades**

El personal encargado de brindar mantenimiento a las válvulas de seguridad y alivio accionadas por perno calibrador rompible, deberá asegurarse de contar con el material y herramienta necesaria para realizar los trabajos.

Conocer perfectamente la operación del equipo.

Estar seguro de los movimientos y operaciones que vaya a realizar, de no ser así, detenerse y preguntar a su jefe inmediato.

Tomar nota de todos los trabajos realizados.

Reportar inmediatamente a las jefaturas de los pormenores del suceso.

Procedimiento para brindar mantenimiento a las válvulas de seguridad y alivio accionadas por perno calibrador rompible.

1.-Recibe carta y/o reporte de mantenimiento correspondiente.

2.-Delimitar el área de trabajo, en caso necesario, usando cinta barricada aplicando procedimiento para prevención de caídas.

3.- Entregar aislado y depresionado al personal de PEMEX la válvula de seguridad y alivio si se encuentra en operación.

4.-Cerrar válvulas de descarga y succión.

5.- Abrir válvula de retorno.

6.- Colocar candado y etiquetas de seguridad en las válvulas de descarga y succión aplicando procedimiento para aislamiento de circuitos y equipos de proceso (colocación de tarjeta, candado, despeje y prueba).

7.- Retirar la válvula de seguridad y alivio del equipo que protege.

8.- Desarmar la válvula de seguridad y alivio para su limpieza.

9.- Desenroscar y retirar la tapa de protección del vástago, perno calibrador y disparo.

10.- Retirar del orificio del vástago, el perno rompible o la parte él perno rompible que queda atrapada si esta fue accionada.

11.- Quitar el candado opresor de la base del tapón del vástago, situado en el interior de la válvula.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

- 12.- Retirar el vástago por la parte inferior del cuerpo de la válvula para su limpieza o cambio si presenta daños.
- 13.-Limpiar las demás partes que componen la válvula de seguridad y alivio, reparando o cambiando las que se encuentran dañadas.
- 14.- Armar la válvula de seguridad y alivio.
- 15.- Introducir el vástago dentro del cuerpo de la válvula.
- 16.- Colocar el candado opresor del asiento del tapón.
- 17.- Verificar el deslizamiento del vástago dentro del cuerpo de la válvula.
- 18.-Introducir el perno rompible entre el cuerpo de la válvula y el vástago.
- 19.-Colocar la tapa de protección del vástago.
- 20.- Instalar la válvula de seguridad y alivio armada en el soporte o pedestal del banco de prueba asegurándose que quede completamente fijo.
- 21.- Inyectar presión de 5 Kg/cm<sup>2</sup> a la válvula para verificar que no existan fugas en la misma.
- 22.- Corregir anomalías si existen fugas, depresionando antes la válvula de seguridad y alivio.
- 23.- Efectuar prueba hidrostática inyectando presión a la válvula hasta que esta sea accionada es decir hasta que rompa el perno, tomando lectura en un manómetro.
- 24.- Verificar que la válvula es accionada a la presión deseada.
- 25.- Retirar la protección del vástago y la parte del perno atrapado colocando uno nuevo, ya sea para bajar o subir la calibración, en caso de no haber obtenido la deseada.
- 26.- Retirar la protección del vástago y la parte del perno atrapado, colocando un perno del mismo calibre que el anterior (esto si la válvula fue accionada a la presión deseada).
- 27.-Colocar al cuerpo de la válvula de seguridad y alivio, la tapa de protección del vástago y apretar.
- 28.- Instalar la válvula en el equipo si éste necesita estar en operación.

29.-Poner en operación la válvula de seguridad y alivio retirando candados y tarjetas de seguridad y aplicando procedimiento para apertura de líneas y equipos de proceso.

30.- Abrir la válvula de descarga y la válvula de succión.

31.- Abrir la válvula de retorno.

32.- Efectuar reporte de mantenimiento colocando etiqueta a la válvula de seguridad y alivio la cual contendrá la marca, rango y fecha de calibración y el lugar donde se instaló, además del nombre del operario que efectuó el mantenimiento.

