



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

MEDICIÓN DE FLUIDOS POR
EFECTO DE CORIOLIS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
IVÁN DURÁN ATILANO



DIRECTOR DE TESIS: ING MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER

CD. UNIVERSITARIA, MEXICO D.F

ABRIL 2010



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-016

SR. IVÁN DURÁN ATILANO

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. Ma. Isabel Villegas Javier y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

MEDICIÓN DE FLUIDOS POR EFECTO DE CORIOLIS

- I INTRODUCCIÓN**
- II PRINCIPIOS DE FLUIDOS EN TUBERÍAS**
- III MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS**
- IV MEDIDORES DE FLUJO**
- V MEDICIÓN DE GASTO MÁSSICO POR EFECTO CORIOLIS**
- VI CASO PRÁCTICO**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- VIII ANEXO A GLOSARIO**
- IX BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 13 de Enero de 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Por haberme permitido llegar hasta este momento, por darme la sabiduría e inteligencia para lograr todo aquello que me he propuesto y cuidar mi camino siempre.

Porque Jehová da la sabiduría y de su boca viene el conocimiento y la inteligencia.....Proverbios 2:6.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería
Por brindarme la oportunidad de formarme como un profesional, por darme el conocimiento y los valores de los cuales hoy me siento orgulloso.

A mi familia

A mis padres por su cariño, consejos y valores que me han hecho la persona que hoy soy, el apoyo que recibí jamás podré pagarlo.

A mis hermanos por todo lo que hemos compartido, por su cariño y amistad.

A la Ing. María Isabel Villegas Javier

Por su tiempo, apoyo, dirección y consejos en la realización de esta tesis.

A mis sinodales

Al M.I José Ángel Gómez Cabrera, M.I Tomas Eduardo Pérez García, Dra. Roció Guadalupe de la Torre Sánchez, Ing. Lucero Aranda Felipe de Jesús, por su tiempo, apoyo, paciencia y consejos en la revisión de este trabajo.

A mis amigos y compañeros de la Facultad

Adrian, Anel, Anastacio, Brisa, Claudiane, Crispin, Cyntia, Danira, Edgar, Eduardo, Eder, Enrique, Gabriela, Israel, Jaime, Javier, Jose Manuel, Karina, Leslie, Nayeli, Noe, Pedro, Raúl, Sara, Uribe por su amistad, cariño, consejos y apoyo, aprendí muchas cosas de cada uno y pase momentos que nunca podré olvidar.

Índice	Página
RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	1
i.1 Reseña histórica	7
i.2 Conceptos y factores que definen la operatividad de un medidor	10
i.3 Certificación de medidores	14
CAPÍTULO 1 PRINCIPIOS DE FLUJO EN TUBERÍAS	21
I.1 Comportamiento de fase	22
I.2 Patrones de flujo	29
I.3 Número de Reynolds	34
I.4 Régimen de flujo	36
I.5 Cavitación	38
I.6 Expansión del líquido	40
I.7 Teorema de Bernoulli	42
CAPÍTULO 2 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	47
II.1 Medición de referencia	48
II.2 Medición para la transferencia de custodia	51
II.2.1 Separación de fases	53
II.2.2 Medición estática	58
II.2.2.1 Medición en tanques atmosféricos	60
II.2.2.2 Medición en tanques a presión	64
II.2.2.3 Medición automática	66
II.2.3 Medición dinámica	75
CAPÍTULO 3 MEDIDORES DE FLUJO	80
III.1 Clasificación de los medidores de flujo	82
III.2 Medidores volumétricos	83
III.2.1 Presión diferencial	83

III.2.1.1 Medidor de Placa de Orificio	87
III.2.1.2 Medidor de venturi	115
III.2.1.3 Medidor tipo tobera	120
III.2.1.4 Medidor de tubo de pitot	121
III.2.2 Área variable	124
III.2.2.1 Rotámetro	124
III.2.3 Velocidad	127
III.2.3.1 Medidor de tipo turbina	128
III.2.3.2 Medidor vortex	135
III.2.3.3 Medidor ultrasónico	140
III.2.4 Tensión inducida	148
III.2.4.1 Medidor electromagnético	149
III.2.5 Desplazamiento positivo	154
III.3 Medidores Másicos	160
CAPÍTULO 4 MEDICIÓN DE GASTO MASICO POR EFECTO CORIOLIS	163
IV.1 Efecto Coriolis	164
IV.2 Principio de funcionamiento	165
IV.3 Medidores Coriolis	166
IV.4 Elementos del medidor Coriolis	167
IV.5 Criterios de diseño del tubo de flujo	172
IV.6 Funcionamiento del medidor Coriolis	174
IV.7 Compatibilidad de materiales para el medidor Coriolis por susceptibilidad a la corrosión	177
IV.8 Factores de calibración de flujo	178
IV.9 Determinación del gasto másico	181
IV.10 Determinación de la densidad	182
IV.11 Calibración de los medidores Coriolis	185
IV.12 Instalación	187

IV.13 Flujo bifásico	189
CAPÍTULO V CASO PRÁCTICO	192
V.1 Instalaciones e instrumentación	192
V.2 Corridas y resultados	195
V.3 Análisis de resultados	195
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	199
APÉNDICE A GLOSARIO	201
LISTA DE FIGURAS	211
LISTA DE TABLAS	220
NOMENCLATURA	222
BIBLIOGRAFÍA	227

RESUMEN

Uno de los procesos más importantes en la industria petrolera corresponde a la medición de fluidos, la medición tiene una inmediata relación con todas las negociaciones y toma de decisiones a llevarse a cabo para optimizar la recolección de hidrocarburos, minimizar los costos de operación y el diseño de las estaciones de proceso y/o comercialización.

El presente trabajo tiene como finalidad mostrar la importancia que tiene la medición de hidrocarburos en la industria petrolera implicando con ello operaciones, procedimientos, herramientas y principios necesarios para obtener mediciones precisas, y que serán tratados a fondo en los capítulos de este trabajo.

En primer lugar se presenta una introducción acerca de la importancia que tiene llevar a cabo mediciones exactas en la industria petrolera, una breve reseña histórica de la evolución de las tecnologías involucradas en el diseño de los medidores, así como los conceptos básicos involucrados en una correcta medición y caracterización de la misma (rangeabilidad, exactitud, precisión, etc.).

Para comprender los problemas involucrados en la medición, en el primer capítulo se estudian los factores más importantes que influyen en la exactitud de medición y que pueden ocasionar un mal funcionamiento de los medidores, para ello se explicaran principios básicos y ecuaciones fundamentales que rigen el flujo de fluidos a través de las líneas de conducción.

En el segundo capítulo se explica la diferencia entre llevar a cabo una medición de referencia y una medición para transferencia de custodia, así como la relación que existe entre la separación de las fases y el buen funcionamiento de los medidores, se muestran las características principales de los sistemas utilizados para llevar a cabo la separación, el objetivo principal del capítulo es mostrar cómo se puede diferenciar entre los procedimientos e instrumentos necesarios para una medición de referencia y los utilizados en una medición para transferencia de custodia.

El tercer capítulo recopila los principios de medición que existen, así como los tipos de medidores que hay en el mercado para la cuantificación del gasto volumétrico o másico en función de dichos principios de operación. Generalmente en la industria petrolera se utilizan medidores del tipo turbina, desplazamiento positivo, ultrasónico o placa de orificio para la medición del fluido, no obstante existe una gran cantidad de métodos que permiten cuantificar el gasto de fluido que pasa a través de una tubería y cada uno tiene uno o varios tipos de medidores,

Se presentan las ecuaciones básicas y las deducciones que permiten relacionar el principio de operación de cada medidor y la obtención del gasto, se dan consideraciones a tomar para la selección más idónea del medidor en función de las condiciones de trabajo y fluido a ser medido, así como las principales características a ser consideradas en la instalación de dichos medidores.

En el cuarto capítulo se presenta un método de medición desarrollado en recientes años que involucra el principio de resonancia natural de materiales y el principio de la fuerza de Coriolis, permitiendo exactitudes de hasta $\pm 0.5\%$. Siendo en la actualidad la mejor

herramienta para la medición de hidrocarburos en los procesos de transferencia de custodia y en las refinerías.

Se hace énfasis en la exactitud que deben tener los medidores debido a que en la industria petrolera los costos del hidrocarburo son altos, si se tienen errores en la medición de fluidos a ser comercializados, almacenados o tratados en plantas para la obtención de subproductos, puede ocasionar pérdidas millonarias, problemas en la certificación de reservas o instalaciones con capacidad insuficiente para almacenar la producción proveniente de uno o varios pozos.

Por último se presenta una prueba realizada a un medidor de tipo Coriolis para verificar la exactitud que se tiene al utilizar esta tecnología en la medición de hidrocarburos y analizar los beneficios en la reducción de incertidumbre que se tiene con dichos medidores.

INTRODUCCIÓN

- **Reseña histórica.**
- **Conceptos y factores que definen la operatividad de un medidor.**
- **Certificación de medidores.**

INTRODUCCIÓN.

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos que contienen diferentes combinaciones de carbono e hidrógeno, presentándose en la naturaleza como gases, líquidos, grasas y a veces sólidos. El petróleo crudo y el gas natural, que son una combinación de diferentes hidrocarburos, son sus principales representantes.

- El petróleo crudo, es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuesto en mayor medida de carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre.
- El gas natural, es un hidrocarburo en estado gaseoso compuesto de metano, principalmente, y de propano y butano en menor medida.

Hoy en día no es posible concebir el desarrollo de un país sino se cuenta con petróleo; en una u otra de sus muchas formas es utilizado para generar energía, combustibles para transporte, como materia prima para otras industrias, además que a partir de él se crean muchos productos de uso cotidiano en el mundo como lo son plásticos, acrílicos, nylon, fibras sintéticas, guantes, pinturas, envases diversos, detergentes, cosméticos, insecticidas, por mencionar algunos, figura i.1

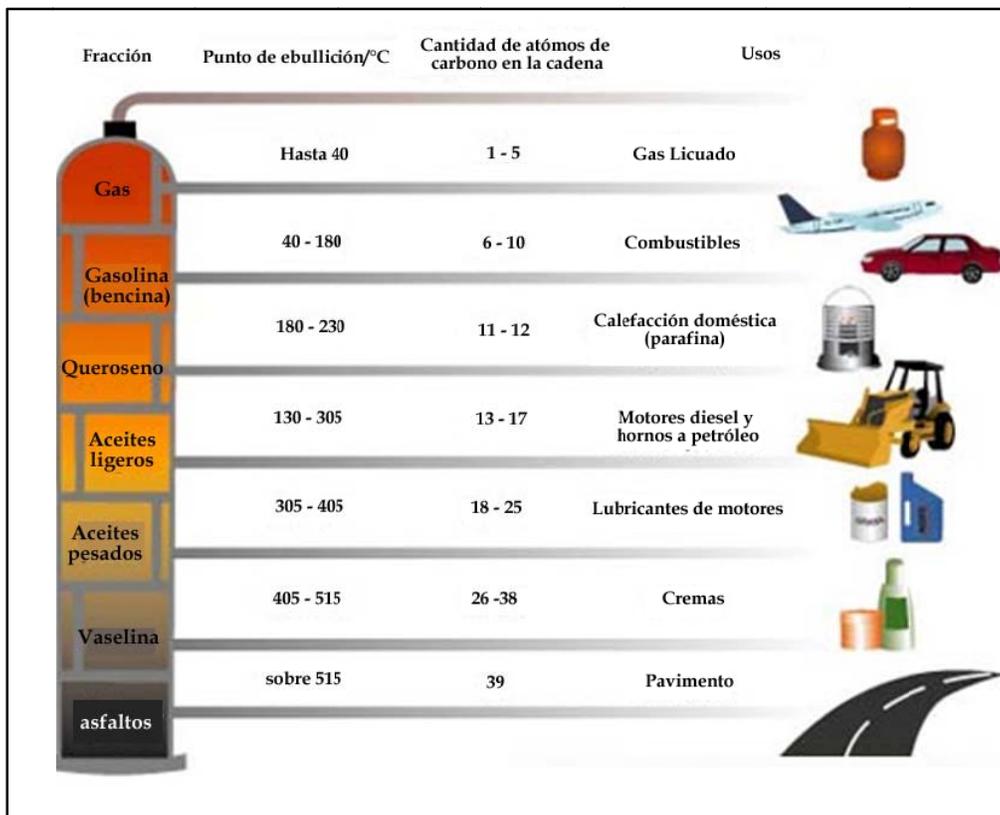


Fig. i.1 Derivados del petróleo.

El petróleo es tan importante para todos los países (sean desarrollados o no), que en el mercado petrolero se ha visto como en forma constante la fluctuación del precio del barril de crudo ha sido determinante en el poder financiero y político de las grandes potencias,

cuando se incrementa el precio del petróleo se produce una subida de precios de forma más o menos inmediata en casi todos los sectores productivos.

El consumo de petróleo se encuentra estrechamente ligado al desarrollo económico de un país; sin embargo, las mayores reservas no se encuentran en los países con mayor índice de desarrollo sino que, en su mayoría, se encuentran en aquéllos con una alta inestabilidad política y económica, lo que se traduce en riesgos que pueden interrumpir la producción, que a su vez presiona el precio al alza y aumenta su volatilidad en el corto y mediano plazo.

Actualmente, la creciente demanda de petróleo por parte de las economías emergentes presupone una mayor tensión en el mercado petrolero que posiblemente mantenga altos los niveles de precios. Dicha situación, ha derivado en cambios estructurales en el mercado internacional de crudo que modificarán el entorno de negocios de la industria petrolera.

La distinta ubicación con respecto a la oferta y demanda del crudo tiene como consecuencia un intenso comercio internacional del mismo. El intercambio de petróleo tiene como regiones exportadoras más importantes a Medio Oriente y la ex Unión Soviética; y como principales regiones importadoras a Asia Pacífico seguida por EUA y Europa.

México es el sexto productor de crudo a nivel mundial y su relevancia en nuestro país, es porque en él se basa la seguridad energética y, con su aportación a la economía nacional, es un importante motor del desarrollo económico (figura i.2).

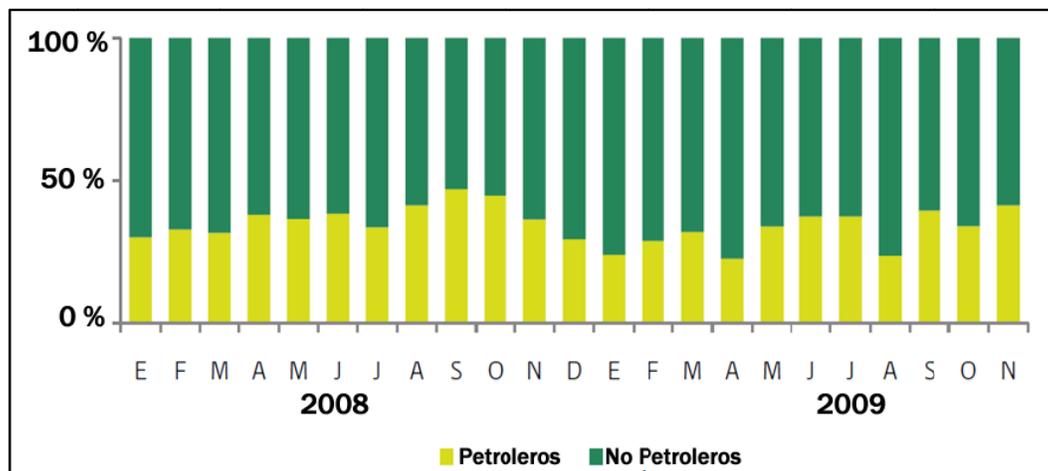


Fig. i.2 Ingresos del sector público, Fuente: Anuario Estadístico 2009, Secretaría de Energía (SENER).

El crudo que se produce en México se comercializa tanto internamente como en los mercados internacionales. El que permanece en el país se dirige a dos destinos, el Sistema Nacional de Refinación (SNR), que ha sido el principal receptor de crudo figura i.3, y el complejo petroquímico La Cangrejera.

Aún cuando se prevé que la producción nacional de crudo aumente en el periodo prospectivo, el volumen de exportaciones disminuirá debido al aumento de la demanda nacional de petróleo, pasando de 1,422 mbd en 2008, a 875 mbd en 2017, lo que representa una caída de 93.1%.

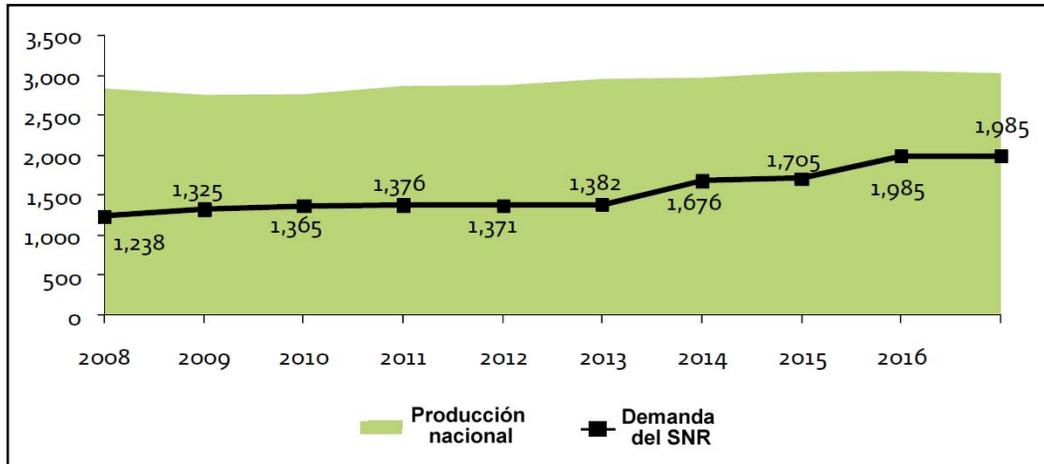


Fig. i.3 Demanda del SNR vs disponibilidad nacional de crudo (miles de barriles diarios),
Fuente: Anuario Estadístico 2009, SENER.

La producción de crudo pesado se destinará principalmente a satisfacer la demanda nacional, lo que conllevará a que la mezcla de exportación se cotice más alto en los mercados internacionales, además de que, al tener una mayor proporción de crudo ligero disponible, se espera que sea más fácil colocarla en el mercado al no requerir refinerías especializadas de conversión profunda.

En 2008 las cotizaciones de los crudos marcadores en el mercado internacional rebasaron la barrera de los 100 dólares por barril, alcanzando el máximo histórico el 3 de julio, cuando el precio de referencia del West Texas Intermediate (WTI) se cotizó en 145.31 dólares por barril y el Brent del Mar del Norte en 144.22 dólares por barril. Sin embargo, a partir de julio de ese año se observó una disminución significativa en los precios de los crudos marcadores. Tan sólo de junio a septiembre el precio promedio del WTI disminuyó 22.6 por ciento (en este periodo los precios continuaban arriba de los 100 dólares por barril) y al cierre del año pasó de un promedio mensual en junio de 133.93 dólares por barril a 41.45 dólares en diciembre.

A partir de enero de 2009, los mercados presentaron una recuperación gradual, con excepción de febrero cuando el precio del WTI fue de 39.16 dólares por barril, el más bajo desde junio de 2004. En agosto el precio alcanzó 71.05 dólares, mientras que en septiembre, el debilitamiento de los factores fundamentales del mercado petrolero internacional restó soporte a los crudos marcadores, figuras i.4 y i.5.

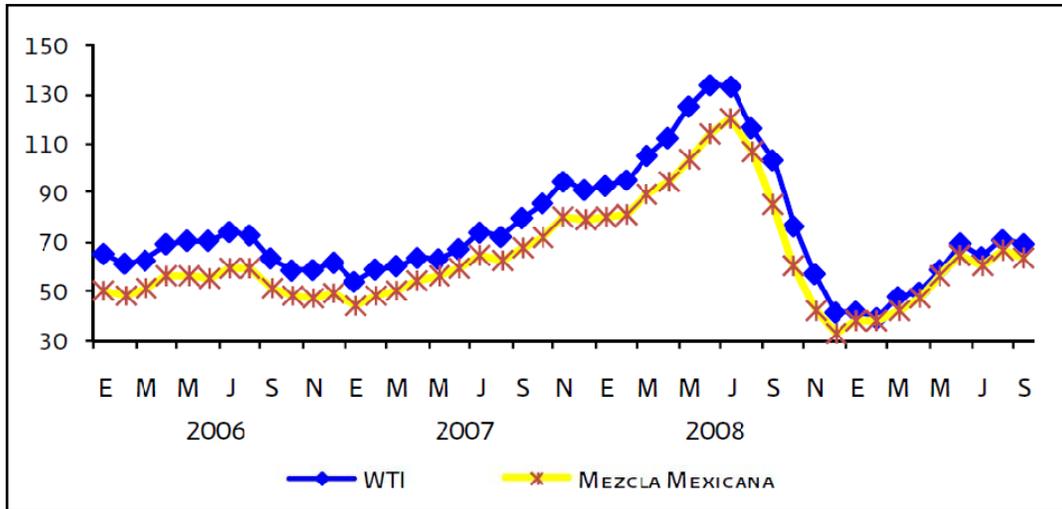


Fig. i.4 Precio de la mezcla del crudo mexicano y del WTI (dólares por barril), *Fuente: Anuario Estadístico 2009, SENER.*

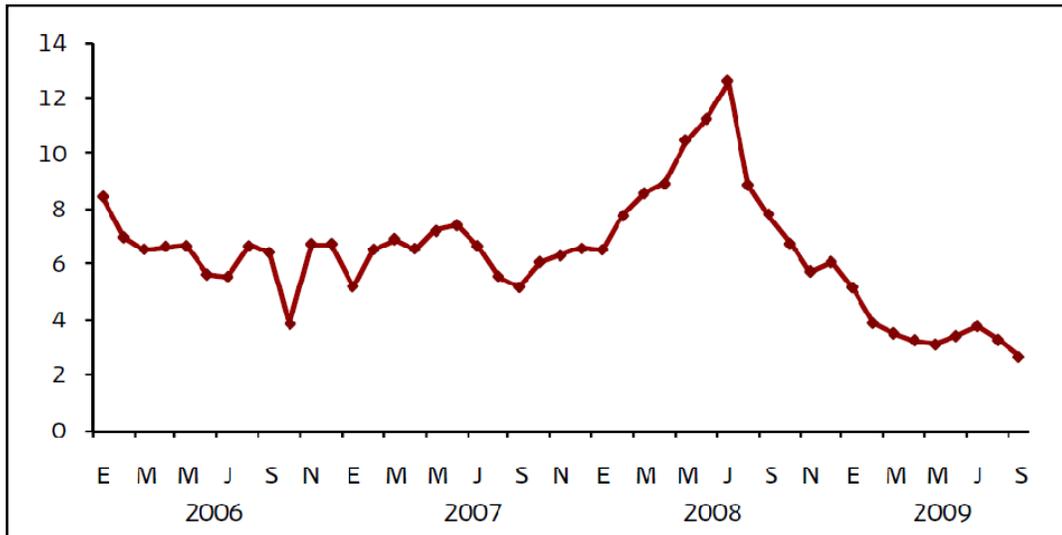


Fig. i.5 Precio de referencia del gas natural (dólares por millar de Btu), *Fuente: Anuario Estadístico 2009, SENER.*

Entre los principales factores que han propiciado la recuperación del mercado se encuentran:

- Un sólido desempeño de las economías asiáticas y la estabilización o recuperación moderada en otras regiones por la aplicación de políticas fiscales y económicas que incentivaron la recuperación económica en algunos países. Sin embargo, el ritmo de la recuperación es lento, y la actividad se mantiene por debajo de los niveles registrados antes de la crisis.
- La depreciación del dólar, el incremento en el valor de las acciones en los mercados de capital y la mejora en las proyecciones de demanda de crudo, debido a la recuperación de la economía, han dado un cambio positivo a la perspectiva del mercado y elevado los precios del petróleo crudo. Se esperan reportes favorables

de las utilidades corporativas en Estados Unidos que podrían proporcionar mayor soporte al mercado y a los precios de los hidrocarburos.

- El resurgimiento de la tensión mundial que genera la disputa entre Estados Unidos e Irán por la construcción de una segunda planta de enriquecimiento de uranio y pruebas militares consistentes en lanzamiento de misiles que ponen en alcance a Israel y a las bases militares de Estados Unidos en el Medio Oriente. Asimismo, el fin próximo de la tregua celebrada entre las partes en conflicto en Nigeria que podría provocar nuevos ataques a la infraestructura petrolera de ese país.

Dado los altos precios de compra-venta del petróleo es indispensable que al llevar a cabo las mediciones para la transferencia de custodia ya sea del crudo o sus derivados, para exportación o venta industrial, se tenga la mayor precisión posible ya que de lo contrario las pérdidas económicas generadas por una mala medición pueden ser millonarias.

Los medidores introducen diferencias en las mediciones cuando están sujetos a condiciones operativas cambiantes, principalmente en el gasto y la viscosidad, como también a cambios mecánicos debido al desgaste de sus partes internas.

Por esa razón cada unidad de medición debe ser periódicamente verificada con respecto a un patrón para determinar el error o variación en la medición, inducidas por situaciones particulares de operación y condiciones mecánicas. Si no se hacen las debidas correcciones, el error de medición o la variación de funcionamiento pueden tener un efecto significativo en el volumen que está siendo medido.

Aproximadamente cuatro de cada 10 sistemas que Petróleos Mexicanos (Pemex) utiliza para medir volúmenes de crudo y petrolíferos que llegan y salen de terminales de almacenamiento, distribución y de las refinerías presentan fallas que provocan la pérdida de productos que al final no se contabilizan y pasan a ser volúmenes sobrantes o faltantes, con el consecuente riesgo de ser sustraídos con relativa facilidad para su venta clandestina.

De acuerdo con información de la Subdirección de Distribución y de la Gerencia de Sistemas de Medición de Pemex Refinación, en algunos sistemas se mide con una incertidumbre de 0.5%, equivalente a 327 barriles por día o 51 mil 993 litros de productos cuyo destino se desconoce por no contar con sistemas eficientes de medición.

A precios actuales, ese volumen de productos no contabilizados asciende aproximadamente a 9.5 millones de dólares anuales.

Las mediciones en los tanques que reciben los productos en custodia carecen de un seguimiento estricto, ya que para determinar los volúmenes contenidos en los mismos interviene una gran cantidad de correcciones que van desde la verticalidad, redondez y volumetría en el tanque, hasta correcciones por nivel, temperatura y principalmente el error humano que se presenta en las mediciones al seguir utilizando medición de nivel a través de cintas (normalmente conocidas como plomadas), en las que los operadores en turno suben a los tanques verticales, realizan mediciones en forma manual y determinan los volúmenes que finalmente son ingresados al balance de refinación.

Los volúmenes de productos transferidos en custodia (transferencia de custodia) se refieren al punto donde las áreas operativas entregan productos petrolíferos a otra área para su procesamiento, transporte o comercialización.

Según la Subdirección de Distribución de Pemex Refinación, la Terminal Marítima Salina Cruz, Oaxaca; la Terminal de Almacenamiento y Reparto La Paz; la Terminal de Recibo de productos de CFE San Carlos; la Residencia de Operaciones Portuarias Manzanillo; las Estaciones de Rebombeo González, Linares, Victoria y Zaragoza; la Refinería Madero; el Sector Ductos Madero; el Centro Embarcador Bajos de la Gallega; la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica; y las Estaciones de Rebombeo Medias Aguas y Donají (22 puntos de transferencia en total), carecen de sistemas de medición de flujo para la transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos.

Petróleos Mexicanos tiene considerado invertir otros 21 mil 99 millones de pesos en un horizonte de 10 años para actualizar 100 de los 332 sistemas que ya se utilizan pero que presentan fallas y obstaculizan el propósito de mantener bajas incertidumbres (0.2% media internacional).

El error de medición es determinado como un factor matemático que se utiliza para corregir el volumen medido y ajustarlo al verdadero. El factor matemático de corrección se conoce con el nombre de “factor de medición” y se expresa con cuatro decimales.

El factor se obtiene con la siguiente relación:

$$\text{Factor de medición} = \frac{\text{Volumen verdadero}}{\text{Volumen medido}}$$

i.1 Reseña histórica.^{32,33}

Desde tiempos inmemoriales la medición de flujo ha sido una marca de civilización. Los egipcios dependían fuertemente de las indicaciones de nivel del Nilo. Los ingenieros romanos fueron famosos no solamente por sus caminos, sino también por sus acueductos y sus sistemas de tuberías que llevaban agua a sus hogares y fuentes.

Entre los fundadores del medidor por presión diferencial se encuentran Castelli y Torricelli quienes a principios del siglo XVII determinaron que el gasto era igual a la velocidad del fluido por el área de la sección transversal donde circulaba el fluido. En 1730, el ingeniero francés Henri Pitot descubrió el uso del tubo que lleva su nombre y que con las modificaciones introducidas por Darcy (1855) y por E.S Cole (1896) es comúnmente usado para medir flujos de agua en tubos de diámetro conocido.

Un descubrimiento importante para la comprensión del flujo de fluidos se alcanzó en 1873 cuando el físico suizo Daniel Bernoulli publicó su libro hidrodinámica. En él, se introdujo el concepto de la conservación de la energía. Bernoulli determinó que un aumento en la velocidad de un fluido ocasiona un incremento en su energía cinética mientras que disminuye su energía estática. Es por ello que una restricción en el flujo causa un aumento en la velocidad del fluido y además provoca una disminución en la presión estática del mismo.

En 1831, el científico inglés Michael Faraday descubrió el dínamo, donde señaló que, si un disco de cobre gira entre los polos de un imán permanente, la corriente inducida en la bobina giratoria, en principio alterna, es transformada en continua mediante la acción de un conmutador giratorio. La ley de Faraday de la inducción electromagnética es la base para el funcionamiento del medidor de flujo magnético.

En el caso de algunas tecnologías de medidores de flujo, más de un siglo debió transcurrir entre el descubrimiento de un principio científico y su utilización en la construcción del medidor.

En 1842, el físico austríaco Christian Doppler descubrió que, si una fuente de sonido se aproxima a un receptor, la frecuencia del sonido aumentará. Si la fuente y el receptor se alejan una de otra, la frecuencia disminuirá (la longitud de onda del sonido parece disminuir). Sin embargo, pasó más de un siglo para que el primer medidor de flujo ultrasónico por efecto Doppler saliera al mercado.

La historia del medidor por efecto de Coriolis es similar. El ingeniero civil francés Gaspard Coriolis en 1843 descubrió que el viento, las corrientes oceánicas, y proyectiles de artillería, se desviaban de su eje debido a la rotación de la tierra. Una vez más, fue la lenta evolución de los sensores y electrónica lo que retrasó la creación del primer medidor de flujo por efecto de Coriolis que salió a la venta hasta 1970.

Los medidores volumétricos o de desplazamiento, datan de 1850. Los primeros, de tipo pistón alternativo, fueron diseñados por William Sewell y Henry Worthington. A partir de entonces fueron patentados medidores de dos pistones rotatorios (1876), de un solo pistón (1885), de disco oscilante (1871), de pistón oscilante (1884) y de disco plano (1892).

En 1883, el ingeniero mecánico británico Osborne Reynolds propuso una única relación de dimensiones para describir el perfil de velocidad de un fluido: $Re = DV\rho / \mu$ donde D es el diámetro de la tubería, V es la velocidad del fluido, ρ es la densidad del fluido, y μ es la viscosidad del fluido.

El notó que, a números de Reynolds bajos (menores a 2 000), el flujo es dominado por las fuerzas viscosas y el perfil de velocidad es parabólico. A mayor número de Reynolds (mayor de 20 000), el flujo es dominado por las fuerzas de inercia, resultando en una velocidad axial más uniforme a través de la corriente que fluye y un perfil plano de velocidad.

Hasta 1970, se creía que la transición entre flujo laminar y flujo turbulento era gradual, pero aumentó la comprensión de la turbulencia a través del modelado con supercomputadoras y se demostró que la aparición de turbulencias es abrupta. Cuando el flujo es turbulento, la caída de presión a través de una restricción es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo. Por lo tanto, el flujo se puede medir por la raíz cuadrada de un diferencial de presión a la salida de la restricción. Cuando el flujo es laminar, existe una relación lineal entre el flujo y la caída de presión.

En 1886, Clement Herschel inventó el “tubo venturi” (basado en el principio descubierto anteriormente por el ingeniero italiano Venturi), que contribuyó grandemente a la medición de flujo bajo presión.

Fue el húngaro-estadounidense ingeniero aeronáutico Theodore von Karman, quien se dio cuenta de que las rocas fijas en la corriente de agua generan vórtices, y que las distancias entre dichos vórtices de viaje son constantes, no importa qué tan rápido o qué tan lenta corra el agua. Más tarde, también observó que, cuando una bandera ondea en el viento; la longitud de onda de la agitación es independiente de la velocidad del viento; así se pudo diseñar los medidores por efecto vortex que determinan la velocidad de flujo contando el número de vórtices que pasan a través de un sensor.

Las computadoras han abierto nuevas fronteras en todos los campos de la ingeniería y la medición de flujo no fue la excepción. Fue en 1954 que otro húngaro-matemático estadounidense John von Neumann, desarrolló el circuito integrado que revolucionó el campo de los medidores de flujo en cuestión de diseño de sensores.

La dificultad para tomar lecturas de los medidores instalados en sitios de difícil acceso ha sido motivo para que los fabricantes hayan buscado una forma de registro remoto. El primer dispositivo de registro remoto de un medidor de gas se patentó en 1870, más tarde en 1919 se patentó para un medidor de agua. El primer sistema práctico fue introducido en 1957 y desde entonces los fabricantes de medidores han ofrecido dispositivos de diversos tipos, operados mecánicamente, o por electricidad generada por el propio medidor, por medios neumáticos, y otros que permiten tomar y grabar el estado del registro mediante aparatos portátiles.



Fig. i.6 Medidores de flujo.

Actualmente el desarrollo de la tecnología en todos los campos ha sido tal que ha permitido que la industria de diseño de medidores cuente con los elementos suficientes para diseñar sistemas con alta precisión y de fácil manejo, permitiendo el control total remoto de cada parte del medidor y mejorando con ello el rendimiento a futuro del mismo, figura i.6.

Hoy en día los medidores por placa de orificio son los más utilizados, seguidos por los de desplazamiento positivo (figura i.7), aunque los nuevos avances tecnológicos comienzan a dar a los medidores másicos mayor precisión y poco a poco son más utilizados en la industria.

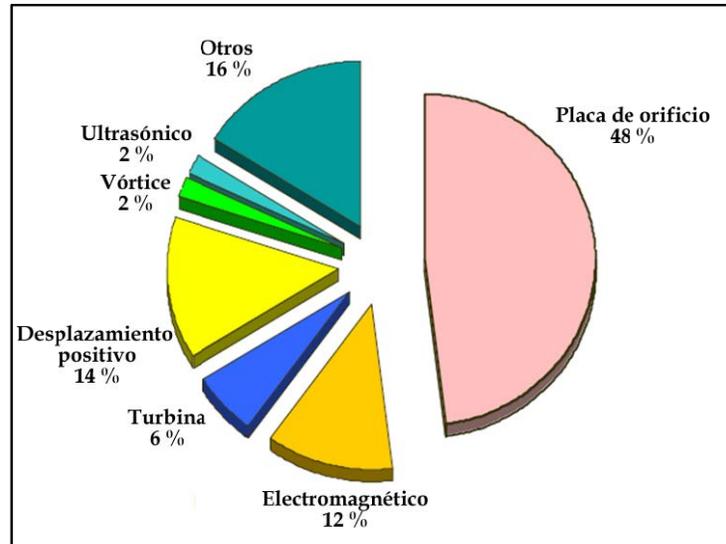


Fig. i.7 Uso de los distintos medidores, Fuente: PCE Group Europa.

i.2 Conceptos y factores que definen la operatividad de un medidor.^{1,9,37}

El propósito de una medición es determinar el valor de una magnitud, llamada el mensurando, que puede ser definido como el atributo sujeto a medición de un fenómeno, cuerpo o sustancia que puede ser distinguido cualitativamente y determinado cuantitativamente. La definición del mensurando es vital para obtener buenos resultados de la medición. En no pocas ocasiones se mide algo distinto al propósito original.

La imperfección natural de la realización de las mediciones, hace imposible conocer con certeza absoluta el valor verdadero de una magnitud. Toda medición lleva implícita una serie de errores o factores que influyen en el resultado final, ocasionando variaciones entre el valor real y el valor medido.

Campo de medida (rango).

Espectro o conjunto de valores de la variable medida que están comprendidos dentro de los límites superior e inferior de la capacidad de medida o transmisión del medidor, es expresado estableciendo los dos valores extremos.

Error.

Es la diferencia entre el valor leído o transmitido por el medidor y el valor real de la variable medida, figura i.8.

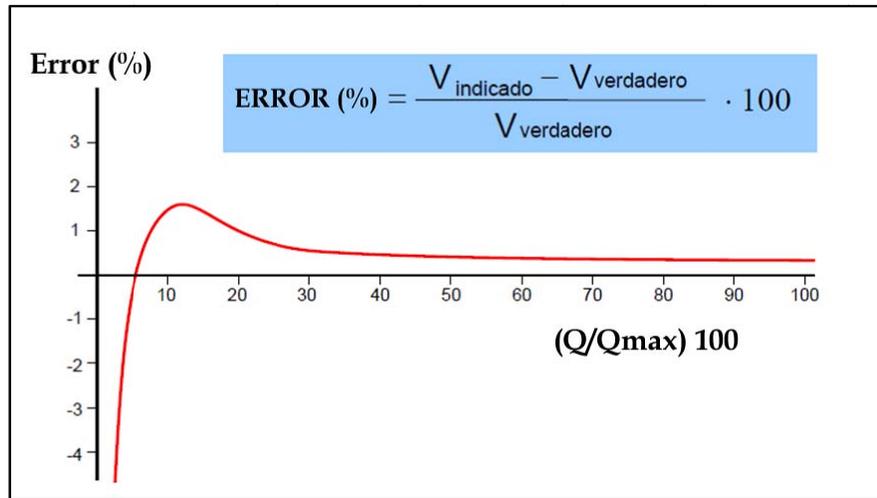


Fig. i.8 Error en la medición.

Incertidumbre.

Cuando se realiza una operación de calibración, se compara el medidor a calibrar con un aparato patrón para averiguar si el error se encuentra dentro de los límites dados por el fabricante del medidor. Como el aparato patrón no permite medir exactamente el valor verdadero (también tiene un error) y como además en la operación de comparación intervienen diversas fuentes de error, no es posible caracterizar la medida por un único valor, lo que da lugar a la llamada incertidumbre.

Entre las fuentes de incertidumbre se encuentran:

- Influencia de las condiciones ambientales.
- Lecturas diferentes de instrumentos analógicos realizados por los operadores.
- Variaciones en las operaciones repetidas de la medida en condiciones aparentemente idénticas.
- Valores inexactos de los instrumentos patrón.

Así pues, la incertidumbre es la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al verdadero valor de la magnitud medida.

Precisión

Se refiere a la capacidad de un medidor de indicar el gasto real dentro de un determinado rango de gastos. No debe confundirse con la reproducibilidad ya que la evaluación de la precisión se lleva en periodos cortos de tiempo mientras que la reproducibilidad se evalúa a largo plazo.

La precisión expresada como el porcentaje de la escala máxima (gasto) se utiliza generalmente para los medidores de placa de orificio, electromagnéticos y de área

variable. La precisión expresada como porcentaje de la lectura real se utiliza normalmente para los medidores de desplazamiento positivo y de turbina.

Rangeabilidad.

Se define como la medida del rango en el que él medidor puede operar adecuadamente sin una modificación mayor. Es la relación de la máxima y la mínima escala del medidor de flujo e indica lo versátil que puede ser el medidor en relación a los cambios de intervalo de medición que pueden presentarse durante su operación.

Exactitud.

Es la concordancia entre un valor obtenido experimentalmente y el valor de referencia. Es función de la repetibilidad y de la calibración del medidor, figura i.9.

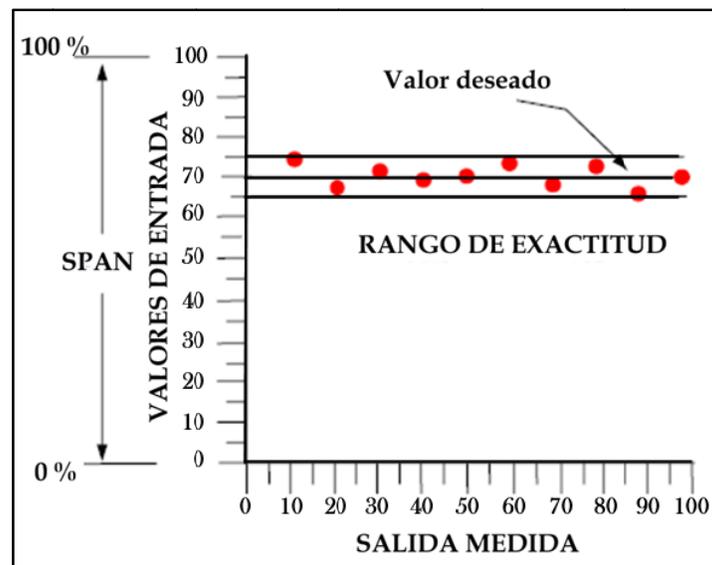


Fig. i.9 Exactitud de la medición.

La exactitud define los límites de los errores cometidos cuando el medidor se emplea en condiciones normales de servicio durante un periodo de tiempo determinado (normalmente 1 año). Hay que señalar que los valores de la exactitud de un medidor se consideran en general establecidos por el fabricante. Sin embargo suelen considerarse también los valores de calibración en sitio y de inspección.

Con ello se pretende tener un margen de seguridad para compensar los efectos de las diferencias de apreciación de las personas que efectúan la calibración, las posibles alteraciones debidas al desplazamiento del medidor de un punto a otro, los efectos ambientales, etc.

Repetibilidad.

La repetibilidad es la capacidad de un medidor de reproducir las mismas lecturas de salida al medir repetidamente valores idénticos de la variable en las mismas condiciones de servicio y en el mismo sentido de variación, recorriendo todo el campo de medida, figura i.10. Se considera en general su valor máximo (repetibilidad máxima) y se expresa

en tanto por ciento del alcance. Para determinarla el fabricante comprueba la diferencia entre el valor verdadero de la variable y la indicación o señal de salida del medidor recorriendo todo el campo de medida y partiendo, para cada determinación, desde el valor mínimo del campo de medida.

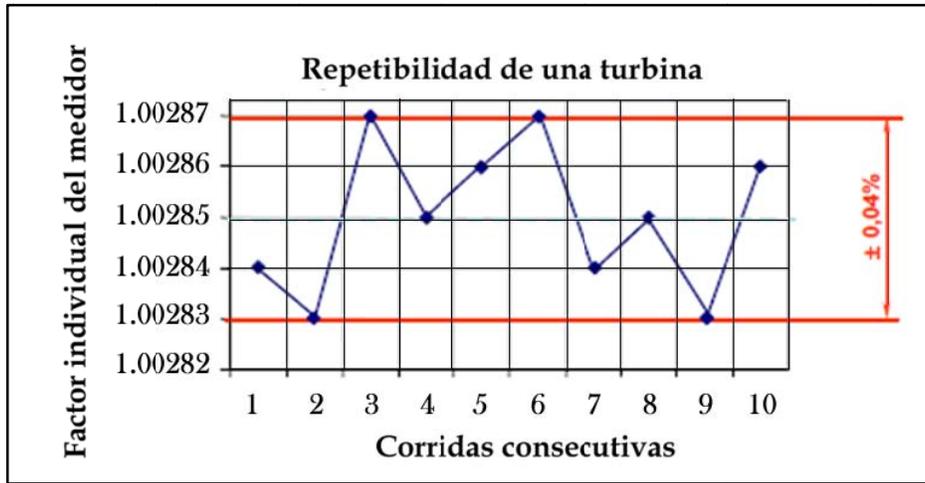


Fig. i.10 Medición de la repetibilidad en un medidor de turbina.

La repetibilidad viene dada por la formula
$$\frac{\text{valor final medido} - \text{valor inicial medido}}{\text{número total de mediciones realizadas}}$$
, donde se refiere al valor inicial medido, valor final medido y el número total de mediciones realizadas.

En ocasiones se suele pensar que la repetibilidad está directamente relacionada con la exactitud, suponiéndose que si se tiene una buena repetibilidad se tendrá una buena exactitud y dicha suposición no es correcta, como se puede observar en la figura i.11, el tener una buena repetibilidad no significa tener una buena exactitud.

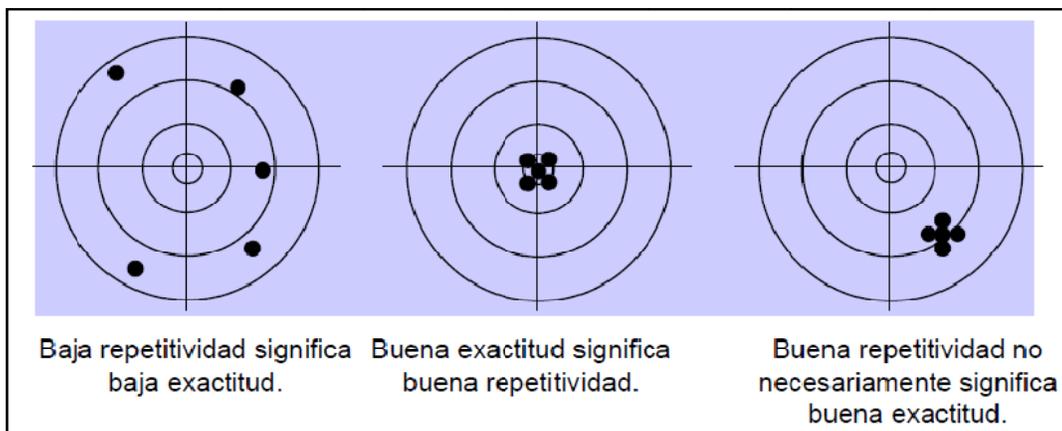


Fig. i.11 Relación de repetibilidad y exactitud.

Linealidad.

Los medidores ideales son lineales. De hecho, la mayoría de los sistemas de medición comerciales tienen respuesta lineal. Puede ocurrir, sin embargo, que la respuesta no sea

estrictamente lineal y, por ende, que ocurra un error por no linealidad de la respuesta del medidor. La linealidad mide precisamente la no linealidad, la máxima desviación respecto de un comportamiento lineal, figura i.12.

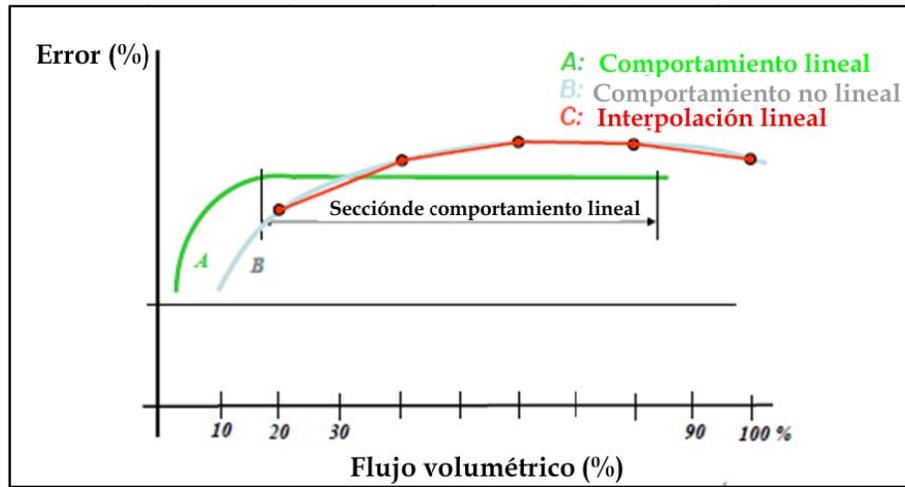


Fig. i.12 Comparación de linealidad.

i.3 Certificación de medidores.

Los procesos de transferencia de custodia, demandan el uso de sistemas de medición con características operacionales especiales, para cumplir con los requisitos establecidos en las normas de referencia o en los contratos de compra-venta.

En los últimos años, con el crecimiento de la globalización del mercado, de la ciencia y la tecnología, la trazabilidad de los resultados de las mediciones se ha convertido en un requisito cuyo cumplimiento garantiza que los resultados sean fácilmente comparables, validados y reproducibles, independientemente del lugar donde se hayan realizado las mediciones.

La trazabilidad puede definirse como *“la propiedad del resultado de una medición o de un patrón, tal que ésta pueda ser relacionada a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas incertidumbres determinadas”*.

Dentro de los criterios de selección de los sistemas de medición normalmente se toman en cuenta cualidades metrológicas propias de los instrumentos, por ejemplo: repetibilidad, linealidad, exactitud, etc., que son documentadas por los fabricantes y transmitidas al usuario a través de folletos, manuales o revistas técnicas.

Cuando no es posible demostrar la trazabilidad de un resultado de medición, entonces de manera automática se pierde la confianza en el mismo; similarmente, cuando no existe una declaración de incertidumbre del resultado de una medición, entonces no existe forma de poder comprobar el cumplimiento con especificaciones, o de resolver disputas por diferencias entre resultados de medición diversos.

La trazabilidad de las mediciones se caracteriza a través de seis elementos esenciales:

Una cadena interrumpida de comparaciones: La cadena ininterrumpida de comparaciones se relaciona con un patrón adecuado a las mediciones que efectúa la organización, normalmente un patrón nacional o internacional, la comparación, figura i.13.

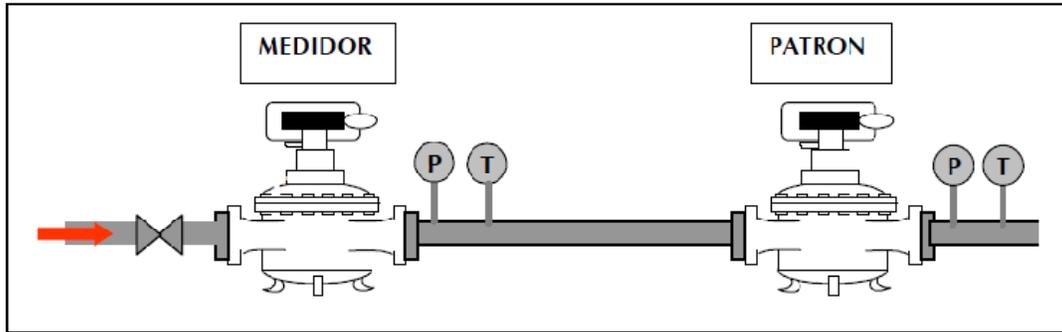


Fig. i.13 Comparación entre medidor y patrón nacional.

Los Patrones Nacionales de Medición tienen como objeto principal funcionar como la referencia oficial de medición de menor incertidumbre en el país y para dotar, en consecuencia, de trazabilidad a los resultados de medición que se obtienen en los sectores industrial, científico y del comercio a través de servicios de calibración, en la figura i.14 se muestra el Patrón Nacional de Volumen.



Fig. i.14 Patrón Nacional de Volumen.

Los patrones nacionales de medición pueden clasificarse como:

Patrón primario: Patrón que se ha definido o es ampliamente conocido como asociado a las mayores cualidades metrológicas y cuyo valor se acepta sin la necesidad de que sea referido a otros patrones de la misma calidad.

Patrón secundario: Es el patrón cuyo valor se establece por comparación con un patrón primario de la misma magnitud.

Patrón de referencia: Patrón que posee las mayores cualidades metrológicas posibles, ya sea en un lugar o en una organización dada, a partir del cual se pueden derivar las mediciones allí realizadas. Cuando la economía de un país u otras razones no permiten que los patrones nacionales estén constituidos por patrones primarios. Si en el país se presentaran necesidades metrológicas que superaran las que puedan obtenerse a partir de dicho patrón nacional, solo podrá satisfacerse la trazabilidad requerida por vinculación con patrones de la jerarquía que corresponda de otros países que garanticen trazabilidad a patrones primarios S.I.

Patrón de trabajo: Patrón, comúnmente calibrado con un patrón de referencia y que se utiliza rutinariamente para calibrar o verificar medidas materializadas o instrumentos de medición. Los patrones de trabajo pueden ser también patrones de referencia al mismo tiempo.

Patrón de transferencia: Es el patrón utilizado como intermediario para comparar patrones.

Patrón viajero: Es el patrón, algunas veces de construcción especial, destinado a ser transportado entre diferentes lugares.

La incertidumbre de la medición: La incertidumbre de la medición para cada paso de la cadena de trazabilidad es transferible y debe ser calculada de acuerdo a algún método establecido, permitiendo establecer una incertidumbre total para toda la cadena.

La documentación: Cada paso de la cadena de trazabilidad se realiza según procedimientos de calibración reconocidos y documentados, incluyéndose la declaración de los resultados.

La competencia técnica: Los laboratorios u organismos que realizan uno o más pasos en la cadena deben proveer evidencia de su competencia técnica. Por ejemplo, demostrando que están acreditados o que operan, como mínimo, en conformidad con los requisitos técnicos establecidos en las normas correspondientes.

La referencia a las unidades del SI: La cadena de comparaciones finaliza en los patrones primarios de realización del Sistema Internacional de Unidades.

La frecuencia de calibración: Las calibraciones deben repetirse a intervalos apropiados. La duración de dichos intervalos depende de diversas variables como: la incertidumbre requerida, la frecuencia de uso de los equipos, la forma en que se utilizan, la estabilidad de los mismos, entre otros factores. Los intervalos para las calibraciones son establecidos por el propio usuario del equipo a no ser que existan regulaciones de carácter legal que lo impidan.

La jerarquía de la calibración es de vital interés a la hora de decidir a qué nivel se debe acceder para calibrar el equipo que se utiliza.

Primer Nivel.

Nivel internacional: A nivel internacional, la Conferencia Internacional de Pesas y Medidas (CGPM) toma las decisiones referidas al Sistema Internacional de Unidades (SI) y a la

realización de los patrones primarios. La Oficina Internacional de Pesas y Medidas (BIPM) tiene a su cargo la coordinación del desarrollo y mantenimiento de los patrones primarios y la organización de intercomparaciones a máximo nivel.

Segundo Nivel.

Institutos Nacionales de Metrología (INM): Son las autoridades más altas en metrología en casi todos los países. En la mayoría de los casos mantienen los patrones nacionales que son las fuentes de trazabilidad para las magnitudes físicas en el país. Tienen como objetivo principal dotar de trazabilidad a los sistemas de medición instalados en la industria, a través de servicios de calibración; mismos que pueden ser realizados por los institutos o a través de la red de laboratorios secundarios con los que se cuente.

Son los responsables de diseminar las unidades de medida tanto en la metrología industrial como en la metrología científica y legal en sus respectivos países. Los INM están en el nivel superior de la jerarquía de calibración de un país.

Aseguran que los patrones primarios son, asimismo, internacionalmente comparables. Son responsables de diseminar las unidades de medición a los usuarios, sean científicos, autoridades públicas, laboratorios o empresas.

En México el Centro Nacional de Metrología (CENAM) es el laboratorio nacional de referencia en materia de mediciones. Es responsable de establecer y mantener los patrones nacionales, ofrecer servicios metrológicos como calibración de instrumentos y patrones, certificación y desarrollo de materiales de referencia, cursos especializados en metrología, asesorías y venta de publicaciones. Mantiene un estrecho contacto con otros laboratorios nacionales y con organismos internacionales relacionados con la metrología, con el fin de asegurar el reconocimiento internacional de los patrones nacionales de México

Tercer Nivel.

Laboratorios de calibración acreditados: Cuando el laboratorio forma parte de una estructura organizada mucho más amplia, los laboratorios acreditados están en la cima de la jerarquía de calibración interna de una organización. Su tarea es entonces comparar, a intervalos apropiados, los patrones de trabajo propios de la organización con patrones de referencia, los cuales son calibrados por el INM o un laboratorio de calibración acreditado con una mejor capacidad de medición.

Muchos laboratorios acreditados llevan a cabo calibraciones para clientes externos; por ejemplo, organizaciones que no tienen facilidades de calibración con equipos apropiados, laboratorios de ensayo, etc. Si un laboratorio de calibración es contratado para una tarea de calibración determinada, el cliente tiene que estar seguro que la incertidumbre de la calibración es suficientemente pequeña en comparación con el uso previsto del equipo de medición a calibrar. Los resultados de la calibración deben documentarse en un certificado de calibración.

Cuarto Nivel.

Laboratorios de calibración no acreditados: Se ubican en el nivel más bajo de la cadena de trazabilidad. La demostración de la trazabilidad de las mediciones requiere de un riguroso análisis para evaluar que el laboratorio cumple con los seis elementos esenciales relativos a la trazabilidad.

En la actualidad los Institutos Nacionales de Metrología evalúan las propiedades metrológicas de los patrones nacionales a través de los siguientes mecanismos:

- *Calibración directa del instrumento o patrón del cliente contra los patrones de referencia designados:* El cliente envía el medidor por calibrar a las instalaciones del laboratorio de calibración, donde se realiza la comparación entre patrón y medidor. Aunque dicha alternativa es la más socorrida en la actualidad, tiene la desventaja de que requiere de tiempos largos para su realización y el riesgo de daños durante el transporte del medidor. No es indispensable que la calibración se efectúe en un INM; un laboratorio secundario puede realizar el proceso de calibración.
- *Materiales de Referencia Certificados (MRC):* Son producidos por los INM como un patrón de referencia para la calibración de instrumentos de medición, por parte del usuario. Cada material de referencia es acompañado de un certificado de calibración donde se informa sobre el valor de la propiedad física en cuestión (densidad, viscosidad cinemática, volumen, etc.), su incertidumbre, el nivel de confianza, entre otros datos.
- *Servicio de calibración en sitio:* El laboratorio de calibración lleva sus patrones de referencia a las instalaciones del cliente para realizar la calibración del instrumento o sistema de medición.

Para facilitar la demostración de la trazabilidad, se usan cartas de trazabilidad, en las cuales se muestran las unidades, los patrones, materiales de referencia trazables al SI, los métodos de medición, las referencias a las calibraciones, la incertidumbre de medición y en algunos casos la identificación del organismo responsable de cada calibración.

La carta de trazabilidad es un requisito que debe presentar una unidad de verificación acreditada, en proceso de acreditación o que solicita una acreditación. Las cartas de trazabilidad deben contener la información suficiente para poder evaluar la trazabilidad de las mediciones hacia patrones nacionales o extranjeros.

En la figura i.15 se muestra una carta de trazabilidad típica para la medición de gas, para alcances de medición hasta de algunos miles de litros por minuto. Se puede observar que en la carta de trazabilidad, el origen de la misma son las realizaciones de las unidades básicas del Sistema Internacional de Unidades.

Para las compañías, la trazabilidad de los equipos de medición a patrones nacionales, por medio de calibraciones resulta necesaria, dado el crecimiento de la demanda nacional e internacional de comerciar con los hidrocarburos o sus derivados: las empresas encargadas de vender y aquellos clientes encargados de comprar deben medir con la misma precisión, incertidumbre y medida.

Pero también hay razones legales y técnicas que hacen necesario que los sistemas de medición cuenten con trazabilidad. Resulta muy importante, en términos de confiabilidad del vendedor, la demostración de haber elegido un adecuado equipo de medición en óptimas condiciones de trabajo, para el control del sistema. Ya que un control sistemático totalmente documentado de los equipos de medición junto con pruebas detalladas de que el equipo ha sido utilizado correctamente es esencial si se torna necesario comprobar o demostrar la confiabilidad.

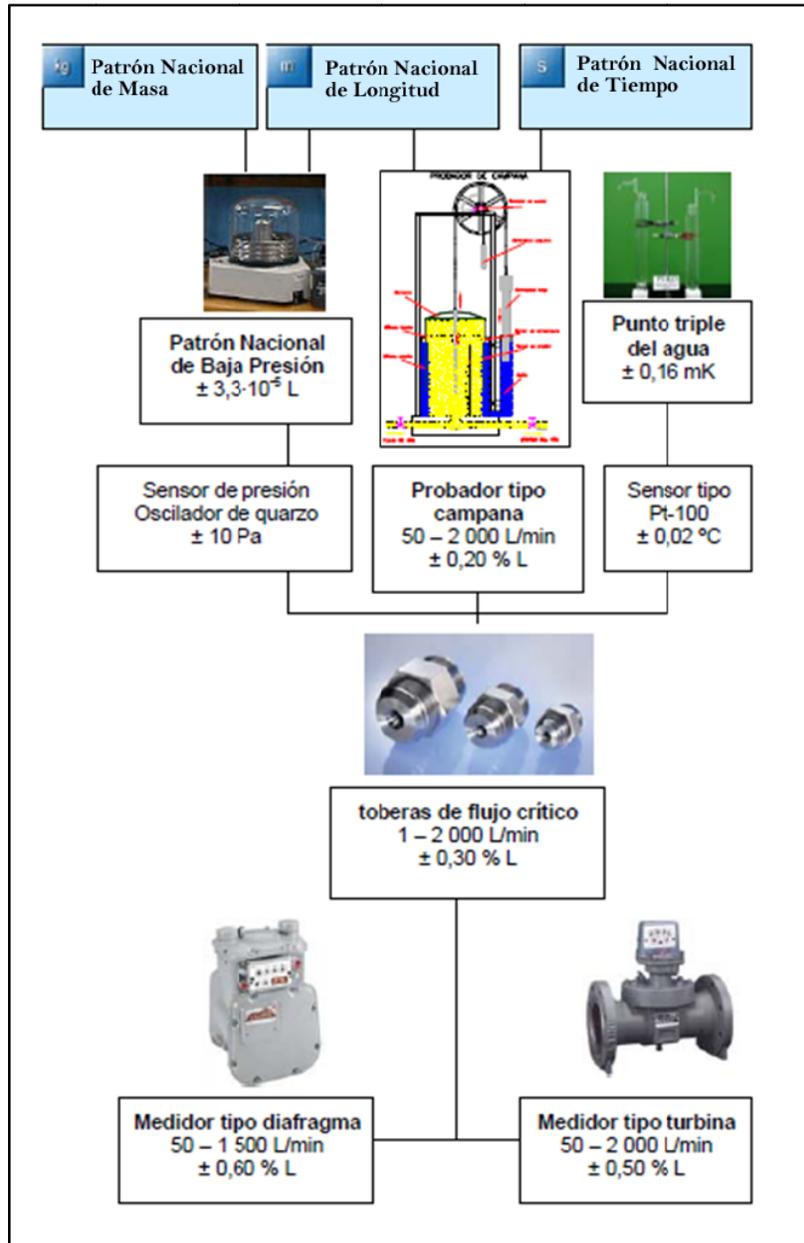


Fig. i.15 Carta de trazabilidad para las mediciones de gas.

CAPÍTULO 1

- **Comportamiento de fase.**
- **Patrones de flujo.**
- **Número de Reynolds.**
- **Régimen de flujo.**
- **Cavitación.**
- **Expansión del líquido.**
- **Teorema de Bernoulli.**

CAPÍTULO I. PRINCIPIOS DE FLUJO EN TUBERÍAS.

Cuando las operaciones de perforación y terminación son finalizadas, la actividad siguiente es abrirlo a producción y permitir la aportación de fluidos del yacimiento al conjunto de elementos que se encargará de transportarlos a su destino final.

El conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización se conoce como Sistema Integral de Producción (SIP).

Los elementos que conformaran el Sistema Integral de Producción son basados en las necesidades que cada instalación requerirá y en la complejidad que significa el llevar los fluidos del yacimiento a las instalaciones superficiales. Lo que implica que el SIP puede ser relativamente simple o altamente complejo. En la figura 1.1 se puede observar los componentes básicos de un SIP.

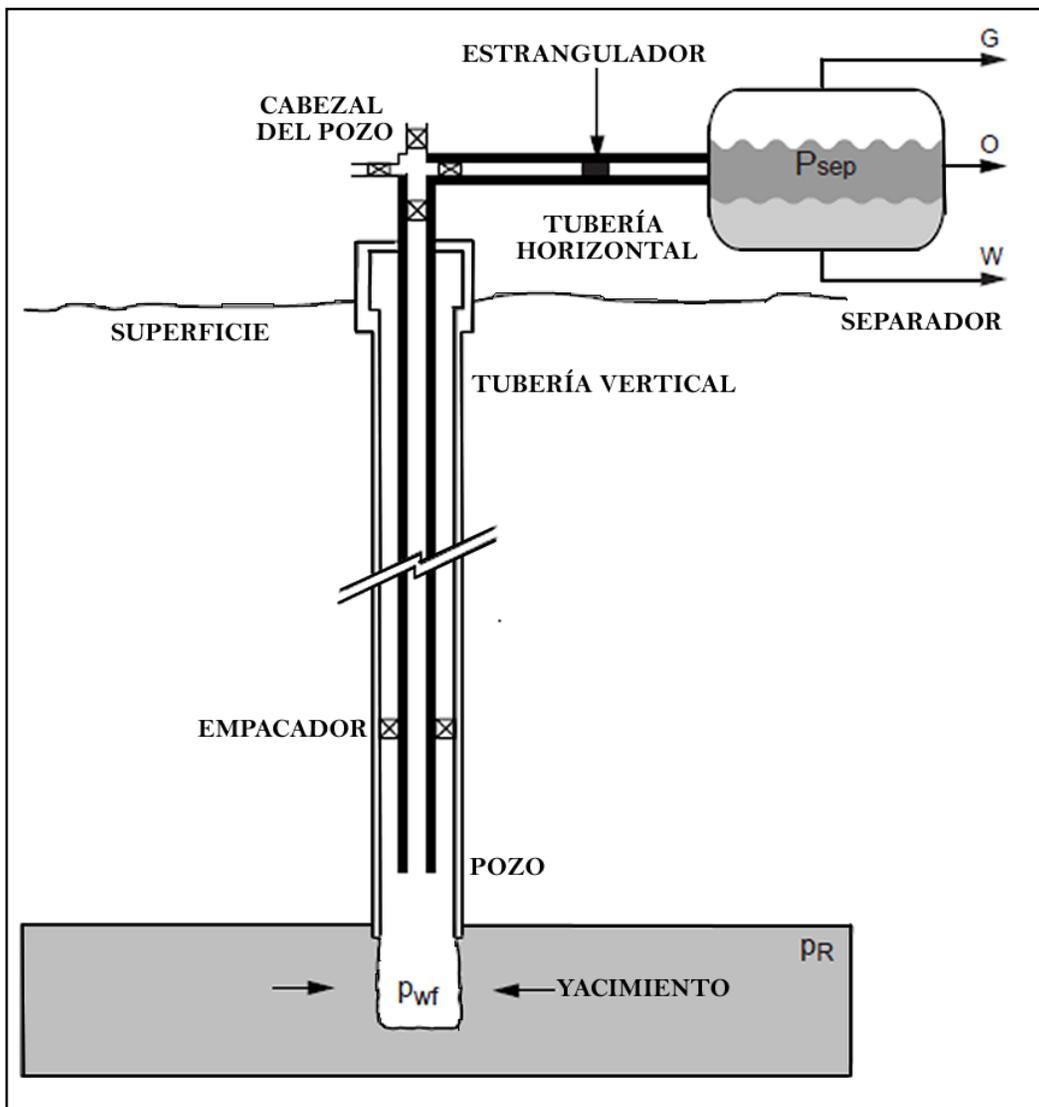


Fig. 1.1 Componentes básicos del Sistema Integral de Producción.

Los fluidos aportados por el yacimiento entran a las tuberías y experimentan una serie de cambios y fenómenos (cambios de fase, fricción, patrones de flujo, régimen de flujo, etc.), que en lo posterior serán de importancia por ser factores que influyen en la selección del medidor de flujo más apropiado.

I.1 Comportamiento de fase.^{27, 28, 29, 30}

Una fase se define como la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas (aquéllas que son independientes de la masa), de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gas y líquido.

El agua puede existir en tres fases: sólida, líquida y vapor, cada una es homogénea y distinta físicamente una de otra, son determinadas por las condiciones físicas y termodinámicas a las que están expuestas, la presión y la temperatura son tal vez los factores más influyentes que pueden determinar la fase que adoptara un sistema.

El recorrido que siguen los fluidos desde el yacimiento hacia las instalaciones finales, es presentado a continuación, cada vez que el fluido entra o sale de un elemento del SIP experimenta un cambio de presión y temperatura por lo que es indispensable conocer dichas caídas de presión y en qué elementos se presentan.

Flujo en el yacimiento: El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia donde la presión es P_{ws} (presión estática de yacimiento), viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del pozo, r_w .

Flujo a través de los disparos: Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la terminación que puede ser una tubería de revestimiento cementada y perforada, normalmente utilizada en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de presión se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del pozo perforado y a la longitud de penetración de los disparos; en el segundo caso la pérdida de presión se debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar los disparos los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} (presión de fondo fluyendo).

Flujo a través del pozo: Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} (presión en la cabeza del pozo).

Flujo en líneas superficiales: Al salir del pozo si existe un estrangulador en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente de su diámetro, a la descarga del mismo la presión será P_{le} (presión en la línea de descarga), luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión P_{sep} (presión de separación), donde se separa la mayor parte del gas contenido en el aceite.

En la figura 1.2 se presenta un esquema donde se representan las caídas de presión generadas en los elementos que conforman el SIP.

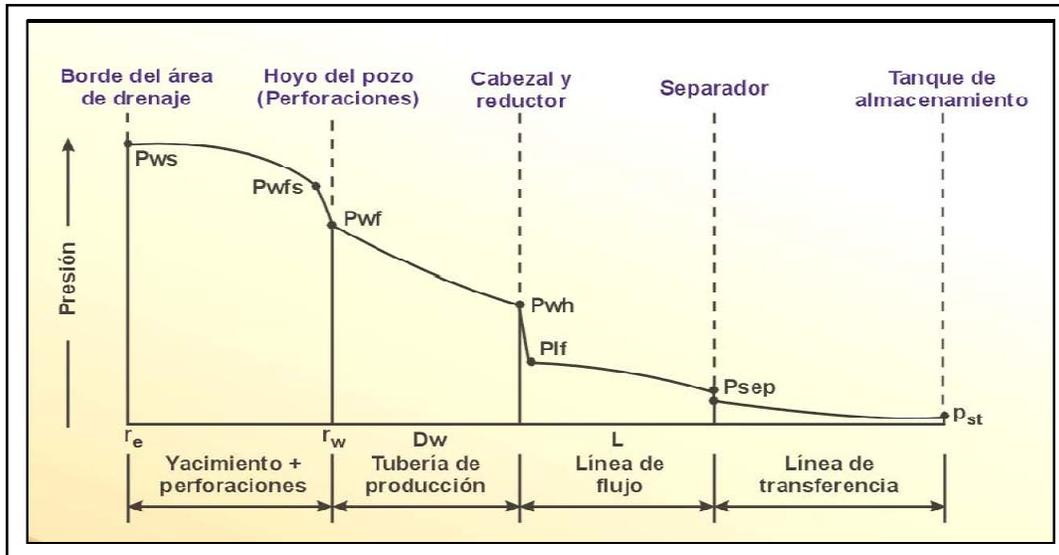


Fig. 1.2 Caídas de presión a través del SIP.

Si los fluidos almacenados en el yacimiento contienen gas en solución, cada vez que exista una caída de presión en el fluido dicho gas será liberado, generando así un sistema de dos fases a través de las tuberías, la liberación de gas ocasionará cambios en las propiedades de cada sistema, lo que influirá en el comportamiento y movilidad del fluido dentro de las tuberías, logrando su estabilización a su llegada al tanque de almacenamiento. La determinación experimental y matemática del comportamiento de las fases se expresa en diferentes gráficos conocidos como “diagramas de fase”. Los diagramas de fase representan las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de una sustancia.

Sistema de un solo componente.

Un sistema de un solo componente está formado totalmente de una clase de átomos o moléculas. El entendimiento cuantitativo de las relaciones entre la temperatura, T , la presión, P , y el volumen, V , de componentes puros proporciona las bases para el entendimiento del comportamiento de mezclas complejas de hidrocarburos, figura 1.3.

Sistema de dos componentes.

Un rasgo que se distingue del sistema de un solo componente es que, a una temperatura fija, dos fases (el vapor y el líquido) pueden existir en equilibrio a una presión determinada; conocida como presión de vapor. Para un sistema binario, dos fases pueden existir en equilibrio a diferentes presiones a la misma temperatura, una de las características importantes de los sistemas binarios es la variación de sus propiedades termodinámicas y físicas respecto a la composición, figura 1.4.

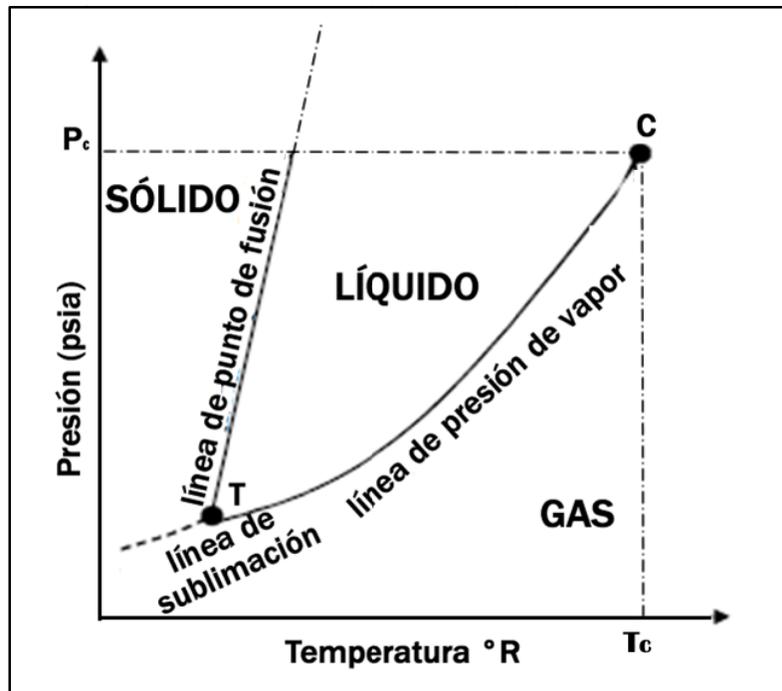


Fig. 1.3 Sistema de un solo componente.

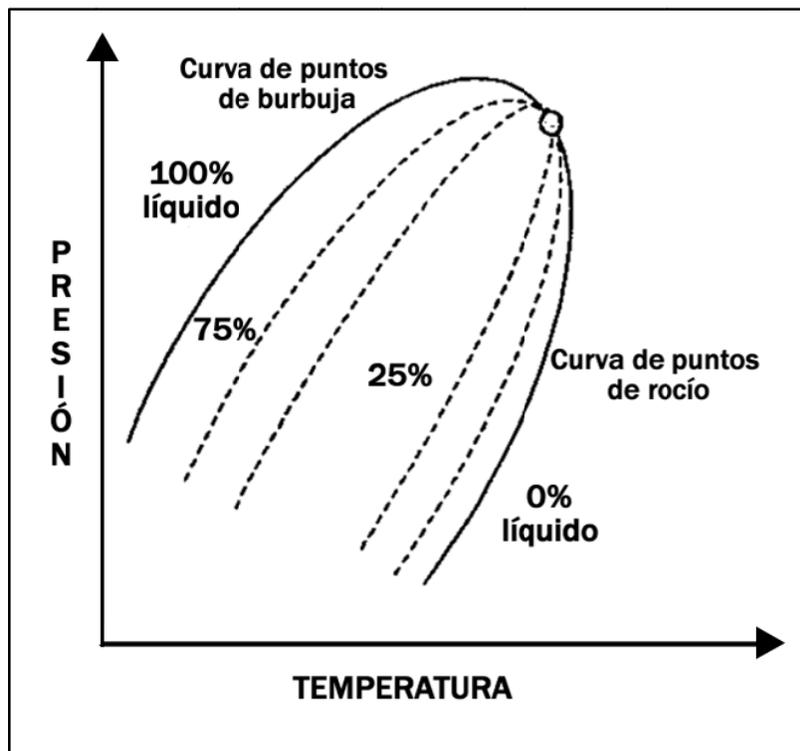


Fig. 1.4 Sistema de dos componentes.

Sistema multicomponente (figura 1.5).

El comportamiento de fase de sistemas multicomponentes de hidrocarburos en la región líquido-vapor es muy semejante al comportamiento de fase de sistemas de dos componentes puros. Sin embargo, los rangos de presión y temperatura en los cuales las dos fases existen en equilibrio se incrementan significativamente, así el sistema llega a ser más complejo con un gran número de componentes puros distintos.

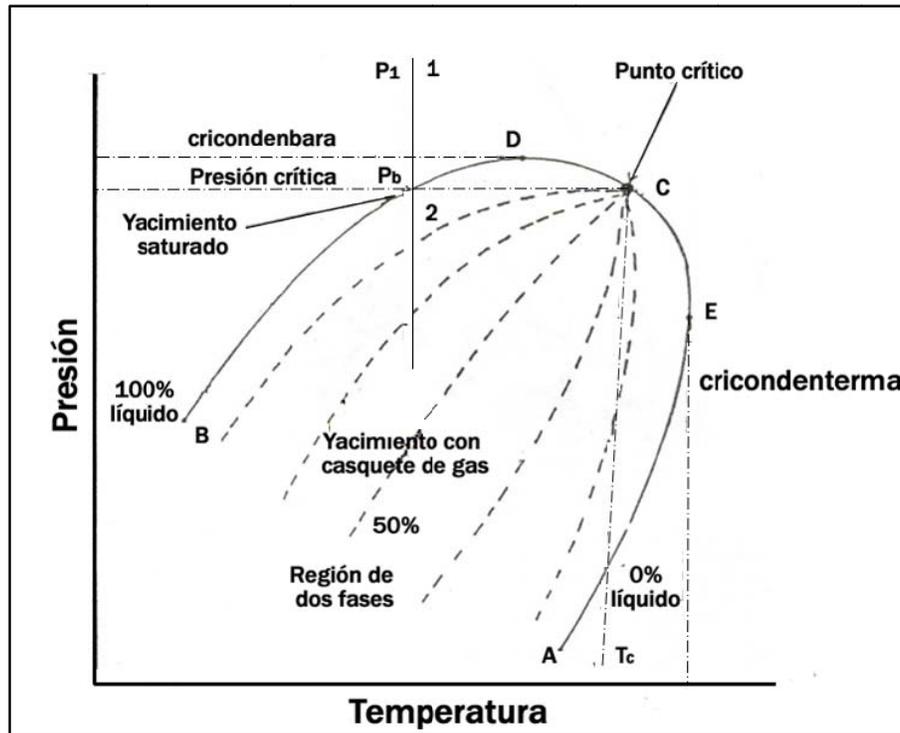


Fig. 1.5 Sistema multicomponente.

Los hidrocarburos comprenden una variedad de componentes que abarcan desde el metano que solo tiene un átomo de carbono hasta los compuestos de carbono de cadena muy larga, además de moléculas cíclicas, aromáticas y otras moléculas complejas tales como los asfaltenos y las parafinas.

Un hidrocarburo se encuentra en una sola fase si la presión y la temperatura están fuera de la envolvente de fases. En condiciones que caen dentro de la envolvente, coexisten dos fases. Sin embargo, la composición de las fases cambia dentro de la región bifásica. Cerca de la curva del punto de burbujeo, la fase gaseosa corresponde predominantemente a metano, pero ingresando más en la región de dos fases, otros componentes livianos e intermedios ingresan en la fase gaseosa.

De un modo similar, los primeros componentes líquidos que se separan después de atravesar el punto de rocío son los componentes más pesados; los componentes más livianos pasan a la fase líquida en las condiciones que prevalecen más allá de la curva del punto de rocío. La condición de presión y temperatura en la cual se unen las curvas del punto de burbujeo y la del punto de rocío se denomina punto crítico. Aquí, la densidad y la composición de las fases líquida y gaseosa son idénticas. La temperatura máxima a la cual

pueden coexistir dos fases se denomina cricondenterma, mientras que la presión máxima a la cual pueden coexistir dos fases se denomina cricondenbara.

Los diagramas multicomponentes P-T son usualmente usados para:

- Clasificación de yacimientos.
- Describir el comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento.

Para una clasificación apropiada de un yacimiento se requiere el conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases y de las fuerzas responsables de los mecanismos de producción.

Así se pueden clasificar los yacimientos en función del diagrama de fase representativo de cada fluido a ser producido, permitiendo conocer las fases presentes en superficie y diseñar de manera precisa el conjunto de instalaciones para la separación, medición y/o almacenamiento de los fluidos.

Aceite negro (figura 1.6).

Son yacimientos en los cuales la temperatura es mucho menor a la crítica, existe una proporción considerable (alrededor de 40 %) de heptano, la reducción de la presión a temperatura constante no produce grandes cambios en cuanto a la relación gas-aceite. Al explotar el yacimiento la temperatura permanece constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo donde comenzará la liberación del gas.

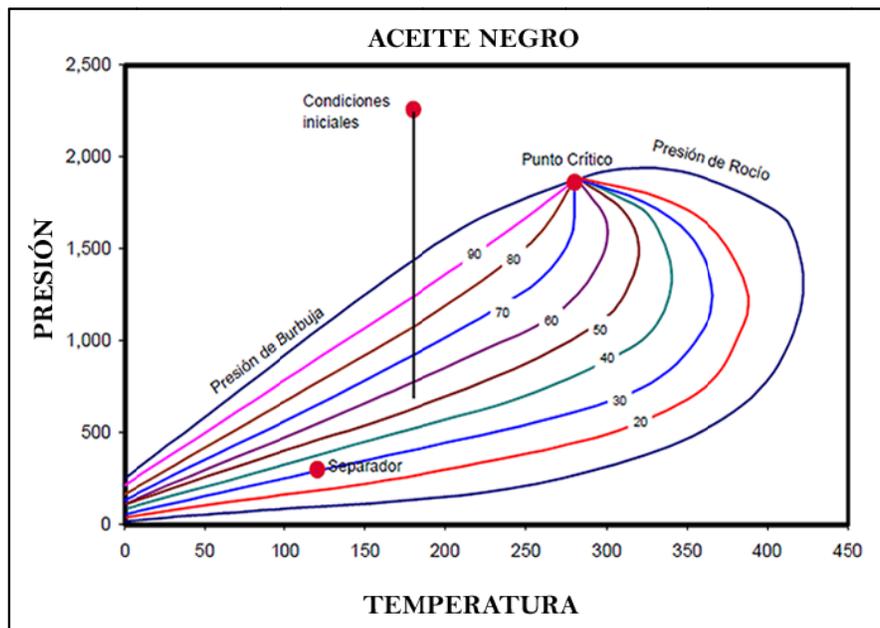


Fig. 1.6 Diagrama de fase de un aceite negro.

- Relación gas-aceite entre 200-700 — .
- Densidad menor a 15 .
- Generalmente de color oscuro o negro, pero puede también ser verdoso o hasta café, indicando presencia de hidrocarburos pesados.

- Factor de volumen de 2.0 o menor.

Aceite volátil (figura 1.7).

Son yacimientos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente cerca del punto crítico en estado líquido, la reducción de la presión a temperatura constante origina considerables cambios en la relación gas-aceite y cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo se produce un agotamiento acelerado del crudo.

- Relación gas-aceite de 2,000-3,500 $\left[\frac{pie^3}{Bl}\right]$.
- Densidad entre 45-55 ° API.
- Factor de volumen inicial mayor a 2.0.
- Generalmente tienen un color verdoso a naranja.

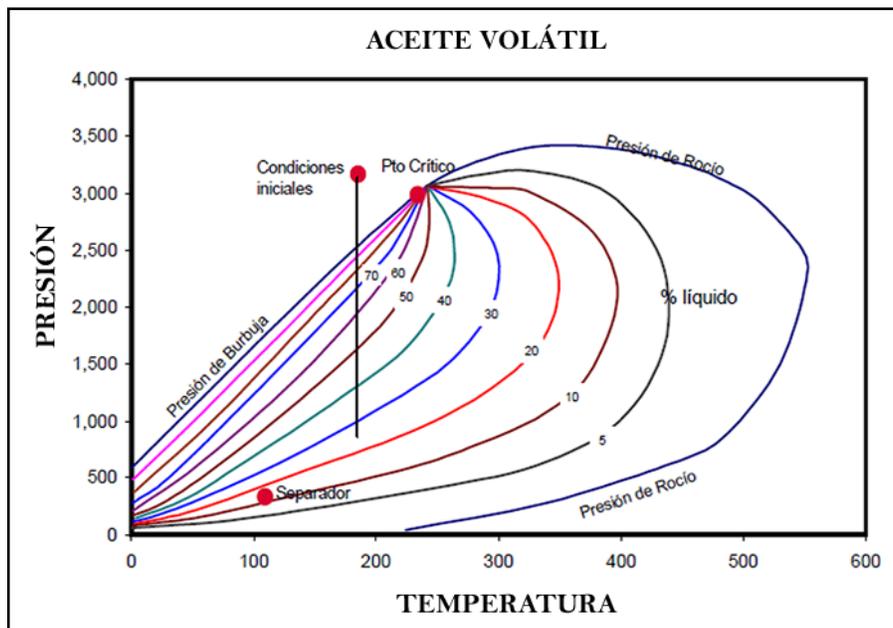


Fig. 1.7 Diagrama de fase de un aceite volátil.

Gas y condensado (figura 1.8).

Son yacimientos en donde la mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa o en punto de rocío a condiciones iniciales de yacimiento, pero luego al entrar en la región bifásica presenta condensación retrógrada durante la reducción de la presión a temperatura constante, hasta cierto punto en el cual la saturación de líquido empieza a descender. La temperatura se encuentra entre la crítica y la cricondenterma.

- Densidad arriba de 50 ° API de los condensados.
- Fracción de Heptano Plus menor a 12.5 por ciento mol.
- Los líquidos en el tanque generalmente tienen un color como agua blanca.

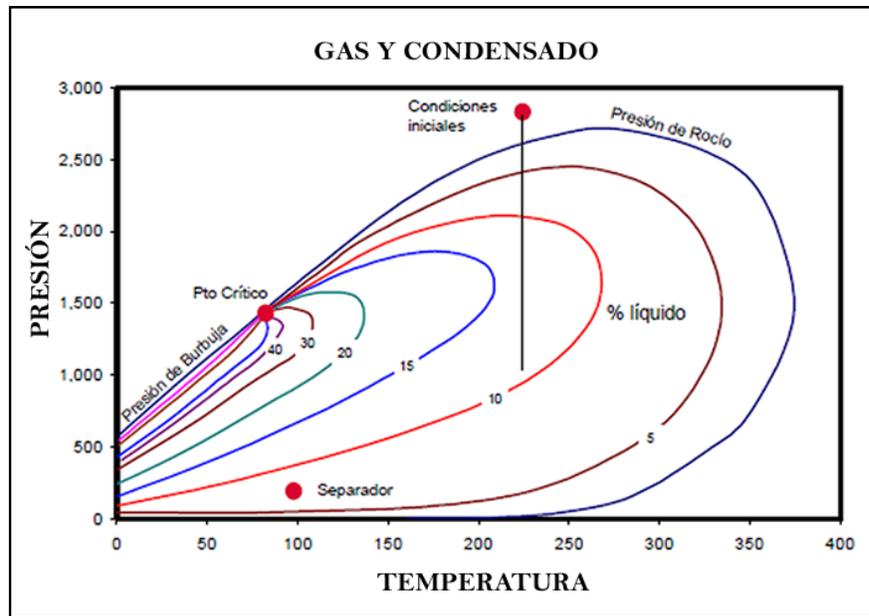


Fig. 1.8 Diagrama de fase de un gas y condensado.

Gas húmedo (figura 1.9).

Se definen como los yacimientos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se mantiene como gas en el yacimiento pero en superficie entra en la zona bifásica. La temperatura presente es superior a la cricondenterma,

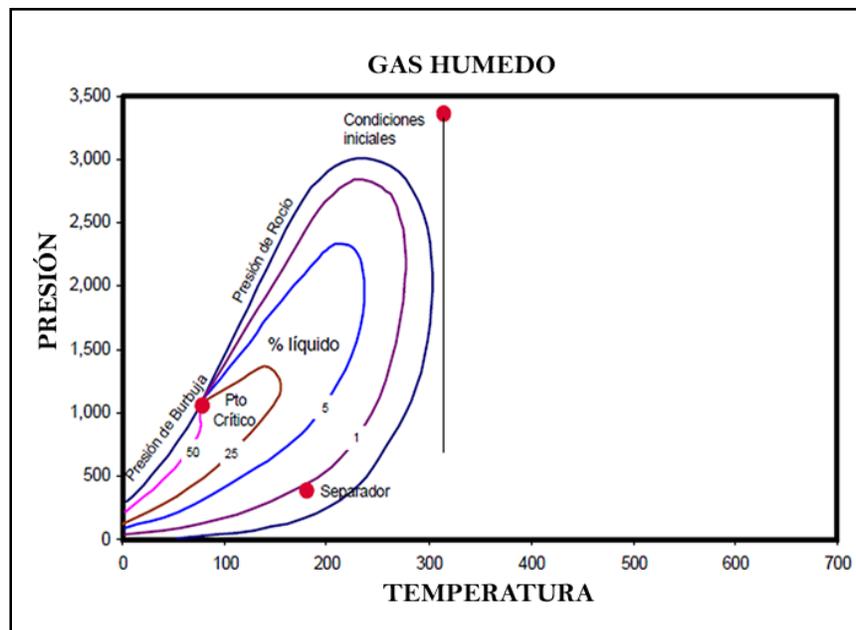


Fig. 1.9 Diagrama de fase de un gas húmedo.

- Relación gas-aceite entre 60,000 a 100,000 $\left[\frac{pie^3}{Bl}\right]$.
- Densidad de líquido en tanque mayor a 60° API.

- Color de líquido en el separador es como de agua blanca.

Gas seco (figura 1.10).

Son yacimientos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se mantiene como gas tanto en yacimiento como en superficie, generalmente la composición del hidrocarburo presente posee alrededor de 90 % de gas metano y la temperatura excede la cricondenterma.

- Principalmente metano con algo de componentes intermedios.
- Condiciones en separador caen fuera de la envolvente de fase.

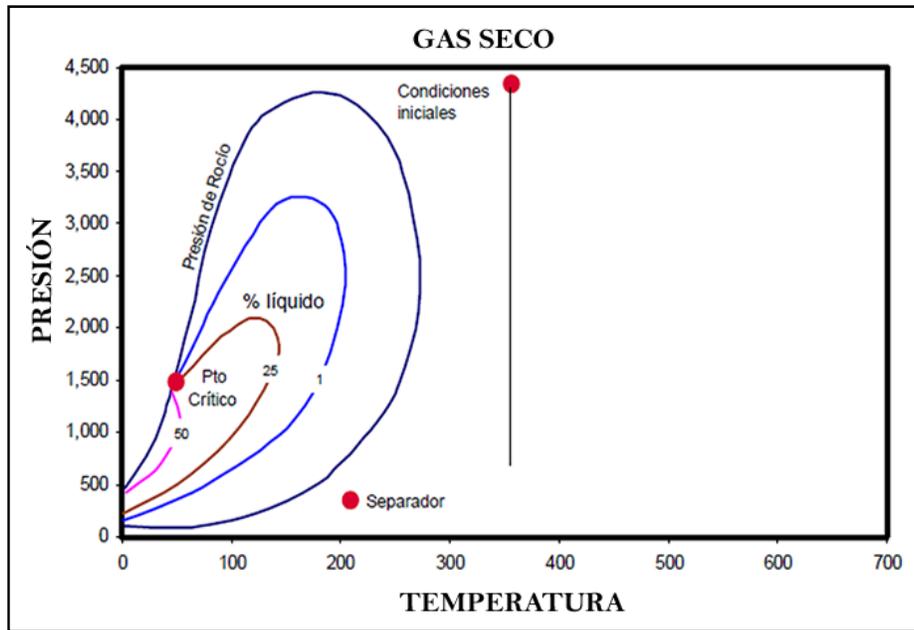


Fig. 1.10 Diagrama de fase de un gas seco.

Cada yacimiento tiene un diagrama de fase característico y por lo tanto propiedades físicas y termodinámicas diferentes, que permitirán establecer el comportamiento y tipo de flujo que se tendrá en la tubería.

I.2 Patrones de flujo,^{3, 25, 26, 36}

Cuando una mezcla gas-líquido entra a una tubería, las dos fases tienden a separarse presentando una distribución y configuración estructural distinta una de la otra conocida como "patrón de flujo". La figura 1.11 muestra los modelos de patrón de flujo típicos para una tubería horizontal y vertical.

El patrón de flujo depende principalmente de las velocidades superficiales de los fluidos así como de la geometría del sistema y las propiedades físicas de la mezcla. En proporciones bajas gas-líquido, el gas tiende a manifestarse en pequeñas burbujas que se elevan a la cima de la tubería mientras que en el centro la corriente de líquido es predominante.

Con el incremento de la proporción gas-líquido, las burbujas se hacen más grandes y tarde o temprano se combinan para formar tapones. El aumento de la proporción hace que los

taponos se hagan más largos hasta que finalmente el gas y el líquido se separan progresivamente en estratos, cuando el gasto de gas se incrementa, la interfaz gas-líquido en el flujo estratificado comienza a ondularse; las ondulaciones se hacen mayores con proporciones crecientes de gas hasta que las crestas toquen la parte superior de la tubería para formar baches de líquido que son empujados por el gas. En altas proporciones gas-líquido, el líquido es dispersado en la corriente libre de gas.

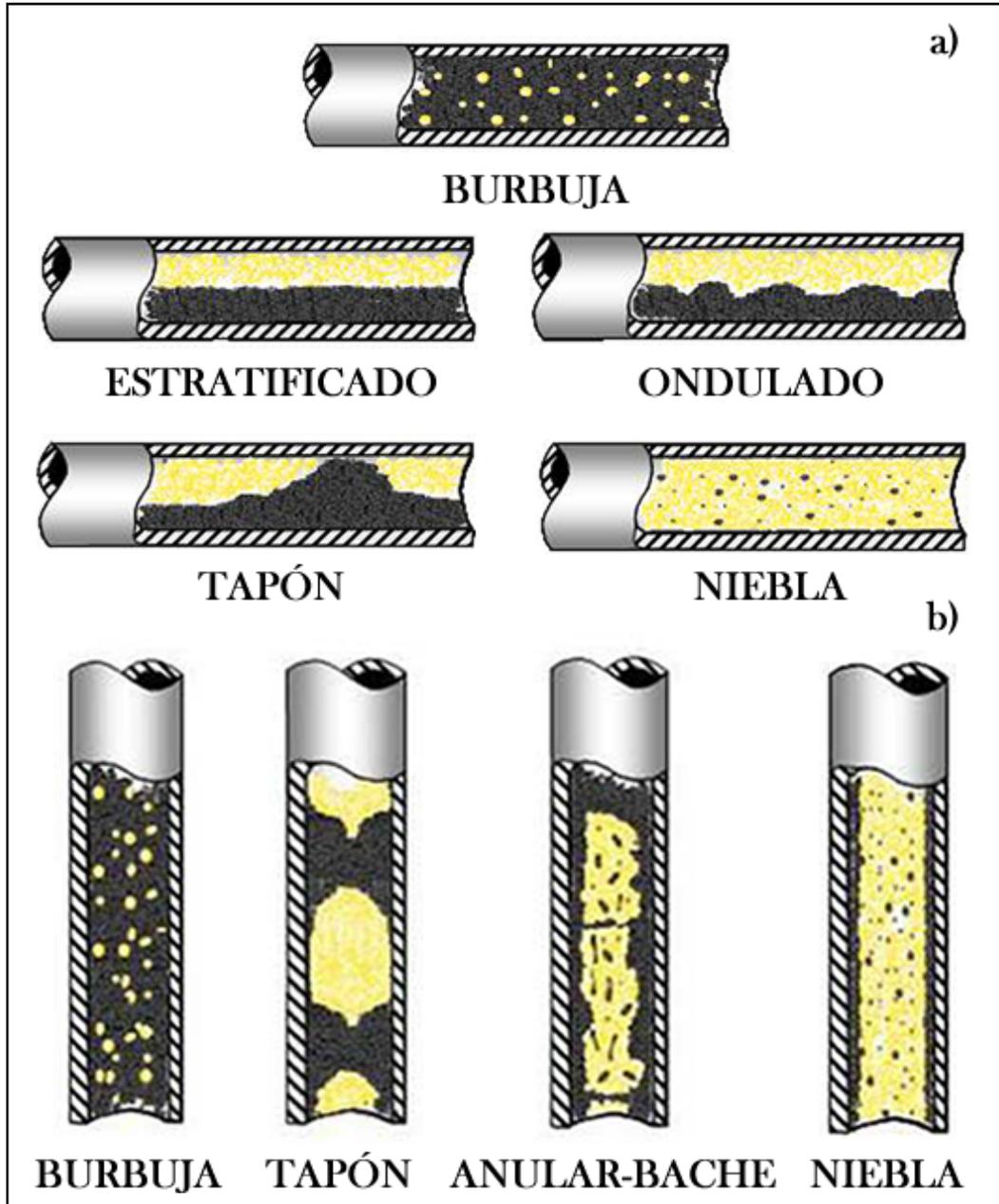


Fig. 1.11 Patrones de flujo, a) Tubería horizontal, b) Tubería vertical.

La figura 1.12 muestra cómo se pueden presentar los patrones de flujo a través de la tubería de producción conforme el líquido llega a la cabeza del pozo.

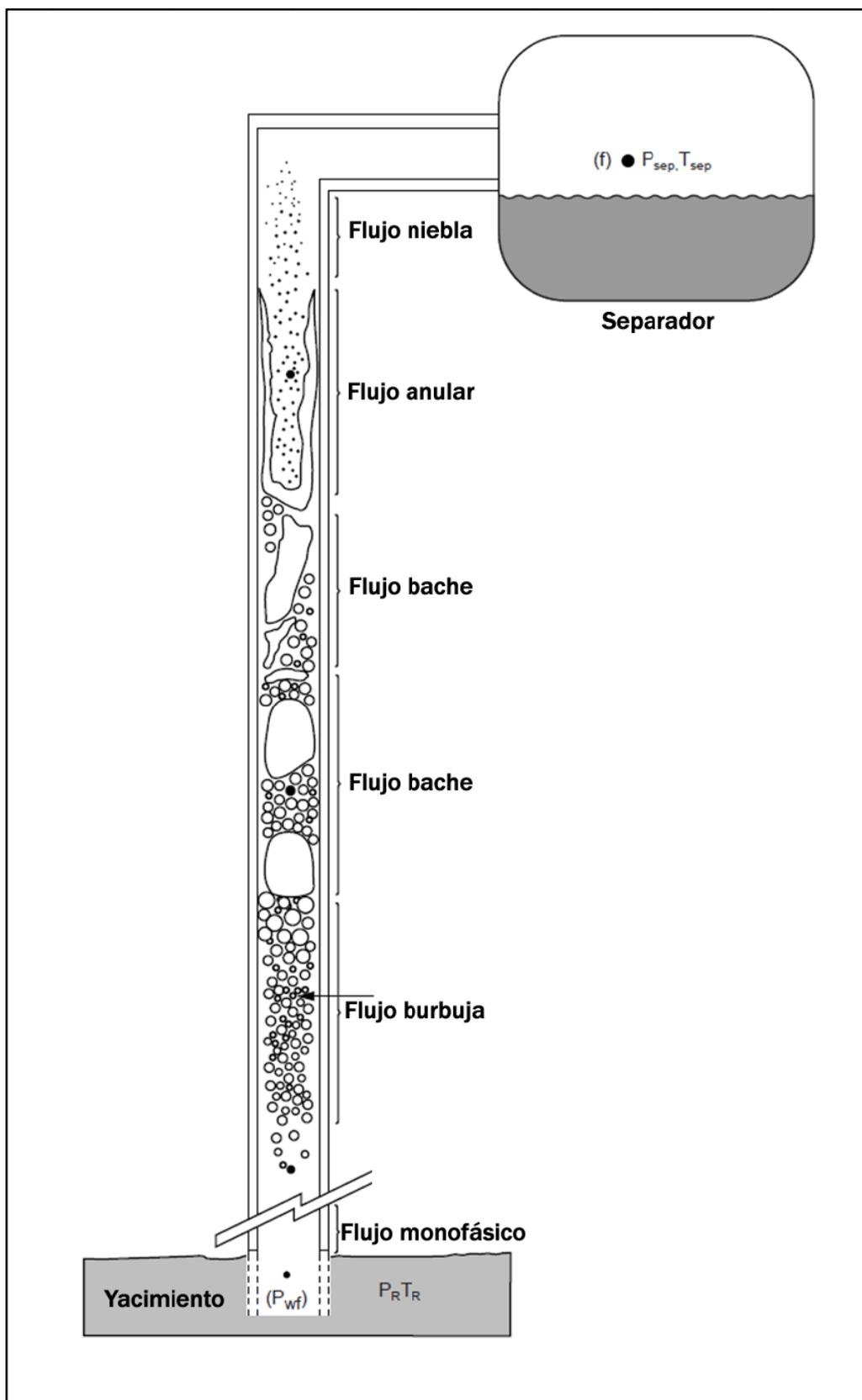


Fig. 1.12 Patrones de flujo en tuberías verticales.

Muchos autores han estudiado el fenómeno de flujo multifásico en tuberías horizontales, verticales e inclinadas. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron de definir un grupo con un mínimo de patrones de flujo. Propusieron un gran número de mapas de patrones de flujo y correlaciones basadas en los datos generados durante sus estudios, tomando como factor principal la velocidad superficial del gas y líquido, las figuras 1.13, 1.14 y 1.15 presentan los mapas propuestos por Duns y Ros, Taitel y Dukler y Taitel-Barnea, respectivamente.

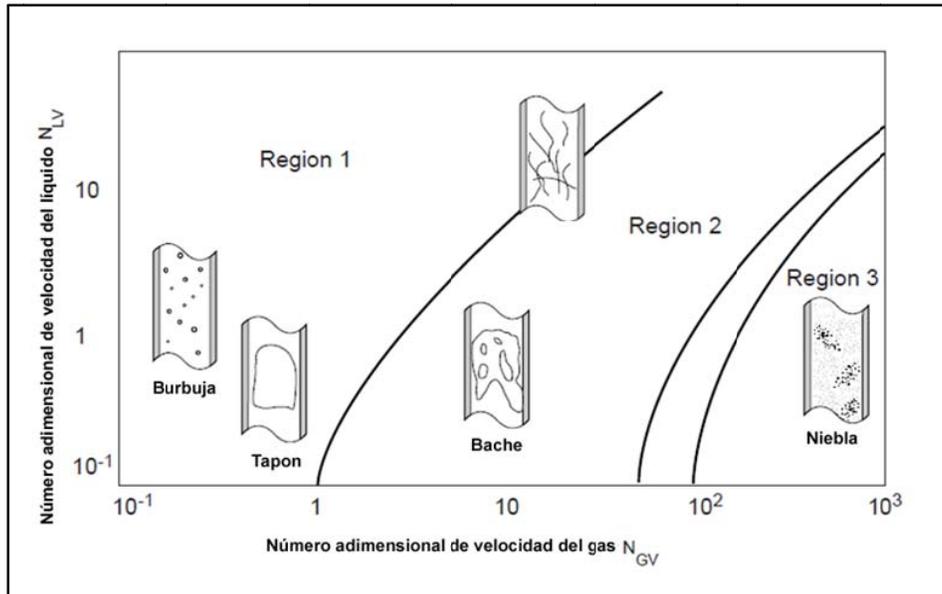


Fig. 1.13 Mapa de patrones de flujo, Duns y Ros.

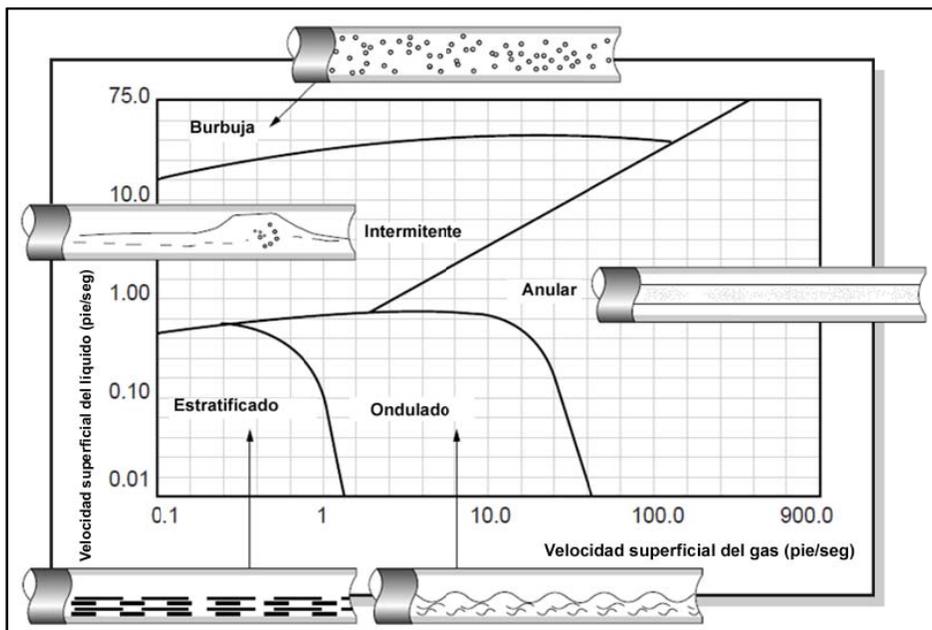


Fig. 1.14 Mapa de patrones de flujo, Taitel y Dukler.

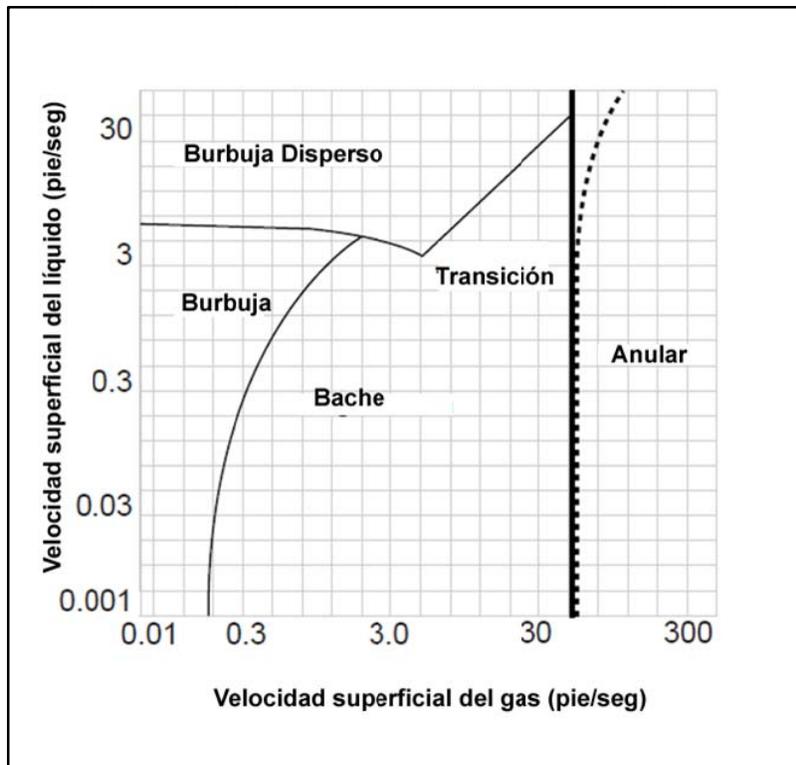


Fig. 1.15 Mapa de patrones de flujo, Taitel-Barnea.

Para que se tenga una precisión significativa en el medidor, el fluido debe estar presente en una sola fase (flujo monofásico), debido a que se pueden presentar problemas en el funcionamiento mecánico del medidor o bien la obtención de una muestra representativa del fluido para poder determinar su composición y con ello hacer las correcciones pertinentes para llevar la medición a condiciones base, se dificulta en gran manera.

Algunos medidores que se encargan de la medición másica pueden ser utilizados con éxito para la medición de dos fases, siempre que no se utilicen para tratar de calcular el volumen sin información adicional sobre la composición del fluido o la densidad.

Algunos fluidos son inestables y pueden presentar problemas de medición por separarse en dos fases debido a condiciones de flujo intermitente o a las condiciones presentes a lo largo de la tubería, por ejemplo el petróleo puede formar una emulsión con el agua, que no se presta a mediciones precisas, ya que se estimará mayor volumen de aceite por el efecto del agua.

Es común que el operador del medidor a menudo no considere la condensación de los gases, ya que muchas veces la condensación puede efectuarse en el punto de instalación del medidor y aun cuando el líquido pueda estar por encima de las condiciones de saturación en la sección corriente arriba, las condiciones en el medidor pueden localizarse por debajo del punto de condensación.

I.3 Número de Reynolds.^{26,36}

Reynolds (1874) estudió las características del flujo de fluidos inyectando un trazador dentro de un líquido que fluía por una tubería, a velocidades bajas el trazador se mueve linealmente en la dirección axial. Sin embargo, a mayores velocidades, las líneas de flujo se desorganizan y el trazador se dispersa rápidamente después de su inyección en el líquido.

Con sus experimentos demostró que el régimen de flujo en tuberías depende de la densidad, viscosidad y velocidad del fluido así como del diámetro de la tubería, el valor de la relación y combinación de las variables anteriores se conoce como número de Reynolds (R_e), y es definido como la relación de las fuerzas dinámicas del fluido respecto a la deformación ocasionada por la viscosidad.

El número de Reynolds es expresado como:

$$R_e = \frac{\rho Dv}{\mu'} \quad (I.1)$$

Donde:

R_e = Número de Reynolds [adimensional].

ρ = Densidad [lb/pt^3].

v = Velocidad de flujo [pie/s].

D = Diámetro externo [pie].

μ' = Viscosidad [$lb/pt - s$].

Puede ser expresado en unidades de campo para líquidos como:

$$R_e = 7738 \frac{(S.G)v}{\mu} \quad (I.2)$$

$$R_e = 92.1 \frac{(S.G)Q_1}{d\mu} \quad (I.3)$$

Donde:

R_e = Número de Reynolds.

$S.G$ = Gravedad específica.

v = Velocidad de flujo [pie/s].

d = Diámetro interno [pg].

μ = Viscosidad [cp].

Q_1 = Gasto de líquido [bpd].

Derivación de las ecuaciones I.2 y I.3.

μ en cp , ρ en lb/pt^3 , d en pg .

$$\mu' = \mu/1488$$

$$\rho = 62.4(S.G)$$

$$D = d/12$$

$$R_e = \frac{62.4(S.G)d(1.488)}{(12)\mu}$$

$$R_e = \frac{7738(S.G)dv}{\mu}$$

Q_1 en pie^3/s , A en pie^2

$$V = \frac{Q_1}{A}$$

$$Q = Q_1 \times 5.61 \frac{pie^3}{Bl} \times \frac{dia}{24hr} \times \frac{hr}{3600s} = 6.49 \times 10^{-5} Q_1$$

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi d^2}{(4)(144)}$$

$$v = Q_1 \frac{(6.49 \times 10^{-5})(4)(144)}{\pi d^2}$$

$$R_e = \frac{92.1(S.G)Q_1}{d\mu}$$

Para gases la ecuación será:

$$R_e = 20100 \frac{Q_g S}{d\mu} \quad (1.4)$$

Donde:

R_e = Número de Reynolds.

S = Gravedad específica del gas.

d = Diámetro interno de la tubería [pg].

μ = Viscosidad [cp].

Q_g = Gasto de gas [$MMscfd$].

Derivación de la ecuación (1.4).

μ en cp , ρ_g en lb/pie^3 , D en pg , μ' en $lb/pie - s$.

$$R_e = \frac{\rho_g D v_{act}}{\mu'}$$

Donde v_{act} = Velocidad actual de gas [pie/s].

T en $^{\circ}R$, d en pg , P en $psia$.

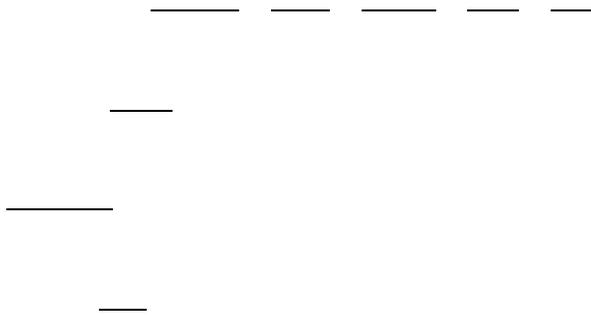
$$\rho_g = 0.0764(S) \times \frac{P}{14.7} \times \frac{520}{Tz} = 2.7 \frac{SP}{Tz}$$

$$D = d/12$$

$$\mu' = \mu/1488$$

$$V_{act} = \frac{Q_{act}}{A}$$

en _____ , en _____ .



I.4 Régimen de flujo.

Los regímenes de flujo (figura 1.16), describen la naturaleza del flujo de fluidos. Hay dos regímenes de flujo básicos para flujo monofásico: flujo laminar y flujo turbulento.

En sus experimentos Reynolds encontró que existe una velocidad que separa el flujo laminar del flujo turbulento, y la llamó velocidad crítica, siendo la velocidad en la cual las líneas de flujo comienzan a ondularse y romperse en forma brusca y difusa, dando comienzo a un flujo irregular.

El flujo laminar es el que existe a velocidades menores que la crítica, y se presenta como un patrón bien ordenado donde se supone que las capas del fluido se deslizan una sobre otra.

El flujo turbulento se desarrolla a velocidades mayores que la crítica, las partículas se mueven en trayectorias irregulares, que no son suaves ni fijas. El flujo es turbulento si las fuerzas viscosas son débiles en relación con las fuerzas inerciales.

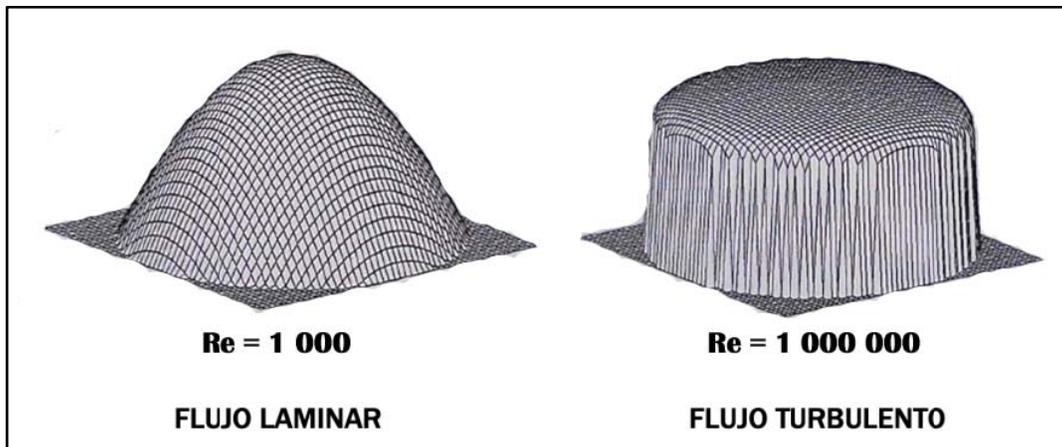


Fig. 1.16 Representación tridimensional de los regímenes de flujo.

El régimen de flujo es determinado dentro de los siguientes rangos de número de Reynolds:

Si el flujo que pasa a través de una tubería no está sometido a obstrucciones o perturbaciones, se considera un flujo bien desarrollado. Si se traza una línea perpendicular al flujo desarrollado, la velocidad en cada punto de dicha línea será diferente. Dicha velocidad será cero en la pared de la tubería, máxima en el centro de la tubería y cero de nuevo en la pared opuesta, debido a la fricción que se crea en las paredes de la tubería a medida que pasa el fluido, figura 1.17.

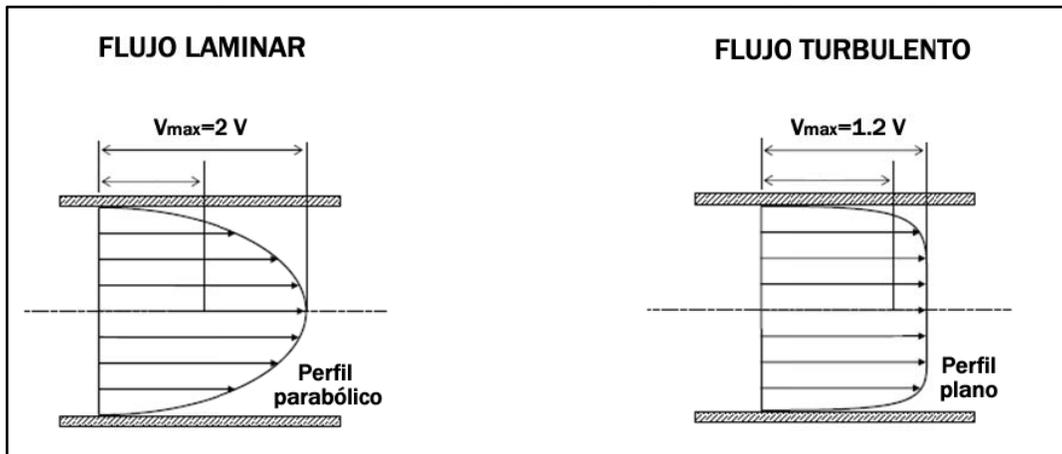


Fig. 1.17 Régimen laminar y turbulento.