#### **4.5 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A VÁLVULAS PORTA PLACA DE ORIFICIO (FITTING)**

##### **Marco Normativo**

- Procedimiento para desarrollar el Proceso de Disciplina Operativa en PEMEX Exploración y Producción, Enero de 2008, Versión Segunda, Clave PG-NO-TC-004-2007.
- Equipo de Protección Personal, Mayo de 2007, Versión Primera, Clave PE-NO-OP-008-2007.
- Procedimiento para la prevención de caídas, Mayo de 2007, Versión Primera, Clave PE-NO-OP-002-2007.
- Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2006.
- Procedimiento para elaborar procedimientos e instructivos de trabajo en PEMEX Exploración y Producción, Diciembre de 2007, Versión Cuarta. Clave PG-NO-OP-001-2007.
- Procedimiento para aislamiento de circuitos y equipos de proceso (colocación de tarjetas, candado, despeje y prueba), mayo de 2007, versión segunda, clave PE-NO-OP-010-2007.

##### **Recomendaciones de Seguridad de las Actividades Críticas**

Cuando realice actividades de desfogue de líneas que contienen gas debe cerciorarse la dirección de los vientos dominantes para ponerse a favor de ellos y así evitar inhalar los gases.

El inhalar gas en concentraciones altas puede llegar a dañar la salud y provocarle pérdida del conocimiento o incluso la muerte, por lo que debe evitar inhalar el gas.

## **Descripción Detallada de las Actividades**

El personal encargado del mantenimiento a válvulas porta placa de orificio (fitting) deberá portar el equipo de protección. Asegurarse de contar con el material y herramienta necesaria para realizar los trabajos.

Tomar nota de todos los trabajos realizados y anotar en bitácora. Reportar inmediatamente a las jefaturas de los pormenores del suceso.

Procedimiento para mantenimiento a válvulas porta placa de orificio (fitting):

- 1.- Recibe carta de mantenimiento, elabora y tramita orden de trabajo correspondiente.
- 2.- Delimitar el área de trabajo, en caso necesario, usando cinta barricada aplicando procedimiento para prevención de caídas.
- 3.- Iniciar el mantenimiento preventivo a la válvula porta placa de orificio (fitting).
- 4.- Abrir válvula igualadora de presión de la cámara de baja, girándola de derecha a izquierda máximo dos vueltas.
- 5.- Abrir válvula deslizante (válvula macho) de izquierda a derecha hasta topar.
- 6.- Subir el porta orificio, girando el elevador inferior de derecha a izquierda hasta que el porta orificio impulse o haga girar el elevador superior. Luego girar el elevador superior también de derecha a izquierda hasta que tope el porta orificio.
- 7.- Cerrar la válvula deslizante (válvula macho) de derecha a izquierda.
8. Cerrar válvula igualadora.
9. Inyectar grasa sellante por la grasera apretando esta de izquierda a derecha con el fin de obtener un buen sellado en la válvula deslizante.
- 10.- Depresionar o desfogar (purgar) la cámara superior girando la válvula de desfogue o purga de derecha a izquierda.
- 11.- Verificar que no exista el paso de gas de la cámara inferior a la cámara superior. Si existe paso de gas, iniciar el mantenimiento correctivo.
- 12.- Aflojar lentamente los tornillos de la barra de sujeción o retenedora sin retirarlos de la misma. Una vez flojos los tornillos retirar la barra de sujeción o retenedora y retirar también la barra de sellado y su empaque.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

- 13.- Subir por completo el porta orificio con la ayuda del elevador superior y retirarlo.
- 14.- Verificar el estado del "O" ring del porta orificio, efectuando el cambio si es necesario.
- 15.- Instalar el porta orificio en la parte superior de la válvula porta placa de orificio (fitting) y bajarlo girando de izquierda a derecha el elevador superior hasta topar.
- 16.- Colocar el empaque y la barra de sellado, seguida de la barra de sujeción, apretando los tornillos de la misma.
- 17.- Cerrar la válvula de desfogue o purga y abrir la válvula igualadora para verificar posibles fugas por la barra de sellado.
- 18.- Girar la válvula deslizante de izquierda a derecha hasta que tope.
- 19.- Bajar el porta orificio girando el elevador superior de izquierda a derecha hasta que haga girar el elevador inferior. Una vez que hayan hecho contacto, girar por completo el elevador inferior hasta que el porta orificio tope en el fondo de la cámara inferior.
- 20.- Girar la válvula deslizante de derecha a izquierda para asegurar que el porta orificio no sea levantado.
- 21.- Cerrar la válvula igualadora finalmente.
- 22.- Efectuar limpieza mecánica (escareo) al exterior de toda la válvula porta placa de orificio (fitting) y aplicar pintura anticorrosiva y de acabado.
- 23.- Mantenimiento correctivo
- 24.- Aislar y depresionar la válvula porta placa de orificio (fitting), aplicando procedimiento para aislamiento de circuitos y equipos de proceso (colocación de tarjetas, candado, despeje y prueba).
- 25.- Desensamblar la válvula porta placa de orificio (fitting).
- 26.- Retirar los tornillos del medio cuerpo, para desensamblar la cámara superior y la cámara inferior.
- 27.- Retirar los tornillos del asiento de la válvula deslizante (18).
- 28.- Retirar el asiento de la válvula deslizante y el empaque de ésta (18).