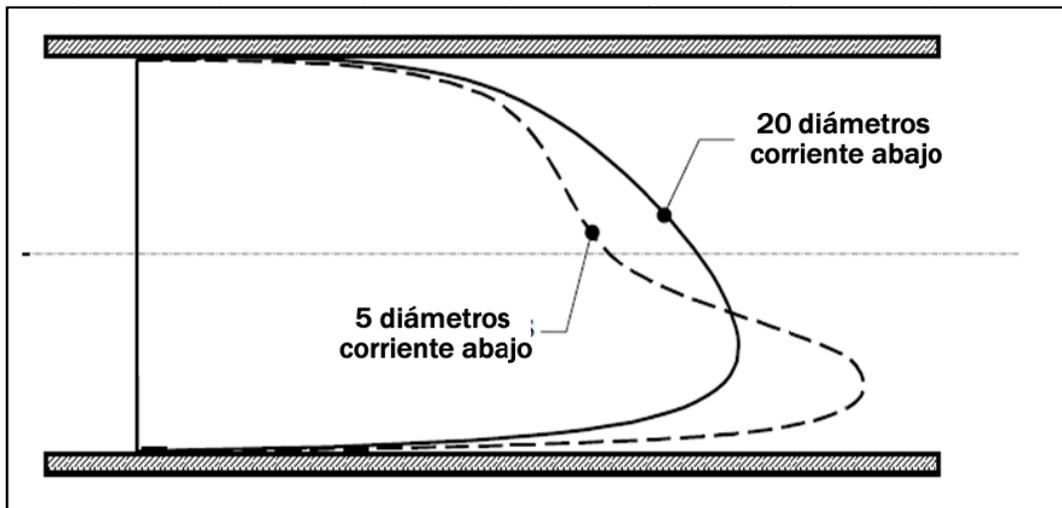


Fig. 1.18 Perfiles asimétricos a 5 y 20 diámetros corriente abajo de una misma curva en una tubería de 75 mm de diámetro.

Rara vez existen perfiles de flujo ideales en situaciones reales. Prácticamente cualquier cambio que se haga en una tubería, ya sean codos, válvulas, reductores, ampliaciones, bombas o derivaciones en T (figuras 1.18, 1.19, 1.20), puede perturbar un flujo bien

desarrollado. La medición de flujos perturbados puede causar errores e inexactitudes en especial en los medidores de presión diferencial que requieren que se garantice la condición de flujo desarrollado.

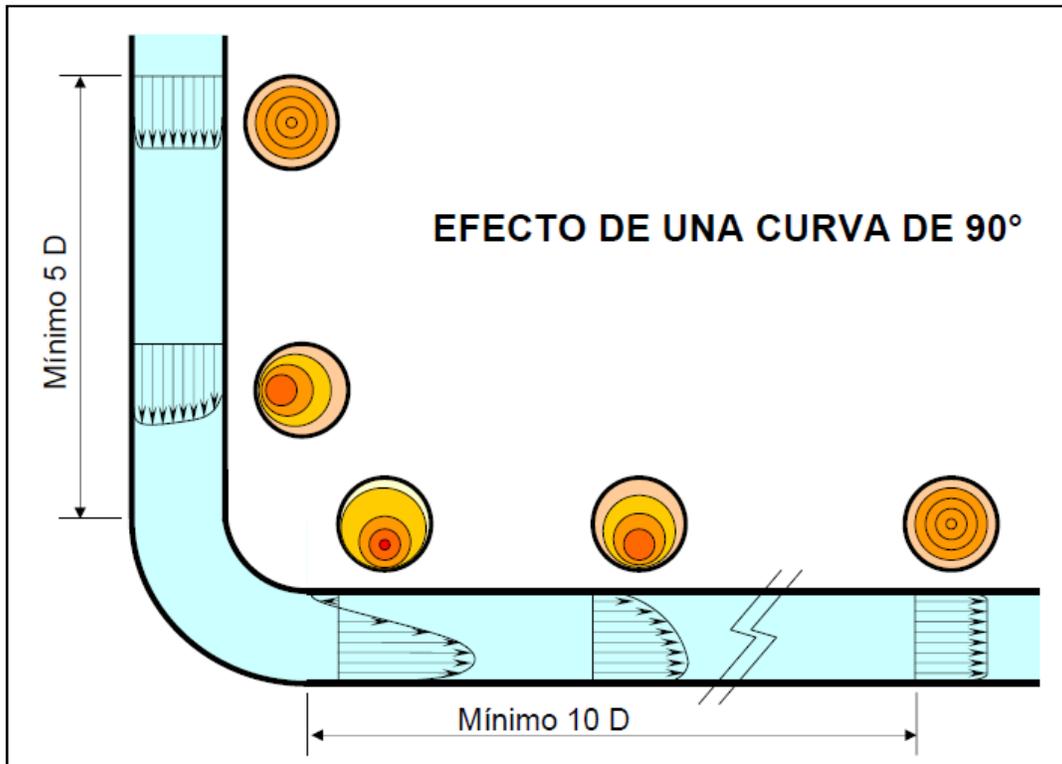


Fig. 1.19 Efecto de una curva de 90°.

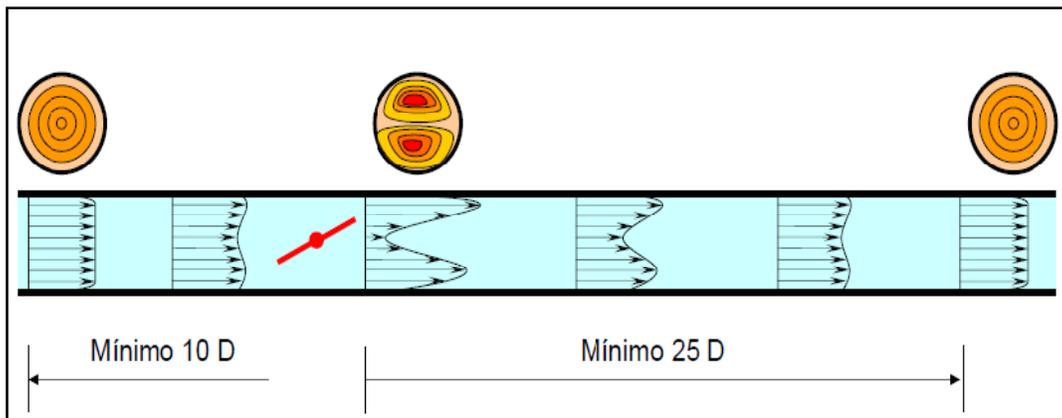


Fig. 1.20 Efecto de una válvula mariposa.

1.5 Cavitación.

La cavitación o aspiración en vacío es un efecto hidrodinámico que se produce cuando un fluido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido. Puede ocurrir que se alcance la presión de vapor del líquido de tal forma que las moléculas que lo componen cambian inmediatamente a estado de vapor, formándose

burbujas, figura 1.21. Las burbujas formadas viajan a zonas de mayor presión e implotan (el vapor regresa al estado líquido de manera súbita) produciendo una estela de gas y un rápido desgaste de la superficie donde se origina el fenómeno. El colapso de las burbujas supone la presencia de gran cantidad de energía que puede causar enorme daño.

La cavitación puede dañar casi cualquier material. Las picaduras causadas por el colapso de las burbujas producen un enorme desgaste en los diferentes componentes del medidor y pueden acortar enormemente la vida de los elementos con los que el fluido está en contacto, además de disminuir la exactitud y aumentar la incertidumbre en la medición.



Fig. 1.21 Cavitación en una tubería.

La cavitación se divide en el proceso de formación de burbujas y en el de implosión de las mismas, figura 1.22.

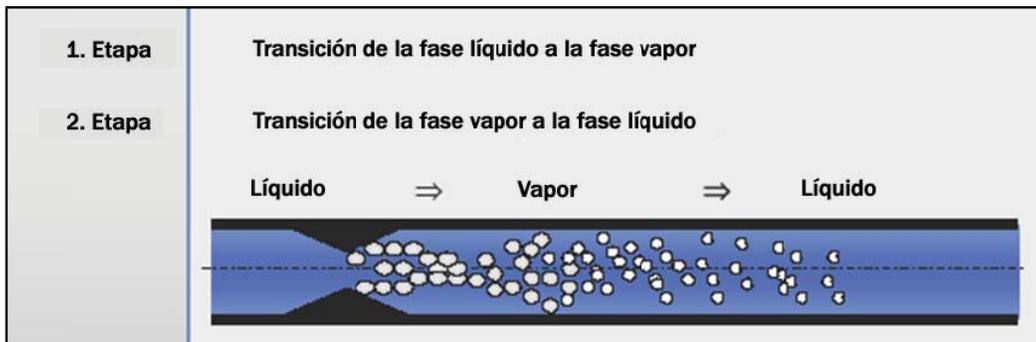


Fig. 1.22 Etapas de la cavitación.

Han sido identificados algunos tipos de cavitación que se pueden presentar dentro de una tubería:

- **Cavitación viajera:** Existe cuando las burbujas o cavidades de vapor que se forman son arrastradas corriente abajo y se colapsan.
- **Cavitación fija:** Existe cuando una cavidad de vapor se forma como una región separada.

- **Cavitación vibratoria:** Existe cuando una onda de presión se desplaza en un líquido. Una onda de presión se compone de un pulso de presión, que consiste en una alta presión seguida de una baja presión. La parte bajo presión de la onda (o vibración) puede producir cavitación.

Las burbujas no colapsan concéntricamente en la vecindad de una pared. Se forma un “micro-jet” que choca con la superficie sólida donde transmite un impulso de presión, como se observa en la figura 1.23.

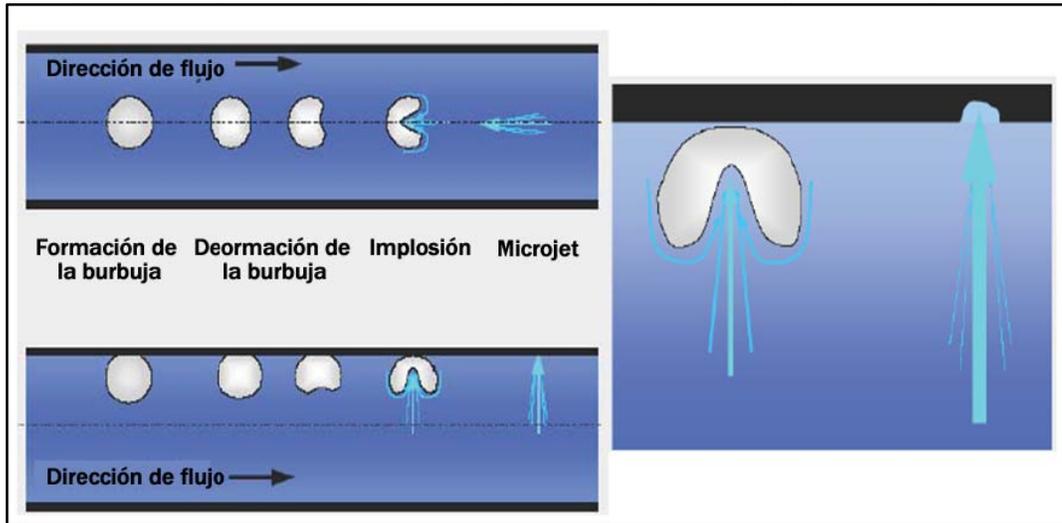


Fig. 1.23 Colapso de una burbuja.

Se encuentra cavitación siempre que el número de cavitación σ , definido por:

$$\sigma = \frac{p - p_v}{\rho \cdot v^2}$$

Sea menor que el número de cavitación crítico σ_c , lo que depende de la geometría de la tubería y el número de Reynolds. p es la presión absoluta en la corriente libre no perturbada y p_v es la presión de vapor. Conforme σ disminuye por debajo de σ_c , la cavitación se vuelve más intensa y pasa de cavitación viajera a cavitación fija.

Los fenómenos que acompañan a la cavitación y que pueden ser perjudiciales para las instalaciones son: pérdida de sólidos en las superficies límites (llamado erosión por cavitación), ruidos generados sobre un alto espectro de frecuencias, vibraciones y alteraciones de las propiedades del fluido.

1.6 Expansión del líquido.³³

Así como los gases, los volúmenes de líquido varían con la temperatura y la presión. Debido a que los líquidos tienen baja compresibilidad respecto a la presión muy a menudo es ignorada, sin embargo existen temperaturas críticas que pueden modificar el volumen de líquido hasta en un 20 %.

El aumento o disminución del volumen de un fluido por el efecto de la temperatura es conocido como expansión del líquido.

Dadas las condiciones en las que se trabaja en la industria petrolera, existen zonas en donde los fluidos son expuestos a condiciones ambientales extremas figuras 1.24 y 1.25, es por ello que se debe considerar hacer correcciones cuando se miden los fluidos, por el efecto de la expansión del líquido (figura 1.26).



Fig. 1.24 Fluidos expuestos a altas temperaturas.



Fig. 1.25 Fluidos expuestos a bajas temperaturas.

La corrección por el efecto de la temperatura es obtenida mediante la siguiente ecuación:

$$V_b = V_f [1 + B(T_f T_b)] \quad (1.6)$$

Donde:

- = Coeficiente de expansión del líquido (diferente para cada líquido).
- = Volumen a condiciones base.
- = Volumen a condiciones de flujo.
- = Temperatura a condiciones base.
- = Temperatura a condiciones de flujo.

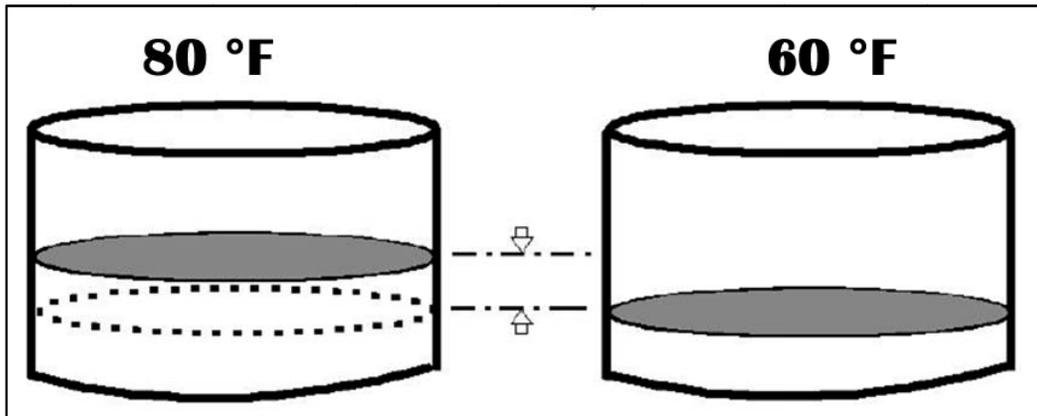


Fig. 1.26 Efecto de la temperatura en el volumen del líquido.

I.7 Teorema de Bernoulli.

Ecuación de continuidad.

En un intervalo de tiempo pequeño Δt , el fluido que entra por el extremo inferior del tubo recorre una distancia $\Delta X_1 = v_1 \Delta t$, donde v_1 es la rapidez del fluido en ese punto.

Si A_1 es el área de la sección transversal en esa región, entonces la masa contenida en la región interior es,

Donde ρ es la densidad del fluido.

En la figura 1.27 se representa un fluido que fluye en el interior de un tubo de tamaño no uniforme, en un flujo estable.

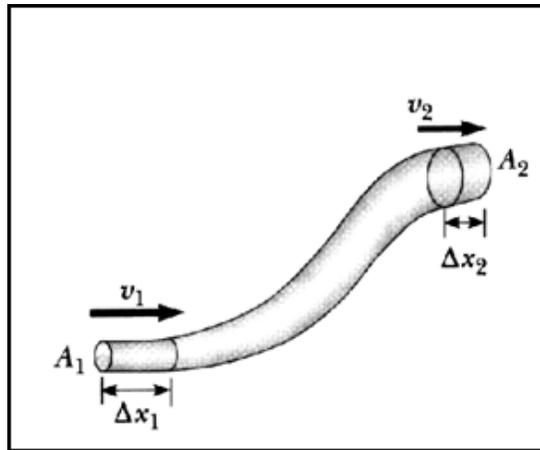


Fig. 1.27 Flujo estable dentro de una tubería.

El fluido que sale del extremo superior del tubo en el mismo intervalo Δt , tiene una masa:

$$\Delta M_2 = \rho A_2 v_2 \Delta t \quad (I.8)$$

Dado que la masa se conserva y el flujo es estable, la masa que entra por el fondo del tubo a través de A_1 en el tiempo Δt debe ser igual a la masa que sale a través de A_2 en el mismo intervalo.

$$\Delta M_1 = \Delta M_2 \quad (I.9)$$

$$\rho A_1 v_1 \Delta t = \rho A_2 v_2 \Delta t \quad (I.10)$$

La ecuación de continuidad se puede escribir como:

$$A_1 v_1 = A_2 v_2 \quad (I.11)$$

La condición $Av = \text{constante}$, equivale al hecho de que la cantidad de fluido que entra por un extremo del tubo en un intervalo de tiempo dado es igual a la cantidad de fluido que sale del tubo en el mismo intervalo, suponiendo que no hay fugas.

En 1738 el físico Daniel Bernoulli (1700–1782) dedujo una expresión fundamental que correlaciona la presión con la rapidez del fluido y la elevación.

A medida que un fluido se desplaza a través de un tubo de sección transversal y elevación variable, la presión cambia a lo largo del tubo.

La ecuación de Bernoulli no es una ley física independiente, sino una consecuencia de la conservación de la energía aplicada al fluido ideal.

Considérese el flujo a través de un tubo no uniforme, en el tiempo Δt , como muestra la figura 1.28. La fuerza que se ejerce sobre el extremo inferior del fluido es $P_1 A_1$, donde P_1 es la presión en el extremo inferior. El trabajo realizado sobre el extremo inferior del fluido ocasionado por el fluido que viene detrás de él es:

$$W_1 = F_1 \Delta X_1 = P_1 A_1 \Delta X_1 = P_1 V \quad (I.12)$$

De manera análoga, el trabajo realizado sobre el fluido de la parte superior en el tiempo Δt es:

$$W_2 = -P_2 A_2 \Delta X_2 = P_2 V \quad (I. 13)$$

Recordando que el volumen que pasa a través de A_1 en el tiempo Δt es igual al volumen que pasa a través de A_2 en el mismo intervalo.

El trabajo neto realizado en el tiempo Δt es:

$$W = P_1 V - P_2 V \quad (I. 14)$$

Un parte del trabajo se invierte en cambiar la energía cinética del fluido, y otra modifica su energía potencial.

Si m es la masa del fluido que pasa a través del tubo en el intervalo de tiempo Δt , entonces el cambio de energía cinética del volumen de fluido es:

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} m v_2^2 - \frac{1}{2} m v_1^2 \quad (I. 15)$$

El cambio de energía potencial es:

$$\Delta U = m g y_2 - m g y_1 \quad (I. 16)$$

Si se sabe que:

$$W = \Delta E_c + \Delta U \quad (I. 17)$$

Así para el volumen de fluido se tendrá:

$$\begin{aligned} P_1 V - P_2 V &= \frac{1}{2} m v_2^2 - \frac{1}{2} m v_1^2 + m g y_2 - m g y_1 \\ P_1 - P_2 &= \frac{1}{2} \rho v_2^2 - \frac{1}{2} \rho v_1^2 + \rho g y_2 - \rho g y_1 \\ P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 + \rho g y_1 &= P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 + \rho g y_2 \end{aligned} \quad (I. 18)$$

Dando lugar a la ecuación de Bernoulli, para flujo en régimen estable, no viscoso e incompresible:

$$P + \frac{1}{2} \rho v^2 + \rho g y = \text{constante} \quad (I. 19)$$

La ecuación de Bernoulli establece que la suma de la presión, la energía cinética por unidad de volumen y la energía potencial por unidad de volumen, tiene el mismo valor en todos los puntos a lo largo de una línea de flujo.

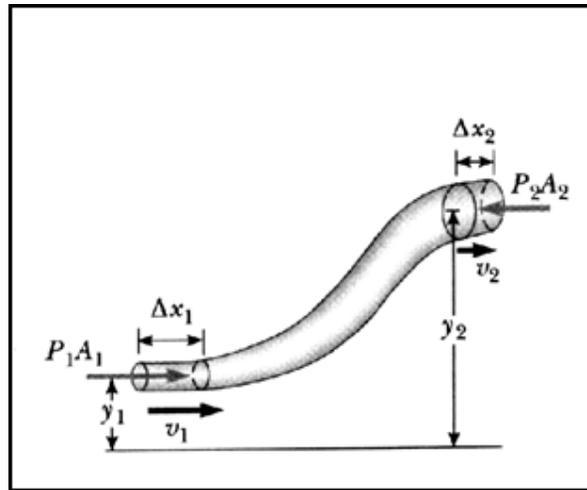


Fig. 1.28 Componentes de la ecuación de Bernoulli.

Restricciones de la ecuación de Bernoulli:

- Es válida sólo para fluidos incompresibles, porque se supone que el peso específico del fluido es el mismo en las dos secciones de medida.
- No puede haber dispositivos mecánicos que agreguen o retiren energía del sistema entre las dos secciones de medida, debido a que la ecuación establece que la energía en el fluido es constante.
- No puede haber transferencia de calor hacia el fluido.

CAPÍTULO 2

- **Medición de referencia.**
- **Medición para la transferencia de custodia.**

CAPÍTULO II. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.

La medición de fluidos en la industria petrolera, tiene como objetivo cuantificar la cantidad de fluidos que son producidos a través de pozos individuales o un conjunto de ellos, y así poder diseñar las instalaciones necesarias para manejar dichos fluidos y conducirlos a los distintos lugares de procesamiento y/o almacenamiento, además de certificar los volúmenes que son destinados a la compra-venta entre las distintas industrias.

Se puede dividir a la medición de fluidos en dos categorías generales en función del objetivo que sigan:

- Medición de referencia.
- Medición para transferencia de custodia.

Generalmente el sistema de medición es colocado en la línea de descarga, entre la cabeza del pozo y el estrangulador, para la medición de referencia y a la salida del o los separadores para la transferencia de custodia, figura 2.1.

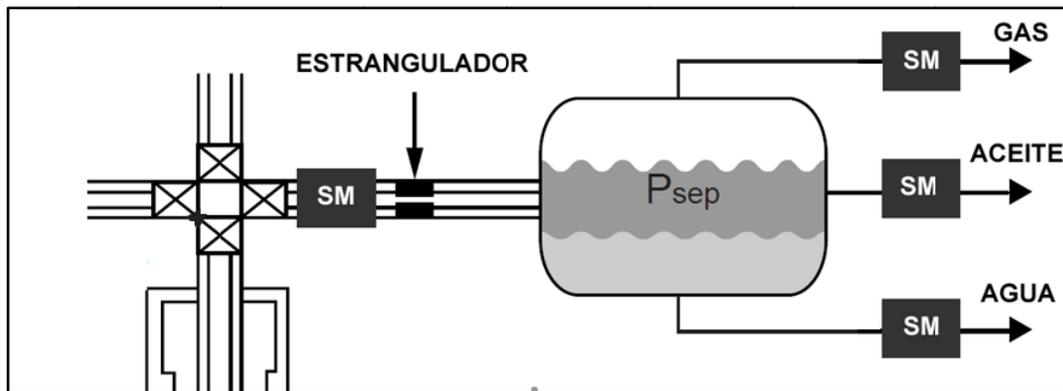


Fig. 2.1 Localización de los sistemas de medición.

Cuando el volumen de fluido a cuantificar es muy grande (por ejemplo la producción de todo un campo), se emplean estaciones de medición especiales que permitan manejar esos volúmenes y en ellas se instala más de un sistema de medición, figura 2.2.



Fig. 2.2 Estación de medición.

La medición de hidrocarburos incluye gran cantidad de variables, desde las diferentes propiedades del aceite, corte de agua y relaciones gas-aceite, hasta las fluctuaciones en los gastos de producción, la presión y temperatura. La cuantificación exacta del flujo de cada una de las fases en una corriente de fluidos producidos permite a los operadores tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos.

II.1 Medición de referencia.

La medición de referencia tiene como objetivo principal ayudar a la eficiente administración del yacimiento, que es un proceso dinámico que puede darse a través de un conjunto de operaciones y decisiones, mediante las cuales un yacimiento es identificado, medido, producido, desarrollado, monitoreado y evaluado, desde su descubrimiento hasta su agotamiento y abandono.

Un pozo no produce únicamente hidrocarburos, se puede tener la presencia de H_2O , CO_2 , H_2S , N_2 , O_2 , parafinas, asfaltenos, arena, azufre, sal, por mencionar algunos, por ello se hace indispensable conocer de forma cuantitativa o cualitativa la cantidad de dichos elementos no hidrocarburos y diseñar las instalaciones para su procesamiento. Así se pueden establecer las dimensiones necesarias para los equipos y con ello reducir los costos por sobredimensionamiento.

La medición de referencia es llevada a cabo mediante medidores de flujo multifásico que permiten llevar a cabo la medición, sin necesidad de la separación de fases. Dichos medidores reciben los fluidos directamente de la línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea, (figura 2.3).

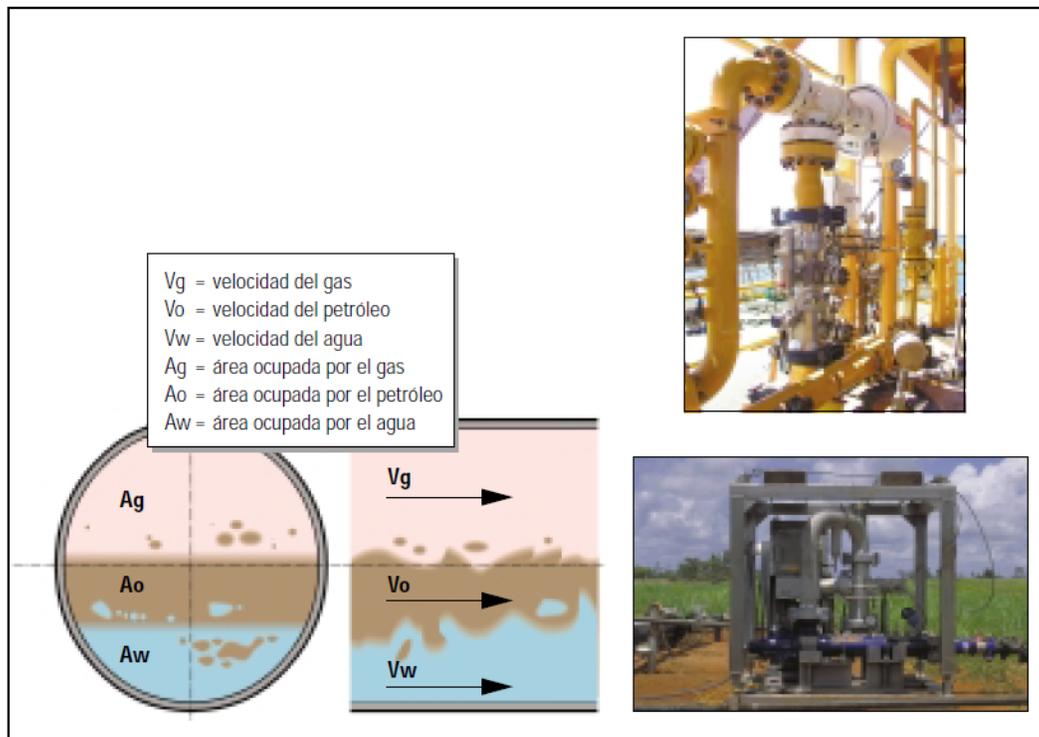


Fig. 2.3 Mediciones de flujo multifásico.

La caída de presión producida en los medidores de flujo multifásico es significativamente menor que la producida en los separadores convencionales, lo que permite que las pruebas de pozos se realicen en condiciones de producción similares a las reales. En aplicaciones de mediciones permanentes, ocupan un espacio mínimo en las localizaciones de superficie o en las plataformas marinas.

Compañías como Schlumberger diseñan medidores con la tecnología más avanzada para permitir la mayor exactitud en la medición, su medidor Vx (figura 2.4) es el más usado en la industria petrolera y de mayor sofisticación. Permite medir el gasto individual de cada fase que pasa a través del medidor, utilizando un detector nuclear de rayos gamma que obtiene la fracción de cada componente en la corriente de hidrocarburos.



Fig. 2.4 Medidores Vx de 88 mm, 52mm y 29 mm (*cortesía Schlumberger*).

El medidor Vx mide el flujo total ya sea másico o volumétrico para cualquier fase que atraviesa el medidor a condiciones de línea, contiene un software PVT que convierte las mediciones realizadas de condiciones de línea a condiciones estándar, figura 2.5.

El medidor cuenta con 4 sensores:

- Un sensor mide la presión diferencial entre la entrada y la garganta del Venturi.
- Un medidor de fracción de energía nuclear dual mide la cantidad de rayos gama transmitidos de la fuente al detector en dos energías de fotón diferentes. El medidor nuclear obtiene la fracción de cada componente en el flujo basado en el conocimiento de los componentes de cada fase (la densidad y la atenuación de rayos gamma). Permitiendo el cálculo de densidad de la mezcla (la densidad de las tres fases que fluyen en la tubería).
- El sensor de temperatura, mide la temperatura del líquido corriente arriba, incluyendo una T_{amb} , para mayor seguridad.

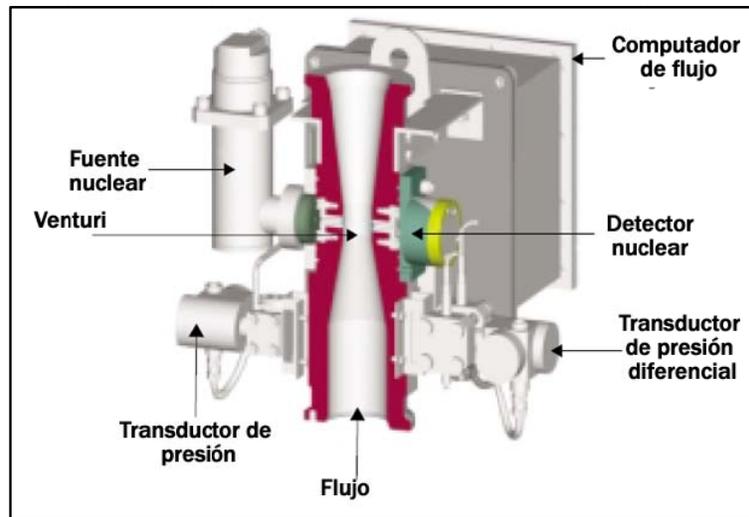


Fig. 2.5 Partes del medidor Vx.

El flujo en línea pasa a través de un orificio de admisión a una sección recta y corta de tubería horizontal que conduce a una "T" invertida con un extremo horizontal cerrado. La "T" preconditiona y dirige el flujo hacia arriba, a través de una sección de tipo Venturi del medidor. La presión se mide justo antes de que los fluidos ingresen en el medidor y a medida que la corriente de flujo pasa por la garganta estrecha de dicho medidor.

El detector de rayos gamma espectral de energía dual se encuentra instalado en uno de los lados de la sección de tipo Venturi, opuesto a una fuente de bario, que emite rayos gamma con distintos niveles de energía; aproximadamente 32, 81 y 356 keV. El detector mide las tasas de conteo radioactivas asociadas con la atenuación de rayos gamma a través de la mezcla de fluidos en los niveles de energía correspondientes a 32 y 81 keV. El nivel de energía más alto mide principalmente la densidad de la mezcla, que es afectada por la relación gas/líquido; el nivel de energía más bajo corresponde a la composición del fluido, en la que incide la mezcla de agua/líquido, en la figura 2.6 se puede observar como los diferentes fluidos atenúan los rayos gama en distinto grado.

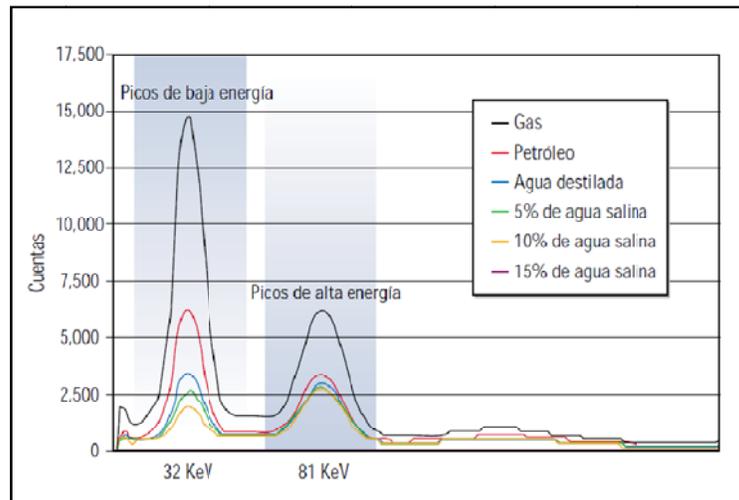


Fig. 2.6 Atenuación de rayos gama.

Los sensores permiten obtener valores directos (en especial el sensor nuclear) de las mediciones realizadas a distintos parámetros del flujo y fluidos en la tubería como son: fracción de gas, masa total, densidad de la mezcla, flujo volumétrico (aceite, agua, gas), todas a condiciones de línea. La combinación de los parámetros anteriores es la base para los cálculos posteriores. Un paquete de software PVT calcula los gastos a condiciones de línea y los convierte a condiciones estándar (figura 2.7).



Fig. 2.7 Medidor Vx instalado en la plataforma Yombo.

II.2 Medición para la transferencia de custodia.

La transferencia de custodia se define como el hecho a través del cual se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo, derivada de la entrega y recibo entre áreas o la entrega y recibos de terceros ya sea a título de tenencia o a título de propiedad.

Debido a que el objetivo de la transferencia de custodia es intercambiar una cantidad de fluido (gas o aceite) por una cantidad de dinero (figura 2.8), es indispensable que la medición sea 100 % precisa.

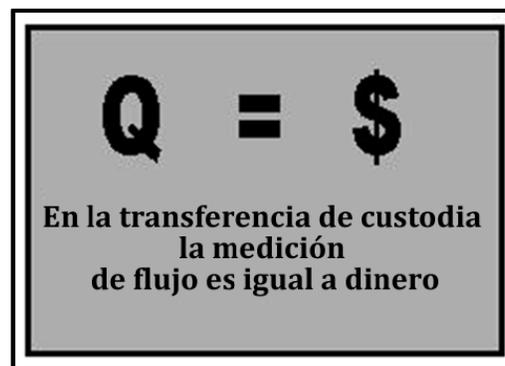


Fig. 2.8 El objetivo principal de la transferencia de custodia.

Por supuesto, ningún medidor existente en la actualidad puede proporcionar mediciones tan precisas ya que siempre se presentan condiciones tanto de diseño u operación que afectan su desempeño y calidad de medida, por ello debe buscarse el medidor que mejor se adapte a las condiciones de operación que se tendrán y proporcione la mayor precisión y exactitud posible, permitiendo reducir las pérdidas económicas por errores e inexactitudes que aun cuando fuesen pequeñas, al considerar los precios de mercado del hidrocarburo y los volúmenes manejados se tendrían grandes pérdidas monetarias.

Los medidores utilizados en la transferencia de custodia deben cumplir los siguientes requisitos:

- Deben poseer linealidades menores o iguales a 0.15 % y disponer para su calibración de un probador
- Si se emplean medidores tipo Coriolis no se requiere tener un densitómetro en línea. La misma tecnología ofrece la medición de densidad con una linealidad que cumple con los estándares API MPMS de 0,001 gr/cm³.
- Se deben colocar sellos de control sobre equipos, instrumentación asociada, válvulas de seguridad, cajas de conexión, tableros de control de instrumentación y demás sistemas que puedan afectar la fidelidad del medidor y calidad.

Algunos medidores no pueden medir flujos bifásicos por lo tanto la separación de los fluidos es un proceso muy importante que debe llevarse a cabo antes de la medición.

Razones por las que se debe llevar a cabo la separación de fases:

- Las operaciones de transferencia de custodia requieren que el fluido a ser comercializado se encuentre en una sola fase, ya que posteriormente el poseedor de los fluidos lo enviara a plantas de proceso y/o tratamiento o bien lo comercializara nuevamente por su cuenta.
- Muchos de los medidores no pueden medir fluidos bifásicos ya que la presencia de gas en una corriente de líquido puede ocasionar que se registren mayores volúmenes de líquido del que en realidad es medido.
- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo de gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.
- Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que puede ocasionar problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.
- El flujo de gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor considerable.

Mientras las cantidades variables de gas presentes durante la medición de la fase líquida y las cantidades variables de líquido existentes durante la medición de la fase gaseosa son generalmente pequeñas, la presencia de dichas fases secundarias es la causa de que la mayoría de los medidores informen un exceso de volumen manejado.

Los gases arrastrados o retenidos en el líquido generalmente causan que el elemento de medición de flujo primario reporte un gasto volumétrico en exceso y, cuando es aplicable, informan una densidad de líquido menor. Dichos errores de interpretación del gasto de líquido generalmente son corregibles hasta conseguir un alto grado de precisión cuando se conoce la cantidad de gas arrastrado o retenido.

II.2.1 Separación de fases.²²

Después que los hidrocarburos en el pozo han alcanzado la superficie, se recolectan mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal hasta las estaciones de procesamiento.

En las estaciones de procesamiento el aceite y gas producido entra a los separadores donde se completa la separación del gas que aún quedaba mezclado en el aceite. Al salir por los separadores, el aceite y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.

Si es necesario el gas se envía a un sistema de deshidratación y endulzamiento para luego ser inyectado a la red de gasoductos, o ser utilizado en la misma estación como gas de servicio. El líquido se almacena en tanques, y luego se inyecta en los oleoductos mediante bombas.

Los separadores son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de las corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las fluctuaciones de líquido que repentinamente se presenta.

Generalmente, los separadores son recipientes cilíndricos que se despliegan en forma horizontal, no obstante también pueden ser verticales o esféricos dependiendo de las necesidades de operación. Poseen una longitud que oscila entre 4.6 y 9.1 m [15 y 30 pies], una altura que varía entre 2.4 y 4 m [8 y 13 pies] y pesan hasta 9,072 kg [10 toneladas], en la figura 2.9 se muestran los componentes de un separador horizontal.

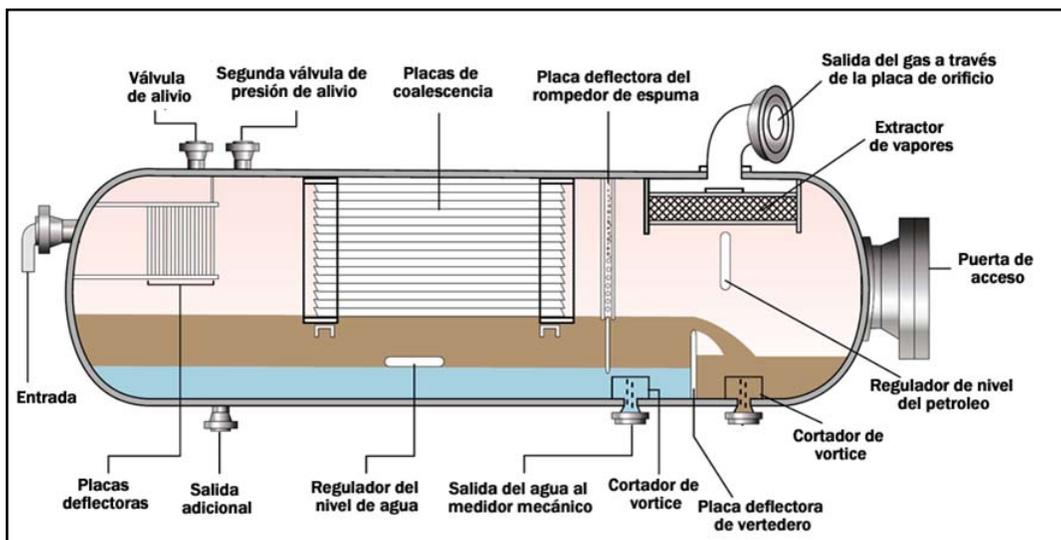


Fig. 2.9 Componentes de un separador.

La obtención de mediciones confiables mediante un separador requiere que existan condiciones relativamente estables dentro del recipiente, lo que puede demandar varias horas. Las restricciones de tiempo y las limitaciones del personal a menudo impiden la optimización del proceso de separación.

Además, las condiciones operacionales a veces impiden la separación completa de las fases. Siempre queda algo de aceite en el agua, algo de agua en el aceite, algo de gas en los líquidos y algo de líquido en el gas, lo que produce errores en los instrumentos de medición del separador diseñados para medir corrientes de gas, aceite o agua monofásicas. Los separadores también tienen problemas para medir ciertos regímenes de flujo anómalos debido a la necesidad de contar con condiciones de procesamiento estables y al hecho de que la respuesta a las condiciones de flujo dinámico siempre se demora.

Los regímenes de flujo problemáticos incluyen fluidos tipo tapón, en los que una fase es interrumpida por otra fase; espumas, que no pueden ser tratadas por los separadores convencionales y emulsiones estables que requieren calor adicional o un tratamiento químico para separar la fase que está suspendida y dispersa en otra. Además, los fluidos viscosos, tales como el aceite pesado, dificultan significativamente la separación y obtención de mediciones precisas.

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo a las características de los fluidos producidos, se tienen que considerar las siguientes variables de control: el tipo, el tamaño y los dispositivos internos del separador, el tiempo de residencia del aceite, las etapas de separación, las presiones y temperaturas de operación y el lugar de instalación de los separadores, por mencionar algunos. Es evidente que existirá una combinación de todas estas variables que permitan obtener la separación requerida a un costo mínimo. La selección de las condiciones de separación depende, fundamentalmente de los objetivos de producción establecidos.

Para una eficiencia y operación estable los separadores deben constar de las siguientes secciones:

Sección de separación primaria: Aquí se elimina el volumen global de líquido de la corriente de entrada. Es necesario eliminar lo más rápido posible las gotas más grandes de líquido de la corriente de gas, para reducir al mínimo la turbulencia del gas y el retorno de las partículas líquidas para el segundo paso de separación. En los tanques verticales, se cambia la dirección del flujo, permitiendo mediante una toma divergente, hacer que la fuerza centrífuga elimine grandes volúmenes de líquido.

Sección de separación secundaria: Sirve para eliminar las gotas más pequeñas de líquido. Básicamente lo que se hace es reducir drásticamente la velocidad del gas, asentándose por gravedad dichas gotas. La eficiencia dependerá de las propiedades del gas y líquido, el tamaño de las gotas y el grado de turbulencia del gas.

Sección de extracción de vapor: Se elimina al máximo las gotas de líquido que todavía permanezcan en la corriente de gas y no pudieron ser separadas en la sección primaria y secundaria. La remoción por colisión es el método más utilizado para la recolección de pequeñas partículas, aquí las gotas en suspensión golpean contra obstáculos que actúan como superficies colectoras, se acumulan y forman gotas más grandes que se drenan a

través de un conducto a la sección de acumulación o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

Sección de almacenamiento de líquido: Aquí se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas, debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal.

Factores que intervienen en la separación.

La separación de fases depende de diversos factores entre los cuales se encuentran:

- Tiempo de residencia en el equipo.
- Densidad y viscosidad de los fluidos, que a su vez dependen fuertemente de la temperatura de operación.
- Distribución de los tamaños de gotas de agua y aceite en la entrada del equipo.
- Velocidad del gas en el equipo.
- Presión de operación.

Tiempo de residencia: Para garantizar un tiempo de residencia adecuado para cada una de las fases líquidas (aceite y agua), se calcula el volumen necesario del separador, considerando los gastos de cada fase que se pretende separar. Quedan así determinados los niveles normales de cada fase líquida dentro del recipiente. Los niveles se controlan mediante válvulas de control de nivel.

Temperatura: Para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo. De ser necesario, se debe realizar un calentamiento previo.

Presión: En muchos casos, para garantizar una presión de operación adecuada, se establece un control de presión con una válvula de control en la línea de salida de gas. En los casos en que los pozos no posean gas, la presión se mantiene con un sistema de gas de blanketing. El sistema de blanketing consta de una válvula autorreguladora ajustada a la presión correspondiente.

Velocidad del gas: Para garantizar una velocidad de gas adecuada, se dimensiona considerando el flujo transversal de gas en el equipo la sección que se requiere para lograr la separación gas-líquido. Determinando así, junto con otras consideraciones, el diámetro del separador.

Tipos de separadores.

Según su forma:

- Separadores cilíndricos horizontales.
- Separadores cilíndricos verticales.
- Separadores esféricos.

Según el número de fases a separar:

- Separadores bifásicos.
- Separadores trifásicos.

Según el medio de separación.

- Separadores por gravedad.
- Separadores por impacto.
- Separadores por fuerza centrífuga.

Separadores horizontales (figura 2.10).

Ventajas y desventajas:

- Utilizados para la separación de altos volúmenes de fluido.
- Puede ser modular, pero requiere de superficies grandes para su instalación.
- La remoción de sólidos es menos eficiente y requiere de un sistema complejo que lave el sistema.
- Son más económicos que los verticales.
- El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

Separadores verticales (figura 2.11).

Ventajas y desventajas:

- El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
- Son más costosos que los horizontales.
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

Separadores Esférico (figura 2.12).

Ventajas y desventajas.

- Más baratos que los horizontales o verticales.
- Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
- 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.
- Tienen un espacio de separación muy limitado.



Fig. 2.10 Separador horizontal.



Fig. 2.11 Separador vertical.

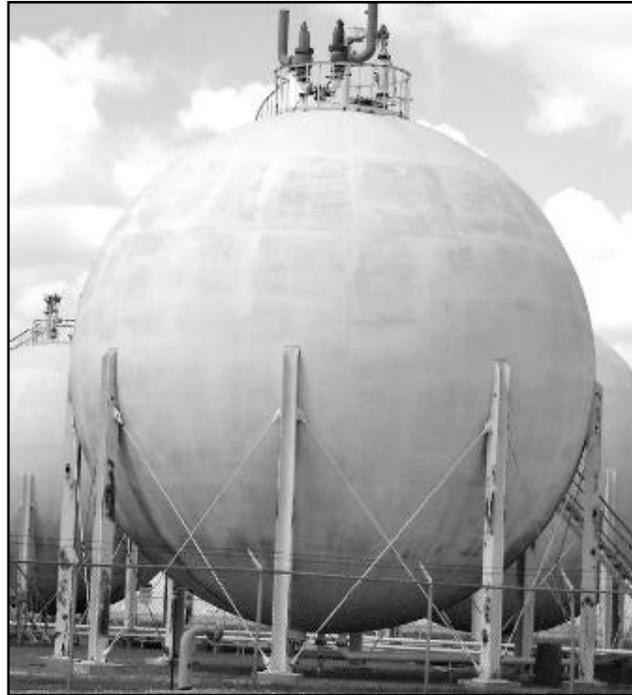


Fig. 2.12 Separador esférico.

II.2.2 Medición estática.³¹

La medición estática se utiliza para certificar los volúmenes de fluido que se recibe o se entrega ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento para hidrocarburos son recipientes hechos en acero generalmente, pueden ser verticales, horizontales o esféricos, con condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso.

Debido a que se desea la mayor precisión posible, en el proceso se deben seguir ciertas actividades para asegurar que se cumpla el objetivo:

- El fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones estables y/o reposo total.
- Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración (aforo) vigentes.
- Para la determinación de la temperatura, se debe utilizar un termómetro con certificado de verificación y calibración vigente.
- Para la determinación de las especificaciones de calidad del hidrocarburo, se debe tomar una muestra representativa y homogénea contenida en los tanques de almacenamiento.

Pueden ser divididos en función de su forma y por el fluido almacenado:

Forma (figura 2.13)

- Cilíndrico vertical con techo cónico: Por la forma de construcción, el techo es fijo y tiene forma cónica. No soportan altas presiones ni vacíos, por lo tanto están equipados de respiraderos y/o válvulas de presión y vacío. Generalmente poseen líneas de espuma contraincendios, y el techo está sostenido por un soporte que llega al fondo del tanque o se apoya sobre las paredes del mismo.
- Cilíndrico vertical con fondo y tapa cóncava: Se usan generalmente para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir, con gran tendencia a emitir vapores a temperatura ambiente.
- Cilíndrico vertical con techo flotante: Se construyen de tal forma que el techo flota sobre la superficie del fluido, eliminando así el espacio para la formación de gases. Los techos flotantes son en la actualidad los más eficaces para el servicio corriente ya que se reducen las pérdidas por evaporación, sin embargo tienen uso limitado ya que la empaquetadura de caucho del techo tiene un límite de presión de operación.
- Cilíndrico vertical con membrana flotante: Con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación, en tanques de techo cónico y que estén en servicio de almacenamiento de líquidos livianos, se coloca una membrana en la parte interior del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el fluido almacenado. Así se disminuye la formación de gases disminuyendo la evaporación.
- Cilíndrico horizontal a presión: Se utilizan para fluidos que tienen una presión de vapor bastante alta entre 25 a 100 psi.

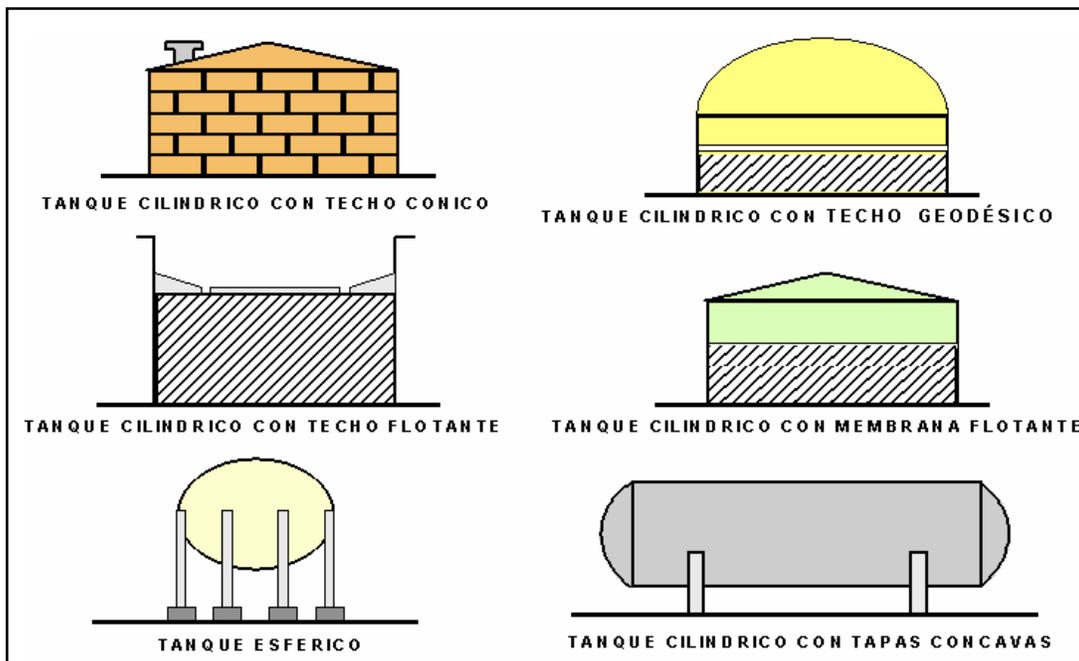


Fig. 2.13 Tipos de tanques de almacenamiento.

Fluido almacenado

- Crudos.

- Derivados o refinados.
- Gas L.P.
- Residuos.

Para almacenar crudo se utilizan generalmente tanques de techo cónico y tamaño relativamente grande ya que permiten una operación estable durante varios días.

Características más importantes de los tanques:

- Generalmente se construyen de láminas de acero.
- Para tanques en transferencia de custodia, se les debe hacer una verificación cada cinco años para el diámetro, el fondo, el espesor de lámina y la inclinación del tanque. Si algún parámetro cambia, de modo que exceda los criterios predeterminados en la variación del volumen, debe considerarse un reaforo total.
- Deben ser calibrados antes de ponerse en servicio para obtener las tablas de aforo, la calibración de los tanques se debe realizar cada 15 años.
- Deben tener una escotilla de medición.
- Deben tener sistemas de venteo.
- Deben tener líneas de entrada y salida del fluido.
- Deben tener líneas de drene.
- En los tanques de techo flotante se debe tener precaución de abrir el sistema de drene del techo en caso de lluvia, para evitar que el peso del agua hunda el techo.
- Para eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre contacto directo con las escaleras, al subir o bajar del tanque y antes de abrir la escotilla de medición, para crear así un polo a tierra.
- Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Debe evitarse la inhalación de gases que salen del tanque mientras la boquilla de medición esté abierta.

La medición en tanques se puede realizar de dos formas:

- Medición en tanques atmosféricos.
- Medición en tanques a presión.

II.2.2.1 Medición en tanques atmosféricos.

La cinta de medición es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (hidrocarburo y agua) que hay en un tanque, dicha altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinando un volumen total observado contenido en el tanque.

La cinta de medición tiene las siguientes características:

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

- El ojo de la plomada debe ser totalmente circular.
- En el caso de plomadas de fondo debe ser de un material que soporte los golpes con materiales metálicos que están en el fondo del tanque.
- No deben usarse cintas con la escala numérica no visible o totalmente borrada como resultado del desgaste y la corrosión.
- Se debe cambiar el conjunto de la plomada y la cinta de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión de la punta y el ojo combinados sea mayor de 1.0 mm.

Cinta para medición a fondo: Tiene el “Cero” en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada, la plomada debe tener forma cilíndrica terminada en un cono, y tener un polo a tierra (figura 2.14 a).

Cinta para medición a vacío: Tiene el “Cero” de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada debe tener forma rectangular y un polo a tierra (figura 2.14 b).

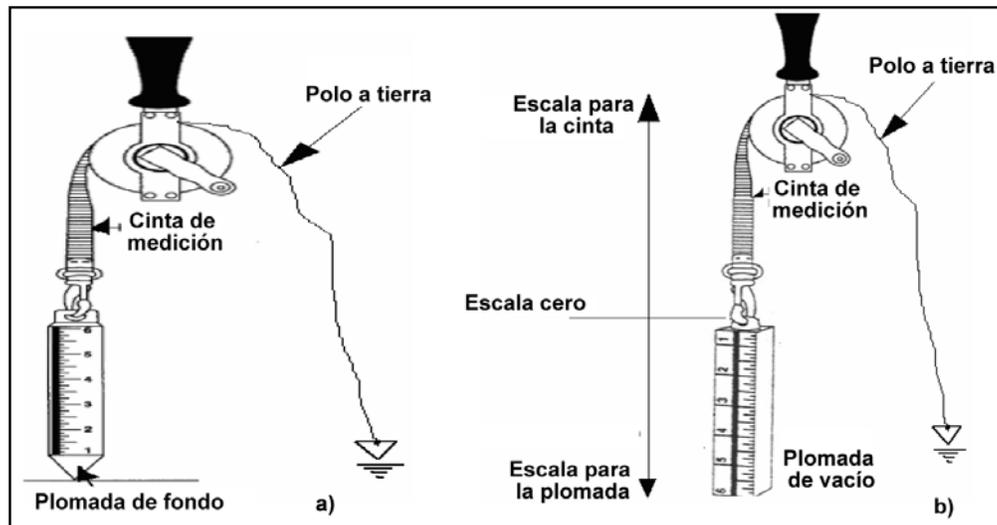


Fig. 2.14 a) Cinta de medición a fondo, b) Cinta de medición a vacío.

Antes de realizar cualquier tipo de medición se debe verificar lo siguiente:

- Verificar que la superficie del fluido esté quieta y libre de espuma. El sondaje del tanque debe controlarse periódicamente; en los tanques que no tienen tubo de sondeo se deberá observar si al caminar sobre el mismo se produce algún hundimiento en proximidades de la boca de medición, si ello ocurriera se colocará una pasarela sobre el techo para evitar tal movimiento.
- Antes de efectuar cualquier medición se debe dejar el contenido del tanque en reposo el tiempo suficiente para que se separe el agua libre y se pueda determinar fácilmente el corte en la cinta.
- Tomar la precaución de que todos los elementos de medición estén limpios antes de comenzar a medir.

- Para obtener una buena separación de agua, dosificar adecuadamente el fluido con el producto químico correspondiente.

Tipos de Medida usando la Cinta de Medición

Medida a fondo: Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa (figura 2.15).

En la medición de crudos livianos puede ser necesario el uso de crema o pasta indicadora para detectar el sitio exacto de corte por la detección de un cambio de coloración en la interfase.

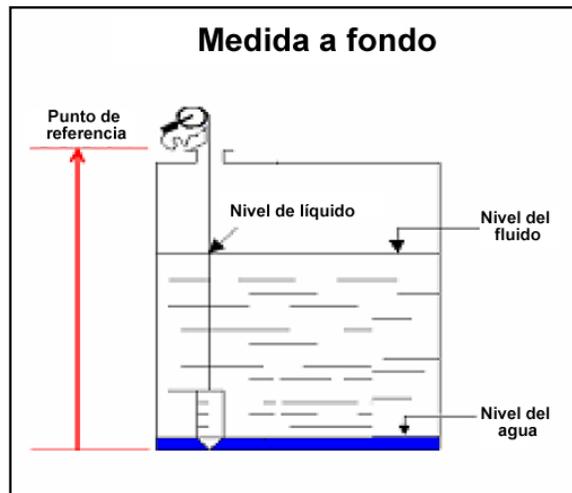


Fig. 2.15 Medición a fondo.

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

- Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tabla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- Hacer la conexión a tierra de la cinta, abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente en el fluido hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- Mantener la cinta firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.
- La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos (para aceites pesados, grasas o de alta viscosidad se requiere una duración de 1 – 5 minutos).
- Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de ± 3 mm, respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.

- Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, siempre escribir el corte continuo y claro como el nivel oficial de fluido medido.
- Repetir el procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.
 1. Si dos de las tres medidas son iguales se puede reportar como válida, si la diferencia con respecto a la tercera es un 1 mm.
 2. Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio aritmético de las tres.
 3. En tanques de crudo con capacidad menor a 1000 bls, se acepta el margen de diferencia de 5 mm.

Medida al vacío: Corresponde a la distancia entre la superficie del líquido y el punto de referencia. La medida de la altura del fluido se obtiene por diferencia entre la altura del tanque (sondaje) y el espacio medido (figura 2.16).

Las medidas a vacío solo son adecuadas si la altura de referencia es la misma en todos los casos, es decir, no han sufrido modificación.

Es fundamental que el punto de referencia se encuentre fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia; por ser un dato fundamental en la operación matemática.

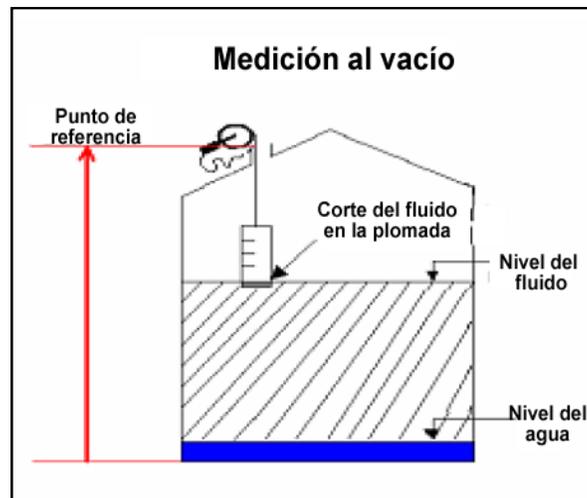


Fig. 2.16 Medición a vacío.

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición al vacío es el siguiente:

- Localizar el tanque a ser medido, se sugiere leer y tomar el nivel del fluido utilizando telemetría en los tanques que utilizan dicho sistema, para usar la información como dato guía.

- Leer y registrar la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas al pasamano del tanque o a la escotilla de medición.
- Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- Determinar matemáticamente la longitud de la cinta a introducir en el tanque restando de la altura de referencia el dato guía y restando a ese valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 cm).
- Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
- Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
- Repetir el procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.
- Si dos de las tres medidas son iguales se puede reportar como válida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobrepase 1 mm.
- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.
- Por último se procede a calcular la altura del producto en la siguiente forma:

$$\text{Altura del líquido} = \text{Altura de referencia (BM)} - \text{Lectura de cinta} - \text{Punto de corte}$$

II.2.2.2 Medición en tanques a presión.

Debido a la presión interna de los tanques y sus fluidos almacenados, los tanques a presión tienen un alto grado de condiciones de seguridad en su medición. Los aspectos más relevantes son los siguientes:

- Localización de la instrumentación, figura 2.17.

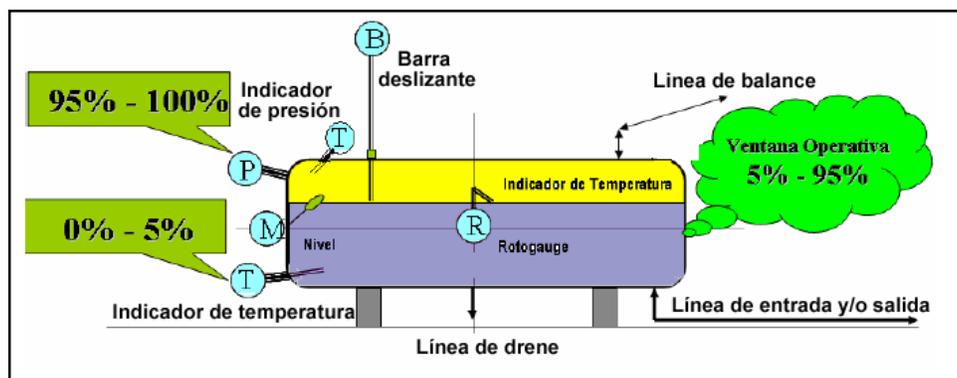


Fig. 2.17 Localización de la instrumentación.

- Tecnologías de medición: Para control de volumen o transferencia de custodia las tecnologías recomendadas son el Rotogauge y la barra deslizante; para el control operativo se puede utilizar el magnetel y magnetrón, figura 2.18.

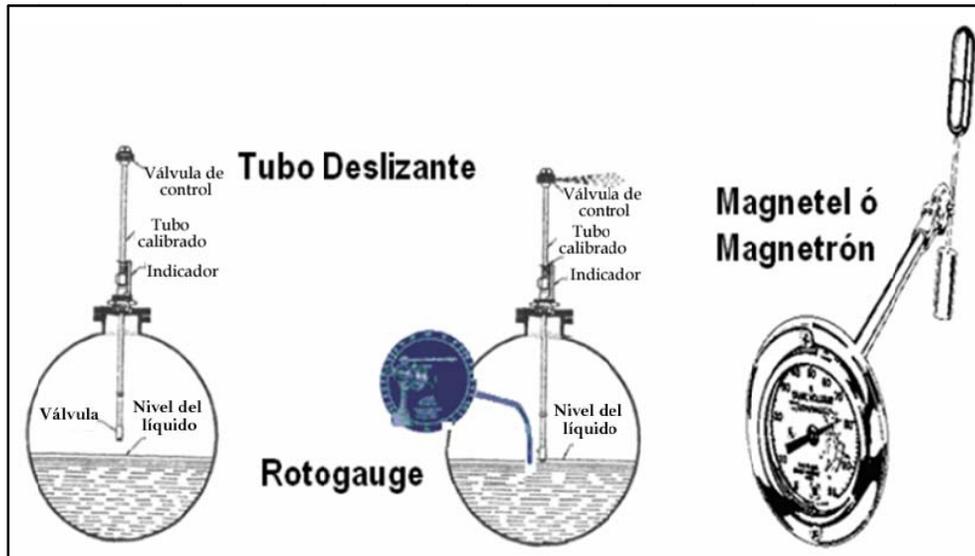


Fig. 2.18 Tecnologías de medición.

El procedimiento para la medición es el siguiente:

- Disponer de la capacidad total del tanque galones y/o barriles (100%), medir el nivel de líquido, la temperatura (°F) tanto de la fase líquida como de la fase vapor y la presión (psi) de la fase vapor.
- Determinar el volumen observado de la fase líquida.
- Determinar la gravedad específica y corregir a 60 °F tabla 23-LPG del ASTM.
- Se determina el factor de corrección de volumen (FCV) con la tabla 24-LPG, tomando como valores de entrada la densidad relativa a 60 °F y la temperatura del líquido en el tanque.
- Obtener volumen a 60 °F.
- El volumen de la fase de vapor se determina por la diferencia entre el volumen total (100%) menos el volumen líquido.
- De la tabla 23-LPG del ASTM se obtiene el factor de conversión de volumen gaseoso a volumen líquido a la presión y densidad relativa encontrada.

$$F = \frac{\left[0.001496(P + 14.7) \left(44 + \left(\left(\frac{\gamma}{0.505} \right) - 1 \right) 94.27 \right) \right]}{\gamma(T + 460)}$$

- Obtener el volumen a 60 °F equivalente a líquido, se usa nuevamente la tabla 24-LPG para corregir a la temperatura del vapor en el tanque convertido a líquido.

$$\text{Vol. equivalente de líquido} = \text{Vol. vapor} \times F$$

Los métodos descritos anteriormente para la medición en tanques, actualmente han ido decayendo en su utilización debido al riesgo que representa el tener expuesto al personal a los gases que son emitidos al tomar las mediciones y la inexactitud que se puede presentar, la implementación de sistemas automatizados que permiten la medición continua y remota de los volúmenes almacenados a comenzado a apropiarse de las mediciones en los campos.

II.2.2.3 Medición automática.^{1,9}

Medición de nivel con flotador.

El principio de Arquímedes establece que un cuerpo sumergido en un líquido es empujado hacia arriba con una fuerza igual al peso del volumen de líquido desplazado. La fuerza resultante que ejerce el fluido sobre el cuerpo se denomina flotabilidad o fuerza de flotación, el cuerpo sumergido se conoce con el nombre de flotador. El peso del flotador siempre es superior al empuje recibido para que exista una parte sumergida.

Si se mide la diferencia en peso de un elemento parcialmente sumergido a diferentes grados de profundidad como se observa en la figura 2.19, se puede determinar el nivel de líquido en el que se encuentra sumergido el flotador.

$$F = P_f - V_f \rho \frac{L_m - L_z}{H_f} \quad (II.1)$$

Donde:

F = Fuerza total ejercida.

P_f = Peso del flotador.

V_{fl} = Volumen del flotador.

ρ = Densidad del fluido.

L_m = Altura de nivel a medir.

L_z = Altura de nivel respecto al fondo.

H_f = Longitud del flotador.

Conociendo la fuerza F se puede calcular L_m puesto que L_z es constante.

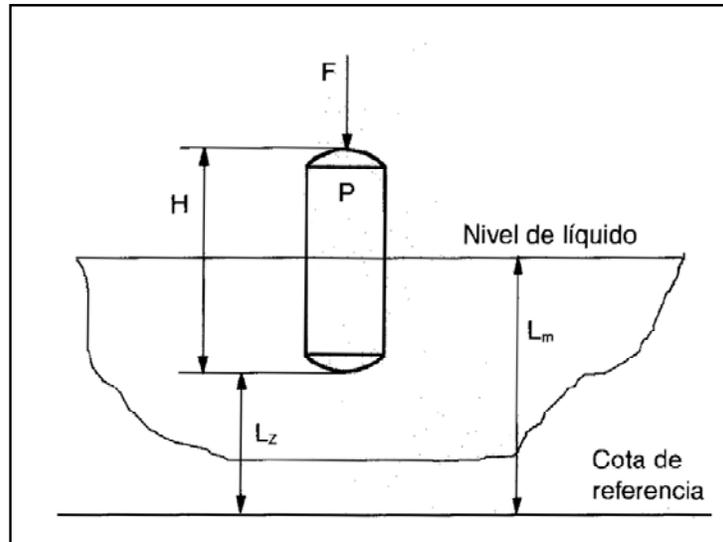


Fig. 2.19 Sistema parcialmente sumergido.

Switch flotador.

Consiste en un cuerpo flotante (flotador) montado sobre un brazo móvil y acoplado magnéticamente a un microinterruptor (figura 2.20).

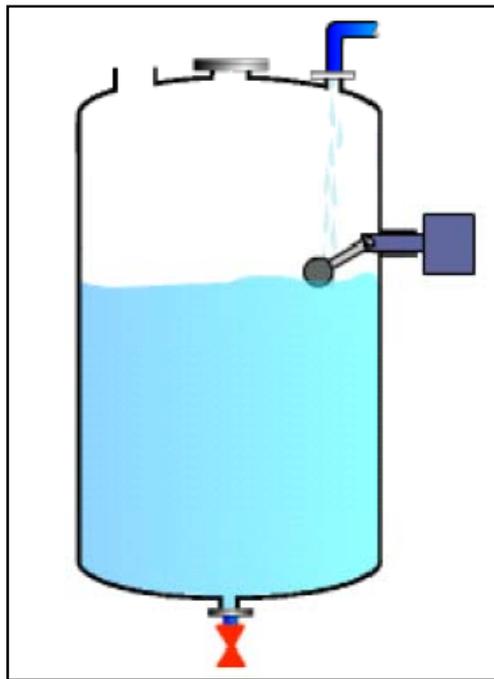


Fig. 2.20 Medición de nivel con switch flotador.

Flotador con cuerda.

Consiste en un flotador, un cable fino, dos agarres y un peso suspendido en la parte exterior del tanque abierto. En la parte exterior se coloca una escala graduada y la posición del peso a lo largo de la escala indica el nivel del contenido del tanque (figura 2.21).

Tiene el inconveniente de que las partes móviles están expuestas al fluido y pueden romperse.

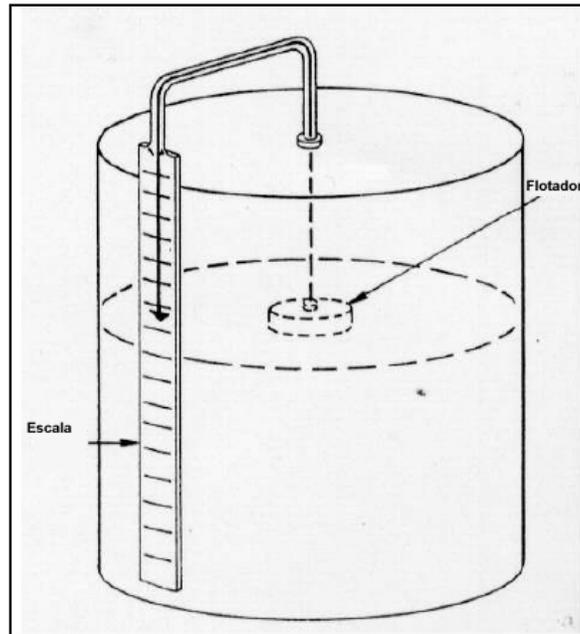


Fig. 2.21 Flotador-cuerda.

El flotador puede tener formas muy variadas y estar formado por materiales muy diversos según el tipo de fluido. Los instrumentos de flotación tienen una precisión del 0.5%, son adecuados para tanques abiertos o cerrados a presión o vacío, y son independientes del peso específico del líquido.

Medición de nivel con mirilla.

Se conecta un tubo de vidrio u otro material transparente al recipiente del cual se desea conocer el nivel. De acuerdo al principio de vasos comunicantes, el nivel en el tubo va a ser igual que el del recipiente y se puede determinar por observación directa. No es recomendable en recipientes a muy alta presión o con fluidos peligrosos, porque la ruptura del vidrio puede ocasionar accidentes graves. Tampoco se recomienda con fluidos pegajosos porque se pueden adherir a las paredes del tubo, figura 2.22.

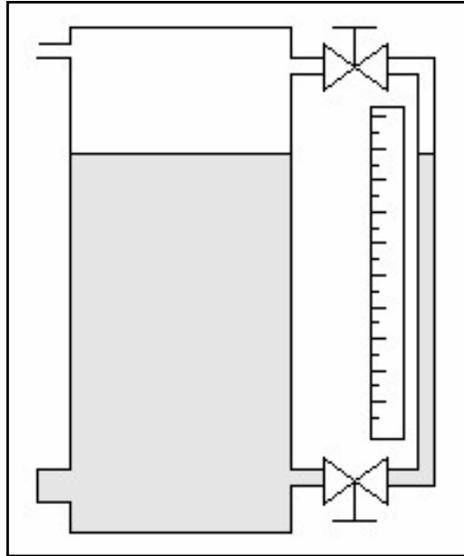


Fig. 2.22 Medidor con mirilla.

Medición de nivel por presión hidrostática.

La presión hidrostática se define como el peso de líquido que existe por encima de un plano de referencia, es independiente del volumen de líquido o la forma del recipiente. El sistema no mide el nivel de líquido sino la presión ejercida y como la presión es proporcional a la altura de la columna de líquido, el medidor infiere la posición actual de nivel. Por tanto la altura de nivel obtenida es una medida inferencial, la ecuación utilizada es:

$$H_l = \frac{P}{\rho} \quad (II.2)$$

Donde:

H_l = Altura de líquido sobre el plano de referencia.

P = Presión hidrostática.

ρ = Densidad del fluido.

En la figura 2.23 se muestra un tanque abierto, es decir, a presión atmosférica con una instalación típica para medición de nivel.

El transmisor tiene conectada la rama positiva en el lado de alta presión (AP) y la rama negativa en el lado de baja presión (BP). La presión diferencial que mide el transmisor será:

$$\Delta P = AP - BP \quad (II.3)$$

$$\Delta P = (H_l \rho_l + P_{atm}) - P_{atm} \quad (II.4)$$

$$\Delta P = H_l \rho_l \quad (II.5)$$

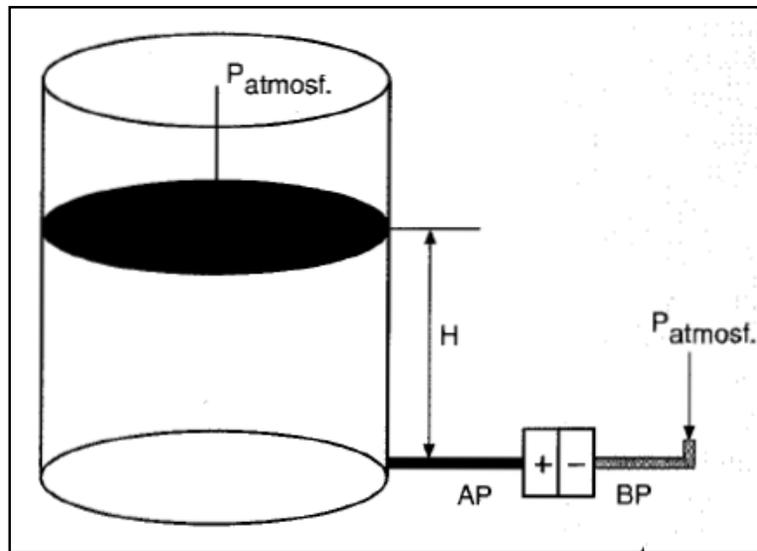


Fig. 2.23 Tanque a presión atmosférica.

Los transmisores se montan en la parte más baja del tanque, si el sensor no se puede montar directamente en el lateral del tanque al nivel adecuado, se puede montar en el extremo de una barra o cable y bajarlo desde la parte superior del tanque hasta la profundidad deseada. Cuando la presión de la superficie del líquido es mayor que la presión atmosférica (tanques cerrados-presurizados), se puede emplear un sensor de presión diferencial, el cual mide por un lado la presión total ejercida en el fondo del tanque, y por otro lado la presión en la superficie. La presión de la superficie se resta de la presión total, quedando la presión correspondiente a la columna de líquido. La medición de presión diferencial requiere de dos sensores, pero también se puede llevar a cabo directamente con un sensor de medición de presión diferencial (figura 2.24).

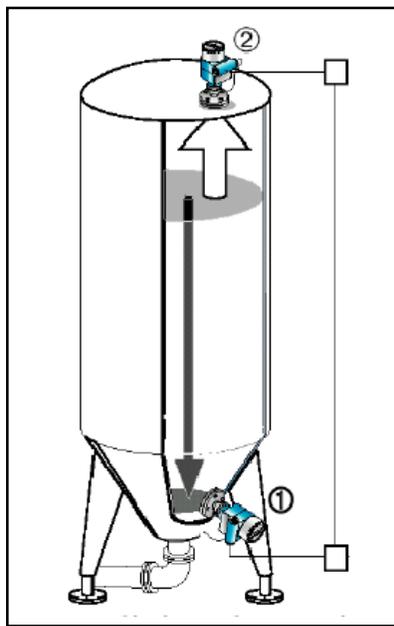


Fig. 2.24 Medición de presión diferencial.

Medición de nivel por burbujeo.

Se mide la presión hidrostática en un tanque insertando un tubo delgado en el líquido y aplicando aire comprimido en el tubo de modo que se empuja hacia abajo la columna de líquido del tubo hasta que salgan burbujas de aire al líquido. La presión del aire en el tubo es entonces igual a la presión de la columna de líquido y se puede medir con un transmisor de presión, que convierte la presión en una señal eléctrica, (figura 2.25).

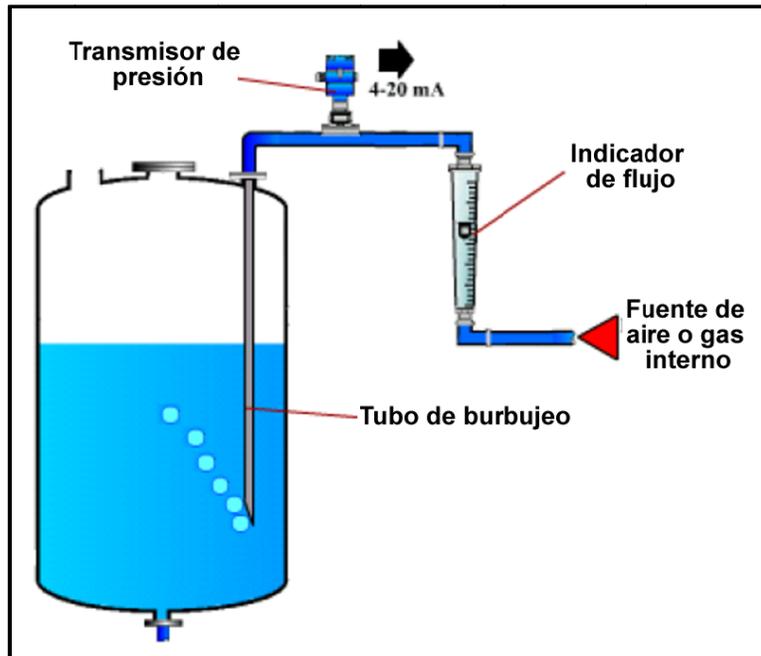


Fig. 2.25 Tubo de burbujeo.

El método por burbujeo es simple y da buenos resultados, en particular, en el caso de líquidos muy corrosivos o con sólidos en suspensión y en emulsiones. No se recomienda su uso cuando el fluido aplicado a través del tubo perjudica al líquido del tanque y para fluidos altamente viscosos donde las burbujas formadas presentan el riesgo de no separarse rápidamente del tubo.

Medición con radar.

Transmite unas microondas hacia la superficie del líquido, la señal de microondas tiene una frecuencia continuamente variable en torno a 10 GHz. Cuando la señal ha llegado a la superficie del líquido y ha regresado a la antena, se mezcla con la señal transmitida en ese momento. La frecuencia de la señal transmitida ha variado ligeramente durante el tiempo que la señal del eco tarda en llegar hasta la superficie y regresar. Al mezclar la señal transmitida con la recibida, el resultado es una señal de baja frecuencia proporcional a la distancia hasta la superficie (figura 2.26 y 2.27).

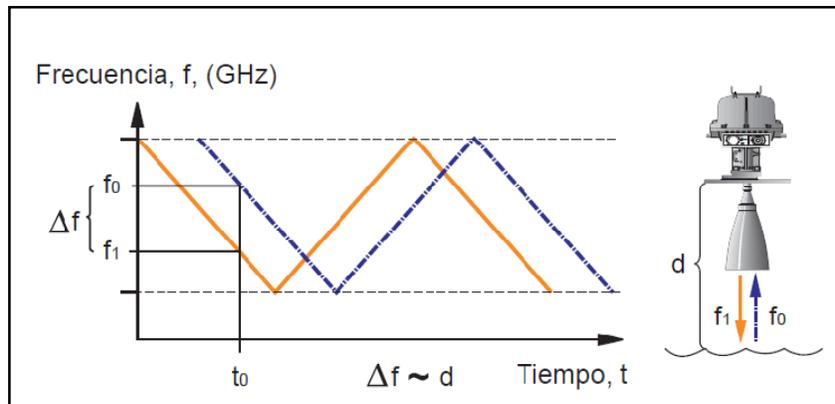


Fig. 2.26 Transmisión de microondas.

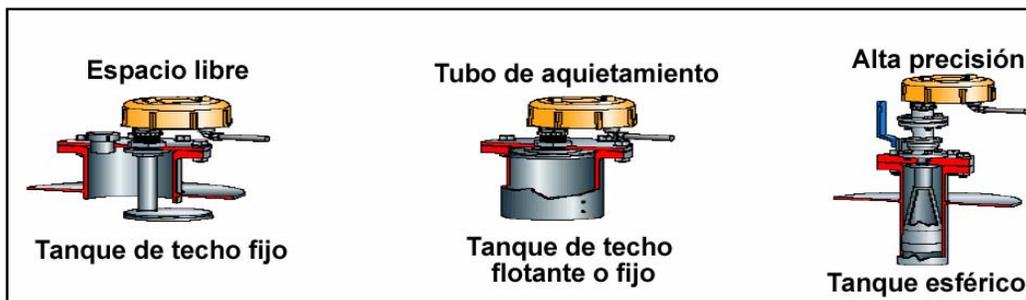


Fig. 2.27 Medición de nivel con radar.

Medición con dispositivo ultrasónico.

El medidor de nivel ultrasónico se basa en la emisión de un impulso ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo en un receptor, el retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque. Los sensores trabajan en bandas de frecuencia del ultrasonido, las ondas atraviesan con cierto amortiguamiento el medio reflejándose en la superficie del líquido.

El sensor, que está ajustado acústicamente respecto a la pared de un contenedor de líquido (tanque o recipiente), genera un corto impulso de ultrasonidos que se mantiene en resonancia localmente respecto a la pared. Las frecuencias de resonancia son distintas dependiendo de que exista o no líquido directamente bajo el sensor (figura 2.28). El sensor detecta la diferencia de tiempos de resonancia correspondientes a un "vacío" y un "lleno" y activa una señal de salida.

La precisión es ± 1 a 3% , son muy sensibles a la densidad del fluido sobre todo en los que se tiene una tendencia a formar espuma, dando un alto grado de error.

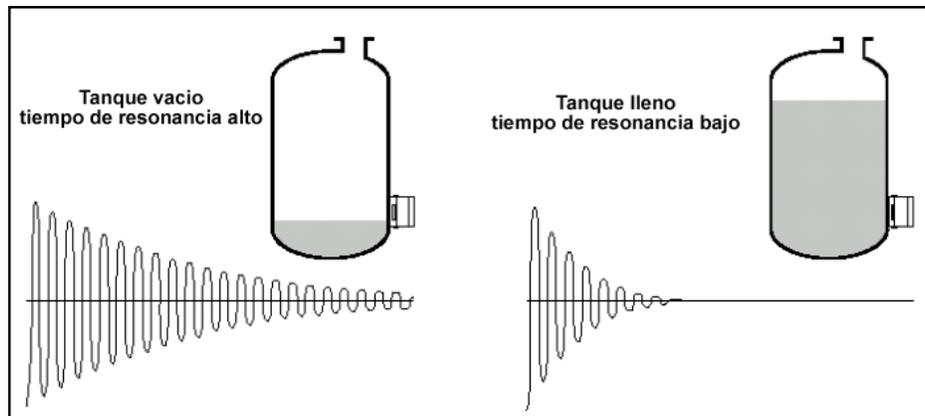


Fig. 2.28 Comportamiento de la frecuencia de resonancia.

Medición de nivel por tiempo de retorno de señal.

El método de reflexión del sonido se basa en el tiempo de retorno de un pulso de sonido emitido por un sensor. El pulso ultrasónico emitido se refleja en la superficie del líquido y el mismo sensor vuelve a detectarlo. El tiempo de retorno de la señal es una medida de la altura de la sección vacía del tanque. Si a la distancia se le resta la altura total del tanque, se obtiene el nivel del líquido, (figura 2.29).

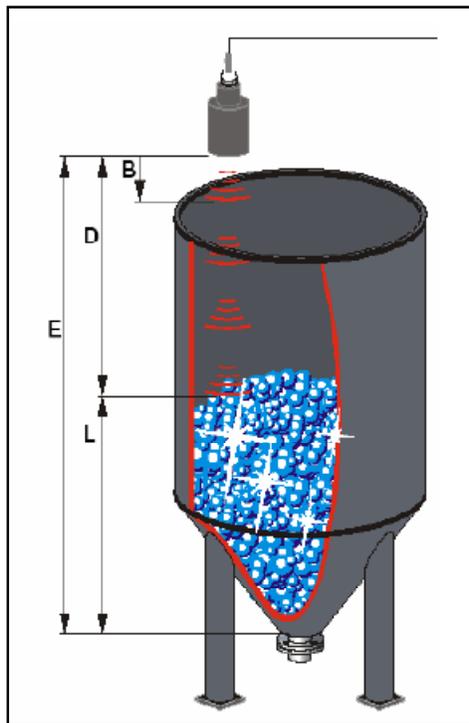


Fig. 2.29 Tiempo de retorno de la señal.

La deducción de nivel se determina con la siguiente expresión:

$$D = \frac{tV_s}{2} \quad (II.6)$$

Donde:

t = Tiempo de reflexión.

V_s = Velocidad de señal.

Como se puede deducir de la expresión, lo que en realidad se determina es el espacio vacío del tanque, sin embargo, se realiza una calibración al momento de instalar el sensor midiendo el fondo del tanque y luego la altura de volumen ocupado en el tanque (L) se determina como:

$$L = E - D \quad (II.7)$$

E representa la altura total del tanque, la distancia B corresponde a la zona de bloqueo y varía de acuerdo a las características del sensor.

Medición de nivel radiométrica.

Consiste en un emisor de rayos gamma montado verticalmente en un lado del tanque y con un contador que transforma la radiación gamma recibida en una señal eléctrica de corriente continua. Como la transmisión de los rayos es inversamente proporcional a la masa del líquido en el tanque, la radiación captada por el receptor es inversamente proporcional al nivel del líquido ya que el material del tanque absorbe parte de la energía emitida, figura 2.30.

Los rayos emitidos por la fuente son similares a los rayos X, pero de longitud de onda más corta, la fuente radiactiva pierde igualmente su radiactividad en función del tiempo. La vida media (es decir, el tiempo necesario para que el emisor pierda la mitad de su actividad) varía según la fuente empleada. En el cobalto 60 es de 5.5 años, en el cesio 137 es de 33 años y en el americio 241 es de 458 años.

Es el único método totalmente no invasivo, ningún elemento del sistema entra en contacto con el medio ni con la atmósfera del proceso.

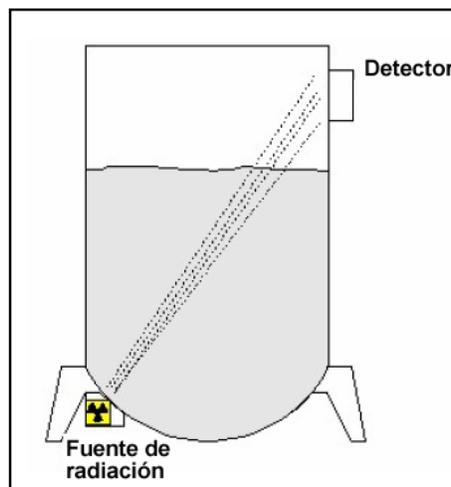


Fig. 2.30 Emisión de rayos gamma.

El método se usa si las condiciones son muy extremas, es decir, altas presiones y temperaturas, líquidos abrasivos, tóxicos, corrosivos o pegajosos, debido a que la radiación gamma no requiere equipo dentro del tanque, puesto que penetra fácilmente sus paredes.

Para la medición de nivel, la fuente de rayos gamma emite un haz con un ángulo de salida de aproximadamente 20° a 40°. En el extremo opuesto de la fuente se dispone un detector de rayos gamma conectado eléctricamente con un transmisor de nivel que proporciona una señal de salida (figura 2.31).

La intensidad de la fuente de radiación está calculada de modo que cuando el tanque está vacío, el detector transmite justamente los pulsos necesarios para que el interruptor de nivel o el indicador de nivel procesen una señal. A medida que el nivel de líquido aumenta, la radiación se atenúa, el detector deja de transmitir suficientes pulsos y el instrumento indica nivel alto.

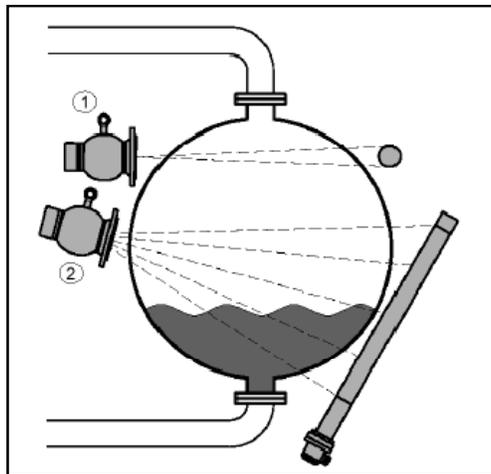


Fig. 2.31 Medición y detección radiométrica de niveles

La precisión en la medida es de $\pm 0,5$ a ± 2 %, y el instrumento puede emplearse para todo tipo de líquidos ya que no está en contacto con el fluido. Su lectura es influenciada por el aire o los gases disueltos en el líquido.

II.2.3 Medición dinámica.³¹

La medición dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de fluido que se recibe o se entrega ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando medidores instalados en línea.

Es un proceso que requiere de una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea lo menor posible. Las actividades incluidas en el proceso son las siguientes:

- Debe cumplir con los estándares internacionales establecidos para el medidor, equipos, accesorios y la instrumentación asociada tales como: válvulas de corte, filtros con sus respectivos controles de presión diferencial, enderezadores de flujo si los medidores son de tipo turbina o ultrasónico, instrumentación de

temperatura y presión (transmisores e indicadores), válvulas de doble sello y purga, densitómetro y toma muestras en línea.

- Deben operarse a un flujo constante y mantener un estricto cumplimiento de programas de control metrológico, fundamentado en un mantenimiento preventivo, independiente de los gastos de flujo, los medidores deben tener la capacidad de hacer mediciones adecuadas.
- Deben disponer de facilidades para instalar un probador para su proceso de calibración.

Los medidores más usados son los de desplazamiento positivo, turbina y Coriolis, dichos medidores serán tratados más a fondo en capítulos siguientes.

Debido a desajustes en los mecanismos, ya sea por fabricación, instalación o los inherentes a la operación misma, puede presentarse inexactitud en las lecturas resultantes de los medidores, se requieren entonces factores de corrección del medidor, también llamados factores del medidor, que sirven para la calibración del equipo.

Las características principales para seleccionar el tipo de equipo de medición y/o instrumentación asociada a un sistema de medición, son:

- Los altos costos fijos para mantener en funcionamiento continuo el sistema.
- La capacidad que implica manejar grandes volúmenes y altos gastos de flujo.
- La necesidad de un buen rendimiento en la operación y una exactitud máxima en la medición de la producción total, en el sistema.

En la tabla 2.1 se muestran algunas características de los medidores de tipo DP, turbina y Coriolis.

COMPARACION DE LOS DISTINTOS TIPOS DE MEDIDORES		
DEZPLAZAMIENTO POSITIVO	TURBINA	COROLIS
Bajo precio	Bajo precio	Alto Precio
Amplia gama de técnicas de medición	Tecnología tradicional	Ninguna condición especial de flujo
Buen desempeño en alta viscosidad	Amplio rango de temperatura y presión	Insensible a la viscosidad
Unidireccional	Unidireccional	Bidireccional
Daño por bolsas de aire	Baja caída de presión	Perdida de presión
Volumétrico	Volumétrico	Másico
Rangeabilidad limitada.	Rangeabilidad limitada	Alta rangeabilidad
Exactitud y calibración dependientes de la viscosidad	Excelente repetibilidad	Alta exactitud y repetibilidad
Alto mantenimiento.	Requiere mantenimiento	Mínimo mantenimiento
Sin restricciones (analizar posibilidades de cavitación)	Número de Reynolds >4000	Insensible al número de Reynolds
Alto costo de instalación y mantenimiento	Alto costo de instalación y mantenimiento	Sin partes móviles

Tabla 2.1 Características de los medidores para la medición dinámica.

Una estación de medición de cantidad y calidad es un conjunto de equipos e instrumentación asociada, los cuales guardan una perfecta armonía con la operación, el mantenimiento preventivo, y operan confiablemente en condiciones estables de proceso, con uno o más brazos de medición, figura 2.32.

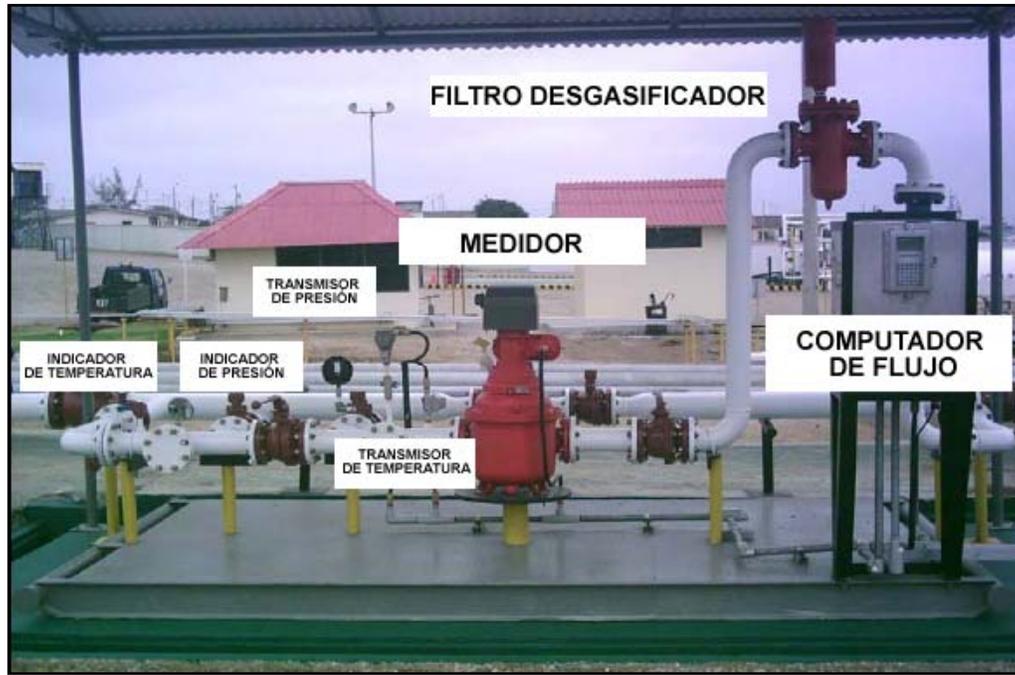


Figura 2.32 Estación de medición para transferencia de custodia.

Cuando un sistema de medición es diseñado, el objetivo es obtener una exactitud óptima de la medición, independiente de la cantidad de fluido. La exactitud de la medición de un sistema depende de los medidores, probadores, válvulas y otros equipos seleccionados para el sistema de medición.

Otras consideraciones para el diseño de la estación de medición incluyen estipular una futura expansión y actualización tecnológica, accesibilidad a los equipos para mantenimiento preventivo, y verificación de exactitud.

En general, los medidores tipo turbina se prefieren para altos gastos de flujo y aplicaciones de baja viscosidad, en aplicaciones de presiones altas, el costo de capital e instalación, puede ser menor con medidores tipo ultrasónico. De cualquier modo se debe tener en cuenta la viscosidad, el contenido de parafinas o la presencia de materiales fibrosos que pueden limitar el uso de las turbinas.

Desempeño del medidor: Es una expresión general que es usada para indicar si un medidor puede cuantificar continuamente el volumen real del líquido que pasa por el medidor en forma satisfactoria. El factor del medidor es aplicado para indicar el volumen total en el sistema de medición que involucra hidrocarburos líquidos.

El desempeño del medidor puede ser graficado como el factor del medidor versus algún parámetro de operación, como es, viscosidad, temperatura, entre otros. De cualquier modo

cuando las propiedades del líquido cambian, un nuevo factor del medidor debe ser desarrollado realizando nuevas pruebas. La presentación más común del desempeño del medidor es la grafica del factor del medidor versus el gasto de flujo como el mostrado en la figura 2.33, que se establece en condiciones de operación.

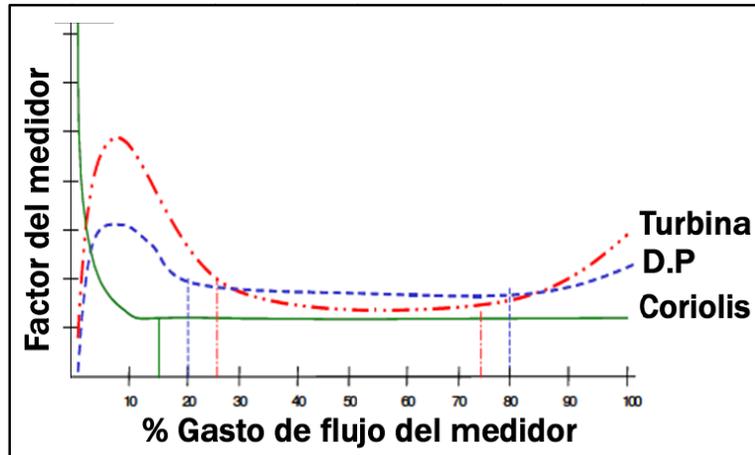


Fig. 2.33 Curva de exactitud.

CAPÍTULO 3

- Clasificación de los medidores de flujo.
- Medidores volumétricos.
- Medidores másicos.

CAPÍTULO III. MEDIDORES DE FLUJO

Siempre que se trabaja con un fluido existe la necesidad de realizar un conteo de la cantidad que se transporta, en la mayor parte de las operaciones realizadas en los procesos industriales se necesita contar con información real y confiable de la capacidad de producción de sus instalaciones con el fin de poder programar, planear y asignar recursos para optimizar su capacidad productiva, de almacenamiento y transporte.

Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

La medición de los hidrocarburos se puede efectuar con medidores de desplazamiento positivo, turbina, coriolis y/o ultrasónico para líquidos y de placa de orificio, turbina, coriolis o ultrasónico para gas.

Los más comunes a utilizar son el de placa de orificio para gas y de desplazamiento positivo y/o turbina para líquidos, son basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales de trabajo.

Los componentes que integran en forma general a los medidores de flujo se dividen en dos secciones:

Elementos primarios: Se encuentran dentro de la tubería y captan la variable a medir, producen cambios en propiedades físicas que luego pueden transformarse en una señal.

Elementos secundarios: Captan la señal elaborada por el elemento primario y la transforman en una señal de salida o generan una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota.

La elección de un medidor de flujo es afectado por:

- **Rango:** Los medidores comerciales miden flujos que van desde unos cuantos mililitros por segundo (mL/s), hasta varios miles de metros cúbicos por segundo (m³/s). Entonces para una instalación particular de medición debe conocerse la magnitud de flujo volumétrico, así como el rango de las variaciones esperadas.
- **Exactitud requerida:** Cualquier dispositivo de medición de flujo que se instale y opere en forma apropiada tiene una exactitud dentro de 5 % de flujo real. La mayor parte de los medidores comerciales poseen una exactitud de 2 %, y hay algunos que pueden llegar a 0.5 %.
- **Pérdida de presión:** Debido a que los detalles de construcción de los distintos medidores son muy diferentes, producen cantidades de pérdida de energía diferentes conforme el fluido pasa a través de ellos.
- **Tipo de fluido y sus propiedades:** El rendimiento de algunos medidores se ve afectado por las propiedades y condiciones del fluido. Una consideración fundamental es saber si el fluido es líquido o gas.

1. *Viscosidad:* Afecta directamente al número de Reynolds, la alteración de la viscosidad puede alterar la curva de calibración del medidor.
 2. *Fluidos bifásicos y multifásicos.*
 3. *Nivel de actividad del fluido:* Química (corrosión) y radioactividad.
 4. *Fluidos inflamables o que reaccionen con otros materiales:* Exigen un medidor con diseño certificado.
 5. *Abrasividad:* Puede alterar el perfil del medidor.
 6. *Compresibilidad.*
 7. *Conductividad eléctrica.*
 8. *Propiedades magnéticas.*
- **Calibración:** Cierta tipo de medidores requieren calibrarse. Algunos fabricantes proporcionan la calibración en forma de gráfica o tabla de resultados. Algunos están equipados para la lectura directa, con escalas calibradas en las unidades de flujo que se desea.
 - **Exigencias y necesidades de medición:** Es necesario el claro entendimiento de las funciones a ser desempeñadas por el medidor cuando esté en operación.
 - **Factores económicos:** La mayoría de las decisiones relacionadas con inversiones tiende a basarse en la búsqueda de relaciones optimizadas de costo/beneficio, por lo que en la selección del medidor se elegirá aquél que permita llevar a cabo la medición necesaria al menor costo.
 - **Condiciones externas del conducto:** El desempeño de un medidor de flujo invariablemente depende del ambiente en el que se encuentra operando.
 1. Accesibilidad para inspección, mantenimiento y calibración.
 2. Efectos de la temperatura externa sobre el fluido objeto de la medición, el medidor y la instrumentación, condiciones extremas constantes o cíclicas.
 3. Efectos de la vibración sobre componentes rotativos, medidores tipo vórtice y ultrasónicos.
 4. Alta humedad (corrosión) o baja humedad (electricidad estática).
 5. Si existe riesgo de fuego o explosión.
 6. Efectos de campos eléctricos y magnéticos sobre circuitos eléctricos y electrónicos.
 - **Condiciones internas del conducto:** Son las más importantes del proceso de medición.
 - 1 El perfil de flujo afecta directamente la incertidumbre de una medición.
 - 2 El diámetro interno de la tubería, las dimensiones, la circularidad y la rugosidad son importantes para sistemas de medición por placa de orificio.
 - 3 Separación de fases.
 - 4 Formación de depósitos en puntos críticos del sistema de medición.
 - 5 Pulsaciones de flujo.
 - 6 Flujos bidireccionales.
 - **Temperatura:** Generalmente cuando en oleoductos se opera a rangos de temperatura ambiente, las consideraciones de temperatura en la selección o instalación del medidor, no son requisitos. Sin embargo, si es una temperatura anormal que se pueda anticipar, tales como altas temperaturas que requieran ser

manejadas para incrementar el punto de fluidez, se debe consultar con el fabricante del medidor cuáles pueden ser los requerimientos antes de seleccionar el medidor. En forma adicional, el manejo de hidrocarburos calientes puede requerir material aislante, trazadores de calefacción. En climas fríos es necesario proteger los equipos auxiliares de los medidores (tales como contadores e impresores) instalando protección sobre el medidor y prevenir fallas del equipo auxiliar. Las precauciones son más críticas cuando es usado equipo electrónico.

Debe elegirse el dispositivo más simple y económico que brinde la exactitud deseada y cumpla con las especificaciones del entorno de trabajo y las características de los fluidos que son transportados.

III.1 Clasificación de los medidores de flujo.^{2, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 14}

Los medidores de flujo pueden clasificarse en forma general en dos grupos: medidores másicos y medidores volumétricos; una clasificación más específica se puede realizar en base al principio de operación con el que trabajan. La tabla siguiente muestra la clasificación en función de la medición que realizan (másica o volumétrica) y por el sistema de medición que utilizan, tabla 3.1.

	Sistema	Medidor
Medidores de flujo volumétrico	Presión diferencial	Placa de Orificio
		Tobera
		Tubo de Venturi
		Tubo Pitot y Tubo Annubar
	Área variable	Rotámetros
	Velocidad	Turbina
		Ultrasónico
	Tensión inducida	Magnético
	Desplazamiento positivo	Rueda oval, helicoidal
	Torbellino (Vortex)	Medidor de frecuencia
Fuerza	Placas de impacto	
Medidores de flujo másico	Térmico	Diferencia de temperatura en sondas de resistencia
	Coriolis	Tubo en vibración

Tabla 3.1. Clasificación de los medidores de flujo.

III.2 Medidores volumétricos.

Determinan el gasto en volumen de fluido, bien sea directamente (desplazamiento), o bien indirectamente por deducción (presión diferencial, área variable, velocidad, fuerza, tensión inducida, torbellino).

La medida de flujo volumétrico en la industria se efectúa principalmente con elementos que dan lugar a un diferencial de presión al paso de un fluido.

III.2.1 Presión diferencial.

Los primeros medidores diseñados fueron los de Pitot (1732) y el Venturi (1797). La tobera se utilizó a finales de 1800 y la placa de orificio apareció en el año de 1900.

Los sistemas de medición de presión diferencial obstruyen parcialmente el flujo, produciendo una diferencia de presión estática entre el lado corriente arriba y corriente abajo del medidor. El cálculo del flujo utilizando las pérdidas de presión a través de una restricción es tal vez la técnica más utilizada en las aplicaciones industriales.

Los medidores de presión diferencial se basan en la ecuación de Bernoulli que se aplica a cada lado del medidor.

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 \quad (III.1)$$

Donde P, ρ, v son las presiones, densidad y la velocidad media respectivamente corriente arriba y corriente abajo.

Combinando la ecuación III.1 con el principio de conservación de masa, asumiendo que no existen pérdidas y es un fluido incompresible, el gasto se puede determinar como:

$$Q = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2\rho\Delta P} \quad (III.2)$$

Donde β , es la relación que existe entre los diámetros del orificio de la restricción y el diámetro de la tubería, ΔP es la diferencia de presión entre el plano corriente arriba y corriente abajo de la restricción y d es el diámetro del orificio.

Una forma generalizada de medir la velocidad (v), el gasto volumétrico (Q_v) y el gasto másico (Q_m), a través de la restricción es utilizando las ecuaciones siguientes:

$$v = C_d \left(\frac{h}{\rho}\right)^{0.5} \quad (III.3)$$

$$Q_v = C_d A \left(\frac{h}{\rho}\right)^{0.5} \quad (III.4)$$

$$Q_m = C_d A (h\rho)^{0.5} \quad (III.5)$$

C_d es el coeficiente de descarga, A es el área transversal de la tubería y ρ es la densidad del fluido. El coeficiente de descarga C_d es influenciado por el número de Reynolds (figura 3.1) y por la relación de diámetros β (relación entre el diámetro de la restricción y el

diámetro interno de la tubería) conocida también como coeficiente de obstrucción. Parámetros adicionales y factores de corrección pueden ser utilizados en la obtención de C_d , dependiendo del tipo de medidor utilizado. Dichos parámetros pueden ser calculados a partir de ecuaciones o leerse directamente de gráficas y tablas disponibles en el American National Standards Institute (ANSI), el American Petroleum Institute (API), la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) y la American Gas Association (AGA).

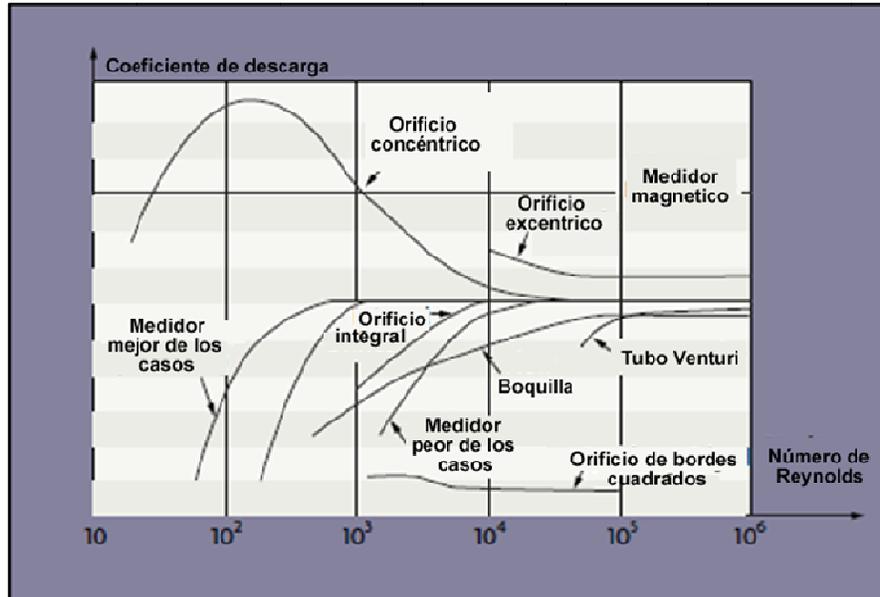


Fig. 3.1 Gráfica de coeficiente de descarga en función del número de Reynolds.

Los coeficientes de descarga son determinados por pruebas de laboratorio que reproducen la geometría de la instalación. Generalmente son publicados en manuales o revistas técnicas, los valores representan el valor medio para la geometría utilizada en la prueba en un mínimo de 30 pruebas de calibración. La incertidumbre normalmente varía de $\pm 0.5\%$ al $\pm 1.5\%$. Mediante la utilización de los coeficientes de descarga es posible obtener mediciones razonablemente precisas, sin la necesidad de la calibración en sitio.

La relación entre el flujo y la caída de presión varía con el perfil de velocidad, el cual puede ser laminar o turbulento (figura 3.2) en función del número de Reynolds, que para el caso de fluidos líquidos puede ser calculado usando la siguiente relación:

Donde ID es el diámetro interno de la tubería en pulgadas, Q_v es el gasto volumétrico en galones/minuto, ρ es la densidad relativa del fluido a 60 °F y μ es la viscosidad en centipoises.

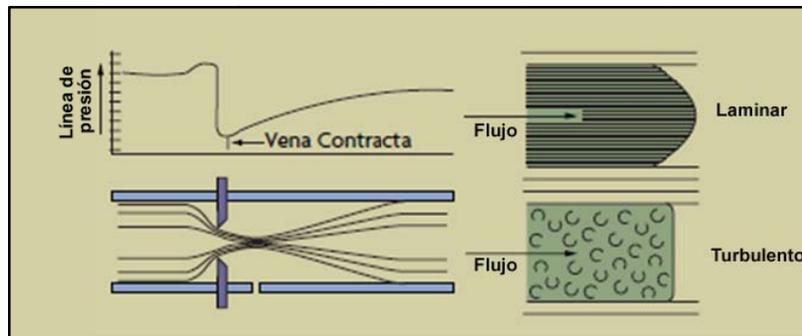


Fig. 3.2 Perfil de velocidad.

Ventajas.

- Son fáciles de fabricar y no contienen partes móviles.
- Son económicos, especialmente en tamaños grandes, comparados con otros tipos de medidores.
- Pueden ser utilizados en cualquier posición.
- Existe un gran número de normas.
- Algunos de ellos generalmente no requieren calibración por comparación con otro medidor de flujo.

Desventajas.

- 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 gasto.
- Deben respetarse unos tramos rectos de tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor.

Los medidores por presión diferencial se han usado extensamente debido a que son relativamente simples, confiables, económicos, tienen suficiente precisión y rangos de medición para muchos servicios de monitoreo y control.

Aunque el principio de funcionamiento es el mismo, la geometría constructiva de cada uno impone diferencias básicas en el comportamiento hidráulico del fluido al atravesar el medidor, tal como es la pérdida de carga.

Correcciones de Gasto.

Para la medida continua de gasto por presión diferencial se utilizan medidores cuyo rango o escala puede estar calibrada en peso o volumen, bien en condiciones normales de presión y temperatura o en otras condiciones, para las cuales fue realizado el diseño.

Si un medidor está calibrado para unas determinadas condiciones de operación, sólo indicará el gasto correcto cuando se cumplan dichas condiciones. Si no es así habrá que multiplicar el gasto medido por un factor de corrección, con el fin de adaptar las

condiciones de cálculo del elemento primario de medida a las condiciones reales de operación.

La ecuación general de corrección es:

$$\text{Gasto Corregido} = \text{Gasto Medido} \times \text{Factor de Correccion} \quad (\text{III.7})$$

La expresión para el cálculo del factor de corrección tomará distintas formas en función de la fase que se maneje.

Líquidos en volumen.

Normalmente la medida del gasto se realiza en m^3/h a temperatura ambiente, a cuya temperatura base se toma la densidad del fluido para el diseño del medidor. Si el fluido cambia puede ocurrir que la densidad a la temperatura base sea diferente, ocasionando errores en la medición. Del mismo modo se tiene una densidad de diseño a la temperatura de operación tomada para el cálculo, y una densidad real del fluido a la temperatura de paso. El factor de corrección (F_c) será:

$$F_c = \sqrt{\frac{\text{Densidad de Operacion Real}}{\text{Densidad de Operacion Diseño}}} \times \frac{\text{Densidad @ } T_{\text{diseño}}}{\text{Densidad @ } T_{\text{operacion}}} \quad (\text{III.8})$$

Normalmente no se suele utilizar el segundo termino de la ecuación al realizar las correcciones, puesto que si existen variaciones importantes de la densidad a la temperatura base en el líquido, entre las condiciones de operación y diseño, es más conveniente recalcular de nuevo el elemento de medida. Así la lectura sin corregir tendrá mayor fiabilidad.

Líquidos en peso.

El factor de corrección será:

$$F_c = \sqrt{\frac{\text{Densidad de Operación Real}}{\text{Densidad de Operación Diseño}}} \quad (\text{III.9})$$

A veces, partiendo de un gasto medido en volumen, se quiere obtener el equivalente en peso. Para ello hay que multiplicar el volumen medido por la densidad a la temperatura base para la cual fue calculado el elemento primario.

Gases.

En el caso de una mezcla de gases, las variaciones en el peso específico pueden ser debidas, tanto a variaciones de presión y temperatura, como a la diferente composición del gas, hecho que se debe tener en cuenta para la corrección.

Si la escala de un medidor está calibrada en m^3/h de gas seco, la indicación será correcta mientras el peso molecular, presión y temperatura del gas sean las mismas que las utilizadas para el diseño. En el supuesto en el que el peso molecular sea constante, deben eliminarse de las ecuaciones de corrección, los valores correspondientes a dicho peso

molecular. Una vez hecha la eliminación, las ecuaciones quedaran generalizadas para cualquier corrección de tipo presión y temperatura.

Gases en volumen y en peso.

El factor de corrección será:

$$F_c = \sqrt{\frac{(P_{operación} + 1)P_{molecular\ Operación}}{T_{operación} + 273}} \times \sqrt{\frac{T_{diseño} + 273}{(P_{diseño} + 1)P_{molecular\ Diseño}}} \quad (III.10)$$

Se puede utilizar el peso específico del gas en condiciones de diseño y operación en sustitución del peso molecular.

III.2.1.1 Medidor de placa de orificio.

La placa de orificio (figura 3.3) es uno de los dispositivos de medición más antiguo, fue diseñado para usarse en gases, no obstante se ha aplicado ampliamente y con gran éxito para medir el gasto de líquido en tuberías.

El primer registro de la utilización de la placa de orificio para la medición de líquidos fue de Giovanni B. Venturi, físico italiano, quien en 1797 realizó un trabajo que llevó al desarrollo del medidor de Venturi actual. Se tiene registrado que un medidor de placa de orificio, diseñado por el profesor Robinson de la Universidad Estatal de Ohio fue utilizado para la medición de gas cerca de Columbus, Ohio, en 1890. Alrededor de 1903 el Sr. T. B. Weymouth comenzó una serie de pruebas en Pennsylvania, que condujo a la publicación del valor de los coeficientes de descarga para placas de orificio instaladas en brida.

Una gran parte de la investigación y el trabajo experimental para el desarrollo de los coeficientes de descarga y las normas de construcción de la placa de orificio se llevó a cabo por la American Gas Association (AGA) y la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) entre 1924 y 1935.

La gran ventaja de la placa de orificio en comparación con los otros elementos de medición, es que debido a la pequeña cantidad de material y al tiempo relativamente corto de maquinado que se requiere en su manufactura, su costo llega a ser comparativamente bajo, aparte de que es fácilmente reproducible, fácil de instalar y desmontar y de que se consigue con ella un alto grado de exactitud. Además que no retiene muchas partículas suspendidas en el fluido dentro del orificio.

El uso de la placa de orificio es inadecuado en la medición de fluidos con sólidos en suspensión pues las partículas se pueden acumular en la entrada de la placa; el comportamiento en su uso con fluidos viscosos es errático pues la placa se calcula para una temperatura y una viscosidad dada y produce las mayores pérdidas de presión en comparación con los otros elementos primarios.

Las mayores desventajas del medidor son su capacidad limitada y la pérdida de carga ocasionada tanto por los residuos del fluido como por las pérdidas de energía que se producen cuando se forman vórtices a la salida del orificio.

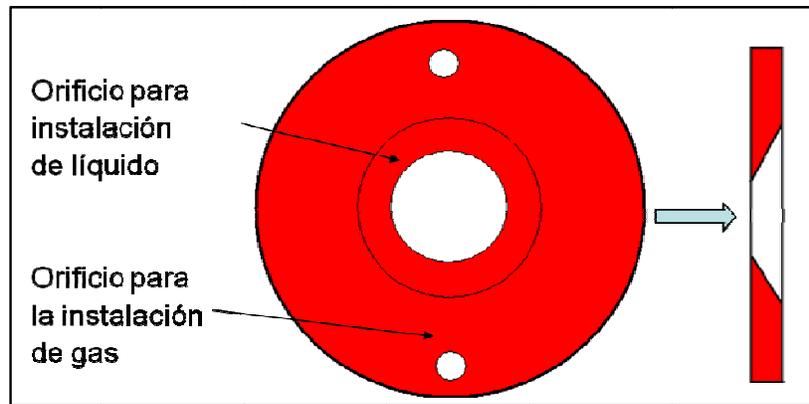


Fig. 3.3 Placa de orificio.

Principio de operación.

El principio de operación de una placa de orificio se presenta a continuación, es importante comprender que en cualquier tubería por la cual circula un fluido, la presión aumenta cuando la velocidad disminuye y la presión disminuye cuando la velocidad aumenta (figura 3.4).

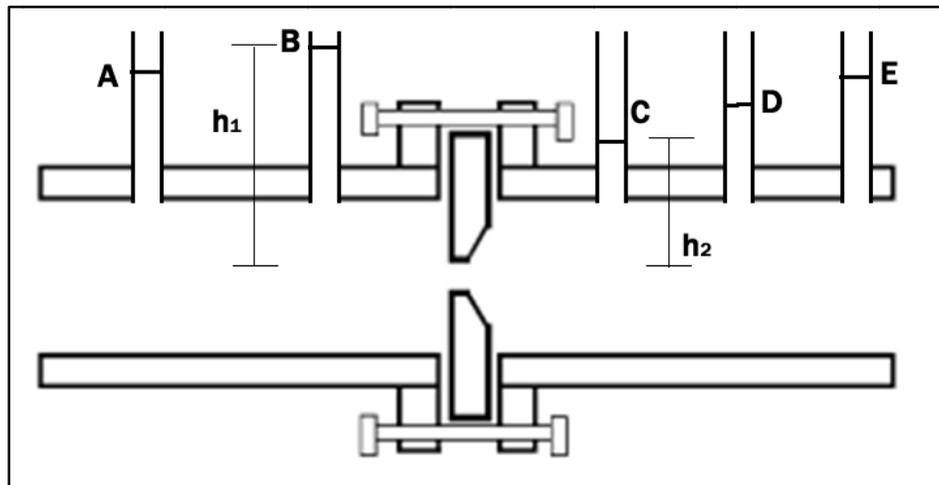


Fig. 3.4 La placa orificio origina que la velocidad aumente y por lo tanto la presión disminuya.