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

29.-Retirar la válvula deslizante, resorte, guías izquierda y derecha y porta válvula deslizante.

30.- Asentar válvula deslizante para asegurar buen sello (dar acabado espejo), esto se realiza utilizando ija de grado No. 100, 120, 280, 400 y 600 y pasta esmeril fina.

31.-Revisar tensión de los resortes, desgaste y/o corrosión. Si alguno está dañado se deberá reemplazar.

32.- Revisar el mecanismo de la porta válvula deslizante que esté en buen estado cambiándolo si es necesario.

33.- Retirar la grasera y revisar válvula de retención, verificando su sello en el sentido inverso del punto de inyección debiéndolo cambiar si es necesario y posteriormente volver a instalar la grasera.

34.- Retirar válvula igualadora y desensamblar, revisar vástago, arandela del empaque y el balín de acero. El balín de acero no deberá tener imperfecciones, si no es así, cambiar por uno nuevo. También deberá cambiar el anillo de empaque, ensamblar y volver a instalar.

35.- Retirar válvula de purga, y desensamblar para revisar el cuerpo, aguja y anillo O; en caso de algún daño, sustituir. Ensamblar y volver a instalar válvula de purga.

36.- Desensamblar el eje elevador superior.

37.- Desensamblar el mecanismo del eje del elevador superior, retirando tuerca de empaque, buje de estopero, anillo de empaque de 3/8" de espesor , anillo de alineamiento de 3/16" de espesor, cuerpo del estopero, empaque de estopero y tapón del buje, manga del estopero y el eje del elevador.

38.- Cambiar el anillo de empaque de 3/8" de espesor y anillo de alineamiento de 3/16" de espesor.

39.- Revisar el eje del elevador superior, que los engranes del piñón y la flecha se encuentren en buen estado, si no es así, sustituir por uno nuevo.

40.- Retirar y desensamblar el estopero del tapón del buje. Revisar anillo de empaque, anillo de alineamiento, manga del tapón del buje, en caso de encontrarse dañados, cambiarlos, ensamblando posteriormente y volviendo a instalar efectuando el cambio de empaque del estopero.

41.- Desensamblar el eje elevador inferior.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

42.- Desensamblar mecanismo del eje del elevador inferior, retirando tuerca de empaque, buje del estopero, anillo de empaque de 3/8" de espesor, anillo de alineamiento de 3/16" de espesor, cuerpo del estopero, empaque de estopero y tapón del buje, manga del estopero y el eje del elevador, en caso de encontrarse dañados, cambiar y volver a ensamblar.

43.- Cambiar el anillo de empaque de 3/8" de espesor y anillo de alineamiento de 3/16" de espesor.

44.- Revisar el eje del elevador inferior, que los engranes del piñón y la flecha se encuentren en buen estado, si no es así, sustituir por uno nuevo.

45.- Desensamblar el estopero del tapón del buje (35), y revisar anillo de empaque, anillo de alineamiento, manga del tapón del buje, en caso de encontrarse dañados, sustituir por uno nuevo, cambiar empaque del estopero.

46.- Desensamblar el eje de la válvula deslizante.

47.- Desensamblar sistema del eje de la válvula deslizante, retirando tuerca del empaque, buje del estopero, anillo de empaque de 3/8" de espesor, anillo de alineamiento de 3/16" de espesor, cuerpo del estopero, empaque de estopero y tapón del buje, manga del estopero y eje del elevador, en caso de encontrarse dañados, sustituir y posteriormente ensamblar.

48.- Cambiar anillo de empaque de 3/8" de espesor y anillo de alineamiento de 3/16" de espesor.