La placa de orificio (*punto C*) insertada en la tubería origina que el fluido choque con la placa y disminuya su velocidad.

Debido a la reducción de la velocidad, la presión justo antes del orificio (*punto B*) es un poco mayor que la presión de operación en la línea de conducción corriente arriba (*punto A*).

Al pasar el fluido por el orificio, para compensar la disminución del área, la velocidad aumenta y la presión disminuye, llegando a su menor valor cuando la velocidad es máxima.

Corriente abajo, el flujo se dispersa, disminuye la velocidad y se presenta un aumento de la presión (*punto D*).

Después de la placa, la presión se recupera porque el fluido circula en toda la tubería (*punto E*).

Nombrando a la presión corriente arriba de la placa de orificio como h_1 , mientras que la presión corriente abajo como h_2 . La diferencia entre ambas (h_1-h_2) se conoce como la presión diferencial, la cual es simbolizada por h .

A partir del Teorema de Bernoulli la diferencia de presión ΔP puede ser calculada como:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho V_1^2 - \frac{1}{2}\rho V_2^2 \quad (III. 11)$$

De la ecuación de continuidad, las velocidades pueden ser reemplazadas por las áreas de la sección transversal de flujo y el gasto de flujo.

$$\Delta P = \frac{1}{2}\rho Q^2 \frac{1}{A_2^2} \left[1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right] \quad (III. 12)$$

Resolviendo para el gasto de flujo dado.

$$Q = \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} \frac{A_2}{\sqrt{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}} \quad (III. 13)$$

La ecuación III.13 representa el gasto teórico que atraviesa la sección transversal de tubería ya que considera al fluido como ideal: flujo laminar, fluido incompresible y viscosidad constante, en la práctica, se sabe que dichas consideraciones no pueden ser tomadas, debido a que el comportamiento del fluido no es ideal, lo que ocasionará que el error en la medición del gasto sea considerablemente alto.

El gasto real Q_R se obtiene a partir del gasto ideal o teórico Q , introduciendo un factor de corrección conocido como "coeficiente de descarga" C_d , de manera que el gasto real sería obtenido por:

$$Q_R = C_d Q \quad (III. 14)$$

El coeficiente de descarga es adimensional y depende del número de Reynolds en la tubería y el factor de obstrucción (β).

El coeficiente de descarga se calcula experimentalmente para cada tipo de medidor, en el caso de la placa de orificio la expresión para calcular el coeficiente de descarga es:

$$C_d = 0.5959 + 0.0312\beta^{2.1} - 0.184\beta^8 + (0.0029\beta^{2.5}) \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{1.15} \quad (III. 15)$$

También pueden utilizarse gráficas que permiten calcular C_d en forma práctica relacionándolo con el número de Reynolds o bien el factor de obstrucción β , figura 3.5 y 3.6 respectivamente.

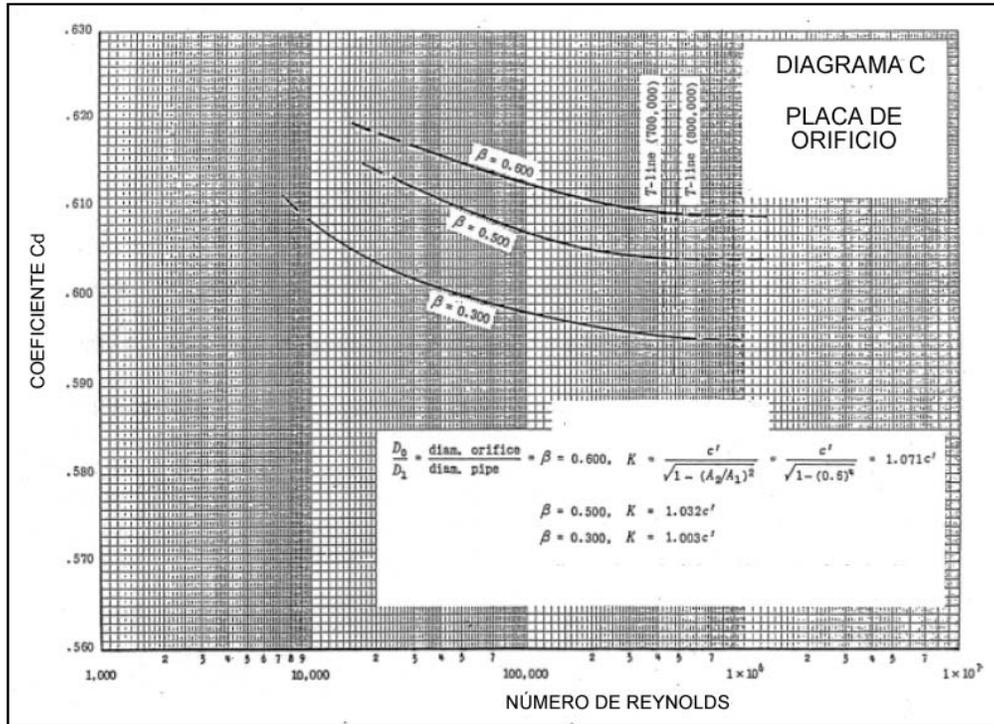


Fig. 3.5 Coeficiente de descarga en función del número de Reynolds.

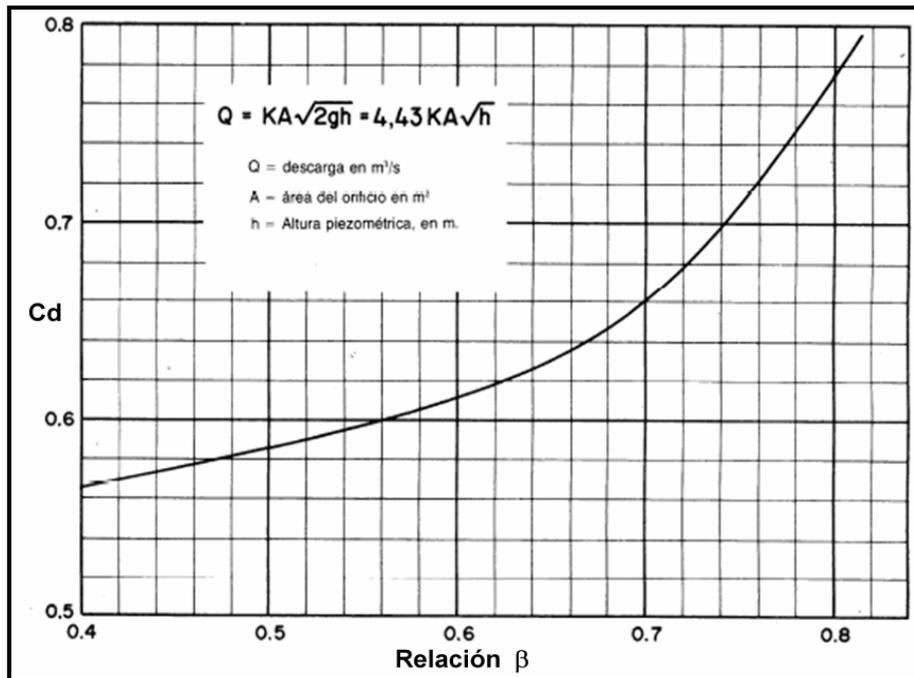


Fig. 3.6 Gráfico para obtener el coeficiente de descarga en función de la relación de diámetros.

La ecuación III.13 puede ser expresada para las condiciones de presión y temperatura de flujo a las cuales el gasto es medido, expresando ΔP en pulgadas de agua e incluyendo un factor para tener en cuenta el hecho de que se ignoran las pérdidas irreversibles.

$$q_{cs} = 218.44K_o d_2^2 \frac{P_f T_{cs}}{P_{cs} T_f} \left(\frac{h_w T_f}{P_f \gamma_g} \right)^{0.5} \quad (III. 16)$$

Donde:

$$q_{cs} = \text{Gasto a } P_{cs}, T_{cs} \left[\text{pie}^3 / \text{hora} \right].$$

K_o = Factor de eficiencia.

d_2 = Diámetro del orificio [*pulgada*].

P_f = Presión de flujo [*psi*].

T_f = Temperatura de flujo [*R*].

h_w = Caída de presión a través del orificio [*pulgadas de agua*].

γ_g = Gravedad específica.

Modificaciones son hechas asumiendo $\gamma_g = 1$, $P_{cs} = 14.73 \text{ psi}$ y $T_{cs} = 60 \text{ }^\circ\text{F}$ para obtener:

$$Q = C_d \sqrt{h_w P_f} \quad (III. 17)$$

$$C_d = F_b F_{pb} F_{tf} F_{pv} F_g F_r F_a F_m Y \quad (III. 18)$$

Donde:

$\sqrt{h_w P_f}$ = Extensión de presión.

h_w = Caída de presión.

P_f = Presión estática.

C_d = Coeficiente de descarga.

Q = Gasto de flujo.

F_{tb} = Factor de temperatura base.

F_b = Factor de presión base.

F_{pb} = Factor básico de orificio.

F_{tf} = Factor de temperatura de flujo.

F_{pv} = Factor de supercompresibilidad.

F_g = Factor de gravedad específica.

F_r = Factor del número de Reynolds.

F_a = Factor de expansión térmica del orificio.

F_m = Factor manométrico.

Y = Factor de expansión.

Cálculo de factores.

Factor de temperatura base.

$$F_{tb} = \frac{460 + \text{temperatura base } ^\circ\text{F}}{\text{temperatura de operación}} \quad (III. 19)$$

Cambia la temperatura base de 60 °F a otra base deseada.

Factor de presión base.

$$F_{pb} = \frac{\text{presión de operación} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]}{\text{presión base} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]} \quad (III. 20)$$

Cambia la presión base de 14.73 psia a otra base deseada.

Factor manométrico.

$$F_m = 1 \quad (III. 21)$$

Solo aplica para medidores de mercurio.

Factor de temperatura de flujo.

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f (\text{°F}) + 460}} \quad (III. 22)$$

Donde T_f es la temperatura de flujo.

Factor de gravedad específica.

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}} \quad (III. 23)$$

Donde G es la gravedad específica del gas, obtenida del análisis cromatográfico.

Factor de expansión térmica del orificio.

$$F_a = 1 + [0.000185(T_f - 68)] \quad (III. 24)$$

La temperatura de flujo T_f en °F, el factor corrige el efecto de contracción o expansión metálica de la placa de orificio.

Factor de expansión.

Compensa el efecto de los cambios de densidad del gas a través del orificio.

$$Y = 1 - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{X_i}{K_i} \quad (III. 25)$$

$$X_i = \frac{h_w}{27.707P_f} \quad (III. 26)$$

$$K_i = \frac{c_p}{c_v} = 1.3 \quad (III. 27)$$

$$\beta = \frac{d}{D} \quad (III. 28)$$

Factor del número de Reynolds.

$$F_r = 1 + \frac{E}{12835dK\sqrt{h_w P_f}} \quad (III. 29)$$

$$K = \frac{0.604}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (III. 30)$$

Factor de supercompresibilidad.

$$A = \frac{3 - mn^2}{9m\pi^2} \quad (III. 31)$$

$$m = 0.0330378\tau^{-2} - 0.0221323\tau^{-3} + 0.0161353\tau^{-5} \quad (III. 32)$$

$$n = \frac{0.265827\tau^{-2} + 0.0457697\tau^{-4} - 0.133185\tau^{-1}}{m} \quad (III. 33)$$

$$\pi = \frac{P_{adj} + 14.7}{1000} \quad (III. 34)$$

$$\tau = \frac{T_{adj}}{500} \quad (III. 35)$$

$$P_{adj} = P F_p \quad (III. 36)$$

$$T_{adj} = (T_f + 460) F_t \quad (III. 37)$$

P es la presión de flujo manométrico (psi) y T_f la temperatura de flujo (°F).

P_{adj} es la presión ajustada y se obtiene, según la ecuación, multiplicando la presión manométrica P por el factor de ajuste de presión F_p . El valor resultante de P_{adj} es una presión manométrica.

T_{adj} es la temperatura absoluta ajustada y se obtiene, según la ecuación, multiplicando la temperatura de flujo absoluta (Rankin) por el factor de ajuste de temperatura F_t .

La ecuación fundamental de flujo másico para un medidor de placa de orificio es:

$$q_m = C_d E_v Y \left(\frac{\pi}{4}\right) d^2 (2g_c \rho_{t,p} \Delta P)^{0.5} \quad (III. 38)$$

Donde:

q_m = Gasto másico (lb_m/s).

C_d = Coeficiente de descarga (adimensional).

E_v = Coeficiente de velocidad (adimensional).

Y = Factor de expansión (adimensional).

d = Diámetro de la placa de orificio calculada a temperatura de flujo (pies).

g_c = Constante de gravedad ($lb_m - pie/lb_f - s^2$).

$\rho_{t,p}$ = Densidad del fluido a condiciones de flujo (lb_m/pie^3).

ΔP = Caída de presión a través del orificio (lb_f/pg^2).

Diseño.

El elemento primario se encuentra dentro de la tubería, consiste en una placa delgada y plana (de 1/8" a 3/8" de espesor) con una perforación circular que guarda diferentes posiciones en relación con el centro de la tubería, el elemento secundario se encuentra fuera de la tubería.

Es necesario que la placa de orificio cumpla con una serie de especificaciones para su funcionamiento eficiente, entre las que se mencionan las siguientes:

- El orificio debe estar ubicado en el centro de la placa, en el caso de las placas concéntricas.
- El borde corriente arriba del orificio debe ser cuadrado y puntiagudo, sin contornos redondeados o biselados.
- Debe ser plana y lisa, con una superficie pulida (la rugosidad no debe exceder a 50 micropulgadas).
- Debe ser de material anticorrosivo, como acero inoxidable.

Verificación dimensional.*Desviación de planitud*

La desviación de planitud (figura 3.7) en las caras de la placa debe ser menor o igual al 1 % de la altura de obstrucción (h) en condiciones de ausencia de flujo. La altura de obstrucción (h) se calcula por la fórmula:

$$h = \frac{D_m - d_m}{2} \quad (III.39)$$

D_m = Diámetro medio del tubo de medición.

d_m = Diámetro del orificio de la placa.



Fig. 3.7 Medición de desviación de planitud.

Medición de rugosidad

La rugosidad en la superficie de las caras corriente arriba y corriente abajo de la placa no deberá tener abrasiones o rasguños visibles a simple vista que excedan $50 \mu\text{pg}$ ($1.27 \mu\text{m}$).

El valor de $50 \mu\text{pg}$ ($1.27 \mu\text{m}$) se obtiene del promedio de las mediciones hechas tanto en la cara anterior como posterior de la placa de orificio. Es recomendable tener mediciones en la parte exterior de la placa (cuatro como mínimo) y en la parte interior de la misma (cuatro como mínimo).

Aunque el reporte AGA indica “marcas a simple vista”, es común encontrar placas con marcas o abrasiones visibles que no necesariamente son desviaciones de la norma. Dichas marcas son evaluadas desde el punto de vista subjetivo; sin embargo, al utilizar un rugosímetro dicha subjetividad se elimina y la evaluación resulta objetiva.

La rugosidad de la superficie de la placa se verifica usando un instrumento electrónico medidor de rugosidad con valor de corte no menor a $0.03 \mu\text{g}$ (0.762 mm), figura 3.8. Aunque es posible utilizar otros métodos (como la comparación visual) garantizando la reproducibilidad y repetibilidad del instrumento electrónico.

Finalmente, la presencia de material extraño en las superficies de la placa puede originar que la incertidumbre asociada al coeficiente de descarga se incremente.



Fig. 3.8 Medición de rugosidad.

Borde del orificio de la placa

El borde corriente arriba del diámetro interno de la placa debe ser cuadrado y afilado. Los bordes deberán estar libres de defectos visibles a simple vista tales como manchas, rugosidades, rebabas, muescas, ralladuras o protuberancias.

Se recomienda revisar elafilamiento del borde de una placa de orificio patrón que se tenga como referencia (técnicamente puede ser utilizada para verificar varios tamaños de placas), para lo cual dicho borde debe verse y sentirse similar al del radio de curvatura del borde de la placa patrón. Aunque el reporte AGA indica que dicha comparación se debe

realizar con una placa del mismo diámetro nominal, puede resultar impráctico tener tantas placas patrón como placas en servicio, por lo que una comparación con placas de diferente diámetro resulta también válida en el entendido que la mencionada verificación no considera el tamaño del orificio de la placa, figura 3.9.

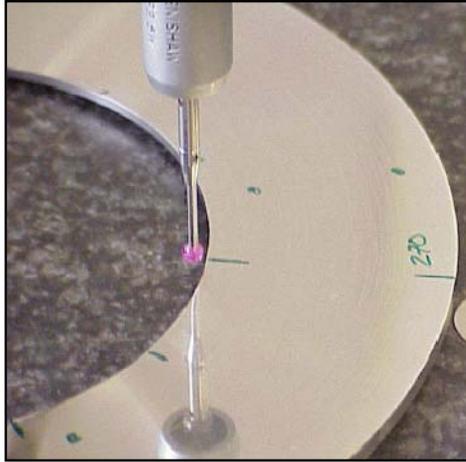


Fig. 3.9 Borde de orificio.

Diámetro y redondez

El diámetro interno medido de la placa (dm) se define como el promedio aritmético de cuatro o más mediciones uniformemente espaciadas en la entrada del borde interior. Es recomendable cuidar que las mediciones se realicen en la misma posición axial, figura 3.10.

Ninguna lectura debe variar mas allá de los valores indicados en la tabla 3.2.

Diámetro interno (dm)		Tolerancia (\pm)	
pulgadas	milímetros	pulgadas	Milímetros
$\leq - 0.250$	$\leq - 6.350$	0.0003	0.0076
0.251 - 0.375	6.375 - 9.525	0.0004	0.0102
0.376 - 0.500	9.550 - 12.70	0.0005	0.0127
0.501 - 0.625	12.72 - 15.87	0.0005	0.0127
0.626 - 0.750	15.90 - 19.05	0.0005	0.0127
0.751 - 0.875	19.07 - 22.22	0.0005	0.0127
0.876 - 1.000	22.25 - 25.40	0.0005	0.0127
$> - 1.000$	-	0.0005	0.0127

Tabla 3.2 Tolerancia para diámetros de orificio.

La temperatura de la placa de orificio deberá ser registrada al momento de realizar las mediciones. Lo anterior con el objeto de realizar las correcciones necesarias por dilatación o contracción por efecto de la temperatura con ayuda del coeficiente de expansión térmica correspondiente a cada material. Además, aunque es recomendable cuidar que la temperatura no varíe mas allá de ± 0.5 °C (32.9 °F), no en todos los casos es práctico lograrlo.

El diámetro del orificio de la placa (dr) se recomienda que sea mayor a 0.45 pulgadas (11.43 mm). Aunque no está prohibido el uso de placas de orificio con diámetros menores, al considerarlas se debe tener en cuenta que los valores de incertidumbre en el cálculo de flujo pueden ser mayores.



Fig. 3.10 Medición del diámetro de orificio.

Espesor del orificio de la placa (e)

La superficie interna del orificio de la placa debe ser un cilindro de diámetro constante y no debe tener defectos tales como ranuras, rebordes o irregularidades visibles a simple vista. La longitud del cilindro se conoce como el espesor del orificio de la placa.

El (e) mínimo permisible está definido por el valor que sea mayor de la siguiente desigualdad.

$$e \geq 0.01 dr$$

Cuando el espesor de la placa (E) sea mayor que el espesor del borde del orificio (e), entonces la placa deberá tener un bisel en el lado corriente abajo del borde del orificio.

Si la medición es bidireccional; es decir, se medirá el flujo en un sentido u otro, entonces la placa de orificio no deberá tener bisel

Para medir el valor de e , es recomendable realizar mínimo cuatro mediciones a 0° , 90° , 180° y 270° en el borde de entrada de la placa con ayuda de un micrómetro de profundidades, asegurándose que la cara anterior de la placa de orificio reciba la superficie de apoyo del medidor de profundidades. La medición se realiza moviendo la punta del medidor hasta que visualmente se ajuste a la línea que une el bisel con el orificio de la placa (figura 3.11). Para dicho fin es recomendable utilizar una punta con extremo plano.



Fig. 3.11 Medición del espesor del orificio de la placa.

Bisel de la placa de orificio

En algunas ocasiones es necesario que a la placa de orificio se le maquine en su cara posterior (corriente abajo) justo en el borde de salida un bisel. El ángulo que se forma entre la cara posterior (corriente abajo) y la superficie del bisel se le conoce como ángulo del bisel (θ).

El ángulo permisible del bisel es de $45^\circ \pm 15^\circ$. Existen diversos métodos para evaluar dicha dimensión, tanto directos como indirectos. Obviamente, los métodos directos en donde se utilizan instrumentos como goniómetros o medidores de ángulos son los más precisos. Sin embargo, la tolerancia permitida por el reporte AGA 3, la cual es de $\pm 15^\circ (\pm 33 \%)$ hace que los métodos indirectos puedan ser considerados.

Con ayuda de las dimensiones E (espesor de la placa), e (espesor del orificio de la placa), distancia del borde de entrada a la circunferencia externa de la placa en sus caras anterior (US) y posterior (DS), es posible mediante una relación trigonométrica obtener el ángulo del bisel.

La superficie del bisel no debe tener defectos visibles a simple vista. De requerirse bisel, la dimensión $(E-e)$ no debe ser menor a $0,0625$ pg (1,5875 mm).

El que una placa lleve o no bisel dependerá de los valores del espesor de la placa (E) y del espesor del orificio de la placa (e) y su relación respecto a sus valores mínimos y máximos. En otras palabras, para placas nuevas se podrán definir los valores de E y e con el objeto de diseñar la placa para que no requiera bisel, figura 3.12.

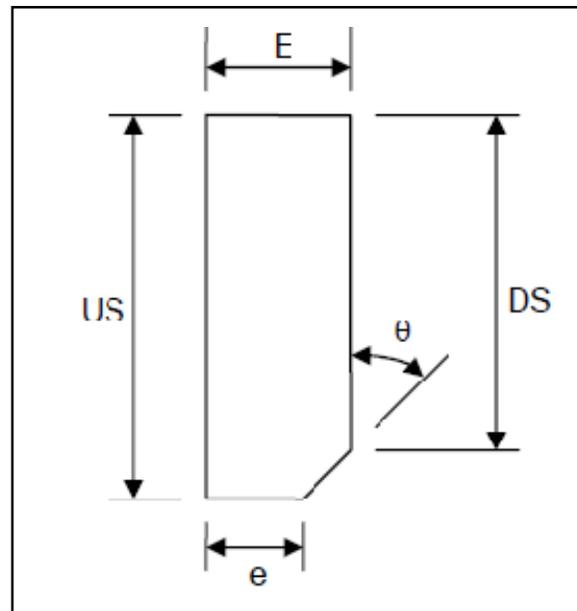


Fig. 3.12 Dimensiones para calcular el ángulo del bisel.

Existen recomendaciones prácticas para el diseño y dimensionamiento de la placa de orificio, en la figura 3.13 y tablas 3.3 y 3.4, se muestran las características geométricas y dimensiones recomendadas para distintos diámetros de tubería utilizados.

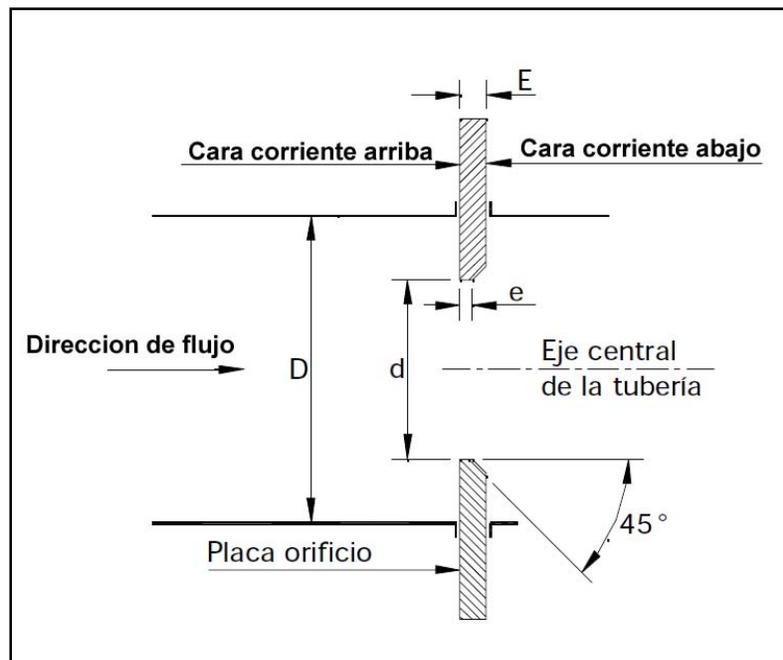


Fig. 3.13 Recomendaciones de diseño.

D = Diámetro de la tubería.

d = Diámetro del orificio.

E = Espesor de la placa.

e = Espesor del orificio.

DIMENSION	MINIMO	MAXIMO
E	0.005 D	0.02 D
E	0.005 D	0.05 D
D	½ pulgada	38 pulgadas
d/D	0.20	0.75

Tabla 3.3 Dimensiones recomendadas para el elemento primario.

Al aplicar los criterios de la tabla 3.3 para diferentes diámetros de tubería se puede obtener la tabla 3.4.

DIAMETRO		e (mm)		E (mm)	
pulgadas	milímetros	mínimo	máximo	mínimo	máximo
24	609.60	3.05	12.19	3.05	30.48
20	508.00	2.54	10.16	2.54	25.40
18	457.20	2.29	9.14	2.29	22.86
16	406.40	2.03	8.13	2.03	20.32
14	355.60	1.78	7.11	1.78	17.78
12	304.80	1.52	6.10	1.52	15.24
10	254.00	1.27	5.08	1.27	12.70
8	203.20	1.02	4.06	1.02	10.16
6	152.40	0.76	3.05	0.76	7.62
4	101.60	0.51	2.03	0.51	5.08

Tabla 3.4 Dimensiones máximas para el elemento primario.

Las placas de orificio, generalmente se fabrican de manera que el orificio sea concéntrico a la tubería, pero también existen otras geometrías dependientes del tipo de fluido que se maneje, cada geometría tiene una utilidad distinta y permite trabajar con números de Reynolds distintos.

Orificio concéntrico

Es generalmente preferida debido a su práctico uso, facilidad de instalación, bajo costo y mayor caída de presión diferencial. Son generalmente usadas para medición de gases. Manejan líquidos que tengan una viscosidad baja y casi todos los gases y vapores. Su construcción es la más sencilla. Es una placa delgada de metal, con una abertura generalmente circular y concéntrica, de resistencia suficiente para evitar deformaciones bajo presiones diferenciales ordinarias. La restricción, que se denomina orificio, es circular y concéntrica con el diámetro exterior, figura 3.14.

Se recomienda cuando el número de Reynolds va de 20 000 a 1×10^7 para tuberías de diámetro menor a 6 pulgadas, para fluidos muy viscosos donde el número de Reynolds se encuentre alrededor de 10 000 se recomiendan orificios de borde cuadrado o cónico (figura 3.15).

No es recomendable para fluidos en más de una fase en líneas horizontales por que la fase secundaria puede acumularse alrededor del borde corriente arriba de la placa. En ocasiones la acumulación de la fase secundaria puede ocasionar la obstrucción total de la placa o bien cambiar el patrón de flujo ocasionando errores en la medición.

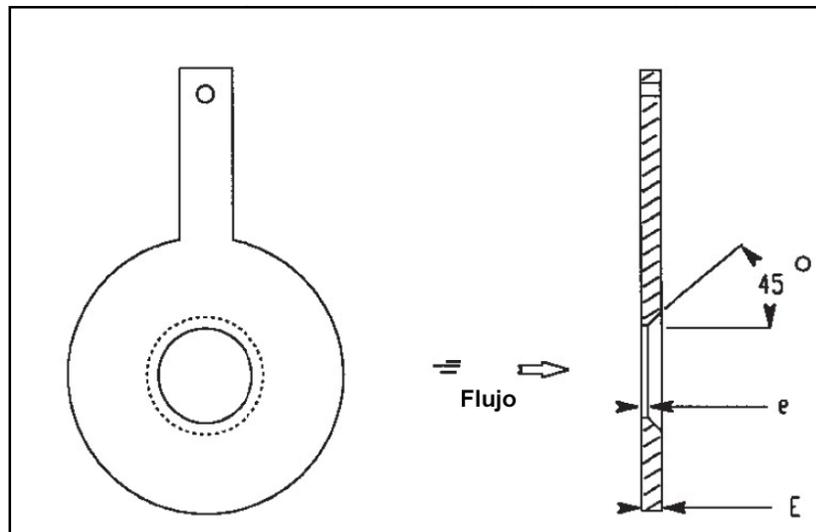


Fig. 3.14 Orificio concéntrico.

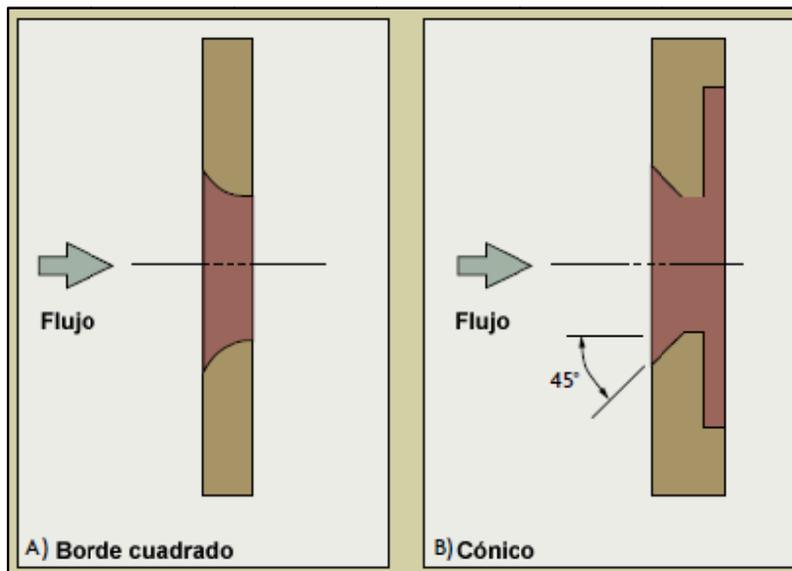


Fig. 3.15 a) Borde cuadrado, b) Borde cónico.

Orificio excéntrico.

El orificio es excéntrico respecto al diámetro exterior. Se usa especialmente para fluidos que tiene sólidos en suspensión. Se instala en forma tal, que el borde interior del orificio sea tangente con la superficie inferior del tubo, con ello se evita la acumulación de sólidos en el lado de entrada de la placa, figura 3.16.

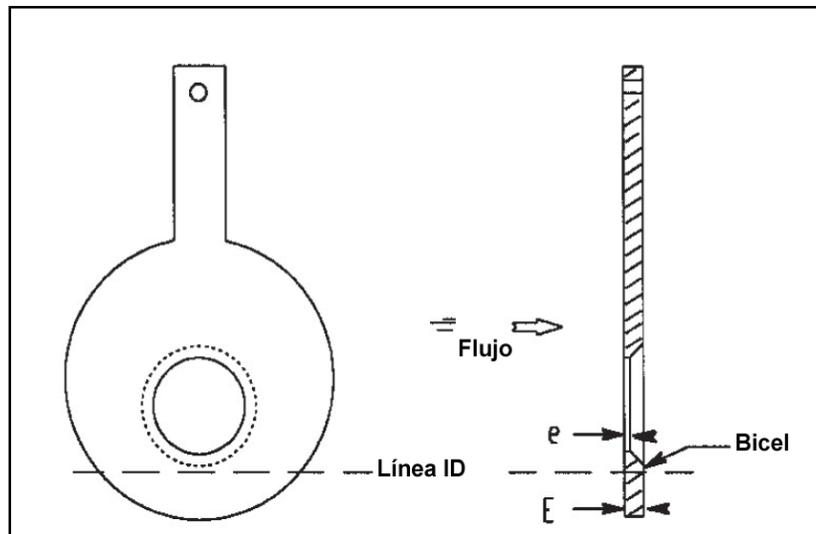


Fig. 3.16 Orificio excéntrico.

Orificio segmentado.

El orificio está constituido por un segmento de círculo y es montada en forma tal, que la parte circular del segmento coincida con la superficie interior del tubo. Es apropiado para flujos de gases y líquidos que contienen muchos sólidos porque previene la acumulación de sólidos en el lado de entrada, figura 3.17.

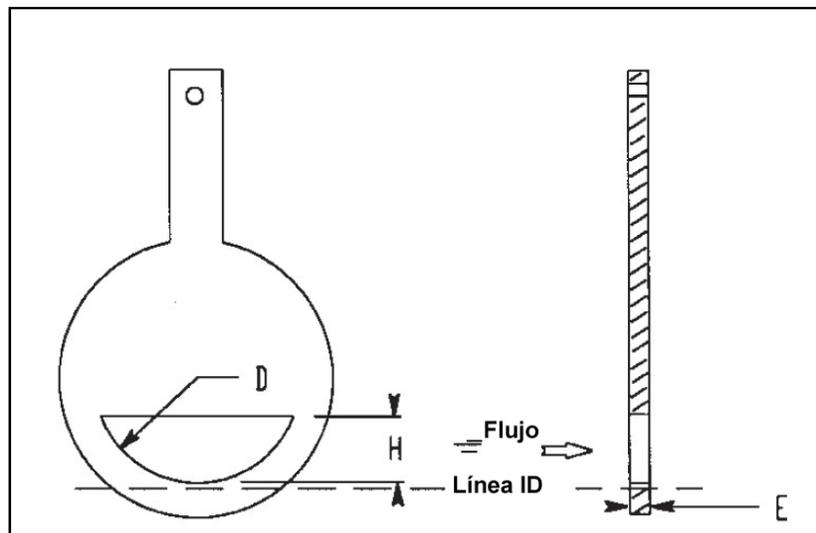


Fig. 3.17 Orificio segmentado.

Instalación.

Para la instalación se debe considerar el tipo de tomas que tendrá el medidor, los tramos mínimos de tubería recta después de un cambio de dirección del flujo para garantizar la condición de flujo desarrollado y los límites de la rugosidad relativa en la toma de presión corriente arriba.

Tomas de presión.

Hay tres tipos de tomas para la placa de orificio según la norma ISO 5167-1:

- a) Tomas en la brida: Es bastante utilizada porque su instalación es cómoda ya que las tomas están taladradas en las bridas que soportan la placa y situadas a 1" de distancia de la misma, figura 3.18.

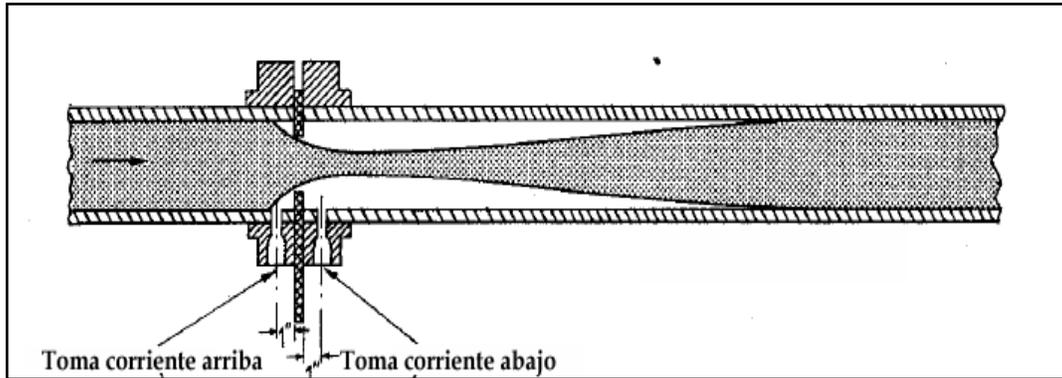


Fig. 3.18 Tomas de presión en brida.

- b) Tomas en la vena contracta: La toma de alta presión está situada a un diámetro de tubería corriente arriba de la placa, mientras que la toma de baja presión no tiene ubicación fija, debe situarse en un punto donde la vena alcanza su diámetro más pequeño lo cual depende del factor de obstrucción. No es adecuada si se tienen altos valores de β por que la vena contracta queda muy cerca de la placa, lo que no favorece la exactitud de medición, figura 3.19.

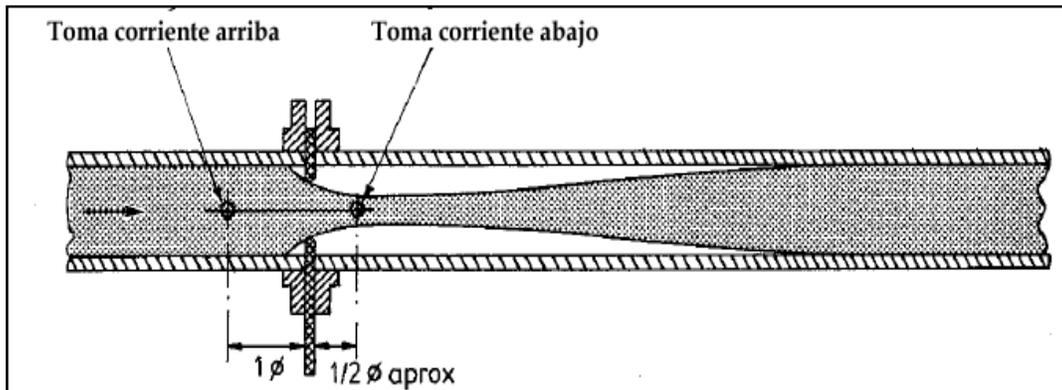


Fig. 3.19 Tomas en la vena contracta.

- c) Tomas en la tubería: Las tomas corriente arriba y corriente abajo están situadas a 2.5 y 8 diámetros de tubería, respectivamente. Se emplean cuando se desea ampliar el intervalo de medida, figura 3.20.

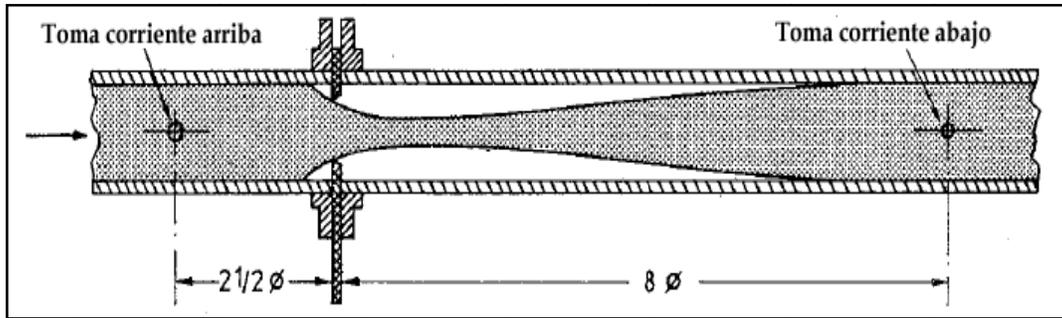


Fig. 3.20 Tomas en la tubería.

Registrador de presiones.

Se utiliza un registrador de presiones diferencial y estática, en sus dos modelos de caja circular o rectangular. Los registros de presión se efectúan con dos plumas sobre una carta circular impulsada por un reloj, como la mostrada en la figura 3.21 y 3.22.

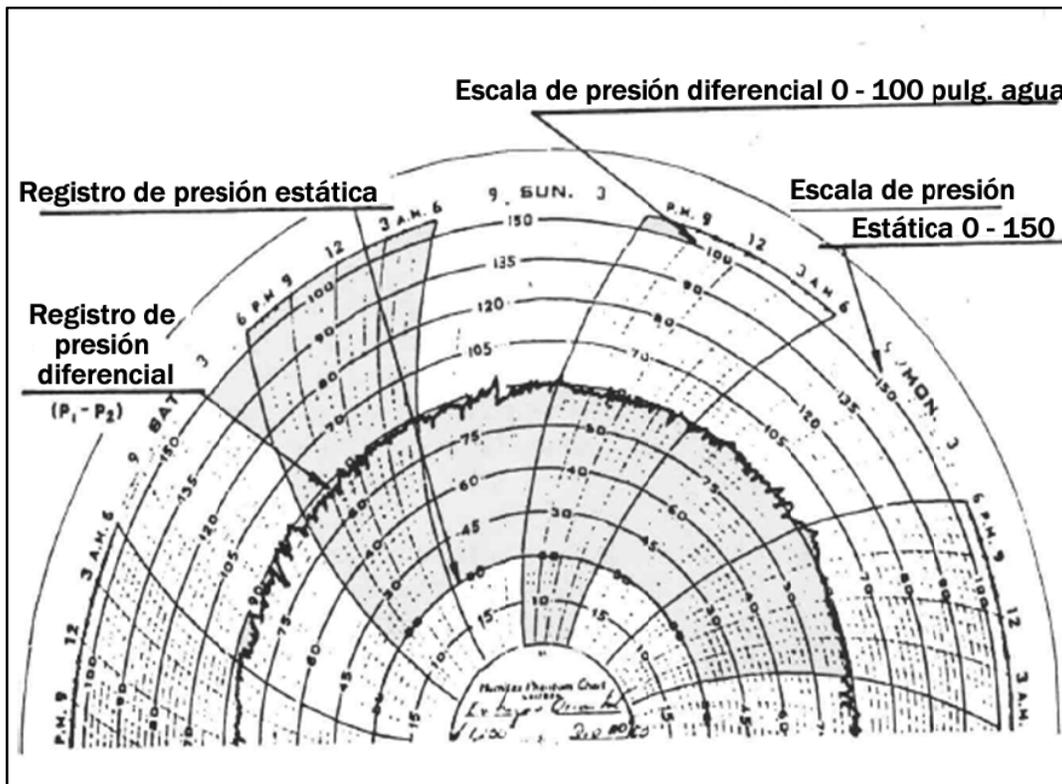


Fig. 3.21 Registro de presión estática y presión diferencial.

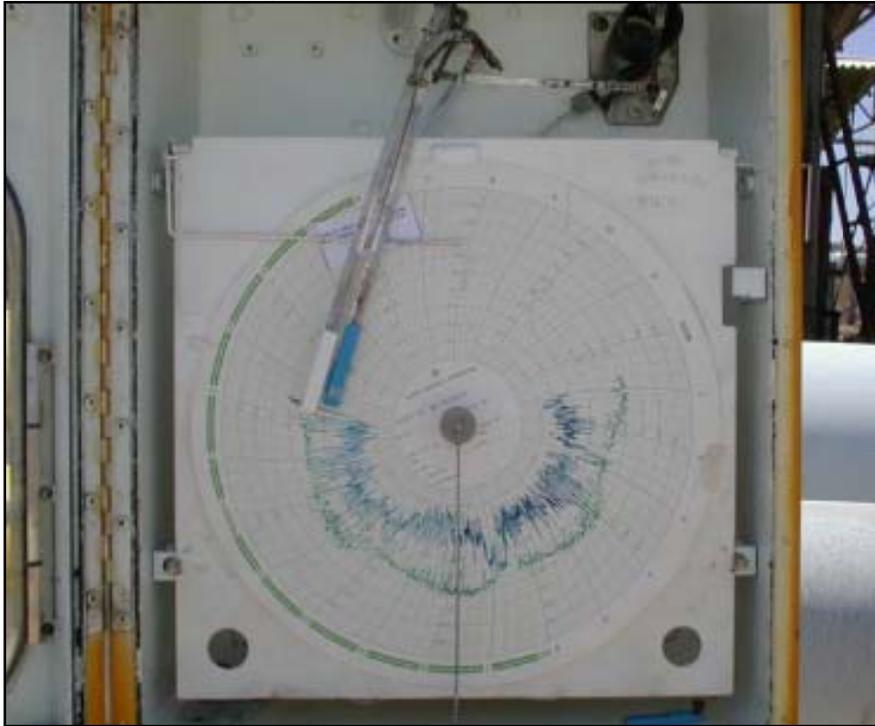


Fig. 3.22 Caja de registro.

La pluma (figura 3.23) que registra la presión diferencial recibe el movimiento de un medidor de diafragma y la de presión estática de un tubo Bourdon. Las cartas utilizadas están impresas en períodos de tiempo de 24 horas o 7 días y en escala de presiones normalmente de 0-100 pulgadas de agua para presión diferencial y 0-150 psi para presión estática, son fabricadas de un papel especial y de tamaño estándar, llevan impreso círculos concéntricos a diferentes escalas.

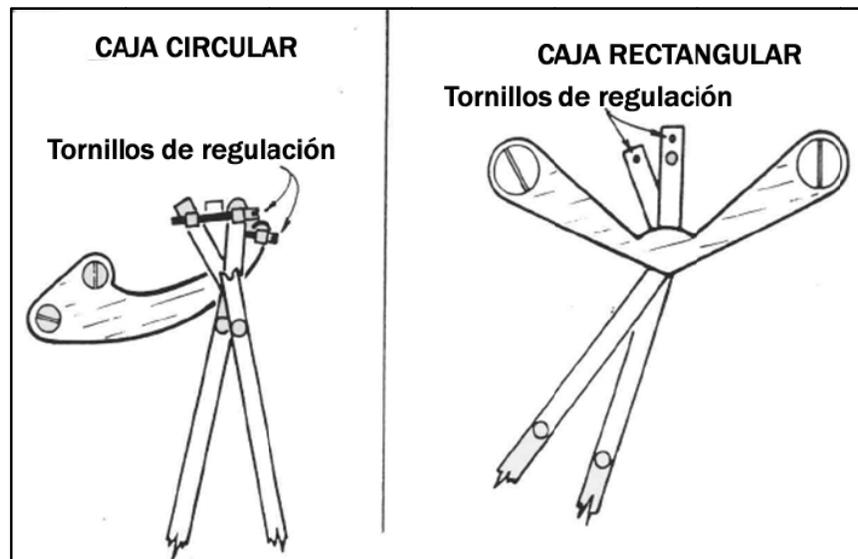


Fig. 3.23 Plumas de registro.

En la figura 3.24 se presenta un esquema del registrador de presiones y sus conexiones al puente de medición.

Forma de operar el registrador de presiones:

Al comenzar el registro.

- Las válvulas de paso (1, 2) y de venteo (3) deben estar abiertas. Las válvulas de paso (4 y 5) deben permanecer cerradas.
- Dar cuerda al reloj y ajustarlo al intervalo deseado.
- Colocar la carta de registro y controlar el estado de las plumas.
- Ajustar la pluma de presión estática al cero de la carta. Para ello regular el tornillo del brazo de la pluma.
- Ajustar la pluma de presión diferencial al cero de la carta, para lo cual se cierra la válvula de venteo (3) y se abre la válvula de paso (4); como la válvula (5) está cerrada y las válvulas (1 y 2) están abiertas, la presión (P1) actuará sobre ambos diafragmas. Ajustar la pluma al cero de la carta con el correspondiente tornillo de regulación.
- Abrir la válvula de paso (5) y cerrar lentamente la válvula (1), observando si la pluma de presión diferencial se ubica en proximidades del punto medio de la escala de la carta (en lo posible el registro debe estar entre 40 y 60 pulgadas de agua). Si la pluma se aleja mucho del punto medio de la escala, habrá que cambiar la placa de orificio por otra de distinto diámetro. Para cambiar la placa, las válvulas (1 y 2) deben estar abiertas, se cierran las válvulas (4 y 5), a continuación se abre la válvula de venteo (3) y una vez instalada la nueva placa de orificio se continua con los pasos ya indicados.
- Una vez logrado el paso (anterior) se cierra la válvula (2) y se comienza el registro.

Al finalizar el registro.

- Abrir las válvulas (1, 2).
- Cerrar las válvulas (4, 5).
- Abrir la válvula de venteo (3).

Para leer correctamente una carta de 24 horas se divide el área circular en 24 partes y se anotan las lecturas promedio de cada hora del gráfico de la presión estática y la presión diferencial. Luego se obtiene el promedio de los 24 datos tomados y al resultado se le aplica la fórmula para determinar el gasto.

Las cartas L10 registran directamente la raíz cuadrada de la presión diferencial y la raíz cuadrada de la presión estática absoluta. Para obtener los datos con los cuales se calculará el volumen, se procede a dividir el gráfico en 24 partes y se anotan los promedios de cada hora. Luego se calcula el promedio de los 24 datos obtenidos tanto para presión diferencial como para la presión estática.

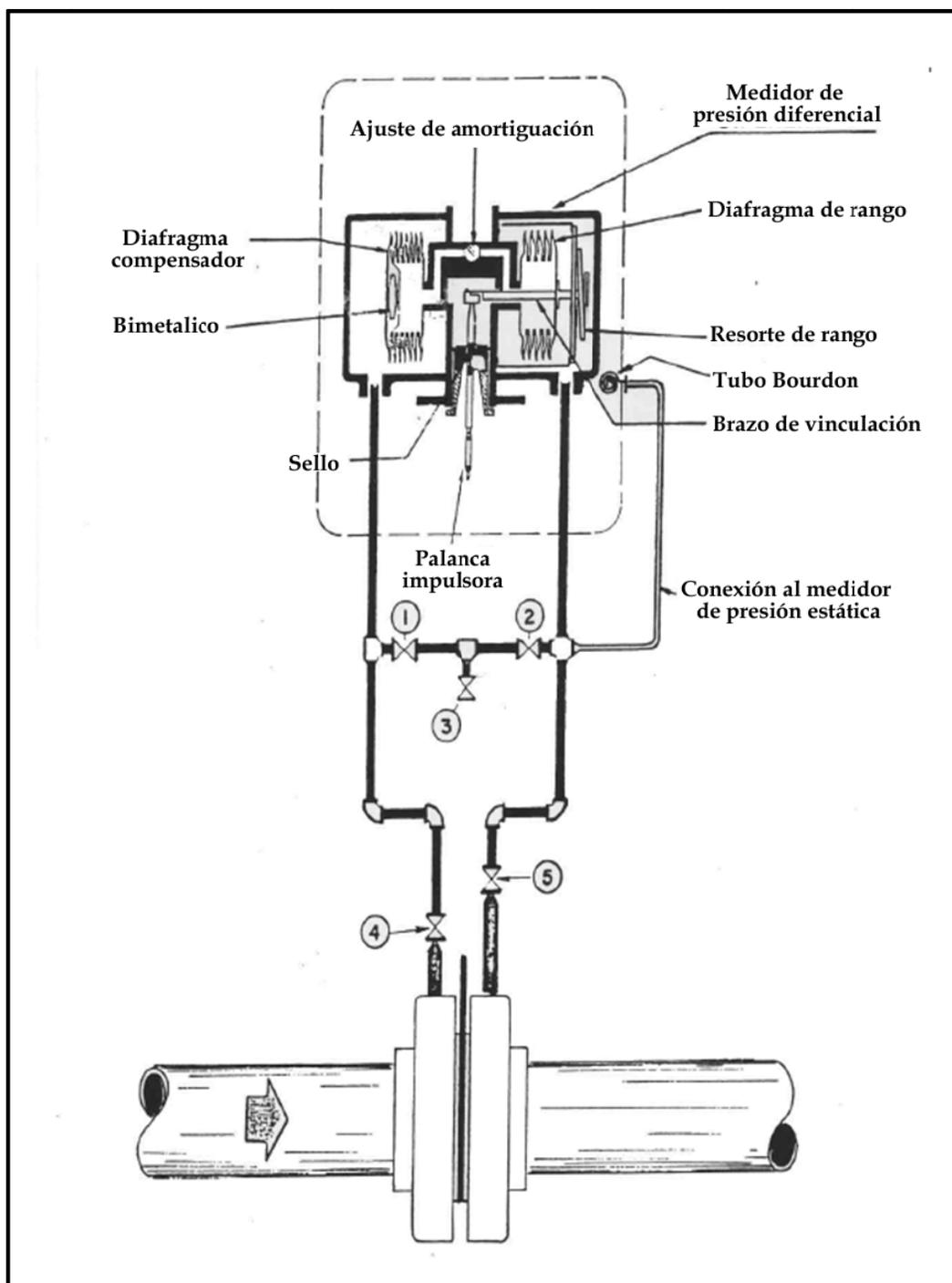


Fig. 3.24 Registrador de presiones.

Porta-orificio.

La función del porta-orificio es mantener la placa en el centro del conducto, normalmente las placas se corresponden con sus bridas por lo que el centrado de las mismas es inmediato.

Montaje en fitting.

Permite la remoción de la placa de orificio de la línea de flujo, sin tener que interrumpir el flujo que pasa a través del medidor o llevar a cabo una derivación del flujo mediante el uso de válvulas de bloqueo de entrada y de salida, figuras 3.25, 3.26 y 3.27.

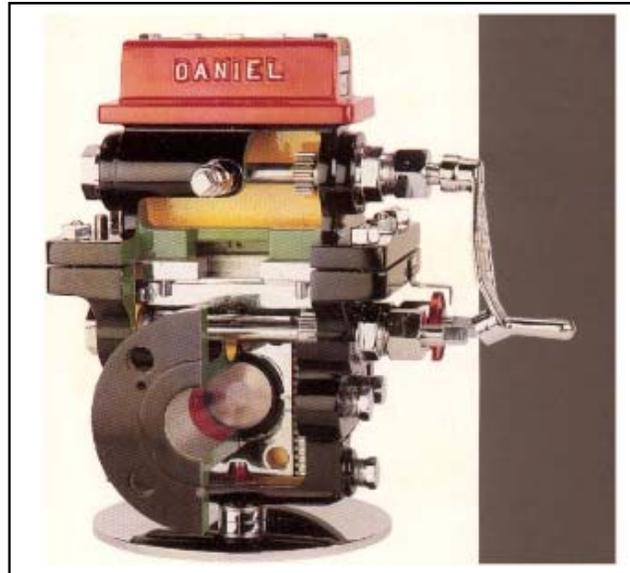


Fig. 3.25 Fitting de la marca Daniel.

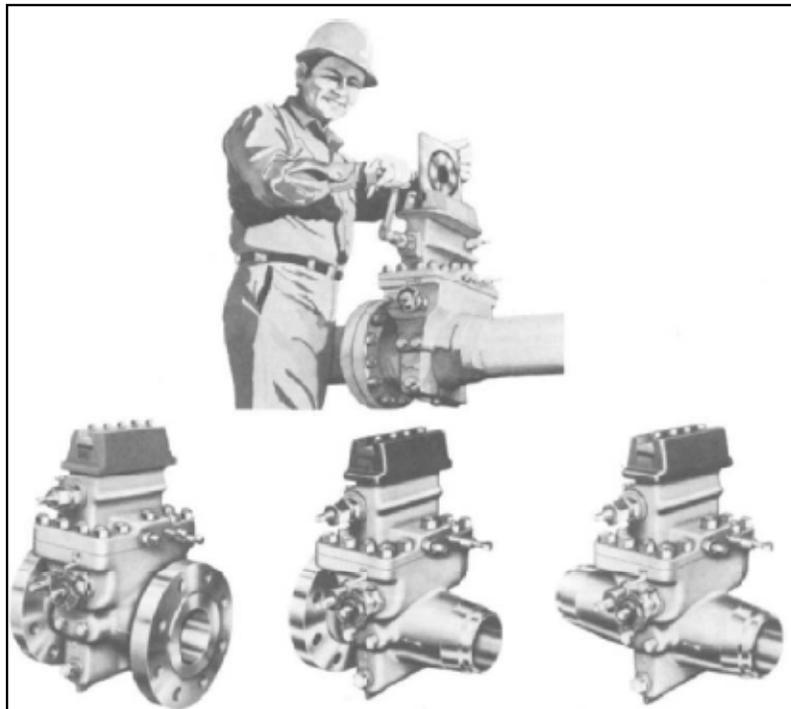


Fig. 3.26 Fitting porta-placa.



Fig. 3.27 Remoción de la placa de orificio en fitting.

A continuación se presenta el proceso para llevar a cabo la extracción e instalación de la placa de orificio en un fitting, para ello en la figura 3.28 se presentan los elementos que lo conforman.

Extracción de la placa de orificio.

- Abrir la válvula ecualizadora de presiones (9), máximo dos vueltas.
- Abrir la válvula de compuerta (8), comunica a ambas caras.
- Girar el eje del piñón inferior (7), levanta la placa primer tramo.
- Girar el eje del piñón superior (6), levanta la placa segundo tramo.
- Cerrar la válvula de compuerta (8).
- Cerrar la válvula ecualizadora de presiones (9).
- Abrir la válvula de venteo (5), queda sin presión la cámara superior.
- Lubricar con la grasera (10), lubrica la guía.
- Aflojar los pernos de fijación (1), sin sacar la placa de fijación (2).
- Girar el eje del piñón superior (6), la placa de orificio al ascender suelta el conjunto empaquetadura y tapa (3, 4).
- Sacar la pieza de fijación (2) y el conjunto (3, 4).

Instalación de la placa de orificio.

- Cerrar la válvula de venteo (5).
- Colocar la placa de orificio y girar el piñón superior (6) hasta que la placa apoye suavemente en la válvula de compuerta (8).
- Colocar el conjunto (3, 4), la placa de fijación (2) y ajustar los pernos (1).
- Abrir la válvula ecualizadora de presiones (9).
- Abrir la válvula de compuerta (8).
- Girar el piñón superior (6).
- Girar el piñón inferior (7), asienta la placa orificio en su posición de trabajo.

- Cerrar la válvula de compuerta (8).
- Cerrar la válvula equalizadora de presiones (9).
- Abrir la válvula de venteo (5).
- Lubricar la guía.
- Cerrar la válvula de venteo (5).

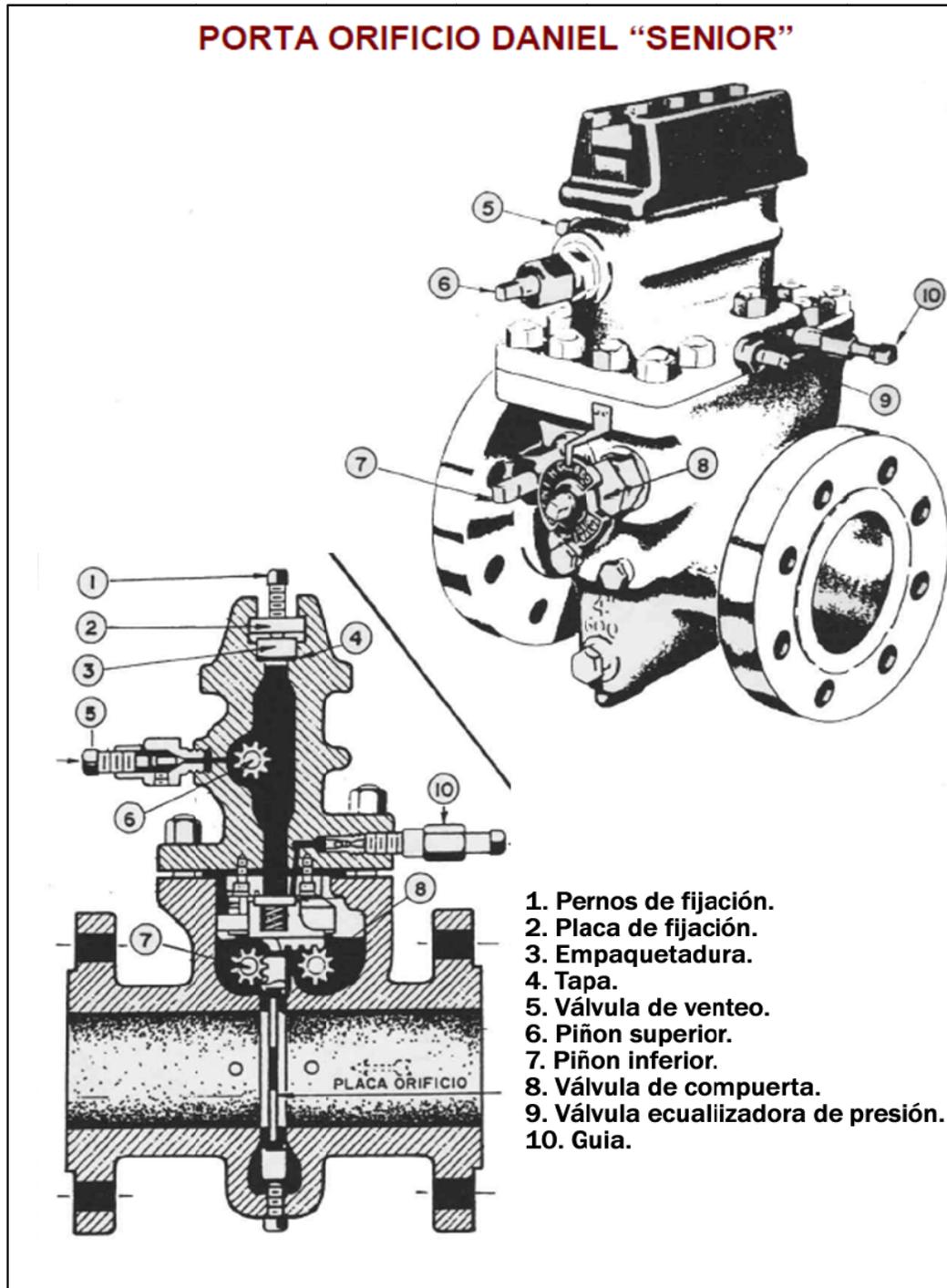


Fig. 3.28 Partes de fitting.

Montaje en brida.

Fig. 3.29 Brida porta-placa de orificio.

Une dos componentes de un sistema de tuberías, permitiendo ser desmontado sin operaciones destructivas, gracias a una circunferencia de agujeros a través de los cuales se montan pernos de unión, figura 3.29.

Tiene la desventaja de que para llevar a cabo la remoción de la placa es necesario parar el flujo y desmontar la brida ocasionando pérdida de tiempo operacional del sistema, figura 3.30.



Fig. 3.30 Remoción de placa de orificio en brida.

Enderezador de flujo.

Los enderezadores de flujo son elementos empleados para eliminar vórtices, turbulencias y distorsiones en los perfiles de velocidad del fluido, manteniendo el alineamiento radial y axial. Su instalación está asociada a la optimización de la operación de los medidores de flujo, para lo cual deben instalarse corriente arriba de cada uno de ellos, figura 3.31.



Fig. 3.31 Enderezador de flujo.

Comúnmente se construyen en acero al carbón, bridados en sus extremos. Su diseño puede presentar diferentes formas o perfiles que usualmente van fijos a la línea (tubos, paletas, otros) y las placas que los forman deben ser lo más delgadas posible. Básicamente un enderezador de flujo debe reducir los tramos mínimos de tubería recta antes del medidor de flujo, y así alcanzar la condición de flujo totalmente desarrollado en una longitud menor.

En la industria petrolera son muy frecuentes de encontrar, y aunque hay muchos tipos, existen 3 diseños básicos:

- Acondicionador de tubo Bundle, figura 3.32.
- Enderezador de flujo Zanker, figura 3.33.
- Enderezador de flujo Sprenkle, figura 3.34.

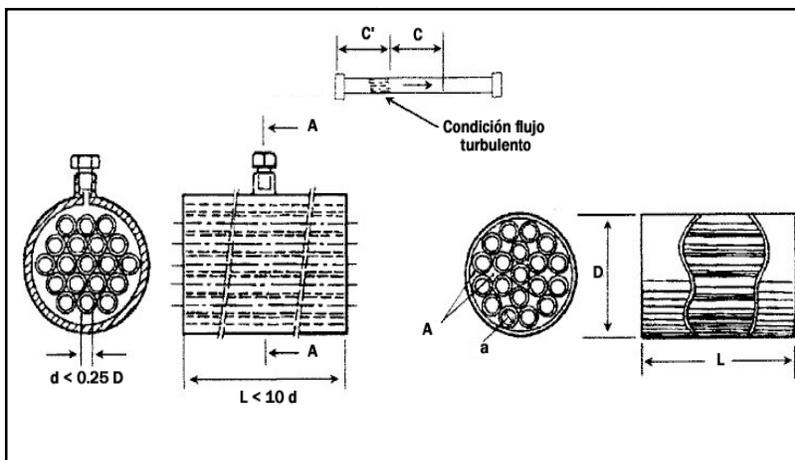


Fig. 3.32 Tubo de Bundle.

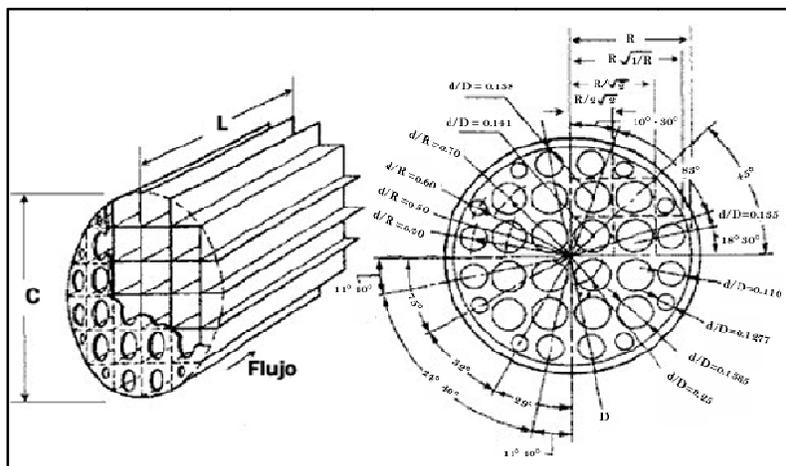


Fig. 3.33 Tubo de Zanker.

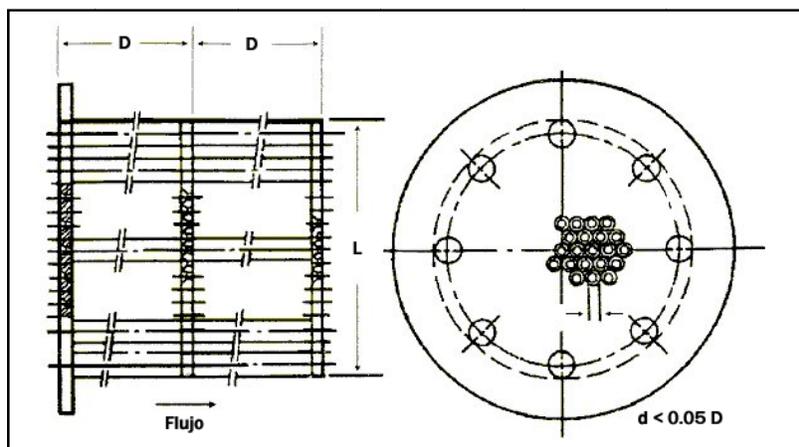


Fig. 3.34 Tubo de Sprengle.

Tramos de tubería.

Se necesitan ciertas longitudes de tramos rectos de tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor para el buen funcionamiento del mismo, la norma ISO 5167 recomienda los valores mínimos de diámetros de tubería requeridos antes y después del medidor, en la figura 3.35 siguientes se muestra la instalación adecuada del medidor y los diámetros de tubería necesarios para diferentes accesorios.

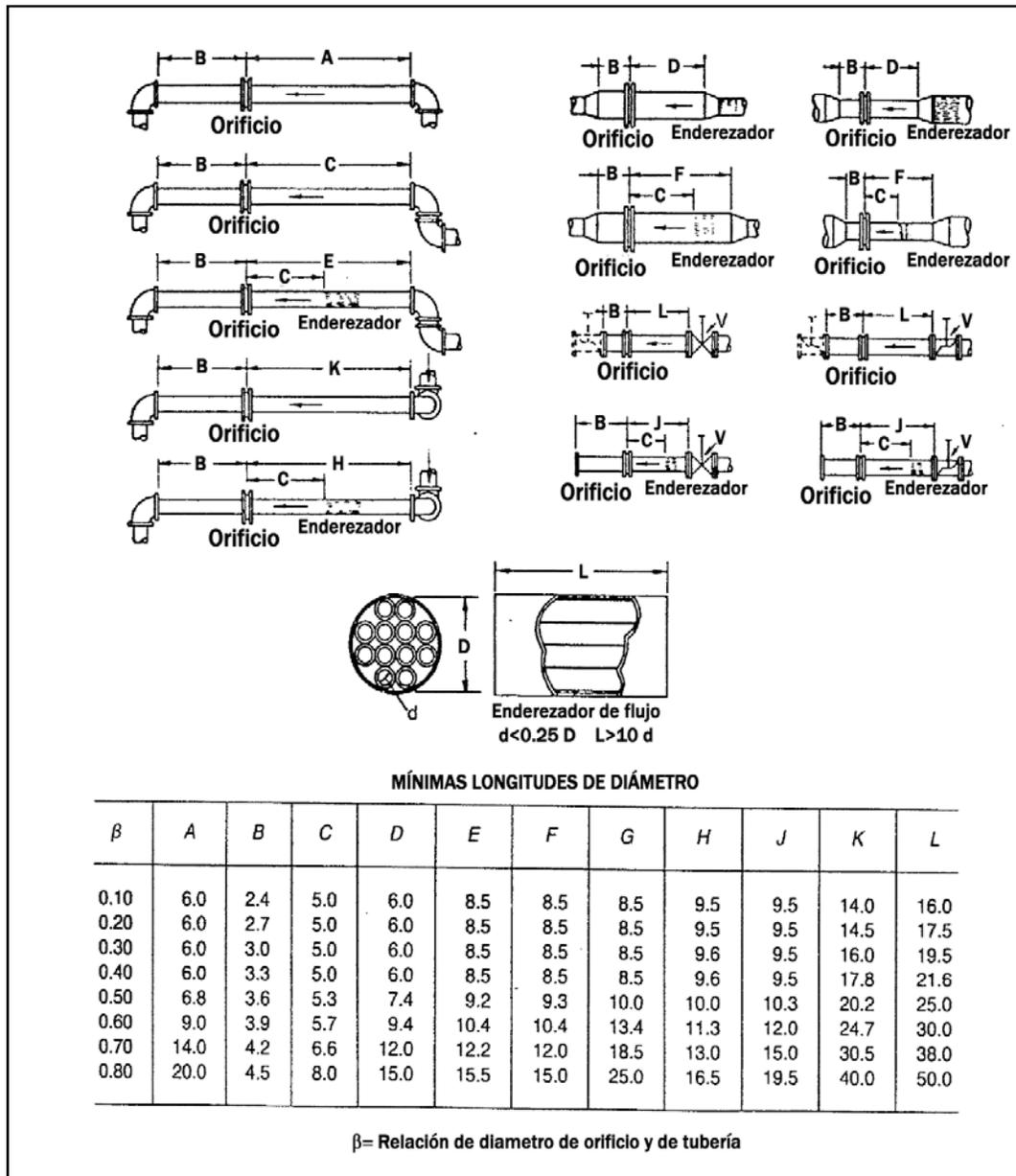


Fig. 3.35 Mínimas longitudes de diámetro para diversas instalaciones.

III.2.1.2 Medidor de Venturi.

El tubo de Venturi permite la medición de flujos 60 % superiores a los de la placa de orificio en las mismas condiciones de servicio y con una pérdida de presión de sólo 10 % a 20 %. Posee una incertidumbre baja y permite el paso de fluidos con un porcentaje relativamente alto de sólidos, sin embargo los sólidos abrasivos influyen en su forma afectando la exactitud de medida. No tiene partes móviles y no existe la posibilidad de que se puedan acumular partículas en la garganta permitiendo un bajo mantenimiento, siendo atractivo para manejar fluidos viscosos, figura 3.36.



Fig. 3.36 Tubo de Venturi.

Principio de operación.

Origina una pérdida de presión al pasar por él un fluido, en esencia, es una tubería corta recta, o garganta, entre dos tramos cónicos. La presión varía en la proximidad de la sección estrecha; así, al colocar un manómetro o instrumento registrador en la garganta se puede medir la caída de presión y calcular el gasto instantáneo.

La presión interna se mide en una sección de entrada, la cual tiene el mismo diámetro que la tubería. Sigue una sección de transición, en la cual el diámetro interno se reduce hasta el diámetro de la sección de la garganta, la cual se dimensiona para producir un diferencial de presión deseado a un determinado gasto de flujo. En la sección de salida del tubo, el diámetro de la garganta incrementa gradualmente hasta hacerse igual al diámetro de la tubería, figura 3.37.

Al igual que el medidor de placa de orificio el gasto puede ser encontrado a partir del Teorema de Bernoulli, la diferencia de presión ΔP puede ser calculada como:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho v_1^2 - \frac{1}{2}\rho v_2^2 \quad (III. 40)$$

De la ecuación de continuidad, las velocidades pueden ser reemplazadas por las áreas de la sección transversal de flujo y el gasto de flujo.

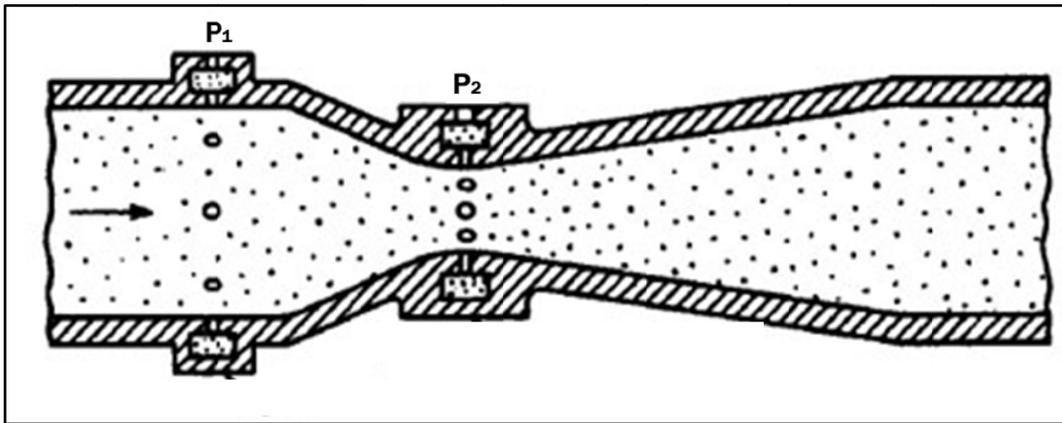


Fig. 3.37 Presiones en el medidor de Venturi.

Resolviendo para el gasto dado.

$$Q = C_d A_2 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}}$$

Introduciendo el coeficiente de descarga para corregir a flujo real, siendo que el factor de obstrucción — y que para una sección circular — , el gasto puede ser calculado como:

$$Q = C_d A_2 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}}$$

Para números de Reynolds mayores a el valor de puede ser considerado de 0.984. En caso de número de Reynolds menores existen gráficas que permiten obtener los valores del coeficiente de descarga (figura 3.38).

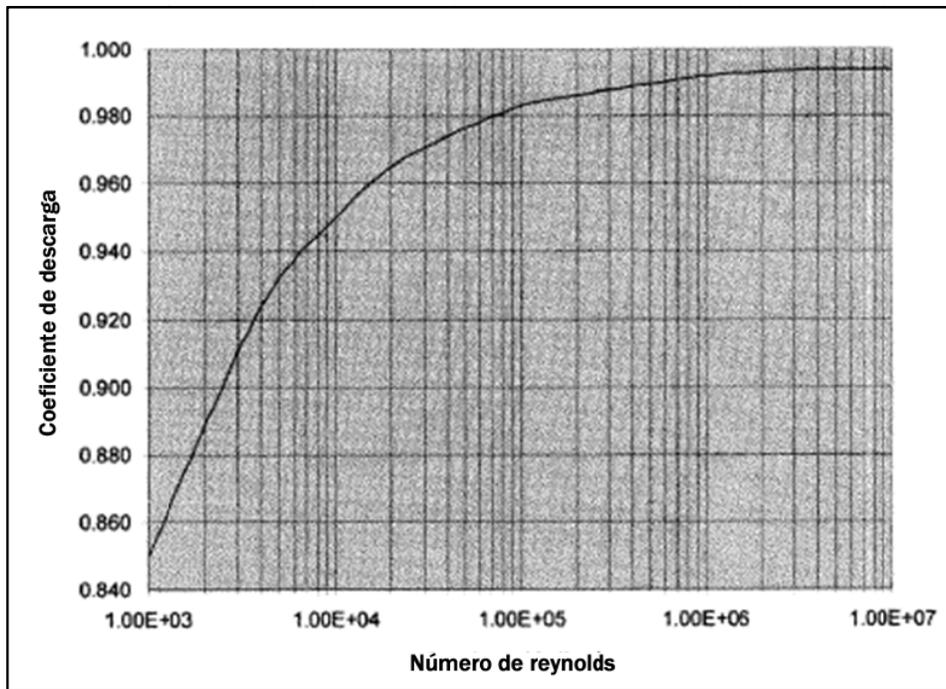


Fig. 3.38 Coeficiente de descarga.

Experimentos de laboratorio han podido determinar una expresión que calcula el coeficiente de descarga a partir del número de Reynolds y el factor de obstrucción.

—
—

Diseño.

El tubo de Venturi se compone de tres secciones, figura 3.39:

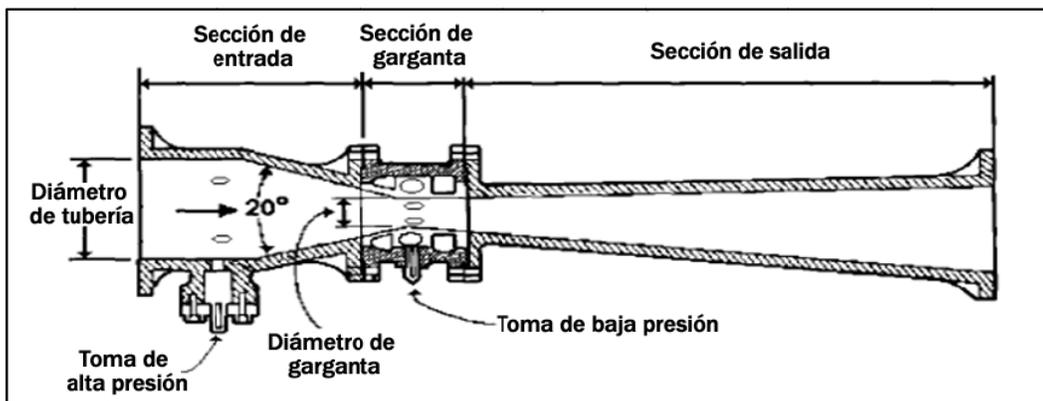


Fig. 3.39 Partes principales que integran un tubo de Venturi.

- 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. La sección transversal permite una recuperación de la mayor parte de la presión diferencial producida.

La geometría del tubo de Venturi se muestra en la figura 3.40. La entrada cilíndrica debe tener un diámetro D y no debe diferir del diámetro de la tubería por más de $0.01D$. En el caso de cono convergente maquinado el tramo de entrada cilíndrica debe ser igual a D , debe ser cónico y tener un ángulo de 1° para cualquier tipo de tubo de Venturi. Está conectado con la entrada cilíndrica por medio de una curvatura de radio $R1$, el cual en el caso de cono convergente maquinado debe ser menor a $0.25D$, pero de preferencia debe ser igual a cero.

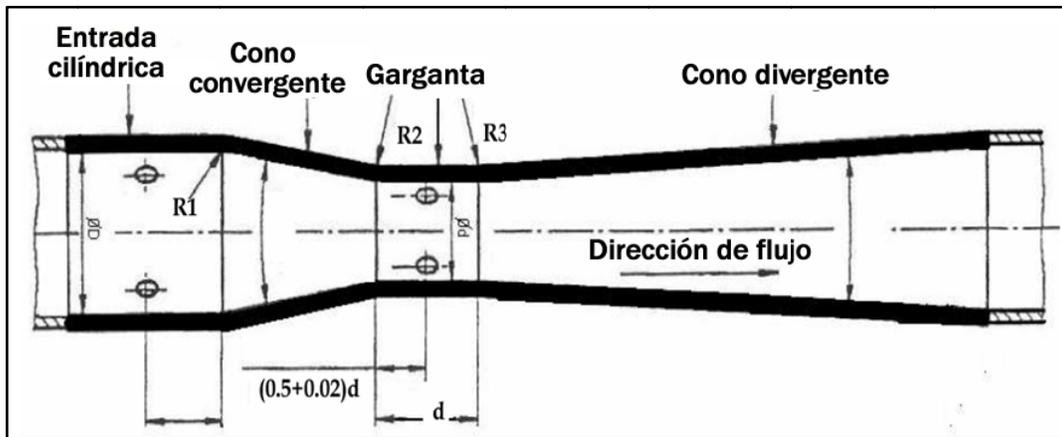


Fig. 3.40 Geometría normalizada.

La garganta está conectada al cono convergente por una curvatura de radio $R2$ y al cono divergente por una curvatura de radio $R3$. El radio $R2$ debe ser menor a $0.25d$, pero de preferencia debe ser igual a cero. El tramo entre el radio $R2$ y el plano de la toma de presión de la garganta no debe de ser menor a $0.25d$. El tramo entre el plano de las tomas de presión de la garganta y el principio del radio de curvatura $R3$ no debe ser menor a $0.3d$.

Es esencial que el flujo entrando al tubo de Venturi sea uniforme. Por lo tanto, un largo tramo continuo con tubería recta corriente arriba y corriente abajo de la localización del medidor es deseable para mejorar la precisión en la medición. El tubo de Venturi puede fabricarse en materiales diversos según las necesidades de la aplicación a que se destine. El más comúnmente empleado es el acero al carbón, aunque también se utiliza el latón, bronce o acero inoxidable.

Cuando el tubo de Venturi es pequeño (diámetros de 2 a 10 pulgadas) el medidor puede fabricarse mediante una pieza fundida. Para tamaños más grandes (diámetros de 8 a 48 pulgadas), su construcción se facilita mediante la soldadura de piezas separadas (figuras 3.41 y 3.42).

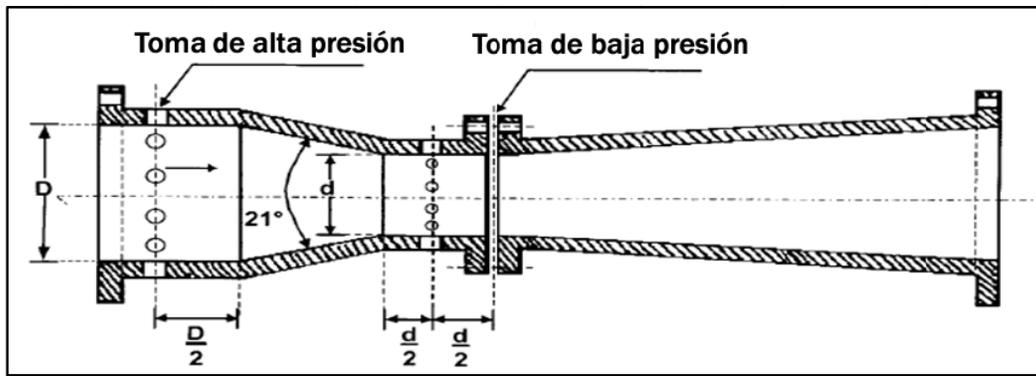


Fig. 3.41 Dimensiones constructivas.

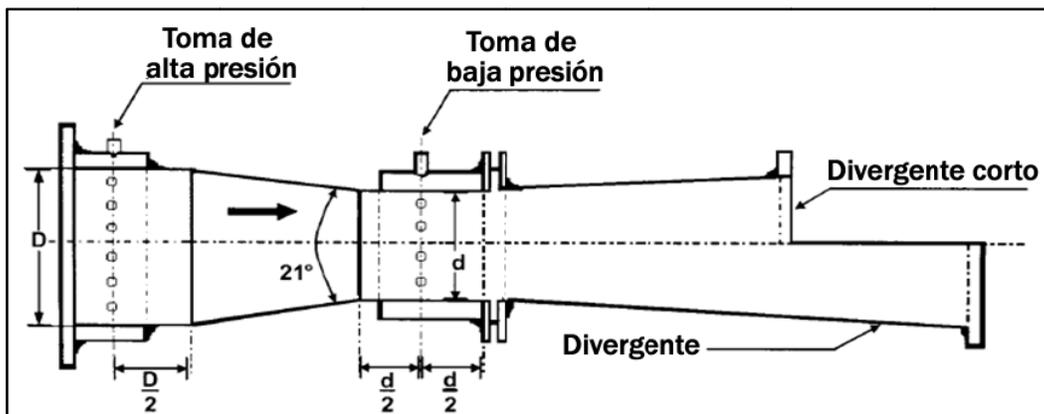


Fig. 3.42 Tubo de Venturi fabricado de una sola pieza.

Instalación.

Es necesario que en las instalaciones se verifique lo siguiente:

- Que la tubería sea de sección circular y colocada en posición horizontal.
- Que el fluido circule a tubo lleno.
- Que el interior de la tubería se encuentre limpio y libre de incrustaciones, al menos 10 diámetros corriente arriba del medidor y 4 diámetros después del mismo.

Una condición muy importante es que el fluido circule uniformemente a través de la tubería ya que la precisión de la medición depende de ello.

La condición de flujo uniforme se garantiza con una suficiente longitud de tramo recto corriente arriba y corriente abajo del dispositivo de medición. En dichos puntos no debe existir ningún accesorio o conexión. A partir de la relación de diámetros (β) es posible conocer las longitudes de tramo recto necesarias.

En la tabla 3.5, dependiendo de las diferentes condiciones de instalación se muestran las longitudes de tramo recto necesarias corriente arriba de acuerdo con la relación de diámetros (β).

Accesorio y/o conexión	Dispositivo	Valor de β						
		0.2	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.75
Codo simple	Venturi	-	0.50	1.50	1.50	3.00	4.00	4.50
Dos codos en el mismo plano	Venturi	-	1.50	1.50	2.50	3.50	4.50	4.50
Dos codos en planos distintos	Venturi	-	0.50	0.50	8.50	17.5	27.5	29.50
Reducción	Venturi	-	0.50	2.50	5.50	8.50	10.5	11.50
Expansión	Venturi	-	1.50	1.50	2.50	3.50	5.50	6.50
Válvula de globo abierta	Venturi	-	1.50	2.50	3.00	3.50	4.00	4.50
Válvula de compuerta abierta	Venturi	-	1.50	2.50	3.50	4.50	5.50	5.50

Tabla 3.5 Longitud de tramo recto corriente arriba para medidor Venturi.

En el caso de la longitud de la sección corriente abajo se maneja un valor de 4 diámetros cualquiera que sea el valor de β .

III.2.1.3 Medidor tipo tobera.

La tobera, es un instrumento de medición que permite medir diferencial de presiones cuando la relación de diámetros (factor de obstrucción β), es demasiado alta para la placa de orificio. Luego, al instalar el medidor se logran mediciones mucho más exactas. Además el medidor de tipo tobera es útil para fluidos con muchas partículas en suspensión o sedimentos, su forma hidrodinámica evita que sedimentos transportados por el fluido queden adheridos a la tobera, figura 3.43.

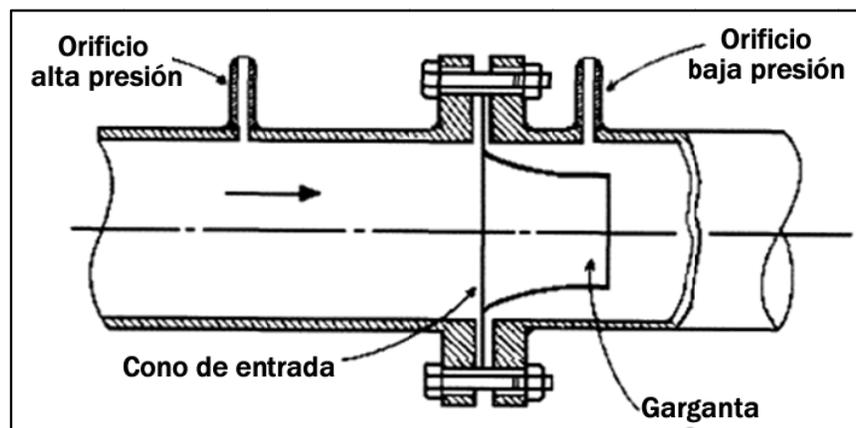


Fig. 3.43 Partes de un medidor tipo tobera.

Una ventaja sobre el tubo de Venturi es que la tobera puede ser instalada en tuberías bridadas. Las toberas son más económicas que los tubos de Venturi, pero más costosas que los medidores tipo placa de orificio y son más sensibles a la turbulencia corriente arriba.

No se recomienda para medir líquidos con alta suspensión de sólidos debido a que los sedimentos provocarían la obstrucción de los orificios de presión. La precisión de la

tobera puede aproximarse a la del tubo de Venturi especialmente cuando es calibrado en sitio. Las ecuaciones para medir gasto son las mismas que para el medidor de Venturi.

Instalación.

Al igual que el medidor de Venturi la longitud existente corriente arriba y corriente abajo del medidor está en función de la relación de diámetros (β), en la tabla 3.6 se muestran dichas longitudes en la sección corriente arriba.

Accesorio y/o conexión	Dispositivo	Valor de β						
		0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.75
Codo simple	Tobera	14	16	18	20	26	28	36
Dos codos en el mismo plano	Tobera	14	16	18	20	26	36	42
Dos codos en planos distintos	Tobera	34	34	36	40	48	62	70
Reducción	Tobera	5	5	5	6	9	14	22
Expansión	Tobera	16	16	16	18	22	30	38
Válvula de globo abierta	Tobera	18	18	20	22	26	32	36
Válvula de compuerta abierta	Tobera	12	12	12	12	14	20	24

Tabla 3.6 Longitud de tramo recto corriente arriba para Tobera.

La tabla 3.7 muestra las longitudes para la sección corriente abajo.

Dispositivo	Valor de β						
	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.75
Tobera	4	5	6	6	7	7	8

Tabla 3.7 Longitud de tramo recto corriente abajo para Tobera.

III.2.1.4 Medidor de tubo de pitot.

Es quizá la forma más antigua de medir la presión diferencial y también conocer la velocidad de circulación de un fluido en una tubería. Consiste en un pequeño tubo con la entrada orientada en contra del sentido de la corriente 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.

Los tubos de Pitot son instrumentos sencillos, económicos y disponibles en un amplio margen de tamaños. Si se utilizan adecuadamente pueden conseguirse precisiones moderadas y, aunque su uso habitual sea para la medida de la velocidad del aire, se usan también, con la ayuda de una técnica de integración, para indicar el gasto total en grandes conductos y, prácticamente, con cualquier fluido.

Principio de operación.

El tubo de Pitot mide la diferencia entre la presión total y la presión estática, la cual es proporcional al cuadrado de la velocidad, figura 3.44.

La ecuación es:

$$\frac{P_i}{\rho} = \frac{P_e}{\rho} + \frac{v}{2} \quad (III.45)$$

Donde:

P_i = Presión de impacto o total absoluta en el punto donde el líquido anula su velocidad.

P_e = Presión estática absoluta en el fluido.

ρ = Densidad.

v_1 = Velocidad del fluido.

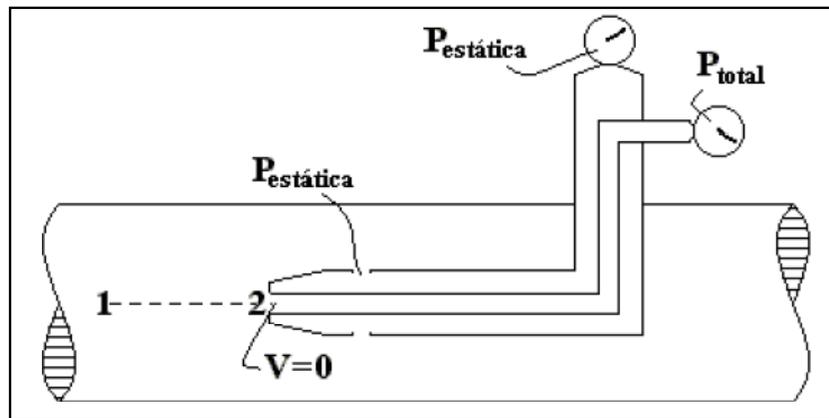


Figura 3.44 Presiones en el tubo de Pitot.

De lo anterior se deduce:

$$v_1 = \sqrt{\frac{2(P_e - P_i)}{\rho}} \quad (III.46)$$

O bien introduciendo un coeficiente adimensional de velocidad $C = \frac{\text{velocidad real}}{\text{velocidad teórica}}$ para tener en cuenta la irregular distribución de velocidades y la rugosidad de la tubería resulta:

$$v_1 = C \sqrt{\frac{2(P_e - P_i)}{\rho}} \quad (III.47)$$

$$Q = A \left[C \sqrt{\frac{2(P_e - P_i)}{\rho}} \right] \quad (III.48)$$

- El coeficiente adimensional C se determina empíricamente.
- Para tubos de Pitot simples C es generalmente cercano a 1.

- En gases la variación de la presión diferencial para bajas velocidades es muy pequeña.
- Para líquidos a bajas velocidades el efecto del número de Reynolds es importante sobre el coeficiente de velocidad.

El tubo de Pitot es sensible a las variaciones en la distribución de velocidad en la sección de la tubería, la máxima exactitud en la medición se consigue efectuando varias mediciones en puntos determinados y promediando las raíces cuadradas de las velocidades medidas.

Instalación.

El tubo de Pitot se puede utilizar como medidor de flujo en instalación permanente o como dispositivo portátil de detección de datos periódicos. Para instalaciones permanentes se utilizan tubos de Pitot diseñados de acero al carbón o acero inoxidable y pueden funcionar a presiones de hasta 1400 (psi) y se insertan en el tubo a través de bridas o conexiones de tornillo, figura 3.45.

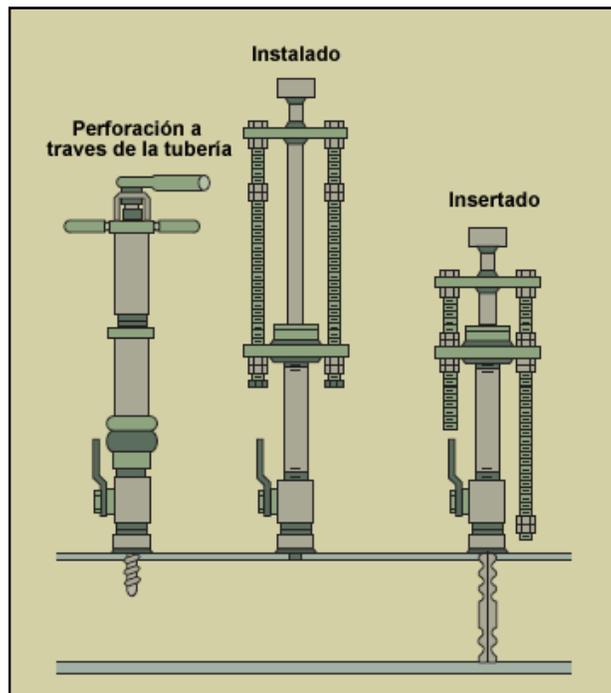


Fig. 3.45 Instalación de tubo Pitot.

El perfil de velocidad de la corriente que fluye dentro de la tubería se ve afectada por el número de Reynolds, la rugosidad de la tubería y por perturbaciones en la sección corriente arriba ocasionado por conexiones o accesorios, los tubos de Pitot deben ser utilizados únicamente si el número de Reynolds supera un valor de 20 000 o utilizando una sección recta de 25 diámetros antes del medidor.

III.2.2 Área variable.

Presentan una reducción de la sección de paso del fluido, dando lugar a que el fluido aumente su velocidad, lo que origina un aumento de su energía cinética y, por consiguiente, su presión tiende a disminuir en una proporción equivalente, de acuerdo con el principio de la conservación de la energía, creando una diferencia de presión estática entre las secciones corriente arriba y corriente abajo del medidor.

Utilizan el mismo principio de medida que los medidores por presión diferencial; mientras que en los medidores por presión diferencial el área correspondiente a la restricción es constante, en los medidores de área variable el área de la restricción cambia al mismo tiempo que el flujo, permaneciendo constante la presión diferencial.

Medidor por presión diferencial $Q = f(\Delta P)$ con Área constante

Medidor por área variable $Q = f(\text{Área})$ con ΔP constante

Ventajas.

- Bajo costo.
- Simplicidad.
- Apto para gastos muy pequeños.
- Caída de presión constante y muy pequeña.
- Lectura lineal del flujo.
- Linealidad ± 1 a 5 %.
- Repetibilidad ± 1 %.
- Rangeabilidad 10:1.

Desventajas.

- No apto para altas presiones.
- Debe ser montado verticalmente.
- Capacidad limitada para gastos muy altos.
- Se debe utilizar solamente en fluidos limpios.

III.2.2.1 Rotámetro.

Es el medidor de área variable más utilizado, debido a su bajo costo, simplicidad, baja caída de presión, amplio rango de operación y salida lineal.

Principio de operación.

En el rotámetro un flotador cambia su posición de forma proporcional al gasto, las fuerzas que actúan sobre el flotador se presentan en la figura 3.46. Se le puede hacer acoplamiento magnético, además es un diafragma de orificio variable teniendo un coeficiente de descarga que englobará el reparto desigual de velocidades, la contracción del fluido, las rugosidades de la tubería, etc.

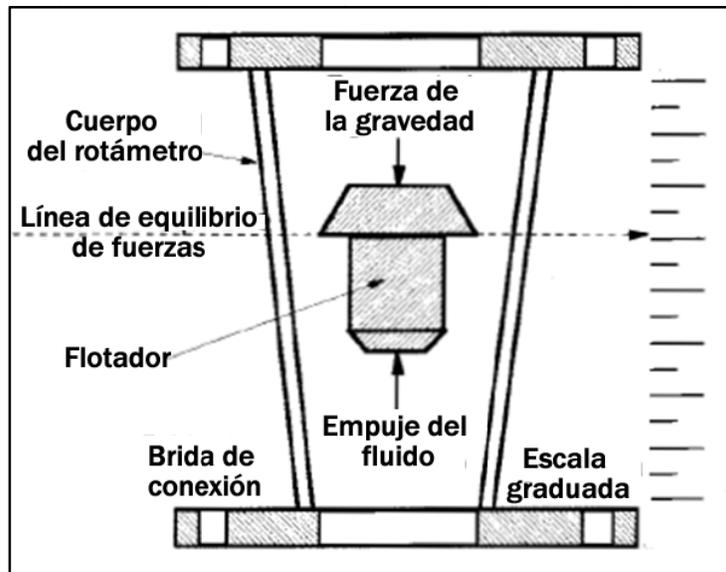


Fig. 3.46 Fuerzas que intervienen en el rotámetro.

En las condiciones de equilibrio se cumplen las siguientes ecuaciones:

—

Donde:

- = Peso del flotador.
- = Volumen del flotador.
- = Densidad del flotador.
- = Densidad del fluido.
- = Fuerza de arrastre del fluido sobre el flotador.
- = Fuerza de empuje del fluido sobre el flotador.
- = Coeficiente de arrastre del fluido sobre el flotador.
- = Velocidad del fluido.
- = Área de la sección del flotador.
- = Sección interior del tubo.

Sustituyendo variables en la ecuación III.52 y despejando la velocidad se obtiene:

El valor de v depende de la viscosidad del fluido.

Por conveniencia, se incorpora el término $\frac{1}{C_d}$, para que la ecuación III.53 quede de la forma:

$$\frac{1}{C_d} = \frac{K}{v^2}$$

Como el gasto es igual a:

Resulta:

$$Q = C_d A v$$

La ecuación III.56 permite determinar el gasto del fluido que pasa a través del rotámetro, el gasto depende del peso específico del líquido y de los valores de la sección interior del tubo, ya que cambia según sea el punto de equilibrio del flotador.

La figura 3.47 permite obtener el coeficiente de descarga en función del número de Reynolds, para las distintas geometrías que puede tomar el flotador.

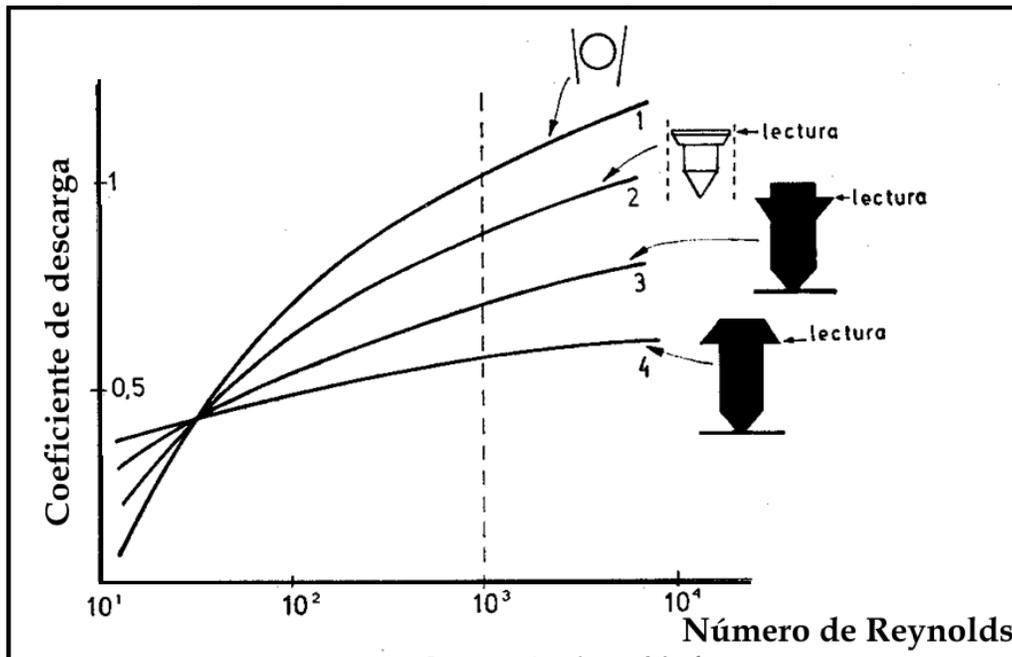


Fig. 3.47 Coeficiente de descarga en función del número de Reynolds para el rotámetro.

Diseño.

Los flotadores pueden tener varios perfiles de construcción, en la figura 3.48 se muestran los perfiles que pueden ser utilizados dependiendo del fluido a ser medido.

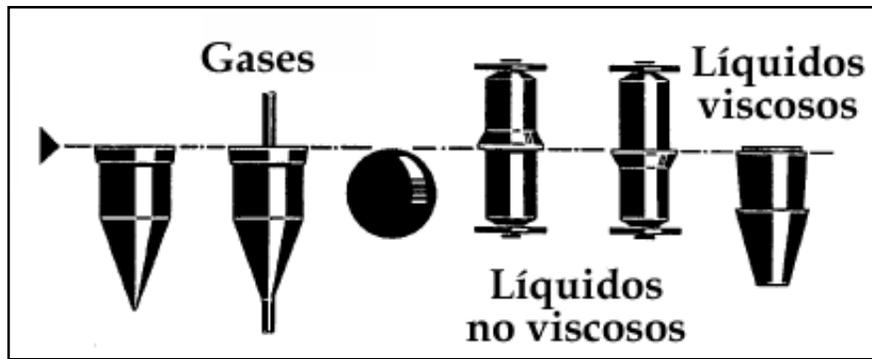


Fig. 3.48 Geometrías de rotámetro.

- Esférico: Para bajos gastos y poca precisión, con una influencia considerable de la viscosidad del fluido.
- Cilíndrico con borde plano: Para gastos medios y elevados con una influencia media de la viscosidad del fluido.
- Cilíndrico con borde saliente: De cara inclinada contra el flujo con menor influencia de la viscosidad que, por sus características de gasto, puede compararse a una tobera.
- Cilíndrico con boteras salientes: Contra el flujo y con la mínima influencia de la viscosidad del fluido, que por su funcionamiento, puede compararse a una placa de orificio o diafragma.

Instalación.

Debe usarse en posición vertical, no se puede usar en fluidos que lleven grandes cantidades de sólidos en suspensión.

No requiere tramos de tubería corriente arriba, se instala de manera que quede siempre vertical, hay rotámetros de tipo bypass que se montan perpendiculares a la tubería, y los hay montados en línea a la tubería, para ello el tubo de medición se monta con el extremo más angosto en la parte corriente abajo de la tubería.

III.2.3 Velocidad.

La determinación de la velocidad en un cierto número de puntos de una sección transversal permite evaluar la cantidad de fluido que atraviesa esa sección en un determinado tiempo.

La velocidad se determina midiendo el tiempo que requiere una partícula determinada en recorrer una cierta distancia, normalmente el dispositivo no mide en forma directa la velocidad sino una cantidad medible que puede ser relacionada con la velocidad.

Ventajas.

- Amplio rango de medición.
- Reducción de costos de instalación.
- Medición no intrusiva.
- Medición bidireccional.

- Diagnostico remoto del elemento primario de medición.
- No agrega caída de presión al sistema.

III.2.3.1 Medidor de tipo turbina.

Reinhard Woltman inventó el primer medidor de tipo turbina en 1790. A mediados de los años 1960, la industria del petróleo reconoció el potencial en tecnología de los medidores de turbina para la medición sumamente exacta de hidrocarburos y en 1970, el API publicó los estándares para la medición de líquidos hidrocarburos por medidores de tipo turbina (Standard 2534- "Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine"). Los medidores ganaron la amplia aceptación para la transferencia de custodia de líquidos de petróleo, gases líquidos de petróleo (GLP), productos refinados y el petróleo crudo ligero. Con la introducción de medidores de turbina helicoidales en los años 1990, los usos fueron ampliados a petróleos crudos de viscosidad más alta y al petróleo crudo ceroso.

El medidor está limitado por la viscosidad del fluido, debido al cambio que se produce en la velocidad del perfil del líquido a través de la tubería cuando aumenta la viscosidad, en las paredes el fluido se mueve más lentamente que en el centro, de modo que, las puntas de las paletas no pueden girar a mayor velocidad (figuras 3.49 y 3.50).



Fig. 3.49 Medidor de turbina (líquido) serie WC/WG Invalco.



Fig. 3.50 Medidor de turbina (gas) serie GT Invalco.

Ventajas:

- Exactitud $\pm 0.5\%$.

- Linealidad
- Repetibilidad
- Rangeabilidad 10:1
- Manejo de un amplio rango de flujo.
- Tamaño pequeño y peso liviano.
- Larga vida de los cojinetes.
- Aplicación a un amplio rango de T y P.
- Amplio rango de flujo para líquidos de baja viscosidad.
- Amplio rango de temperatura y presión.

Desventajas:

- Se necesita acondicionamiento de flujo.
- Control de contrapresión.
- Dificultad de medir flujos viscosos.
- Necesita accesorios electrónicos.
- Susceptibles a fluidos sucios y sólidos.
- Sensible a cambios de viscosidad.

Principio de operación.

Cuando el fluido choca contra la parte corriente arriba de las paletas de la turbina, se produce un área de baja presión en el lado corriente abajo. La caída de presión produce el movimiento de las paletas hacia el área de baja presión. La tasa de rotación del rotor es directamente proporcional al gasto de flujo a través de la turbina. La rotación es luego convertida en una señal de salida utilizable. El medidor es diseñado para eliminar prácticamente cualquier desgaste interno con el balanceo hidrodinámico del rotor.

La salida eléctrica es generada utilizando el principio de reluctancia, en el cual una señal es generada por el paso del rotor de la turbina en proximidad cercana a una bobina de señal. La señal es luego enviada a un generador para obtener un pulso DC y lo transmite a la instrumentación externa, un contador de frecuencia o convertidor puede ser utilizado para proveer una indicación instantánea del gasto de flujo (figura 3.51).

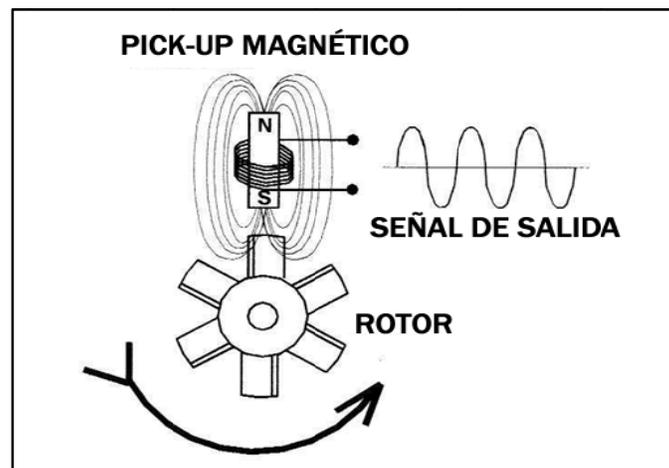


Fig. 3.51 Funcionamiento del medidor de tipo turbina.

Para captar la velocidad de la turbina existen dos tipos de convertidores:

- Reluctancia: La velocidad es determinada por el paso de las paletas individuales de la turbina a través del campo magnético, la variación cambia el flujo induciendo una corriente alterna en la bobina captora.
- Inductivo: El rotor lleva incorporado un imán permanente y el campo magnético giratorio que se origina produce una corriente alterna en una bobina captora exterior.

Para determinar la expresión que permite obtener el gasto volumétrico, se considera que las paletas del rotor son muy delgadas, el radio del rotor es a y el radio de la turbina es R , la anchura de las paletas es c , y la distancia entre paletas será S . El flujo entrante con velocidad v hace que la turbina gire con una velocidad angular ω (figura 3.52).

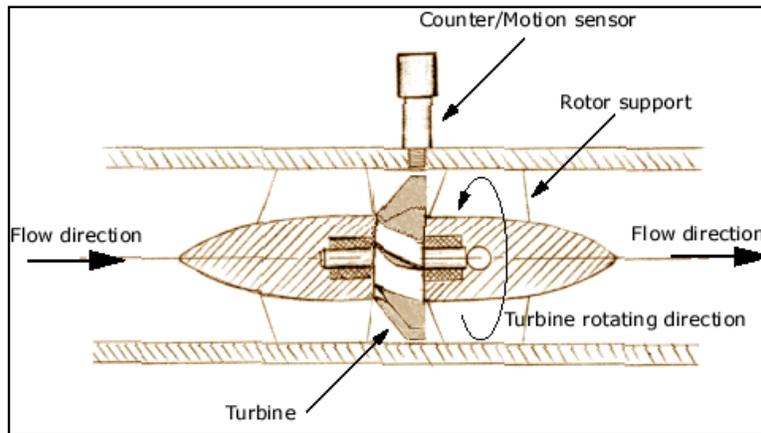


Fig. 3.52 Consideraciones del Medidor de Turbina.

Si no hay ninguna pérdida de velocidad de flujo, la velocidad angular ideal puede ser relacionada con la velocidad de flujo mediante:

$$\bar{r}\omega_i = v \tan \beta \rightarrow \frac{\omega_i}{v} = \frac{\tan \beta}{\bar{r}} \quad (III. 57)$$

Donde β es el ángulo entre el eje de la tubería (dirección de flujo entrante) y las paletas de la turbina, \bar{r} es el valor medio cuadrático de los radios interiores y externos de las láminas para poder representar el radio medio.

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{R^2 + a^2}{2}} \quad (III. 58)$$

Ahora, en lugar de considerar la situación ideal, la velocidad de flujo cambia a v_E , cuando el flujo pasa por las paletas de la turbina, como se ve en la figura 3.53, a causa del cambio de velocidad el flujo aplica torque T a la turbina para hacerla girar.

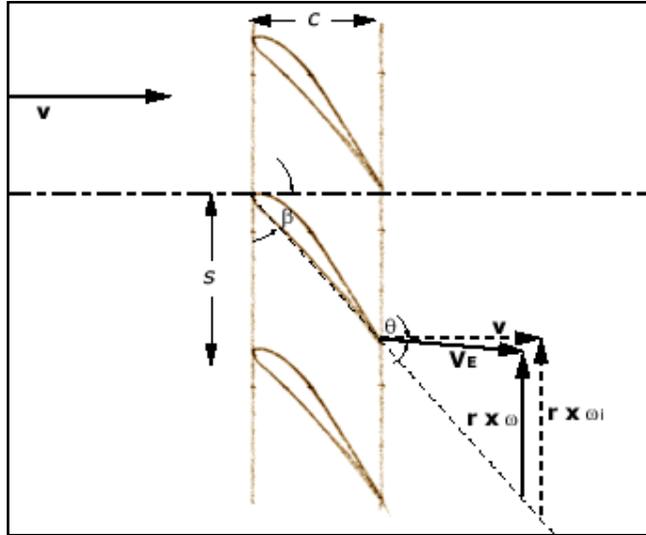


Fig. 3.53 Flujo a través de las paletas.

$$T = \int_a^R \frac{\rho Av \cdot 2\pi r \cdot r(\omega_i - r\omega)}{\pi(R^2 - a^2)} dr = \rho Av \frac{R^2 - a^2}{2} (\omega_i - \omega) \quad (III.59)$$

$$= \rho Av (\bar{r})^2 (\omega_i - \omega)$$

$$\rightarrow \omega = \omega_i - \frac{T}{\rho Av (\bar{r})^2} \quad (III.60)$$

La velocidad de flujo v puede ser entonces relacionada con la velocidad angular de la turbina ω .

$$\frac{\omega}{v} = \frac{\tan \beta}{\bar{r}} - \frac{T}{\rho Av^2 (\bar{r})^2} \quad (III.61)$$

Ya que la turbina gira a una velocidad constante, el torque debe ser neutralizado por una cantidad igual de momento angular. No considerando los factores menores, el factor más importante que contribuye a dicho momento angular es la fuerza de descarga sobre cada pala F_d .

$$F_d = \frac{\rho v C_d S}{2} \approx 0.074 R_e^{-0.2} \rho v^2 S \quad (III.62)$$

Donde C_d es el coeficiente de descarga y R_e es el número de Reynolds.

El torque será:

$$T = n \left(\frac{R+a}{2} \right) F_d \sin \beta \quad (III.63)$$

$$T = 0.037 R_e^{-0.2} n (R+a) \rho v^2 S \sin \beta \quad (III.64)$$

Donde n es el número de paletas. Usando la expresión anterior la relación entre ω y v puede ser escrita como:

$$\frac{\omega}{v} = \frac{\tan \beta}{\bar{r}} - \frac{0.037 R_e^{-0.2} n(R+a) S \sin \beta}{(\bar{r})^2 A} \quad (III. 65)$$

El gasto volumétrico puede ser expresado en términos de la velocidad angular como:

$$Q = vA = \frac{\omega(\bar{r})^2 A^2}{\bar{r}A \tan \beta - 0.037 R_e^{-0.2} n(R+a) S \sin \beta} \quad (III. 66)$$

Se debe implementar, un factor K para compensar los efectos menores que no se toman en cuenta en el análisis.

Existe una formulación general para obtener el gasto de flujo a condiciones base a partir de la lectura obtenida del medidor (Q) cuando se trabaja con hidrocarburos.

Medición de gas.

$$q_b = Q M_f \left(\frac{P_f T_b z_b}{P_b T_f z_f} \right) \quad (III. 67)$$

Donde:

q_b = Gasto a condiciones base

Q = Gasto leído del medidor.

M_f = Factor del medidor.

P_f = Presión a condiciones de flujo.

T_f = Temperatura a condiciones de flujo.

z_f = Factor de compresibilidad a presión y temperatura de flujo.

P_b = Presión a condiciones base

T_b = Temperatura a condiciones base

z_b = Factor de compresibilidad a presión y temperatura base.

Medición de líquido.

$$q_b = Q M_f F_t F_p \quad (III. 68)$$

q_b = Gasto a condiciones base

Q = Gasto leído del medidor.

M_f = Factor del medidor.

F_t = Factor para corregir el fluido de temperatura de flujo a temperatura base.

F_p = Factor para corregir el fluido de presión de flujo a presión base. .

Diseño.

Típicamente el medidor consiste de un ensamblaje interno, el cuerpo del medidor y el ensamblaje de recolección de pulsos (figura 3.54), el cuerpo del medidor se construye normalmente como una tubería en brida en tamaños que van desde ¼" a 24", los

materiales utilizados para su construcción son compatibles con la mayoría de fluidos a base de petróleo evitando así la corrosión o la erosión. El acero inoxidable es el material utilizado habitualmente para construir el tubo, el estator y el rotor del medidor debido a sus propiedades de alta resistencia a la corrosión.

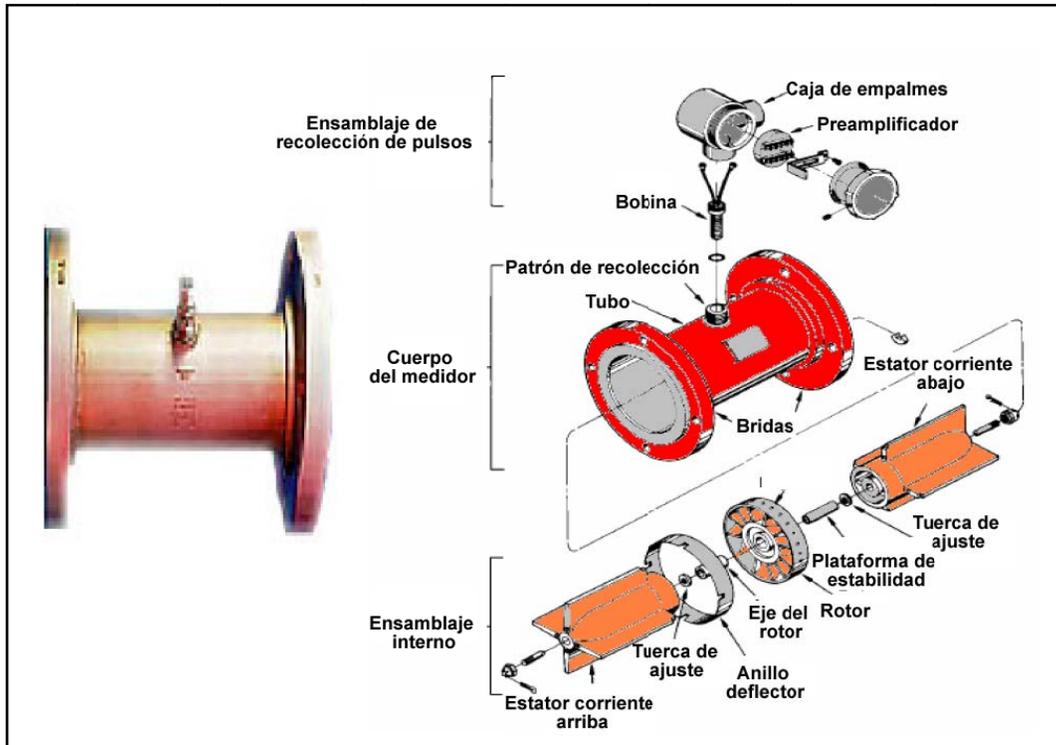


Fig. 3.54 Medidor de turbina convencional.