49.- Revisar eje de la válvula deslizante, que los engranes del piñón y la flecha se encuentren en buen estado, si no es así, sustituir por uno nuevo.

50.- Desensamblar el estopero del tapón del buje, y revisar anillo de empaque, anillo de alineamiento, manga del tapón del buje, en caso de encontrarse dañados, sustituir y cambiar empaque del estopero y posteriormente ensamblar.

51.- Ensamblar la válvula porta placa de orificio (fitting).

52.- Efectuar limpieza interna al medio cuerpo superior e inferior.

53.- Revisar que la válvula igualadora, la válvula de purga y la grasera se encuentren instaladas en su lugar.

54.- Ensamblar e instalar el mecanismo del elevador superior.

55.- Ensamblar e instalar el mecanismo del elevador inferior.

- 56.- Ensamblar e instalar el mecanismo de la válvula deslizante.
- 57.- Instalar las guías izquierda y derecha a la porta válvula deslizante.
- 58.- Instalar el porta válvula deslizante dentro del medio cuerpo inferior.
- 59.- Instalar la válvula deslizante.
- 60.- Instalar el empaque de asiento de la válvula deslizante superior.
- 61.- Instalar el asiento de la válvula deslizante.
- 62.- Apretar los tornillos que sujetan el asiento de la válvula deslizante.
- 63.- Habilitar empaque del medio cuerpo con lámina de garlock grafitado de 1/16" de espesor e instalar el medio cuerpo de la válvula porta placa de orificio (fitting).
- 64.- Ensamblar el medio cuerpo superior y el medio cuerpo inferior con los respectivos birlos y tuercas.
- 65.- Instalar barra selladora, barra retenedora y los tornillos.
- 66.- Poner en operación la válvula porta placa de orificio aplicando las actividades 12 al 21.
- 67.-Efectuar reporte de mantenimiento.

#### **4.6 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A INDICADORES DE NIVEL ÓPTICO**

##### **Definiciones**

- |  |  |
|--|--|
| <b>Depresionar</b>                         | Acción de disminuir la presión contenida en un sistema.  |
| <b>Desfogar</b>                            | Acción de eliminar la presión contenida en un sistema o recipiente, enviando lo contenido al quemador o a la atmósfera.  |
| <b>Equipo de protección personal (EPP)</b> | Conjunto de elementos y dispositivos de uso personal, diseñados específicamente para proteger al trabajador contra accidentes y enfermedades que pudieran ser causados con motivo de sus actividades de trabajo. |

**“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los  
Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región  
Norte”**

---

<b>Mantenimiento</b>		Efecto de mantener en condiciones operativas un equipo o instalación.
<b>Permiso de Trabajo con riesgo</b>	<b>de con</b>	Documento oficial utilizado para controlar, regular y autorizar el trabajo que Trabajo con riesgo ha sido identificado con riesgo potencial.
<b>SIPA</b>		Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
<b>Tubo cristal.</b>	<b>porta</b>	Accesorio instalado entre dos válvulas porta cristal, cuyo fin es registrar el nivel de fluido que tiene un recipiente con presión
<b>Válvula.</b>		Mecanismo cuyo diseño permite regular o suspender el paso de un fluido dentro de un circuito de tuberías y/o equipo.
<b>Válvula cristal.</b>	<b>porta</b>	Mecanismo de control con adaptación para alojar un tubo de cristal.

### **Descripción Detallada de las Actividades**

El personal encargado de dar mantenimiento a indicadores de nivel óptico deberá portar el equipo de protección

Asegurarse de contar con el material y herramienta necesaria para realizar los trabajos.

Conocer perfectamente la operación del equipo.

Estar seguro de los movimientos y operaciones que vaya a realizar, de no ser así, detenerse y preguntar a su jefe inmediato.

Tomar nota de todos los trabajos realizados.

Reportar inmediatamente a las jefaturas de los pormenores del suceso.

Procedimiento para dar mantenimiento a indicadores de nivel óptico.