Fig. 3.55 Medidor de Turbina Smith Meter^{MT} instalado en la terminal de un oleoducto.

Actualmente se han comenzado a fabricar a base de titanio debido a que es un material ligero que permite que el rotor responda con rapidez a los cambios de volumen repentinos, su dureza lo protege de la erosión causada por los sólidos en suspensión.

La máxima precisión se consigue con un régimen laminar instalando el instrumento en una tubería recta de longitudes mínimas, 15 diámetros corriente arriba y 6 diámetros corriente abajo. La figura 3.55 muestra la instalación de un medidor de turbina en un oleoducto.

Instalación.

Si no existen limitaciones de espacio, el medidor puede ser instalado con una tubería recta de por lo menos 20 diámetros de tubo corriente arriba y 5 diámetros corriente abajo. La instalación corriente arriba puede reducirse a un mínimo de 10 diámetros si se utiliza un enderezador de flujo, figura 3.56.

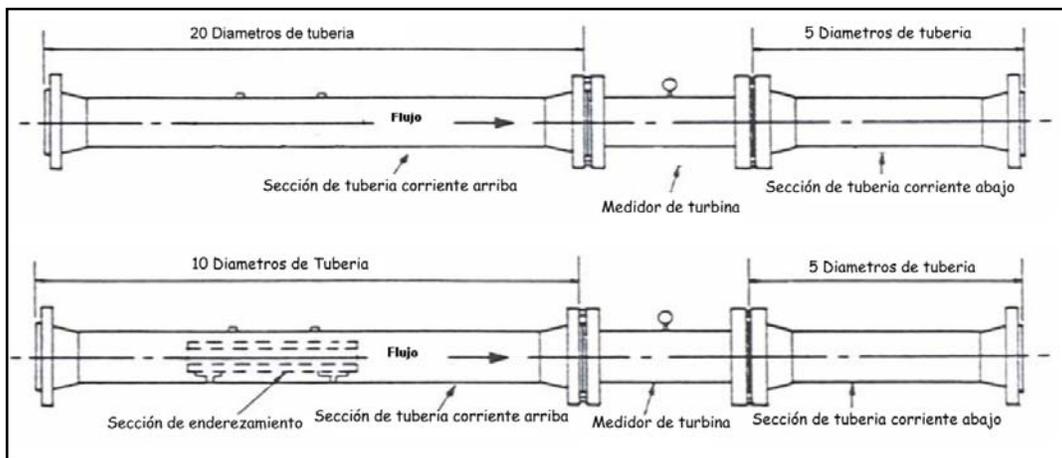


Fig. 3.56 Sección de flujo típica con y sin enderezador de flujo.

En el caso de una instalación con enderezador de flujo y dos codos de 90° se recomiendan 2 diámetros posteriores al enderezador y 4 diámetros entre la conexión de los codos y el medidor, figura 3.57.

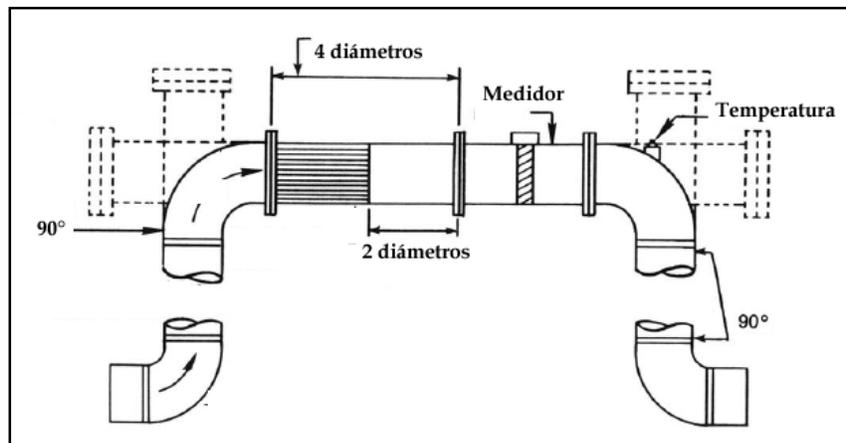


Fig. 3.57 Sistema con enderezador de flujo y 2 codos 90°.

El API MPMS recomienda la configuración mostrada en la figura 3.58, para que el medidor funcione en óptimas condiciones.

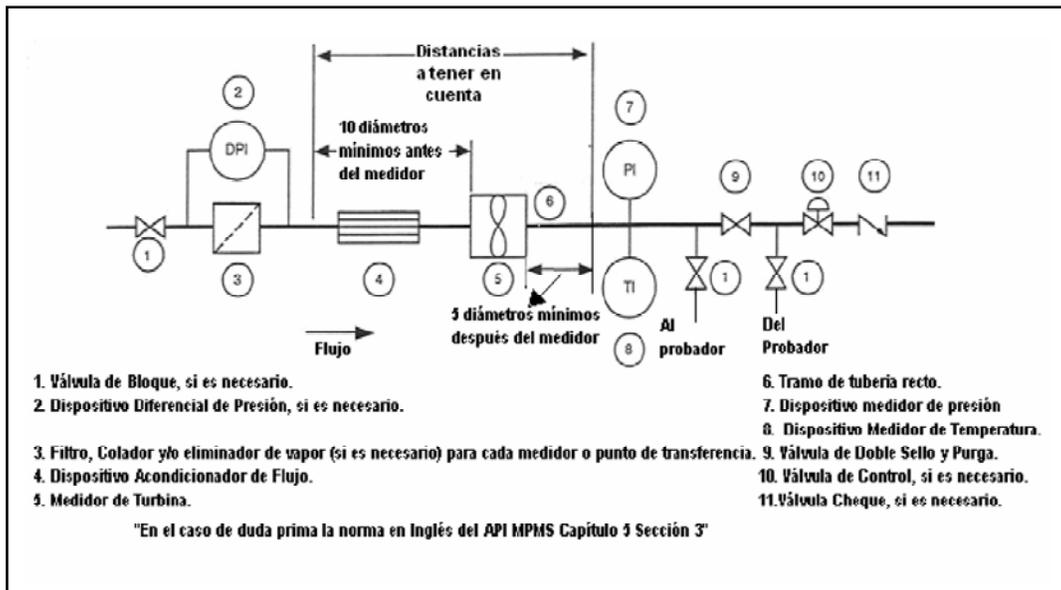


Fig. 3.58 Diagrama de instalación del medidor tipo turbina de acuerdo al API MPMS.

III.2.3.2 Medidor vortex.

El medidor vortex surgió por primera vez hace 30 años y su aceptación ha crecido desde entonces para convertirse en uno de los medidores más utilizados en la actualidad. Su atractivo se debe, en parte, al hecho de que no tiene partes móviles y produce una salida de frecuencia que varía linealmente con la velocidad de flujo en un amplio rango de números de Reynolds, figura 3.59.

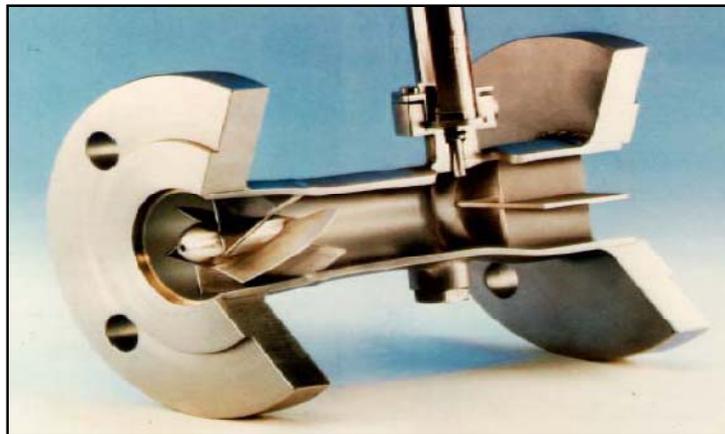


Fig. 3.59 Medidor vortex.

- Exactitud $\pm 1\%$.
- Rangeabilidad 80: 1.
- Linealidad $\pm 1\%$.
- Repetibilidad ± 0.1 a 1% .

Principio de operación.

El medidor se basa en la determinación de la frecuencia del torbellino producido por una hélice estática situada dentro de la tubería por la cual pasa el fluido (líquido o gas), figura 3.60. La frecuencia del torbellino es proporcional a la velocidad del fluido de acuerdo con la expresión conocida como número de Strouhal (es un número adimensional que relaciona la oscilación de un flujo con su velocidad media):

Donde:

- = Número de Strouhal.
- = frecuencia del torbellino.
- = Anchura del torbellino.
- = Velocidad del fluido.

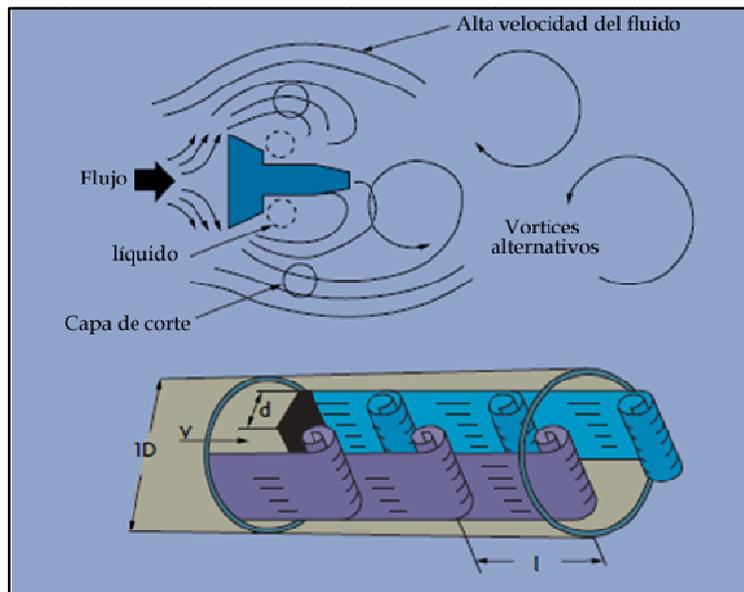


Fig. 3.60 Principio de operación del medidor vortex.

El número de Strouhal es constante para números de Reynolds comprendidos entre 10 000 y 1 000 000 y es mantenido constante por el fabricante del medidor, así se tiene:

Donde:

- =Gasto volumétrico del fluido.
- = Sección de la tubería.

De la ecuación III.69 se obtiene la velocidad del fluido en función de la frecuencia y el número de Strouhal y se sustituye en la ecuación III.70, obteniéndose:

Donde K es una constante, por lo tanto el gasto volumétrico del fluido es proporcional a la frecuencia del torbellino. La figura 3.61 muestra la relación que existe entre el número de Strouhal y el de Reynolds, mientras que la figura 3.62 muestra una curva típica de la variación del factor K con respecto al número de Reynolds.

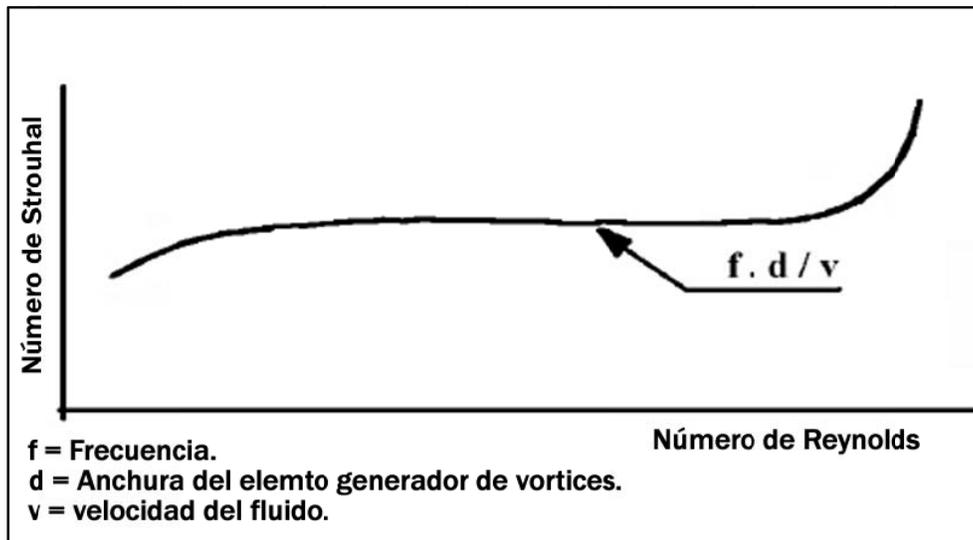


Fig. 3.61 Relación entre el número de Strouhal y el de Reynolds.

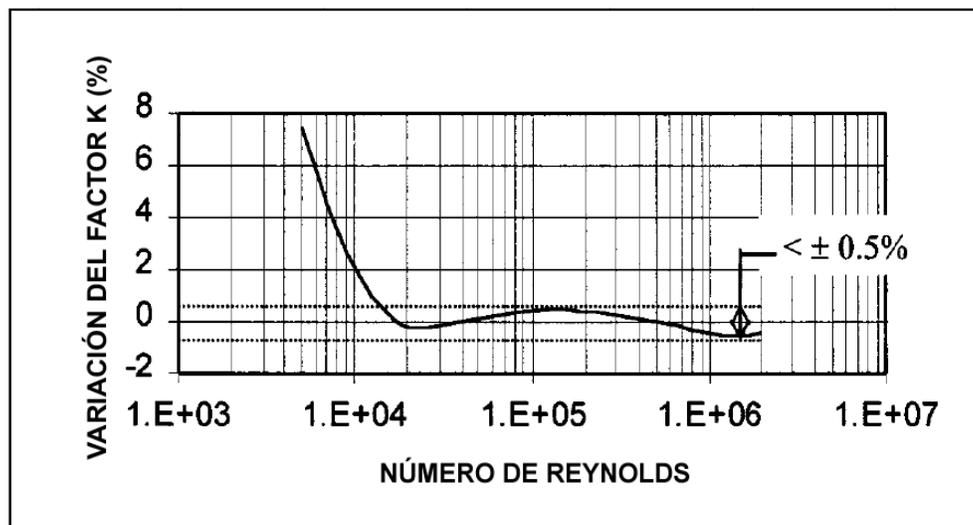


Fig. 3.62 Variación del factor K.

Diseño.

Son típicamente hechos de acero inoxidable 316 o Hastelloy, se componen de un cuerpo protector, un sensor de vórtices y un transmisor de señal, figura 3.63.

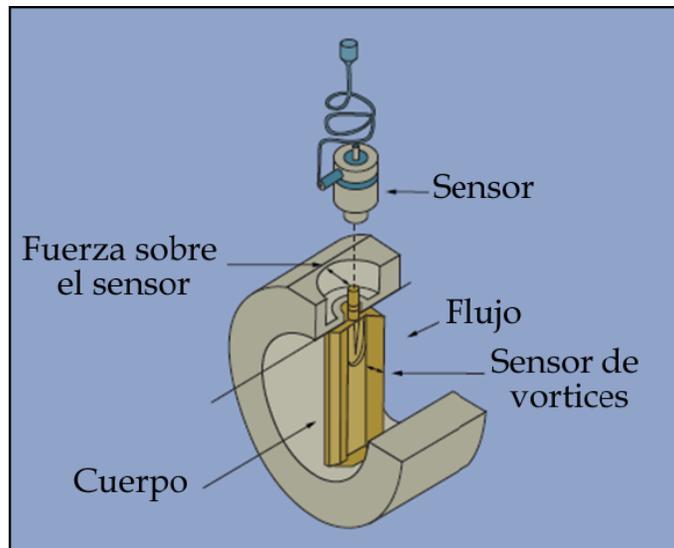


Fig. 3.63 Partes del medidor Vortex.

Son construidos generalmente para tamaños de brida de $\frac{1}{2}$ pulgada hasta 12 pulgadas, los costos de instalación son similares a los de los medidores de placa de orificio en tamaños menores a 6 pulgadas.

Instalación.

El medidor requiere de un perfil de flujo bien desarrollado, simétrico y libre de cualquier distorsión. Se debe instalar lejos de fuentes externas de vibración o interferencias eléctricas, para el caso de instalación con válvulas se recomienda una longitud de 30 diámetros corriente arriba y 5 diámetros corriente abajo del medidor, figura 3.64.

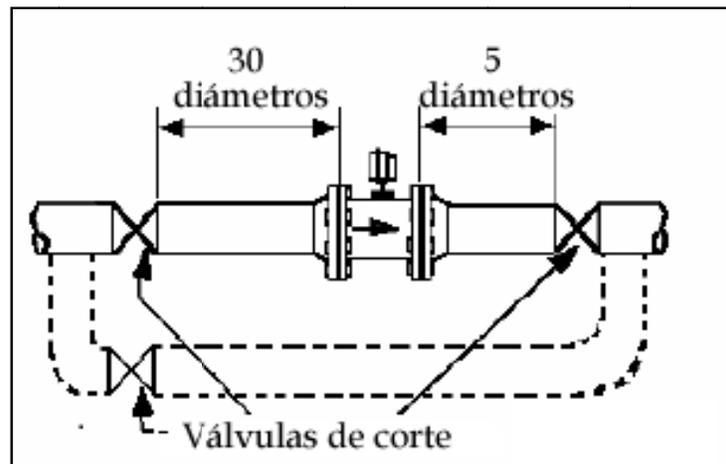


Fig. 3.64 Instalación con válvulas de corte corriente arriba y corriente abajo.

Si no se pueden respetar las condiciones de tramos corriente arriba, hay tablas de corrección del factor K para distintos tipos de montaje con codos, reducciones, válvulas y otras configuraciones posibles, figuras 3.65 y 3.66.

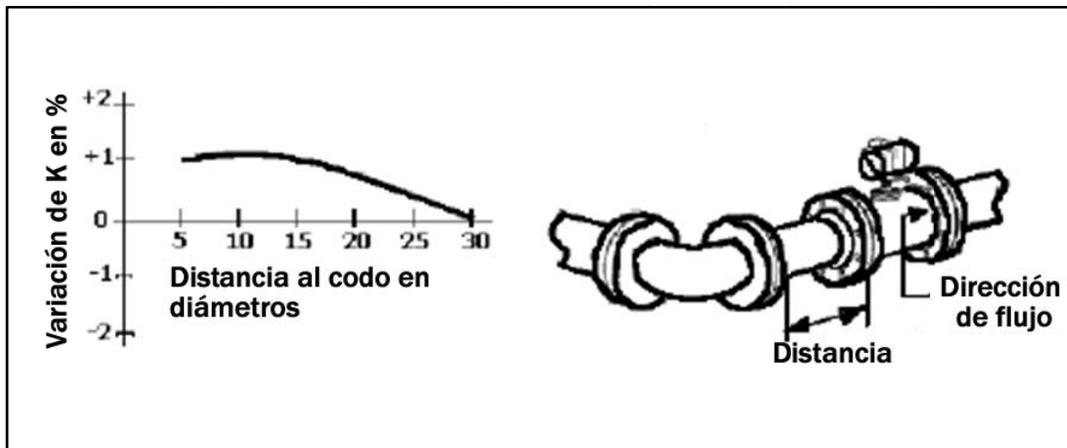


Fig. 3.65 Variaciones del factor K vs la distancia a un codo simple.

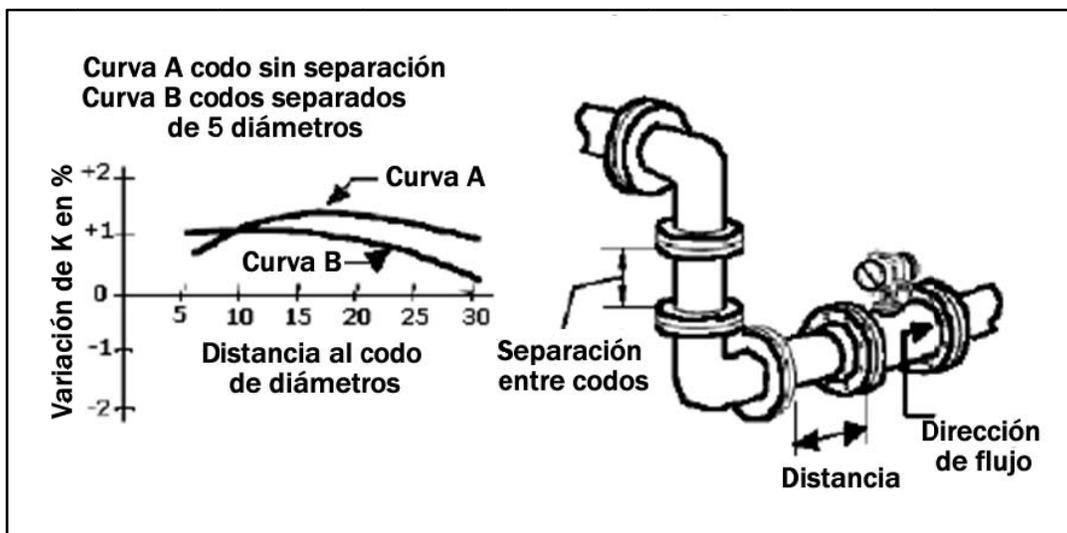


Fig. 3.66 Variaciones del factor K vs la distancia de dos codos en serie.

Se recomienda un mínimo de 30 diámetros corriente abajo de las válvulas de control y de 3 a 4 diámetros entre la tubería y las tomas de presión corriente arriba, si se tienen tuberías de grandes diámetros se recomienda un estrangulamiento previo al medidor para la estabilidad del flujo.

El medidor puede ser instalado verticalmente, horizontalmente o en cualquier ángulo mientras se mantenga siempre llena la tubería de fluido.

La superficie interna de la tubería debe estar libre de agujeros, baches y fresados en al menos una longitud de 4 diámetros corriente arriba y 2 diámetros corriente abajo del medidor. Los bordes del medidor, juntas y tuberías adyacentes deben ser cuidadosamente alineados para eliminar cualquier obstrucción del flujo.

Si existe una vibración excesiva en la tubería, pueden ser colocados soportes en ambos lados del medidor o girando el medidor para que el sensor se mueva fuera del plano de la vibración.

III.2.3.3 Medidor ultrasónico.

Han sido usados en la industria petrolera por muchos años en usos de transferencia de custodia, detección de fugas y comprobación de medidas. Miden el gasto por diferencia de velocidades del sonido al propagarse en el fluido. Los sensores son situados en una tubería de la que se conocen el área y el perfil de velocidades, figuras 3.67 y 3.68.



Fig. 3.67 Medidor instalado en planta de procesamiento.



Fig. 3.68 Instalación vertical.

Ventajas (líquido).

- Rangeabilidad 10 a 300: 1.
- Exactitud ± 1 %.
- Linealidad ± 0.1 a 1 %.
- Repetibilidad 0.2 a 1 %.
- Calibración electrónica.

- No tiene partes mecánicas móviles.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil instalación.

Desventajas (Líquidos).

- Ruidos y vibraciones afectan el equipo.
- El mantenimiento de los transductores debe ser cuidadoso.
- No es recomendable en crudos muy pesados.

Ventajas (Gas).

- Grandes diámetros.
- No se presentan pérdidas de presión en el medidor.
- No depende de las propiedades termodinámicas del gas.
- Excelente exactitud.
- Amplia rangeabilidad.

Desventajas (Gas).

- Alto costo.
- Es afectado por sedimentos.
- No es recomendable en crudos muy pesados.

Principio de operación.

La figura 3.69 muestra el sistema básico de un medidor ultrasónico, en ambos lados de la tubería, se encuentran montados los transductores los cuales pueden emitir y recibir las ondas ultrasónicas.

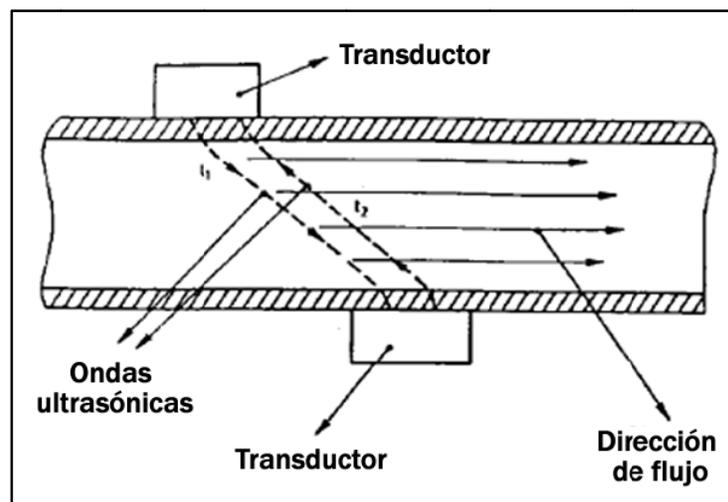


Fig. 3.69 Sistema básico.

Las ondas sonoras viajan con una velocidad específica a través de un medio. En el caso de los gases se determina a través de su composición, presión y temperatura. En la Tabla 3.8 se presentan algunas velocidades para diferentes gases y bajo diversas condiciones.

Gas	P (bar)	T (K)	c (m/s)
Metano	1	275	432
Metano	1	320	463
Metano	60	275	414
Metano	60	320	456
Aire	1.0133	275	333
Hidrógeno	1.0133	273.15	1022
Etileno	1273	15	318
Gas natural	1.0133	273.15	400

Tabla 3.8 Velocidad de sonido en algunos gases bajo diferentes condiciones.

Para gases que se comportan como un gas ideal la velocidad del sonido (c) es igual a:

$$c = \sqrt{\frac{KP}{\rho_g}} \quad (III.72)$$

Para el gas natural la velocidad de sonido es aproximadamente igual a:

$$c = \sqrt{\frac{KP}{z\rho_g}} \quad (III.73)$$

Donde:

k = Constante de Poisson.

P = Presión del gas.

z = Factor de compresibilidad.

ρ_g = Densidad.

Existen dos formas de medir las ondas ultrasónicas:

Tiempo de tránsito (por impulsos).

Los medidores ultrasónicos modulados por impulsos son los más precisos y se utilizan, preferentemente, con líquidos limpios, aunque algunos tipos permiten medidas de líquidos con cierto contenido de partículas y gas. Tienen transductores colocados a ambos lados del flujo. Su configuración es tal que las ondas de sonido viajan entre los dispositivos con una inclinación de 45 grados respecto a la dirección de flujo. La velocidad de la señal que viaja entre los transductores aumenta o disminuye con la dirección de transmisión y con la velocidad del líquido que está siendo medido se tendrán dos señales que viajan por el mismo elemento, una a favor de la corriente y otra en contra de manera que las señales no lleguen al mismo tiempo a los dos receptores. Se puede hallar una relación diferencial del flujo con el tiempo, transmitiendo la señal alternativamente en ambas direcciones. La medida del flujo se realiza determinando el tiempo que tardan las señales en viajar por el flujo.

Efecto Doppler.

Mide los cambios de frecuencia causados por el fluido. Se colocan dos sensores cada uno a un lado del flujo a medir y se envía una señal de frecuencia conocida a través del líquido, sólidos, burbujas y discontinuidades en el líquido harán que el pulso enviado se refleje, pero como el líquido que causa la reflexión se está moviendo la frecuencia del pulso que retorna también cambia y ese cambio de frecuencia será proporcional a la velocidad del líquido. Los sistemas ultrasónicos de efecto Doppler cuentan con filtros especiales, cuya finalidad es la de analizar las señales recibidas y rechazar las que estén dispersas, que pudieron ser producto de ruidos o factores externos.

El buen funcionamiento de los sistemas ultrasónicos de efecto Doppler está ligado principalmente con las propiedades físicas del fluido, la densidad de las partículas en suspensión y el perfil de velocidades del flujo en el momento de la medición, por lo que una distribución no uniforme de sólidos en suspensión o burbujas de gas en la sección transversal de la tubería dará como resultado el cálculo incorrecto de la velocidad media del flujo.

A diferencia de los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito, los medidores Doppler son sensibles a los cambios de densidad y temperatura del fluido, lo que los hace poco recomendables para mediciones donde sea requerida una alta precisión. La principal diferencia entre una medición con precisión y otra de menor calidad en los medidores de efecto Doppler se encuentra principalmente en la manera de como rechazan o filtran el ruido proveniente de otras fuentes, tales como vibraciones mecánicas o interferencias producidas por ondas de radio cercanas a donde se encuentra instalado el medidor, que afectan de manera directa la precisión en la medición. Para lograr una buena precisión, del orden del $\pm 0.5\%$, es necesario que se cuente con un microprocesador de alta calidad, capaz de rechazar las señales no inherentes al flujo.

Obtención de la velocidad a través del tiempo de tránsito.

Se tiene un par de transductores cada uno con su propio transmisor y receptor colocados sobre la pared de una tubería, un transductor es colocado corriente arriba y el otro corriente abajo como se observa en la figura 3.70.

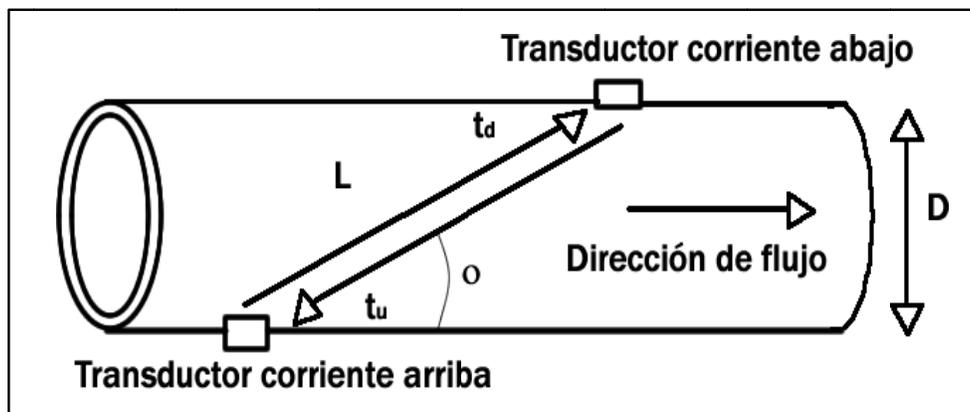


Fig. 3.70 Localización de transductores en la tubería.

El tiempo que tardan las ondas acústicas en llegar al transductor corriente arriba es más corto que el tiempo que tardan las ondas en llegar al transductor corriente abajo, mientras mayor sea la diferencia de tiempo mayor será la velocidad de flujo.

El tiempo de tránsito t_u y t_d pueden ser expresados como:

$$t_d = \frac{L}{c + v \cos \theta} \quad (III. 74)$$

$$t_u = \frac{L}{c - v \cos \theta} \quad (III. 75)$$

Donde:

t_u = Tiempo de tránsito corriente arriba.

t_d = Tiempo de tránsito corriente abajo.

c = Velocidad del sonido en el fluido.

v = Velocidad de flujo.

L = Distancia entre transductores.

θ = Angulo entre la dirección de flujo y la línea formada por los transductores.

La diferencia entre t_u y t_d es:

$$\Delta t = t_u - t_d = \frac{L}{c - v \cos \theta} - \frac{L}{c + v \cos \theta} \quad (III. 76)$$

$$\Delta t = L \frac{2v \cos \theta}{c^2 - v^2 \cos^2 \theta} \quad (III. 77)$$

$$\Delta t = \frac{\frac{2Vx}{c^2}}{1 - \left(\frac{V}{c}\right)^2 \cos^2 \theta} \quad (III. 78)$$

Donde x es la longitud proyectada del tubo en la dirección del flujo ($x = L \cos \theta$), para simplificar se asume que la velocidad de flujo es menor que la velocidad de sonido, $V \ll c \rightarrow \left(\frac{V}{c}\right)^2 \approx 0 \ll 1$, entonces se tiene:

$$\Delta t \approx \frac{2vx}{c^2} \quad (III. 79)$$

Despejando la velocidad.

$$v = \frac{c^2 \Delta t}{2x} \quad (III. 80)$$

La velocidad del sonido c en el fluido es afectada por factores como la temperatura y la densidad. Es deseable expresar c en términos de los tiempos de tránsito t_d y t_u para evitar calibraciones frecuentes, con ello se obtiene:

$$c + v \cos \theta = \frac{L}{t_d} \quad (III. 81)$$

La velocidad del sonido se convierte en

$$v = \frac{L}{t}$$

La velocidad de flujo ahora sólo es función de la localización de los transductores y los tiempos de tránsito t_1 y t_2 .

$$v = \frac{L}{t_1 + t_2}$$

Por lo tanto el gasto a través de la tubería es:

$$Q = v \cdot A$$

Siendo A el área de la tubería.

Obtención de la velocidad a través del efecto Doppler.

Se deben tener algunas partículas en el flujo para poder reflejar las señales, una regla básica es 25 ppm de sólidos suspendidos con diámetros de 30 micras o mayores para transductores de 1 MHz o mayores (figura 3.71).

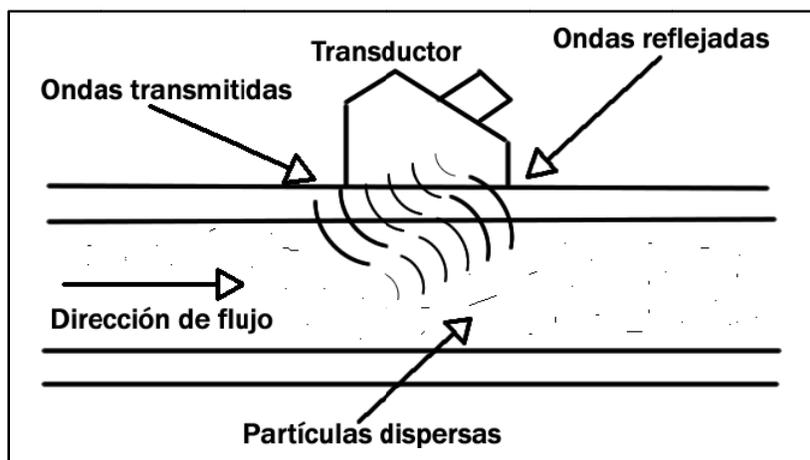


Fig. 3.71 Componentes para el cálculo de velocidad.

La fórmula del efecto Doppler para un sonido o fuente luminosa que se mueve en dirección del flujo a una velocidad v es:

$$f_{ref} = \frac{f}{1 - \frac{v}{c}} \quad (III. 88)$$

Donde:

f_{ref} = Frecuencia de referencia.

f = Frecuencia de la fuente emisora.

v = Velocidad de flujo.

c = Velocidad del sonido.

Ya que la señal de entrada del transductor forma un ángulo θ con la dirección del flujo, la velocidad v puede ser sustituida por sus proyecciones en el plano como $v \cos \theta$. Las ondas acústicas que viajan corriente arriba y corriente abajo tendrán las frecuencias siguientes:

$$f_u = \frac{f}{1 - \frac{v \cos \theta}{c}} \quad (III. 89)$$

$$f_d = \frac{f}{1 + \frac{v \cos \theta}{c}} \quad (III. 90)$$

Donde:

f_u = Frecuencia corriente arriba.

f_d = Frecuencia corriente abajo.

La diferencia entre frecuencias es:

$$\Delta f = f_u - f_d = \frac{2f \frac{v \cos \theta}{c}}{1 - \left(\frac{v \cos \theta}{c}\right)^2} \quad (III. 91)$$

$$\Delta f \approx 2f \frac{v \cos \theta}{c} \quad (III. 92)$$

Entonces la velocidad de flujo es mucho más pequeña que la velocidad del sonido. Reorganizando la ecuación, la velocidad de flujo puede ser escrita como:

$$v = \frac{c \Delta f}{2f \cos \theta} \quad (III. 93)$$

Por lo tanto el gasto a través de la tubería es:

$$Q = A \left[\frac{c \Delta f}{2f \cos \theta} \right] \quad (III. 94)$$

Siendo A el área de la tubería.

El funcionamiento de un medidor ultrasónico depende de su capacidad de encontrar la velocidad media, y la capacidad de transmisión del sistema de lectura. La calibración del

medidor basada en la duración de recorrido, se relaciona directamente con la mecánica de construcción.

Instalación.

En el caso de una instalación para manejo de crudo se requiere de una sección de tubería recta de 10 diámetros corriente arriba y de 5 diámetros corriente abajo, que disipen la turbulencia del flujo, figura 3.72.

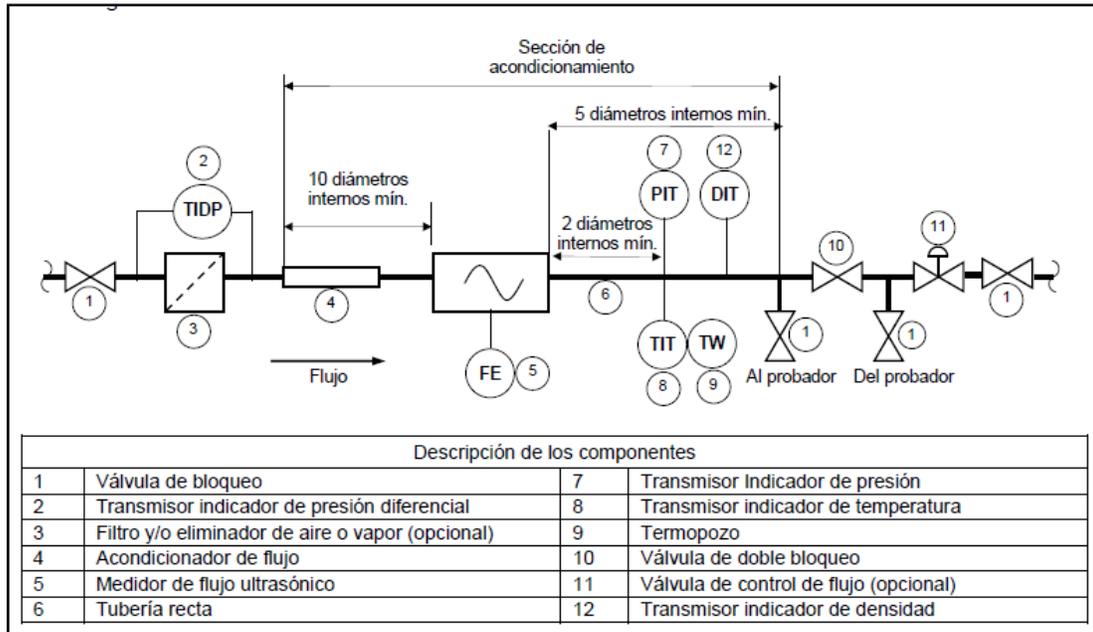


Fig. 3.72 Diagrama de instalación del medidor ultrasónico.

Requerimientos mínimos de longitud de tubería, figura 3.73.

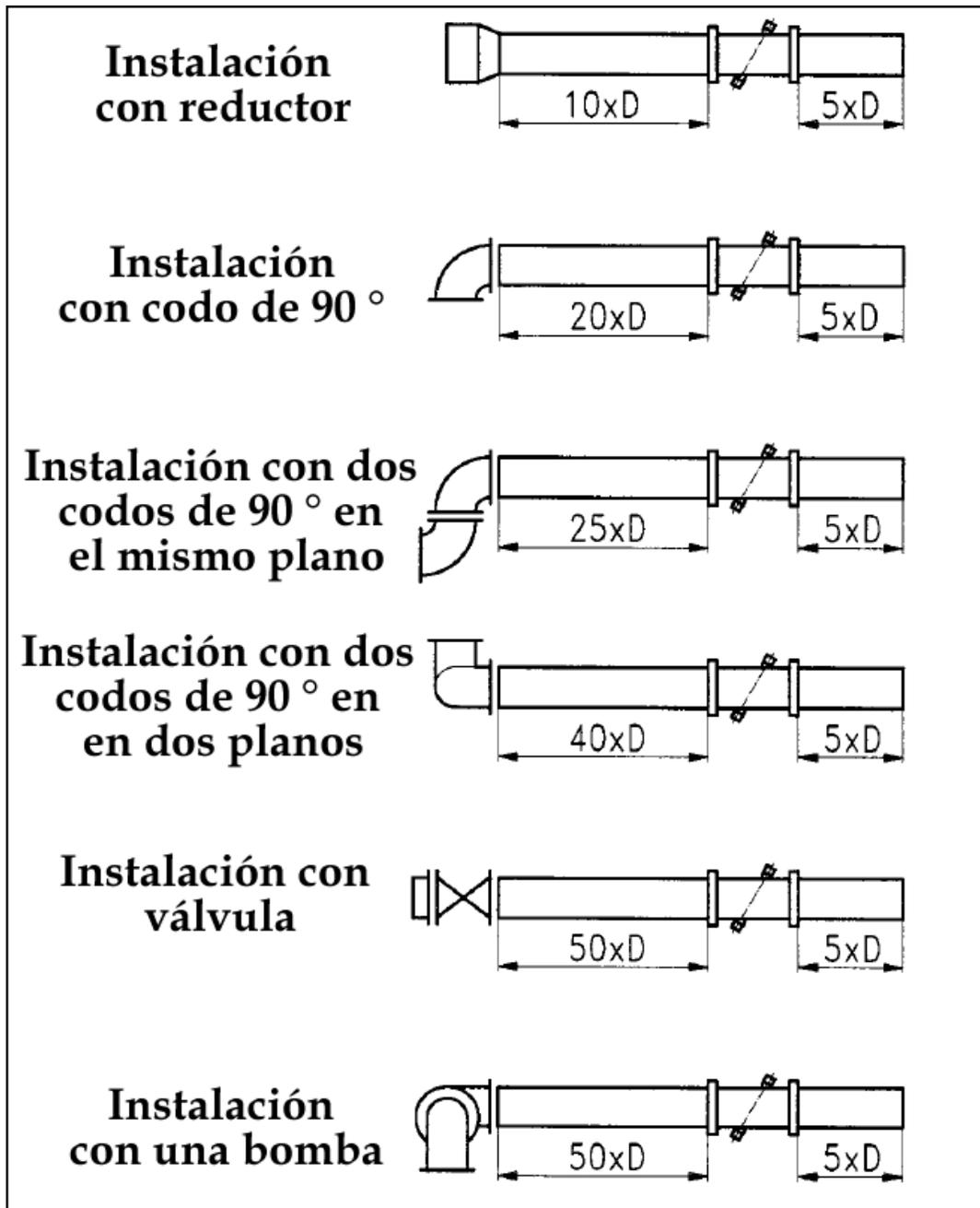


Fig. 3.73 Mínimos requerimientos de longitud de tubería corriente arriba.

III.2.4 Tensión inducida.

El flujo no se ve interferido por ninguna parte del medidor, ni fijas ni móviles. Por tal motivo el medidor es utilizable para líquidos contaminados y viscosos, sin causar pérdidas de carga y sin sufrir desgaste alguno.

El principio de operación se basa en la Ley de Faraday, que expresa que al pasar un fluido conductivo a través de un campo magnético, se produce una fuerza electromagnética (F.E.M.), directamente proporcional a la velocidad del mismo, de donde se puede deducir

también la cantidad de flujo. El fluido debe ser ligeramente conductor debido a que el medidor opera bajo el principio de que cuando un conductor en movimiento corta un campo magnético, se induce un voltaje.

Ventajas.

- Buen comportamiento con fluidos sucios y viscosos.
- Poca pérdida de carga.
- Buen comportamiento en tuberías grandes.
- Buen comportamiento ante cambios de densidad y viscosidad.
- Pueden ser bidireccionales.
- Exactitud 0.5 %.
- Linealidad 0.5 a 1 %.
- Rangeabilidad 10 a 100: 1.
- Repetibilidad ± 0.1 a 0.2 %.

Desventajas.

- El fluido debe tener una conductividad eléctrica razonable.
- Puede llegar a calentarse el medidor por el efecto de las bobinas.
- Se puede ver afectado por el ruido.

III.2.4.1 Medidor electromagnético.^{3, 19, 20, 22}

Constituyen un sistema sin partes móviles. No ocasionan ninguna restricción en la circulación y por lo tanto la pérdida de carga es irrelevante, figura 3.74.



Fig. 3.74 Medidor instalado sobre una línea de hidrocarburos.

Se llaman así porque dentro de ellos van algunos dispositivos que, aprovechando el principio de inducción electromagnética, calculan la velocidad de flujo en una tubería y el volumen de fluido que pasa por un punto durante un determinado tiempo, y después mandan una señal digital que se puede fácilmente leer en el panel (display) del aparato.

Principio de operación.

Se basa en el principio de los generadores eléctricos (figura 3.75), basados en la ley de Faraday que establece:

“En un conductor eléctrico que se desplaza a través de un campo magnético, se induce una tensión que es directamente proporcional a la velocidad del conductor, y a la magnitud del campo magnético”.

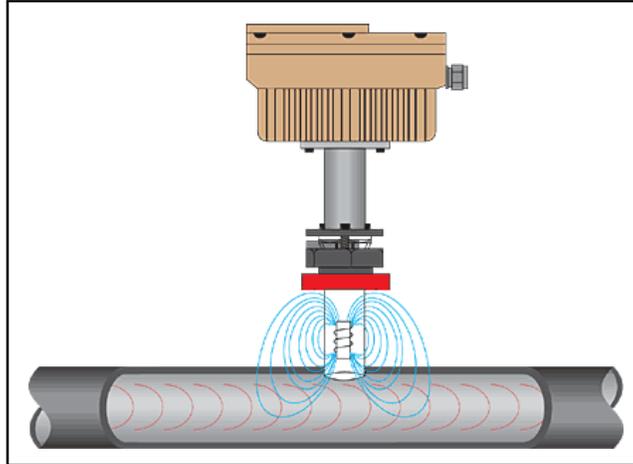


Fig. 3.75 Principio de operación del medidor electromagnético.

La tensión E , que pasa a través de los electrodos (figura 3.76) es igual a:

$$E = KBDv \quad (III. 95)$$

Donde:

B = Densidad del campo magnético.

v = Velocidad del fluido.

D = Diámetro interno de la tubería.

K = Constante adimensional.

Pero como $Q = vA$ (velocidad por área del conducto), despejando la velocidad de la ecuación III.95.

$$Q = E \left(\frac{A}{KBD} \right) \quad (III. 96)$$

Debido a que todos los parámetros entre paréntesis son constantes:

$$Q = EK \quad (III. 97)$$

El gasto es entonces proporcional a la mencionada ley de Faraday. Los únicos requisitos básicos que debe cumplir el fluido son:

- Conductividad: $>5 \mu\text{s/cm}$.
- Velocidad: $0.3 \text{ m/s} < v < 10 \text{ m/s}$ del fluido.

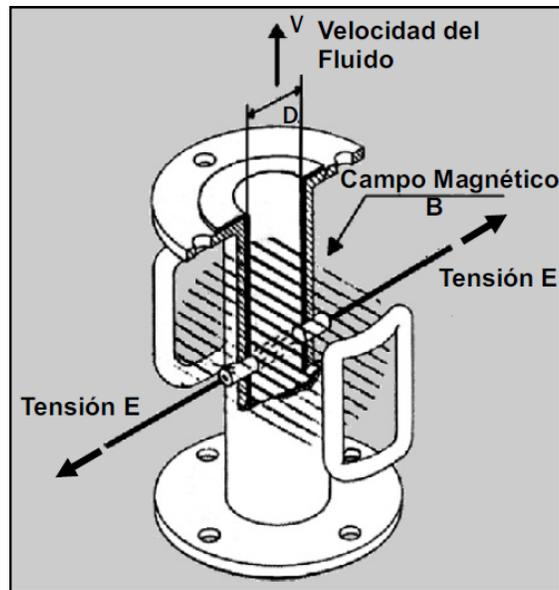


Fig. 3.76 Esquema de funcionamiento de un medidor electromagnético.

Los medidores electromagnéticos generalmente deben tener una instalación permanente, aunque también los hay portátiles. Puede trabajar con flujos en ambas direcciones. Cuando alguno está mal instalado respecto al flujo normal, y si es costoso desmontarlo y reinstalarlo, basta con invertir los cables de corriente.

El medidor electromagnético es diferente de otros medidores precisamente por su principio de funcionamiento. Además, es distinto de los ultrasónicos, pues el electromagnético requiere una instalación fija, y contacto de los electrodos con el fluido, cosa que no sucede con los medidores ultrasónicos. Para contrarrestar la desventaja de instalación fija, el electromagnético suele tener mejor precisión. El medidor electromagnético es más robusto y pesado que otros medidores, y generalmente es bastante más caro (del orden de 10 veces).

Diseño.

El medidor electromagnético típico consta de dos componentes principales: el cuerpo del medidor, que va montado directamente sobre la tubería, y los accesorios electrónicos, los cuales dependiendo del modelo pueden estar unidos al medidor o estar alejados de él.

Los elementos primarios generalmente consisten de un número de elementos comunes:

- *Un tubo no magnético:* Tradicionalmente ha sido construido usando un tubo de acero inoxidable con un recubrimiento aislante a la electricidad, debe no ser magnético para que el medidor de flujo opere correctamente.
- *Un recubrimiento aislante:* Es normalmente seleccionado para los requerimientos específicos del líquido en proceso y pueden ser requeridos para tener excelente resistencia a la abrasión, compatibles con un gran número de químicos abrasivos a variadas temperaturas.
- *Bobinas de campo:* Son electromagnetos posicionados a 180° uno del otro alrededor del medidor de flujo.

- *Electrodos de medición:* Posicionados a 90° de la línea central del campo magnético, los electrodos detectan el voltaje inducido por el conductor (el fluido) cuando pasa a través del campo magnético y llevado vía cable al elemento secundario, al igual que el recubrimiento debe de ser cuidadosamente seleccionado para asegurar compatibilidad con el fluido.

El elemento secundario es el transmisor (convertidor, amplificador) encargado de alimentar las bobinas del sensor así como recibir la señal de voltaje del mismo, para convertirla en una señal análoga a la velocidad del flujo y mostrarla mediante el display o enviarla a otros dispositivos.

Instalación.

La posición del medidor es indistinta, aunque es necesario que la tubería esté siempre llena. El eje axial de los electrodos, debe quedar aproximadamente horizontal, para evitar la suciedad sobre los electrodos y las posibles bolsas de vapor, en tramos de tubería horizontal los electrodos deben estar en un plano horizontal, para prevenir que se pierda contacto en los electrodos por sedimentos, o burbujas de aire figura 3.77.

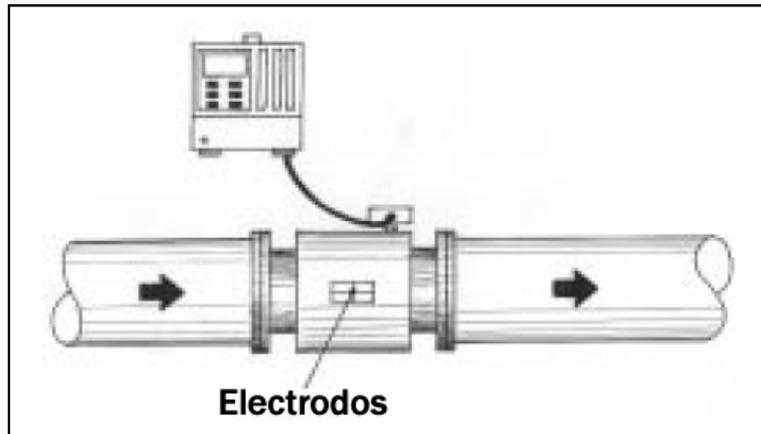


Fig. 3.77 Instalación horizontal.

Debe evitarse la vibración mediante la fijación de la tubería antes y después del medidor. Vibraciones excesivas obligan a separar la electrónica del cuerpo del medidor. Fuertes campos magnéticos cerca del medidor no están permitidos, por seguridad cualquier fuente que pueda generar un campo magnético deben localizarse 5 diámetros antes y 3 diámetros después del medidor, medidos desde el eje de los electrodos.

En tramos verticales de tuberías, el flujo debe ser ascendente. Para aplicaciones donde habrá que medir fluidos muy espesos o mezclas de líquidos y sólidos, la posición vertical asegura una óptima distribución de los sólidos en las condiciones de escurrimiento, figura 3.78.

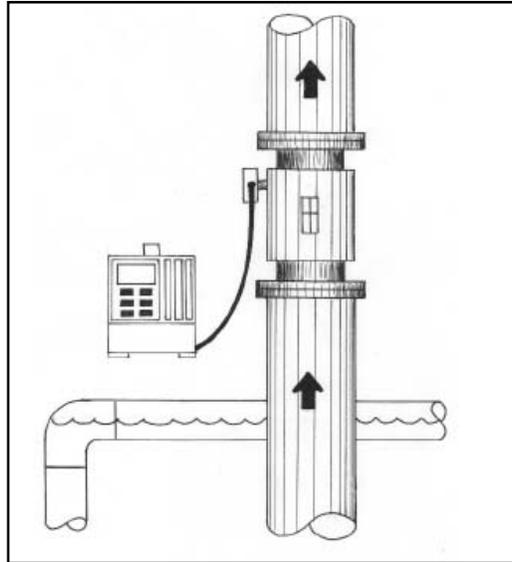


Fig. 3.78 Instalación vertical.

Válvulas de regulación o cierre, deben instalarse siempre después del medidor para asegurar que la tubería se mantenga llena de líquido y en otros casos evitar el vacío que deteriora el recubrimiento interno del medidor, en el caso de instalación con bomba se recomiendan 5 diámetros antes del medidor.

En instalaciones que por razón del gasto a medir, deba montarse un medidor de diámetro inferior al de la tubería, se efectuará dicha reducción siempre con un ángulo inferior a 8° , para evitar turbulencias que alteren las lecturas.

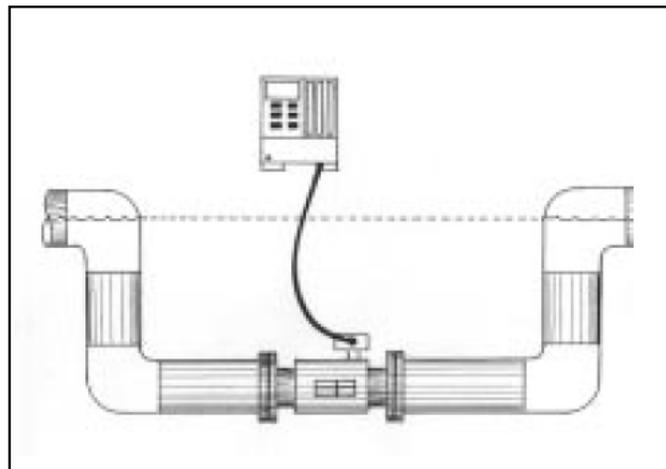


Fig. 3.79 Instalación del sensor.

Es necesario asegurarse que el sensor siempre quede totalmente cubierto de líquido, figura 3.79.

El sentido de flujo debe corresponder con el indicado por la flecha del sensor. Figura 3.80.

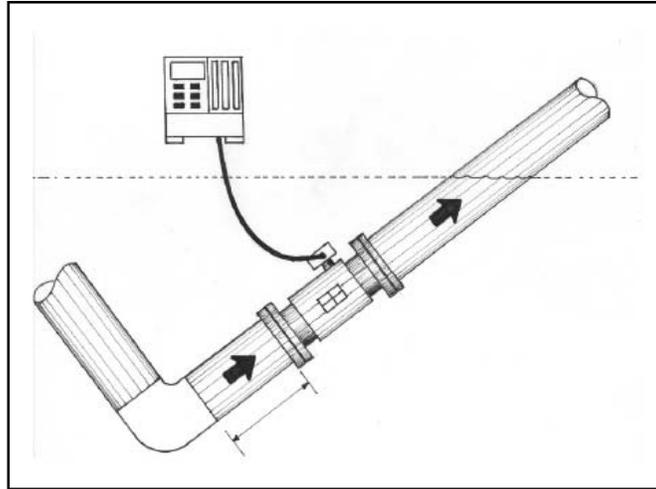


Fig. 3.80 Dirección de flujo.

III.2.5 Desplazamiento positivo.

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

Ventajas

- Buena exactitud y amplio rango de medida.
- Apto para fluidos con muy alta viscosidad, admitiendo grandes cambios en la misma.
- No necesita alimentación eléctrica.
- Amplio rango de gasto.
- Exactitud $\pm 1\%$.
- Rangeabilidad 10:1.
- Linealidad ± 0.01 a 0.05% .

Desventajas

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

Principio de operación.

Operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido (V_u), desplazándolo desde la entrada a la salida, y contando (N) el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado (t). Se conocen con el nombre genérico de contadores por que cuentan el

volumen de líquido, independientemente del tiempo transcurrido. Para la obtención del gasto volumétrico se utiliza la siguiente expresión:

$$Q = \frac{V_u N}{t} \quad (III. 98)$$

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

$$Q = V_u N rpm \quad (III. 99)$$

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

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

Los medidores por desplazamiento positivo alcanzan hasta un 0.1 % de incertidumbre mínima lo que los hace útiles en aplicaciones con exigencia de exactitud. Los diámetros nominales de las partes mecánicas deben ser mayores que para otros medidores que manejen los mismos gastos, por su sistema son en general unidireccionales lo que implica un arreglo específico en su instalación. Son usados principalmente en petroquímicas, transvase de combustibles en estaciones de servicio o como medidores de gas domiciliario, figura 3.81.

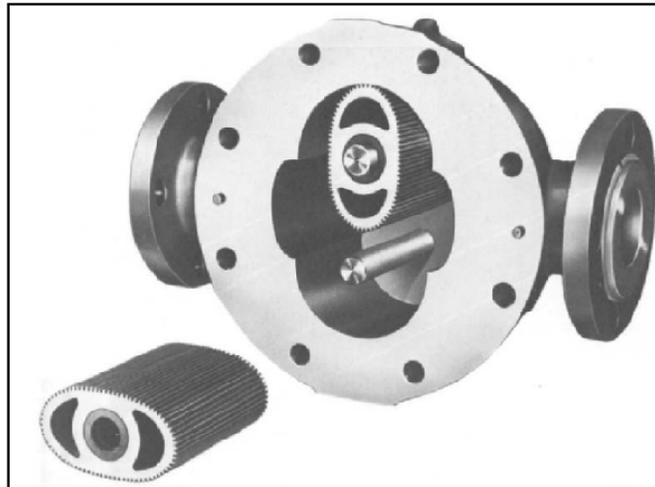


Fig. 3.81 Medidor DP.

Diseño.

El medidor de desplazamiento positivo en general consta de las siguientes partes:

- *Unidad Interna de Medición:* La unidad de medición también sirve como motor hidráulico, que absorbe la energía que origina el flujo, para producir el torque necesario para vencer la fricción interna, y opera el contador y demás accesorios que requieren fuerza (figura 3.82).