1.- Recibe carta de mantenimiento, elabora y tramita orden de trabajo y en caso necesario el permiso de trabajo con riesgo correspondiente.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

- 2.- Instalar en caso necesario, andamio o plataforma para efectuar los trabajos descritos aplicando procedimiento de trabajos en alturas.
- 3.- Delimitar el área, en caso necesario, usando cinta barricada para este fin aplicando procedimiento para prevención de caídas.
- 4.- Entregar aislado al personal el indicador de nivel óptico, si se encuentra en operación, cerrando primero válvula de bloqueo inferior y posteriormente válvula de bloqueo superior del equipo en mención.
- 5.- Colocar tarjeta y candado de seguridad en válvulas de bloqueo del indicador de nivel aplicando procedimiento para aislamiento de circuitos y equipos de proceso (colocación de tarjeta, candado, despeje y prueba).
- 6.- Abrir válvula o tapón de venteo (purga) del indicador de nivel óptico para depresionar el equipo colocando recipiente para contener el líquido drenado.
- 7.- Desacoplar de la tuercas unión el indicador de nivel óptico y retirarlo para su limpieza (lavarlo con solvente). En caso de presentar daños, cambiarlo.
- 8.- Aflojar y retirar válvulas porta cristal superior e inferior, verificando el estado de las mismas. Colocar cinta teflón en las cuerdas de las válvulas antes de instalarlas.
- 9.- Revisar que el indicador de nivel óptico no presente fugas por el empaque del cristal. Si esto ocurre reemplazarlo.
- 10.- Instalar indicador de nivel óptico en el equipo (separador, tanques de agua, diesel, o aceite, rectificadores de gas) en caso que deba estar en operación.
- 11.- Cerrar la válvula porta cristal inferior y llenar el cristal con solvente con el fin de observar claramente el nivel de fluido en el separador o equipo y que el cristal no se manche con hidrocarburo en el momento de la puesta en operación.
- 12.- Poner en operación el indicador de nivel óptico aplicando el procedimiento de apertura de líneas y equipos de proceso.
  - 12.1 Cerrar válvula o tapón de venteo (purga) del indicador de nivel óptico.
  - 12.2 Retirar candados y tarjetas de seguridad de las válvulas de bloqueo.
  - 12.3 Abrir primero válvula de bloqueo superior y posteriormente válvula de bloqueo inferior

13.- Verificar posibles fugas por las válvulas porta cristal o por el mismo cristal. Si esto ocurre, corregir anomalía.

14.- Efectuar limpieza manual al indicador de nivel óptico y aplicar protección anticorrosiva evitando no manchar el cristal ni el vástago de las válvulas porta cristal.

15.- Limpiar área de trabajo confinando en recipientes los materiales utilizados en esta práctica.

16.- Registrar en bitácora de la instalación todas las actividades realizadas así como también efectuar reporte de mantenimiento.

#### **4.7 PROCEDIMIENTO PARA MANTENIMIENTO A VÁLVULA MOTORA**

##### **Descripción Detallada de las Actividades**

El personal encargado de dar mantenimiento a válvula motora deberá portar el equipo de protección.

Asegurarse de contar con el material y herramienta necesaria para realizar los trabajos.

Conocer perfectamente la operación del equipo.

Estar seguro de los movimientos y operaciones que vaya a realizar, de no ser así, detenerse y preguntar a su jefe inmediato.

Tomar nota de todos los trabajos realizados.

Reportar inmediatamente a las jefaturas de los pormenores del suceso.

Procedimiento para dar mantenimiento a válvula motora.

1.- Recibe carta de mantenimiento, elabora y tramita orden de trabajo correspondiente.

2.- Delimitar el área de trabajo, en caso necesario, usando cinta barricada aplicando procedimiento para prevención de caídas.

3.- Entregar aislado y de presionado al personal la válvula motora si se encuentra en operación.

3.1 Aislar el separador cerrando las válvulas de entrada de aceite y salida de gas del mismo.

3.2 Barrer el líquido (aceite) acumulado en el separador apoyado con la presión contenida en el recipiente (separador), cerrando suministro del controlador de nivel para abrir válvula motora.

3.3 Cerrar válvulas de entrada y salida de aceite a la válvula motora y colocar tarjetas y candados de seguridad aplicando procedimiento para aislamiento de circuitos y equipos de proceso (colocación de tarjetas, candado, despeje y prueba).

4.- Iniciar el desarmado de la válvula motora (controladora de nivel) para su mantenimiento.

5.- Iniciar el desarmado de la válvula motora (controladora de nivel) para su mantenimiento.

6.- Levantar el plato de la válvula motora apoyándose con dos desarmadores y desacoplar el conjunto de la caja del cuerpo de esta válvula constituido por el vástago, plato, anillo O ring y empaques de carnaza del asiento, disco y tapón del asiento y tuerca candado.

7.- Realizar limpieza a todas las piezas que componen la válvula motora por medio de un solvente de características no agresivas, procurando retirar toda incrustación en el diafragma, vástago, disco y cuerpo de la válvula.

8.- Verificar las condiciones de las partes componentes de la válvula motora, efectuando su cambio si así lo requieren.

9.- Realizar armado de la válvula motora para su puesta en operación (si es necesario).

10.- Armar el conjunto de la caja (vástago, plato, anillo O ring, empaques de carnaza, disco y tapón del asiento y tuerca candado).

11.- Instalar en conjunto de la caja sobre el cuerpo de la válvula motora.

12.- Depositar aceite lubricante en el interior de la caja en un nivel del 50% del interior de ésta.

13.- Instalar diafragma y tapa del diafragma (bonete) fijando ésta por medio de tornillos.

14.- Poner en operación la válvula motora aplicando procedimiento de apertura de líneas y equipos de proceso y retirando candados y tarjetas de seguridad.

15.- Abrir válvulas de salida de aceite y gas del separador y posteriormente válvula de entrada de aceite del mismo.

16.- Abrir entrada a la válvula motora para verificar si existen fugas en la misma.

17.- Abrir entrada de suministro de presión del controlador de nivel con el fin de cerrar válvula motora y llenar se comience a llenar el separador.

18.- Abrir válvulas de salida de aceite de la válvula de motora.

#### **4.8 PROCEDIMIENTO PARA INSTALAR Y DAR MANTENIMIENTO EN CAMPO AL REGISTRADOR DE PRESIÓN O MANÓGRAFO**

##### **Descripción Detallada de las Actividades**

1.- Coordinar con el personal de PEMEX con la finalidad de especificar el lugar donde se instalara el registrador de presión.

2.- Verificar la válvula donde se instalara el registrador de presión para colocar el adaptador necesario para la conexión.

3.- Instalar el adaptador y la línea de acero inoxidable flexible necesaria para llegar a donde se ubicará el registrador.

4.- Colocar el manógrafo e su base correspondiente de acuerdo a las necesidades operativas del propio equipo.

5.- Realizar la conexión de la línea flexible al registrador de presión.

6.- Instalara grafica correspondiente al rango de presión del bourdon del manógrafo.

7.- Verificar que la lectura registrada en ese momento sea de cero y en caso necesario realizar el ajuste.

8.- Cerrar válvula de purga del manógrafo.

9.- Abrir lentamente el suministro de presión al registrador hasta estabilizar la plumilla representativa de la presión.

10.- Instalar manómetro en la válvula de purga y abrir esta para verificar la presión registrada contra el manógrafo.

11.- En caso de ser necesario realizar los ajustes deseados en el manógrafo de acuerdo con la lectura del manómetro.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

12.- Cerrar válvula de purga y liberar la presión entre la válvula y el manómetro captando los líquidos en un recipiente.

13.- Colocar correctamente la grafica en tiempo y ajuste el reloj conforme a solicitud.

14.- Informar al personal operativo de la instalación del registrador de flujo.

## **CONCLUSIONES**

La medición de flujo es una de las tareas esenciales en la industria petrolera entre otros aspectos para controlar los procesos de producción, como se observó en este trabajo, el flujo tiene muchas aplicaciones y los instrumentos diseñados para cuantificarlo son diversos debido a que los fluidos varían mucho en características físicas y químicas, la selección de un adecuado medidor de flujo debe ser cuidadosa para que éste cumpla eficientemente su función.

Otro de los objetivos principales de tener una medición en pozos y baterías consiste en conocer el volumen producido de los yacimientos o campos, conocer las cantidades manejadas de cada uno de estos hidrocarburos desde que salen del pozo hasta que llegan a los puntos de entrega son de una importancia alta.

En el aspecto económico la medición fiscal juega un papel importante para establecer los impuestos que se deben pagar por los hidrocarburos extraídos y comercializados, los cuales en su mayoría (por el modelo fiscal que se tiene en México), son medidos a nivel de pozos y baterías.

Conocer los volúmenes de aceite, gas y condensados que se calcularon como mermas o pérdidas, ejemplo: El gas enviado a la atmósfera.

Actualmente existen muchas tecnologías para medir flujo, sin embargo el método por presión diferencial aún es de los más utilizados por que este tipo de medidores son económicos y fáciles de instalar.

El éxito en la medición de los flujos volumétricos de las fases de la mezcla multifásica depende de un adecuado proceso de separación, el cual debe garantizar el mínimo arrastre de las fases.

Lo importante en los resultados de la medición de un fluido de producción de un pozo es el gasto total de flujo de gas, petróleo y agua, cuyos valores sirven para monitorear el desarrollo de los mismos y determinar el potencial del campo llegando a un estimativo de la vida útil, cada vez que se realiza una prueba de pozo se observa si la capacidad de fluir del mismo se mantiene o presenta una ligera declinación en cada prueba.

Se debe cumplir con los procedimientos de operación, seguridad y mantenimiento de los equipos de medición, pero se debe poner énfasis en el separador ya que posee muchos elementos delicados que necesitan ser continuamente revisados y reparados para tener un excelente funcionamiento y por ende la veracidad de los valores del gasto de flujo mejoraran, es importante capacitar al personal que está a cargo de operar el separador, entender su principio de funcionamiento como de los medidores de flujo con el fin de que puedan mejorar las condiciones en la medición.

## **RECOMENDACIONES**

Es importante mencionar que la medición de flujo se realiza en diferentes etapas de producción, sin embargo en este trabajo se enfatizó en la medición de flujo en las primeras etapas de separación

Se revisaron solamente algunas tecnologías de medidores, sin embargo se podría realizar un mayor análisis de nuevas tecnologías o medidores

Aplicar y desarrollar un sistema de **gestión y gerencia de la medición más estructurada y definida** hará más eficiente los procesos de toma y registro de información, debido a que se involucran los tres elementos principales (Equipos (medidores)- Procedimientos- Personal)

Dar una mayor aplicación y uso de los datos de medición en la ingeniería de yacimientos y de producción derivará en mejores procedimientos y planeación operativas así como en el mejor cálculo de pronósticos de producción.

## **BIBLIOGRAFÍA**

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

“Conceptos Básicos del comportamiento de Yacimiento” Maria Rufina islas Castelan, México D.F., CD Universitaria Junio 2006.

“Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos Petroleros” Francisco Garaicochea P., José Luis Bashbush B. Facultad de Ingeniería UNAM.

“Productividad de Pozos petroleros” Ramirez, Jetzabeth., Lozano, Gerado., UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2004.

“Mecánica de fluidos aplicada” Cuarta edición, Prentice Hall, Mott Robert L., Hispanoamericana.

“Flow Measurement Engineering Handbook” third edition, Miller Richard W., Mc GrawHill, USA 1996

“Transporte de Hidrocarburos por Ductos”, Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Ing. César Bernal Huicochea, Ing. Oscar López Ortiz., Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C 199.

“Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators”, Arnold, K. & Stewart M. Gulf Professional Publishing (Elsevier). Burlington, Massachusetts, EUA, 2008.

“API Specification 12J – Specification for Oil & Gas Professional Publishing (Butterworth- Heinemann). Houston, TX, USA, 1996.

“Oil-Water Separation in Liquid-Liquid Cylindrical Cyclone Separators,” M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1999.

“Separadores Cilindricos Ciclonicos de Gas- Líquido (GLCC)”,. Morales Cruz Moises Rodolfo, Ríos Aguilar Héctor Felipe., Ciudad Universitaria México 2010.

“Instruction Manual, Flow Measurement Systems”., HALLIBURTON, Duncan, Oklahoma.

“Manual de Entrenamiento WCP-T”., SCHUMBERGER.

“Diseño de Separadores Bifásicos (G/L Y L/L) Y Trifásicos (G/L/L) Para Procesamiento de gas y crudo)”,. Raúl Hinojosa Franco México, D.F Ciudad Universitaria, Facultad de Química 2011.

“Curso de Medición de Flujo”., Centro Nacional de Metrología- Área de Metrología Mecánica- División de flujo y Volumen., México 1994.

***“Apoyo Profesional y Asistencia Técnica Especializada para la Supervisión de los Sistemas de Medición del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte”***

---

“Medición de procesos Industriales ISA”, The Instrumentation, Systems and Automation Society ISA México Central Section A y Section B.

“Instrumentación En separadores de Ensayo” Maria Laura Germanier, Emilce Vilabo.