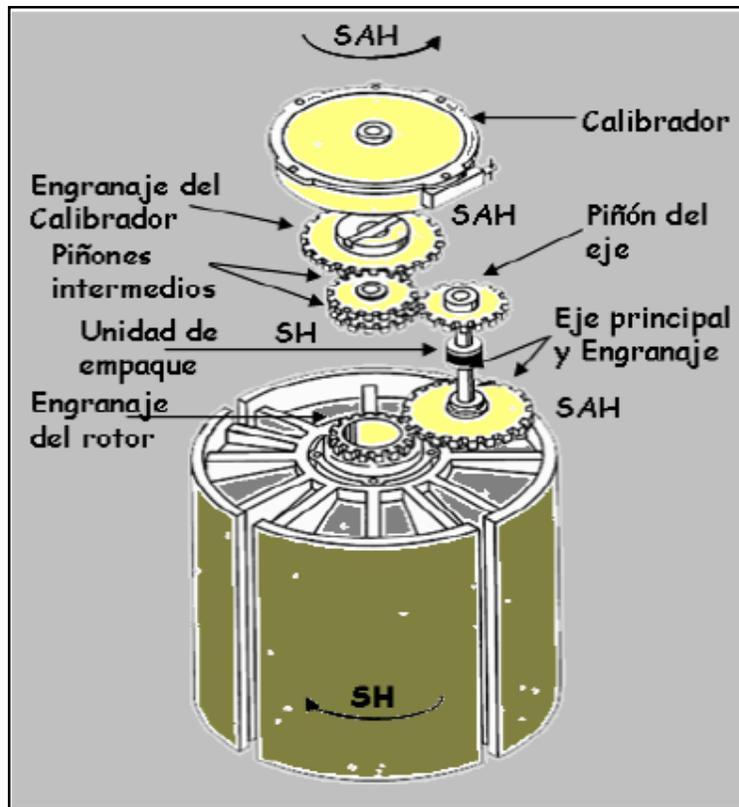


Fig. 3.82 Unidad interna de medición.

- *Tren de engranajes:* Se compone del engranaje, eje principal, unidad de empaque y calibrador.
- *Dispositivos de protección y accesorios:* compuesto de las válvulas de control de flujo y filtros.
 1. *Válvula de control de flujo:* Cuando existe la posibilidad de que el flujo en un sistema de medición se incremente hasta valores por encima del valor de diseño del medidor, es necesario la instalación de válvulas reguladoras de flujo y/o de presión con el fin de obtener una buena medición y proteger el medidor de posibles daños en sus partes internas.
 2. *Filtros:* Uno de los elementos de protección más importantes en un sistema de medición es el filtro, el cual se instala antes del medidor y tiene como objeto impedir que elementos sólidos lleguen hasta el medidor lo que causaría severo daño en el interior.

Medidor de Disco Oscilante.

Dispone de una cámara circular con un disco plano móvil dotado de una ranura en la que se intercala una placa fija. La placa separa la entrada de la salida e impide el giro del disco durante el paso del fluido. La cara baja del disco está siempre en contacto con la parte inferior de la cámara en el lado opuesto. Así la cámara está dividida en compartimentos separados de volumen conocido, figura 3.83.

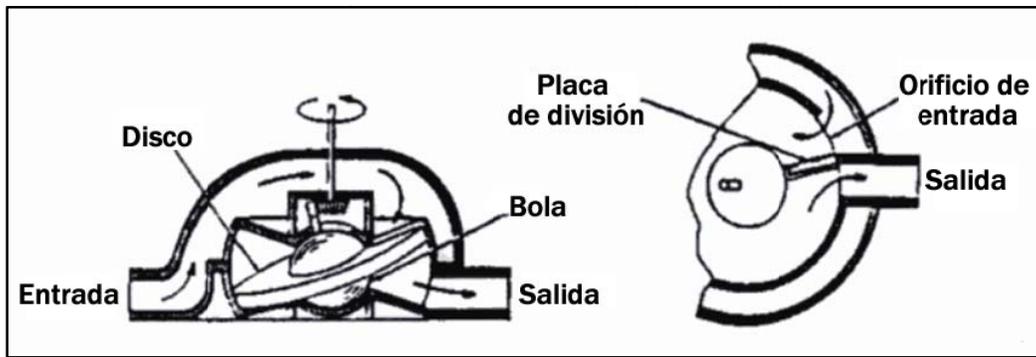


Fig. 3.83 Medidor de disco oscilante.

Cuando pasa el fluido, el disco toma un movimiento parecido al de un trompo caído de modo que cada punto de su circunferencia exterior sube y baja alternativamente estableciendo contacto con las paredes de la cámara desde su parte inferior a la superior. El movimiento de balanceo se transmite mediante el eje del disco a un tren de engranajes. El par disponible es pequeño, lo que pone un límite en la utilización de accesorios mecánicos.

Medidor de Pistón Oscilante.

El medidor de pistón oscilante (figura 3.84) se compone de una cámara de medida cilíndrica con una placa divisora que separa los orificios de entrada y de salida. La única parte móvil es un pistón cilíndrico que oscila suavemente en un movimiento circular entre las dos caras planas de la cámara, es provisto de una ranura en la placa divisora fija que hace de guía del movimiento oscilante. El eje del pistón al girar, transmite su movimiento a un tren de engranajes y a un contador. El par disponible es elevado de modo que el medidor puede accionar los accesorios mecánicos que sean necesarios.

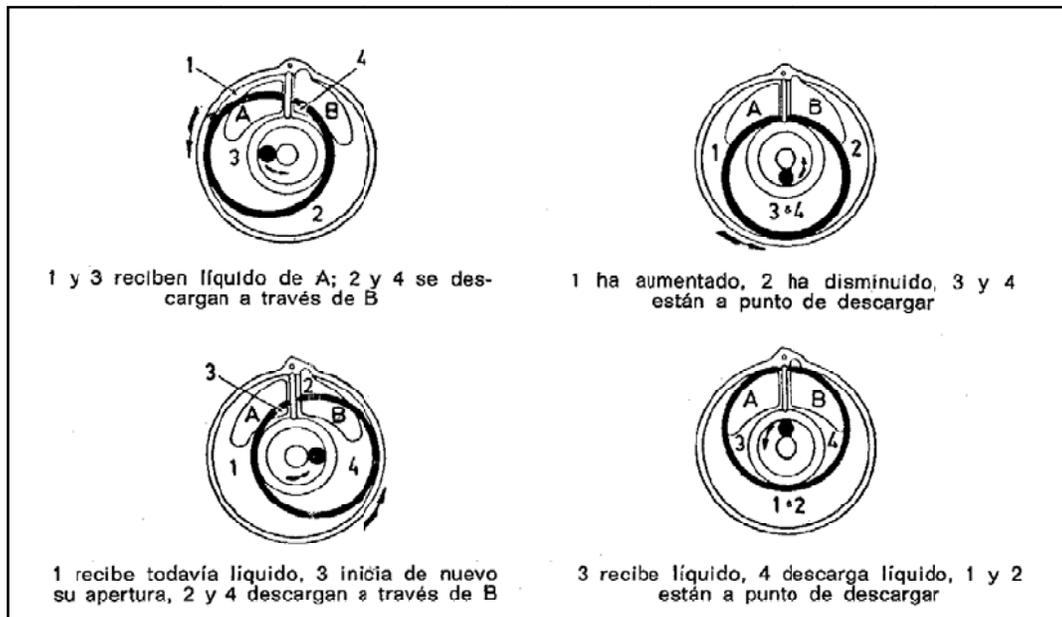


Fig. 3.84 Medidor de pistón oscilante.

La precisión normal es de pudiéndose llegar a con pistón metálico y con pistón sintético.

Medidor Rotativo.

Tiene válvulas rotativas que giran excéntricamente rozando con las paredes de una cámara circular y transportan el líquido en forma incremental de la entrada a la salida. Se emplean mucho en la industria petroquímica para la medida de crudos.

Hay varios tipos de medidores rotativos siendo, los más empleados, los cicloidales, los de dos rotores (birrotor) y los ovaes.

Los cicloidales (figura 3.85) contienen dos lóbulos del tipo Root engranados entre sí, que giran en direcciones opuestas manteniendo una posición relativa fija y desplazando un volumen fijo de fluido líquido o gas en cada revolución.

Se fabrican en tamaños que van de 2 a 24", su precisión es de para gastos de 10 al 100 % del intervalo de medida, bajando mucho la precisión en gastos bajos debido a las aberturas que existen entre los lóbulos.

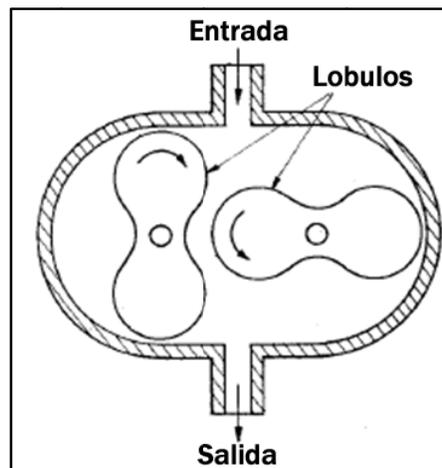


Fig. 3.85 Medidor cicloidal.

El sistema birrotor (figura 3.86) consiste en dos rotores sin contacto mecánico entre sí que giran como únicos elementos móviles en la cámara de medida. La relación de giro mutuo se mantiene gracias a un conjunto de engranajes helicoidales totalmente cerrado y sin contacto con el líquido. Los rotores están equilibrados estática y dinámicamente y se apoyan en rodamientos de bolas de acero inoxidable. Al no existir contacto mecánico entre los rotores, la vida útil es larga y el mantenimiento es fácil.

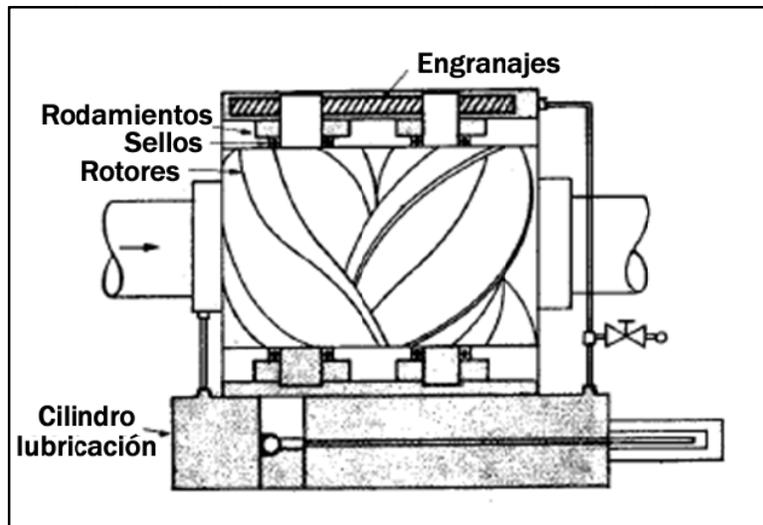


Fig. 3.86 Medidor birrotor.

Son reversibles, admiten sobrevelocidades esporádicas sin recibir daño alguno, no requieren filtros, admiten el paso de partículas extrañas y permiten desmontar fácilmente la unidad de medida sin necesidad de desmontar el conjunto completo.

El medidor oval (figura 3.87) dispone de dos ruedas ovales que engranan entre si y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el líquido. La acción del líquido va actuando alternativamente sobre cada una de las ruedas dando lugar a un giro suave de un par casi constante. La cámara de medida y las ruedas están mecanizadas con gran precisión para conseguir un deslizamiento mínimo entre las mismas. Así la medida es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido. La precisión es del gasto total.

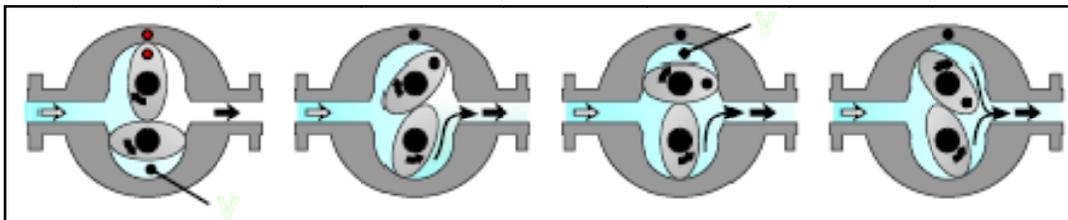


Fig. 3.87 Medidor oval.

El fluido a medir debe circular a través del equipo produciendo el giro de los engranajes ovales que están alojados dentro de la cámara de medición. Cada media revolución del engranaje se transfiere un volumen del fluido que es exactamente el volumen que existe entre la cámara de medición y el engranaje. Como existen dos engranajes, por cada vuelta completa se transfiere un volumen equivalente a cuatro cámaras. El giro del engranaje es transmitido a la unidad electrónica mediante un imán capaz de generar un pulso por cada revolución del mismo, en un sensor ubicado fuera de la cámara de medición.

Tiene pérdida de carga comparativamente menor que otro tipo de medidores, lo que significa ahorro de energía, y posibilidad de utilización en instalaciones con flujo por gravedad.

Instalación.

A continuación se describen las consideraciones que se deben realizar para una adecuada instalación del medidor:

- El medidor y sus accesorios son instrumentos de precisión y deben ser tratados como tales. Antes de su instalación, deben estar protegidos los equipos contra las condiciones climáticas adversas.
- La instalación debe incluir protección contra la arena, polvo, lluvia si existen condiciones climáticas extremadamente adversas.
- Con la excepción de las instalaciones verticales, el medidor debe ser montado sobre una base o plataforma adecuada, a fin de que no se apoye en la tubería. Están disponibles para todos los medidores, los dibujos acotados que indican el tamaño y ubicación de todos los agujeros de anclaje.
- Instalar el medidor de tal manera que no sea posible drenar el fluido accidentalmente; sin embargo, es aconsejable vaciar periódicamente el agua y sedimento del mismo.
- La tubería no deberá ejercer ninguna fuerza indebida sobre el medidor.
- Proteger el medidor y el sistema contra los efectos de la expansión térmica, mediante la instalación de una válvula de alivio.
- De ser necesario, se debe colocar un eliminador de vapor.
- Se debe limpiar internamente toda la tubería antes de poner en marcha el medidor. Hay que eliminar completamente el óxido, tierra, bolas de soldadura u otros materiales extraños.
- Si es necesario, se debe colocar corriente abajo del medidor una válvula limitadora de flujo, a fin de protegerlo de los gastos excesivos.
- El flujo a través del medidor es de izquierda a derecha, visto desde el lado de la carcasa donde están las bridas. Es posible modificar la mayoría de los medidores, para que el flujo sea de derecha a izquierda.
- Se puede ubicar el contador en cualquiera de las cuatro posiciones, que tienen 90° entre sí.

III.3 Medidores máscicos.¹⁸

Los medidores máscicos están diseñados para medir directamente el gasto de fluido en unidades de masa, tal como Kg/h , en lugar de medir el gasto en volumen como m^3/h . Fundamentalmente son de dos tipos:

- Medidores de volumen con corrección automática de densidad incorporada.
- Medidores de masa directamente.

Algunos medidores han sido adaptados con sistemas que convierten el volumen en masa en función de presión y temperatura, de forma que dan como resultado final el gasto en unidades de masa, otros medidores obtienen directamente el gasto en masa; entre ellos se encuentran los del tipo momento angular, constan de dos rotores introducidos en el paso del fluido. El primero de los rotores se hace girar a velocidad constante para imprimir una velocidad angular al fluido, mientras que el segundo permanece fijo permitiendo que se produzca un par de torsión en el segundo rotor proporcional al gasto en masa. Otro tipo de medidores de flujo máscico lo constituyen los basados en el efecto Coriolis.

Ventajas

- Excelente exactitud.
- Lectura directa del gasto en unidades de masa sin necesidad de compensación.
- Costos de mantenimiento reducidos.
- Salida lineal.

Desventajas

- Son relativamente caros.
- Pérdida de carga media.
- Generalmente no son utilizables en gases o vapor.
- Costos de instalación altos.
- No utilizables en tuberías de gran tamaño.

CAPÍTULO 4

- Efecto Coriolis.
- Principio de funcionamiento.
- Medidores Coriolis.
- Elementos del medidor Coriolis.
- Criterios de diseño del tubo de flujo.
- Funcionamiento del medidor Coriolis.
- Compatibilidad de materiales para el medidor Coriolis por susceptibilidad a la corrosión.
- Factores de calibración de flujo.
- Determinación del gasto másico.
- Determinación de la densidad.
- Calibración de los medidores Coriolis.
- Instalación.
- Flujo bifásico.

CAPÍTULO IV. MEDICIÓN DE GASTO MÁSSICO POR EFECTO CORIOLIS.

La medición de masa tiene la ventaja de no ser afectada por la temperatura y la presión. A diferencia de las medidas en volumen, la medición de la masa no necesita corrección para llevar de una condición base a una condición de operación.

Los métodos de deducción de masa tienen mayor incertidumbre, ya que para su medición se necesita utilizar un medidor volumétrico y un medidor de densidad incrementando los costos y errores al utilizar dos instrumentos, los resultados de cada medición se multiplican para determinar la masa (volumen X densidad).

Las ventajas de la implementación de la tecnología por efecto Coriolis para la medición de hidrocarburos son las siguientes:

- Medición directa de la masa.
- Medición directa de la densidad.
- Determinación del volumen.
- No contiene partes móviles.
- Exactitud de $\pm 0.15 \%$.
- Repetibilidad ± 0.1 a 0.25% .
- Rangeabilidad 10 a 100.1.
- Fácil instalación.
- Costos relativamente bajos.
- Su mantenimiento es económico.
- Resistencia a fluidos corrosivos.
- Temperaturas de aplicación de -50 a $250 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Lecturas directas.
- Maneja líquidos y gases.
- Precisión en densidad de $\pm 0.001 \text{ gr/cc}$.
- La medición no es generalmente afectada por temperatura, presión, densidad, viscosidad, velocidad, perfil de flujo y número de Reynolds.
- Adaptabilidad.
- Las mediciones de temperatura y presión no son requeridas.

Como desventajas se pueden mencionar las siguientes:

- Más de 2% de gas en flujo bifásico puede dar una medición deficiente.
- No es apto para volúmenes muy elevados.
- Suele ser voluminoso.

Actualmente, las compañías desarrollan tecnologías que permitan la implementación de los medidores Coriolis en flujos bifásicos, evitando así las inexactitudes que se pueden presentar en la medición por la presencia de gas o vapor conjuntamente con la corriente de líquido.

IV.1 Efecto Coriolis.

El efecto Coriolis descrito en 1835 por el científico francés Gaspard-Gustave de Coriolis, es la aceleración relativa que sufre un objeto que se mueve dentro de un sistema de referencia no inercial en rotación, figura 4.1, cuando varía su distancia al eje de giro. El efecto Coriolis hace que el objeto que se mueva sobre el radio de un disco en rotación tienda a acelerarse o frenarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de este respectivamente. Por el mismo principio, en el caso de una esfera en rotación, los movimientos de un objeto sobre los meridianos resultan afectados por dicha fuerza ficticia ya que dichos movimientos reducen o hacen crecer la distancia al eje de giro. Como el objeto se acelera (relativamente al marco de referencia no-inercial) sin que se le aplique ninguna fuerza, a veces se nombra el efecto Coriolis como la fuerza de Coriolis y en ese caso se aclara que se trata de una fuerza ficticia.

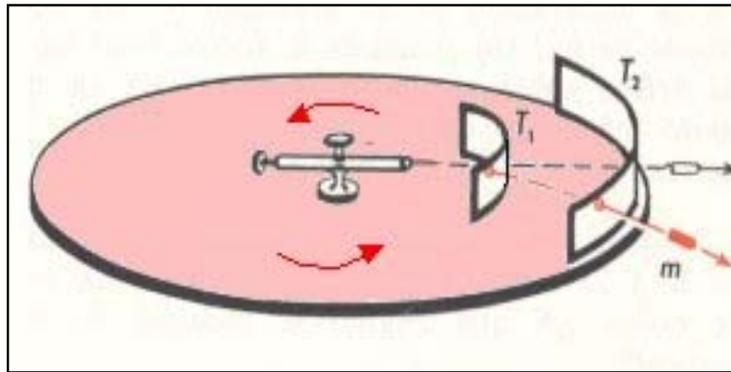


Fig. 4.1 Sistema de referencia no inercial.

En términos más rigurosos, se denomina Fuerza de Coriolis a la fuerza que hay que ejercer sobre un cuerpo para que no modifique su velocidad angular cuando varía su distancia al eje, es decir la fuerza que hay que ejercer para que el efecto Coriolis no se manifieste. Lo anterior es análogo al caso de la fuerza necesaria para que un cuerpo con una distancia fija al eje la mantenga, denominada fuerza centrípeta y cuya ausencia produce la apariencia de fuerza (o fuerza ficticia) llamada fuerza centrífuga.

Un ejemplo de efecto Coriolis es el experimento imaginario en el que se dispara un proyectil desde el ecuador en dirección norte (figura 4.2). El cañón está girando con la tierra hacia el este y por tanto imprime al proyectil esa velocidad (además de la velocidad hacia delante de la carga de impulso). Al viajar el proyectil hacia el norte sobrevuela puntos de la tierra cuya velocidad lineal hacia el este va disminuyendo con la latitud creciente. La inercia del proyectil hacia el este hace que su velocidad angular aumente y que por tanto adelante a los puntos que sobrevuela. Si el vuelo es suficientemente largo, el proyectil caerá en un meridiano situado al este de aquel desde el que fue disparado, a pesar de que la dirección del disparo fue exactamente hacia el norte. Análogamente, una masa de aire que se desplace hacia el este sobre el ecuador, aumentará su velocidad de giro con respecto al suelo en caso que su latitud disminuya. Finalmente, el efecto Coriolis al actuar sobre masas de aire o agua en latitudes intermedias induce un giro al desviar hacia el este o hacia el oeste las partes de esa masa que ganen o pierdan latitud.

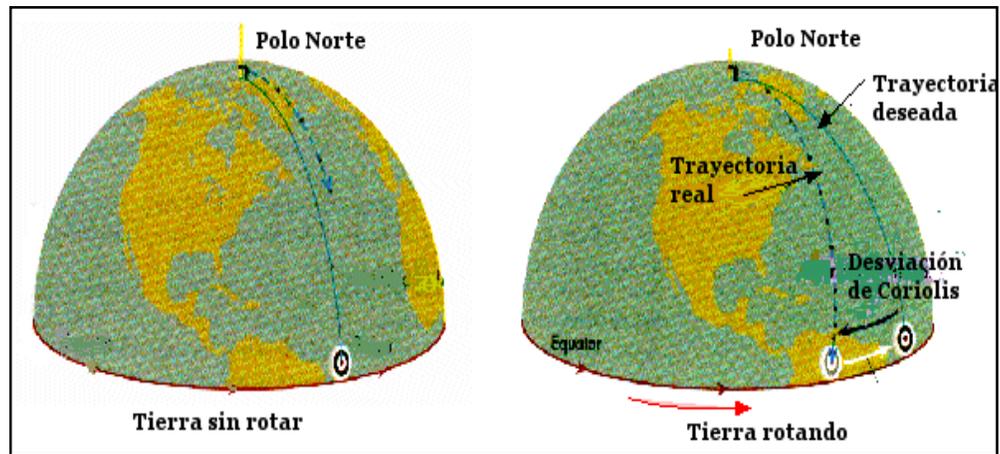


Fig. 4.2 Efecto de la fuerza Coriolis.

IV.2 Principio de funcionamiento.²

Los medidores por efecto Coriolis se basan en el principio de que las fuerzas de inercia son generadas siempre que una partícula en un cuerpo en rotación, se mueva en relación con el cuerpo en una dirección hacia o lejos del centro de rotación, figura 4.3.

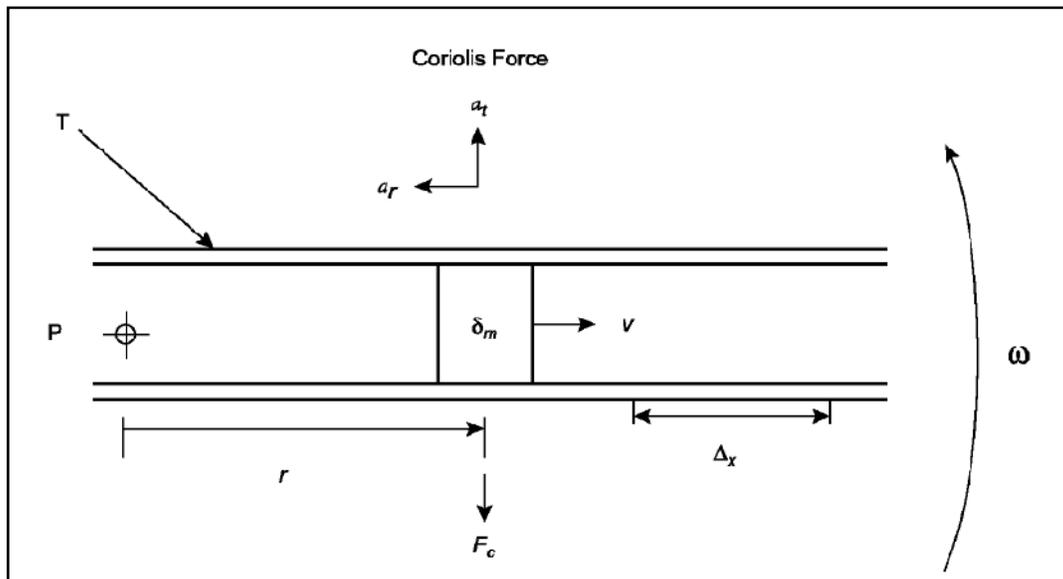


Fig. 4.3 Fuerza Coriolis.

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

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

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

$$F_c = 2\omega v\delta m \quad (IV.1)$$

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

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = Q_m = \rho Av \quad (IV.2)$$

Entonces se tiene que

$$\Delta F_c = 2\omega Q_m \Delta x \quad (IV.3)$$

Se puede observar que (directamente o indirectamente) la medida de la fuerza Coriolis ejercida por el fluido sobre un tubo en rotación puede proveer una medida del gasto másico.

IV.3 Medidores Coriolis.

Ya sea para líquidos o gases los medidores Coriolis proporcionan muchas ventajas respecto a los medidores volumétricos, ya que permiten mediciones directas y precisas del gasto másico, gasto volumétrico, densidad y temperatura, sin la necesidad de implementar mas instrumentos de medición y con ello incrementar los costos operativos del medidor.

Mejora el tiempo productivo, debido a que su tecnología de medición permite exactitud de hasta $\pm 0.05\%$, reduce costos de instalación y mantenimiento debido a que no se requiere montaje especial, tramos rectos de tubería, no hay partes móviles y se puede limpiar el dispositivo in situ sin desmontarlo.

En el medidor Coriolis se utiliza la oscilación en lugar de una velocidad angular constante (rotación del tubo) y los dos tubos de medida paralelos con fluido en su interior se hacen oscilar desfasadamente de modo que actúan como una horquilla vibrante.

Las fuerzas Coriolis producidas en los tubos de flujo, causan un desfase en la oscilación del tubo, figura 4.4.

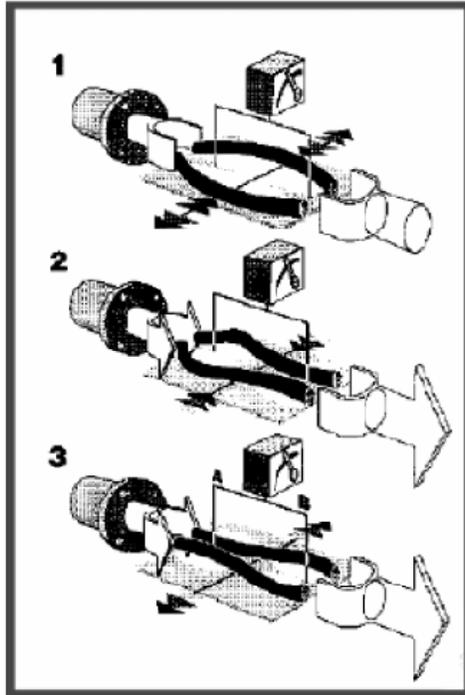


Fig. 4.4 Efectos de la fuerza Coriolis.

Cuando el gasto es cero, ambos tubos oscilan en una fase (1). Con gasto másico, la oscilación del tubo disminuye en la entrada (2) y aumenta en la salida (3). Si el gasto másico aumenta, la diferencia de fase también aumenta. Las oscilaciones de los tubos de medida se determinan utilizando sensores electrodinámicos en la entrada y en la salida.

IV.4 Elementos del medidor Coriolis.

Los medidores Coriolis se componen principalmente de dos unidades:

- Unidad sensor.
- Unidad electrónica.

Unidad Sensor

Constituye el componente que se localiza directamente en contacto con el fluido y permite detectar el flujo, densidad y temperatura.

La unidad sensor normalmente se compone de los siguientes elementos:

Tubos de Flujo: Son tubos en forma de "U" (existen también otras formas, dependiendo del fabricante) por donde circula el fluido, se constituyen básicamente de acero inoxidable 316L libre de obstrucciones y diseñados para vibrar a su frecuencia natural. Lo anterior, permite una reducción en la energía requerida para su oscilación, figura 4.5.

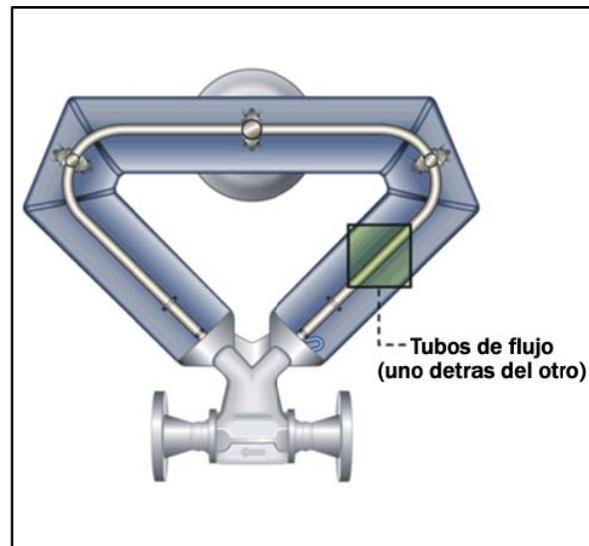


Fig. 4.5 Tubos de flujo.

Bobina Generadora: Es un dispositivo magnético que convierte la señal eléctrica proveniente de la unidad electrónica en una fuerza que hace vibrar a los tubos de flujo a su frecuencia natural, figura 4.6.

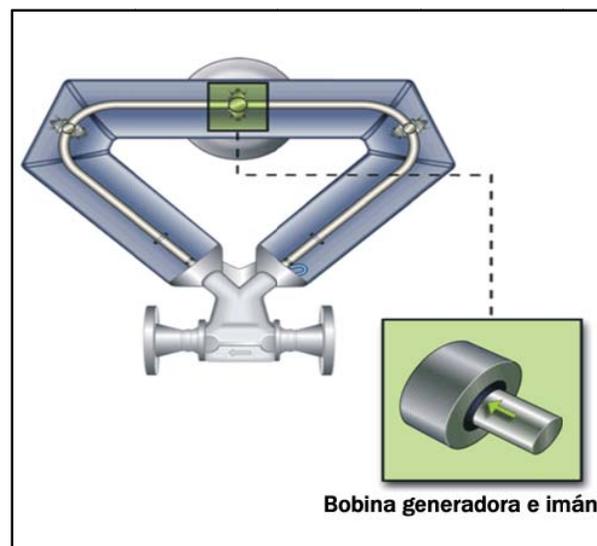


Fig. 4.6 Bobina generadora.

Bobinas Captoras (pickoff): Son detectores electromagnéticos ubicados en cada lado del tubo de flujo.

Al producir una señal que representa la velocidad y la posición en ese punto del tubo vibrante, el gasto másico se determina midiendo la diferencia de fase entre dichas señales, figura 4.7.

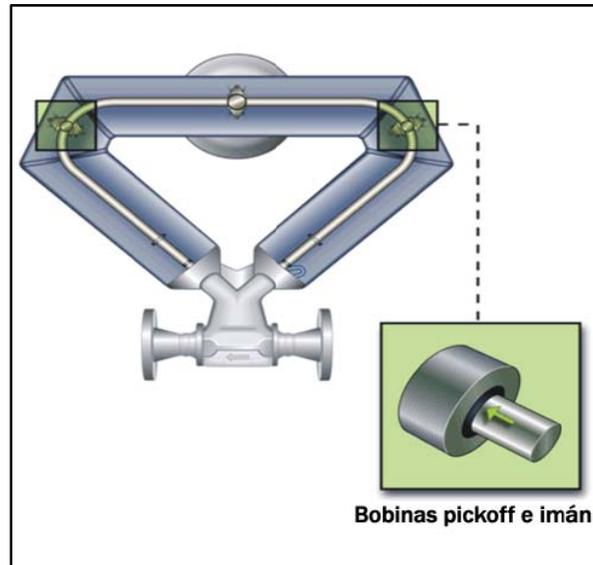


Fig. 4.7 Bobinas pickoff.

Sensor de Temperatura: Para todos los modelos, una resistencia detectora de temperatura es unida a la parte inferior de uno de los tubos de flujo. El sensor es utilizado con dos objetivos: primero, a través de la unidad electrónica, compensa los efectos de la temperatura sobre el modo de rigidez de los tubos de flujo controlando así, la escala de conversión necesaria de voltaje/frecuencia de la señal de flujo.

A medida que sube la temperatura del fluido, los tubos se tuercen cada vez más para el gasto de flujo dado. El segundo objetivo, consiste en convertir la señal que produce en variaciones de voltaje que cambia linealmente con la temperatura. Posteriormente la señal de voltaje ha de ser convertida en lectura de temperatura, figura 4.8.

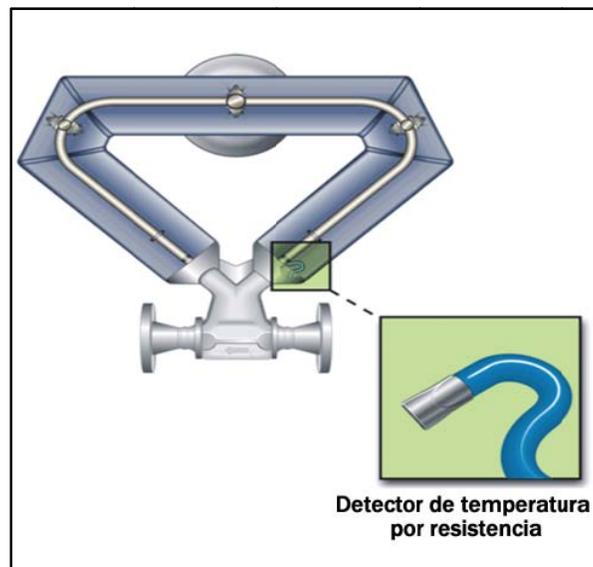


Fig. 4.8 Sensor de temperatura.

Conexión a Proceso: Existen dos conexiones a proceso idénticas que deben acoplarse a las líneas de flujo para una instalación exitosa, figura 4.9.

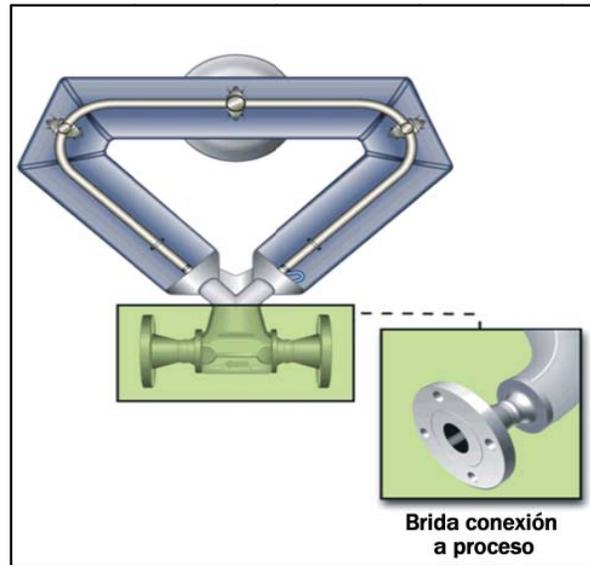


Fig. 4.9 Conexión a proceso.

Tubos de Unión Múltiple: Su función es la de separar el fluido en dos partes iguales en la entrada del medidor para luego recombinarlo a la salida, figura 4.10.

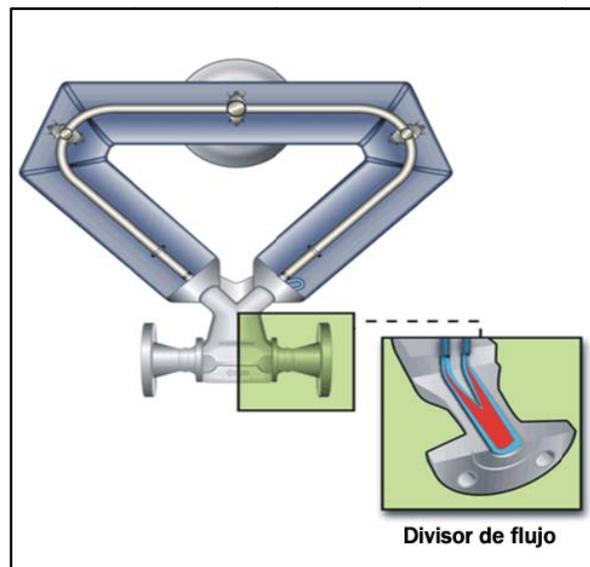


Fig. 4.10 Tubo de unión múltiple.

Caja: Normalmente es de acero inoxidable y soldada a la placa base, protege la electrónica y el cableado contra corrosión externa a la vez que proporciona una contención del fluido. Algunas cajas pueden tener conexiones de purga para cumplir con los requerimientos de aplicaciones específicas, figura 4.11.

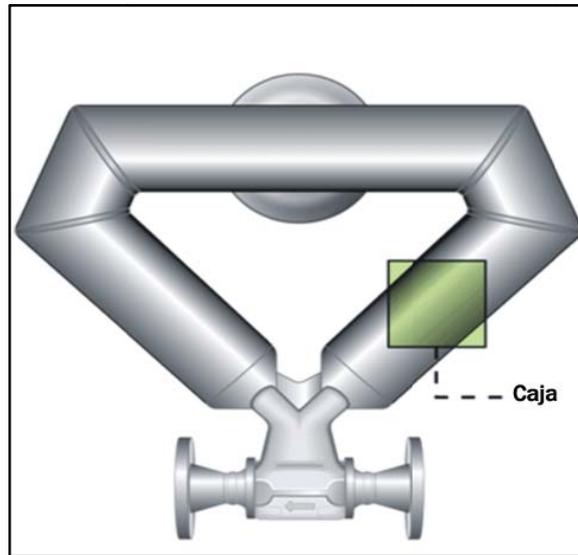


Fig. 4.11 Caja protectora.

Espaciador: Segmento de tubería de acero inoxidable usado para tres propósitos. Primero, separa los tubos de unión múltiple de modo que se alinien debidamente con los tubos de flujo. Segundo, actúa como un conducto para cables dentro del compartimiento del sensor hacia la unidad electrónica. Tercero, provee estabilidad dimensional para el sensor y ayuda a neutralizar las tensiones de la tubería que podrían afectar la operación del medidor.

Unidad electrónica.

Proporciona información del sensor como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar las indicaciones de variación de frecuencia. Ejecuta todos los cálculos necesarios para obtener los valores de la variable del fluido medido y los comunica al transmisor para que puedan ser visualizados por los operadores, figura 4.12.

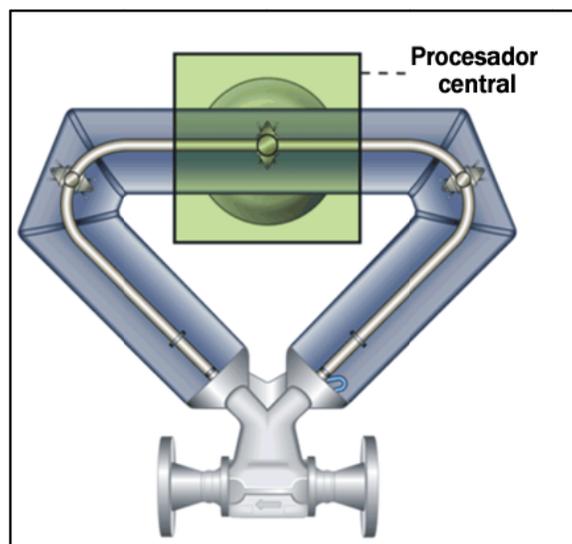


Fig. 4.12 Unidad electrónica.

IV.5 Criterios de diseño del tubo de flujo.²³

Bobinas generadoras.

La disposición más común es tener una sola bobina generadora, en el punto medio de la sección de medición del tubo sensor. Sin embargo, algunos medidores utilizan dos bobinas, lo cual ofrece una ventaja relativa en aspectos generales, pero importante en el caso de una medición de flujo bifásico. Dos bobinas permiten un control más fino de la vibración correcta del tubo sensor, adaptándose mejor a las variaciones bruscas de flujo bifásico.

Además teniendo en cuenta consideraciones de seguridad intrínseca que limitan la energía máxima de impulso (corriente y tensión) que se puede suministrar a un medidor con una sola bobina en condiciones de elevada amortiguación, una segunda bobina duplica la energía que se puede usar para mantener operando el tubo de flujo sin violar los límites de corriente en condiciones de seguridad. Lo anterior, a su vez, lleva a un mejor control del tubo sensor, a una mayor amplitud de oscilación y, por lo tanto, a una mejor relación señal/ruido comparado con lo que se logra utilizando una única bobina que opera en un tubo sensor.

Flujo dividido.

Otra opción de diseño está en elegir entre un solo camino continuo a través del tubo de flujo o dividir el flujo. Las divisiones, o cambios súbitos en el tamaño del tubo de flujo, son puntos potenciales donde se puede provocar cavitación del fluido.

Más importante aún es el tema de la repetibilidad. Una división puede llevar a una asimetría en la distribución del gas entre los dos caminos del tubo de flujo, que puede tener dos consecuencias potenciales. Primero, cualquier desbalance se traduce en un control más difícil del tubo de flujo. Segundo, si los factores de montaje del medidor y el sistema de tuberías (longitud del tramo recto anterior al medidor, orientación de las curvas de las tuberías de proceso, presión y caída de presión) afectan la simetría del flujo bifásico dentro del medidor, puede resultar más difícil desarrollar una estrategia general de corrección en la medición.

Geometría del tubo de flujo.

Los medidores Coriolis de tubo de flujo recto como el mostrado en la figura 4.13, tienen buena aceptación gracias a su reducida caída de presión y diseño compacto. Sin embargo, en comparación con un tubo de flujo curvado normal, las señales del sensor provenientes de un tubo recto tienen mayor frecuencia, menor amplitud y menor diferencia de fase. En otras palabras, tienen una peor relación señal / ruido.

Si se mantiene la oscilación del tubo de flujo durante un flujo bifásico, es a costa de una reducción de la amplitud de la oscilación hasta un orden de magnitud extrema. El flujo bifásico, por lo tanto, también induce un mayor nivel de ruido en las señales del sensor.

Con un diseño de tubo curvado, se puede reducir la amplitud del sensor nominal de 300 mV en un flujo monofásico hasta 30 mV con un flujo bifásico. Un diseño de tubo recto puede arrancar con una amplitud de sensor normal de 30 mV, que se puede reducir a sólo

3 mV. Por supuesto que los reducidos niveles de señal dificultan la extracción de señales de medición de buena calidad y tampoco aseguran una oscilación continua del tubo sensor.

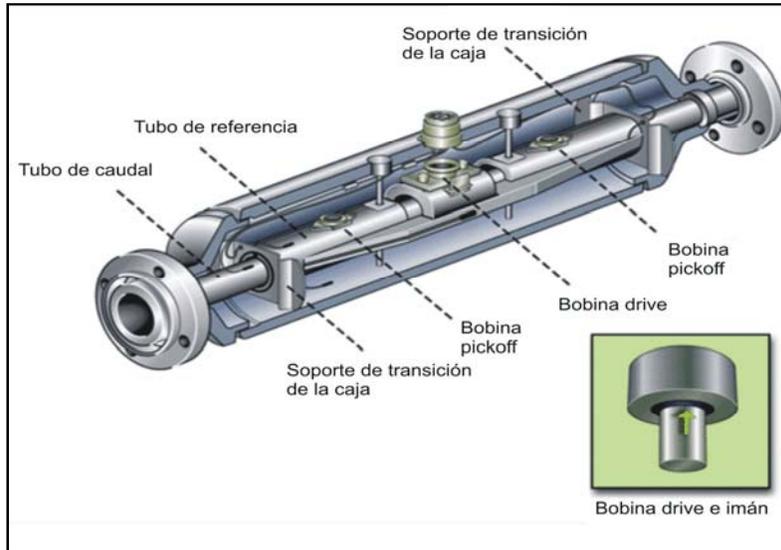


Fig. 4.13 Partes de un medidor de tubo recto.

En la industria petrolera el medidor Coriolis con tubo de flujo en forma de "U" es el más utilizado en la medición de líquidos y gases hidrocarburos, no obstante, existe una gran variedad de formas que puede adoptar el sensor de flujo dependiendo de la utilidad y el ambiente de trabajo para el que se requiera. La figura 4.14 presenta algunas de las formas que puede adoptar el tubo de flujo.

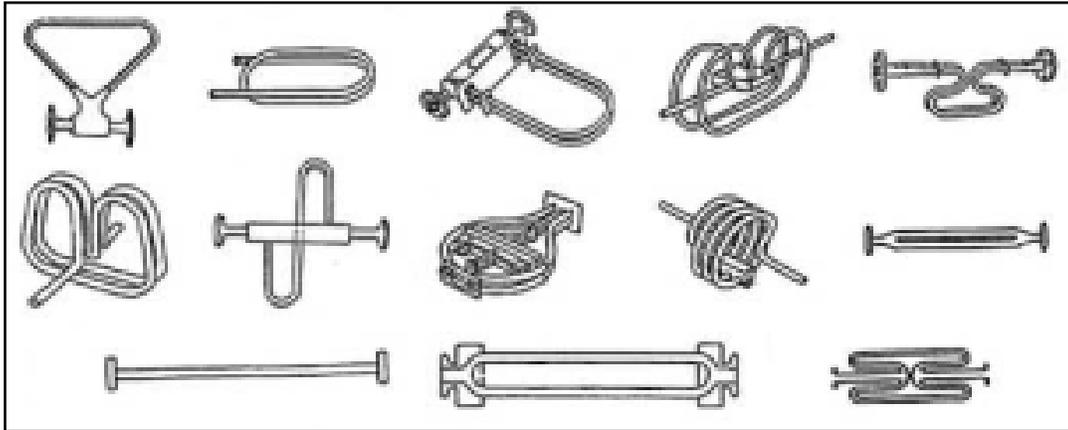


Fig. 4.14 Formas que puede adoptar el tubo de flujo en el medidor.

IV.6 Funcionamiento del medidor Coriolis.

Vibración del Tubo.

El fluido que ingresa a la unidad sensor es dividido, pasando la mitad del fluido por cada tubo de flujo. Durante la operación, la bobina generadora es energizada (con una señal que llega desde el transmisor). La bobina provoca que los tubos oscilen arriba y abajo en oposición el uno con el otro, figura 4.15.

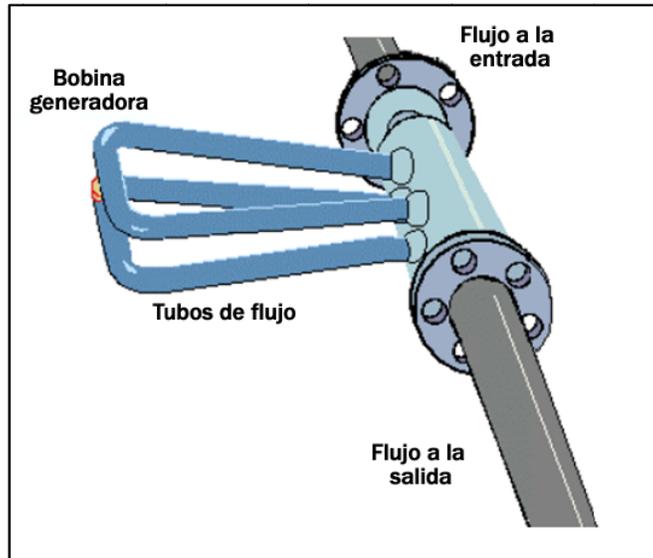


Fig. 4.15 Vibración del tubo.

Generación de la señal.

Las bobinas captoras están montadas en los tubos de flujo. El cable de las bobinas es colocado en uno de los tubos de flujo, cada bobina se mueve por el campo magnético uniforme del magneto adyacente en cada bobina. El voltaje generado desde cada bobina captora crea una onda sinusoidal (*Onda regularmente curvada que describe el comportamiento de los tipos más simples de sistemas oscilantes y se puede representar mediante la función trigonométrica seno*), figura 4.16.

Las ondas son generadas por que los magnetos están montados en un tubo, y las bobinas en el tubo opuesto, las ondas sinusoidales generadas representan el movimiento relativo de un tubo con respecto al otro.

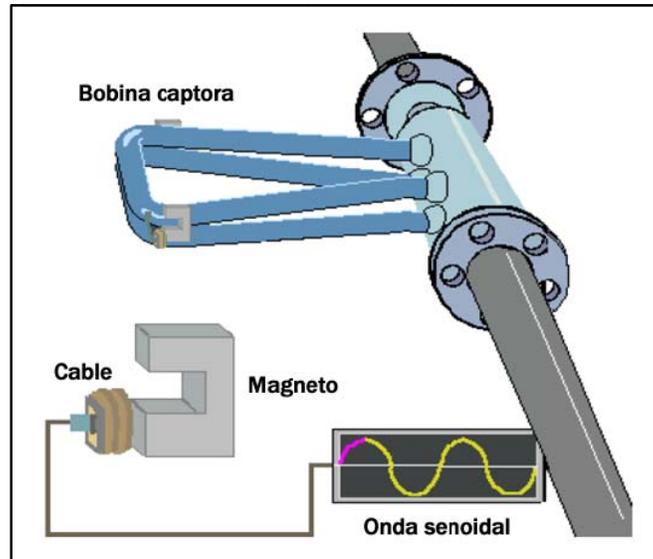


Fig. 4.16 Generación de la señal.

Movimiento del Tubo- Sin Flujo.

El tubo de flujo oscila 180 grados en oposición el uno del otro, mientras un tubo se mueve en forma inversa, el otro tubo se mueve en forma directa y viceversa, figura 4.17.

Ambas bobinas captoras (una en el lado interior y otra en el lado exterior) generan ondas sinusoidales de corriente continua cuando los tubos están oscilando. Cuando no hay flujo, las ondas sinusoidales están en fase, la figura 4.18 muestra la igualdad de frecuencia de las ondas sinusoidales de la bobina interior y la bobina exterior cuando no existe fluido que circule a través del tubo de flujo del medidor.

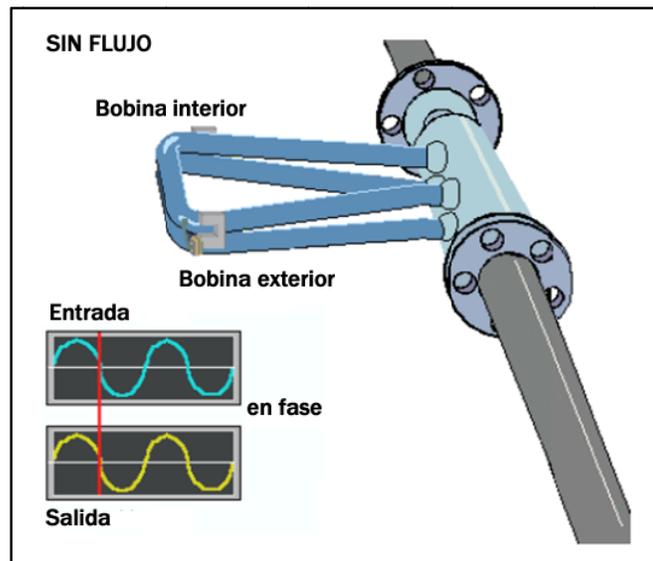


Fig. 4.17 Movimiento del tubo sin flujo.

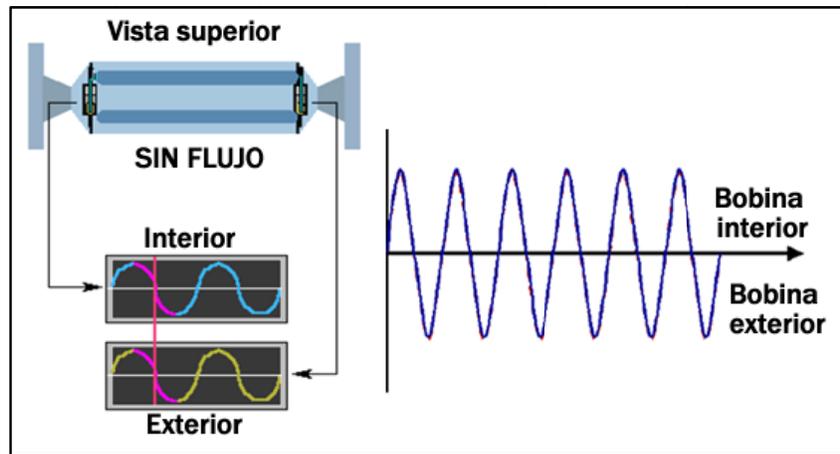


Fig. 4.18 Ondas sinusoidales en fase.

Efecto Coriolis- Flujo.

Cuando el fluido pasa por los tubos de flujo, la fuerza de Coriolis es inducida. La fuerza provoca que los tubo de flujo se muevan en oposición uno del otro. Estas fuerzas ocasionan que los tubos de flujo se tuerzan opuestos entre sí, figura 4.19.

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

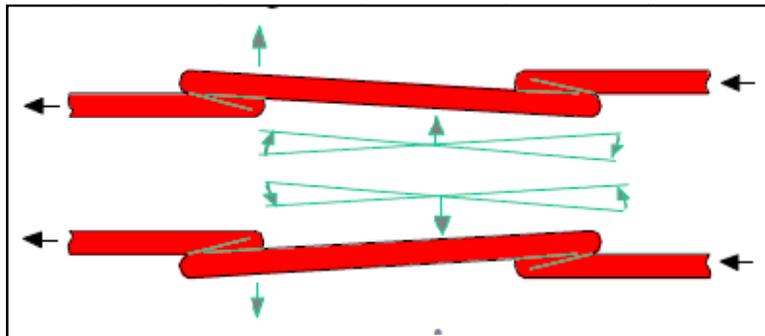


Fig. 4.19 Oscilación de tubos de flujo por efecto Coriolis.

Delta de Tiempo- Flujo.

Como resultado de la oscilación en los tubos de flujo, las ondas sinusoidales generadas por las bobinas captoras están ahora fuera de fase porque el lado interior se desfasa con respecto al lado exterior.

El valor de la diferencia de tiempo entre las ondas sinusoidales (figura 4.20) es medida en microsegundos, y es llamado Delta-T siendo directamente proporcional al gasto de flujo másico. A mayor Delta-T, mayor gasto de flujo másico.

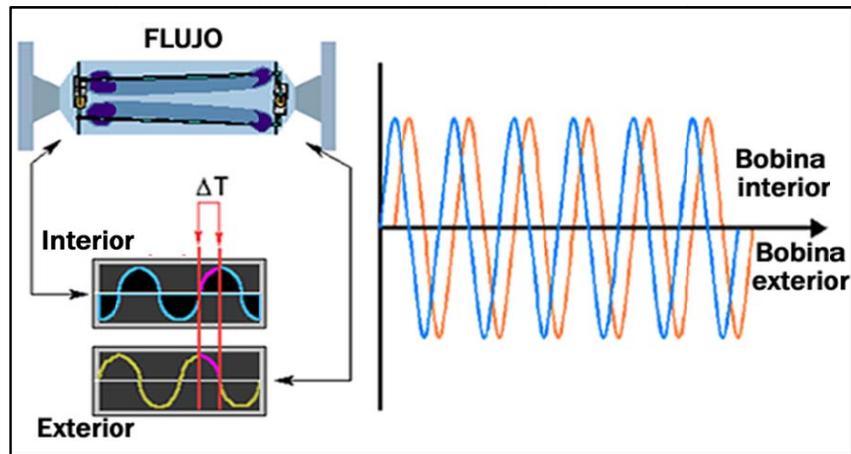


Fig. 4.20 Desfase de tiempo en las ondas sinusoidales.

IV. 7 Compatibilidad de materiales para el medidor Coriolis por susceptibilidad a la corrosión.¹⁹

En los yacimientos de hidrocarburos, no se suele producir únicamente aceite y gas dentro de la corriente de flujo que circula a través de las tuberías, gases contaminantes están presentes junto con los hidrocarburos y pueden ocasionar un grave daño a los componentes de los medidores expuestos al flujo.

Normalmente los medidores Coriolis son fabricados en acero inoxidable 316L y 340L, aleación de níquel Hastelloy C-22, titanio y tántalo, aleación CF-3m, cada material tiene especificaciones de susceptibilidad a distintos tipos de fluido y la reacción que pueden generar al estar en contacto con los mismos.

La fabricación de los medidores dependerá de las propiedades del fluido, para obtener la mayor vida útil del medidor, a continuación se presentan los posibles materiales a utilizar en la fabricación de los medidores Coriolis, cuando se trabaja con hidrocarburos.

Petróleo crudo y condensado.

Los condensados de petróleo y los petróleos crudos no son corrosivos a temperaturas por debajo de los valores donde los hidrocarburos se separan (eso ocurre durante la refinación a temperaturas muy altas). El contenido en los hidrocarburos no ataca al acero (<260 °C [500 °F]), siempre y cuando no exista agua presente. Para el acero 316L y la aleación de níquel Hastelloy C-22, no ocurre corrosión debida al en ausencia de agua hasta que las temperaturas exceden 480 °C (900 ° F).

Sin embargo, cuando existe agua, la corrosión, las picaduras y el agrietamiento por corrosión y por tensión del acero 316L dependen de muchas variables. Las variables primarias son: pH, contenido de cloruro, corte de agua, contenido de y de , contenido de oxígeno disuelto, presión y temperatura.

Metano, etano, propano y etileno.

No son corrosivos a los aceros inoxidables y aleaciones de níquel. Por lo tanto, se puede utilizar el acero 340L y la aleación de níquel Hastelloy en cualquiera de los hidrocarburos

sin preocuparse por la corrosión. Incluso si hay agua presente (como agua dulce condensada), no existe riesgo de corrosión.

Gases elementales puros (hidrógeno, nitrógeno, argón).

No son corrosivos a los aceros inoxidable y aleaciones de níquel. Por lo tanto, se pueden utilizar hasta los límites de temperatura del sensor.

Gas natural (gas natural líquido [GLN], gas de petróleo líquido [GLP]).

El gas natural, tanto en estado gaseoso como en líquido, y el gas LP no son corrosivos. Una posible preocupación con la aleación CF-3M a temperaturas del GLN sería la dureza de fractura. Debido a que la aleación CF-3M contiene hasta 30% de ferrita, es posible que la dureza de fractura a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$) (es decir, temperaturas del GLN) no sea adecuada.

Agua producida.

Existen numerosas composiciones posibles de agua producida (agua que se produce con el petróleo y gas). La composición depende de las condiciones del yacimiento, de la química del agua de formación y de la cantidad de H_2S y CO_2 que tenga el yacimiento. Además, las condiciones pueden cambiar con el tiempo si el campo se inunda de agua, y/o con CO_2 , o si se aplican otros métodos mejorados para recuperación del aceite.

En completa ausencia de oxígeno, los límites del acero 316L dependen de los cloruros, H_2S , pH y de la temperatura. En ausencia de H_2S , se puede utilizar acero 316L en agua producida con contenido de cloruro < 50000 ppm y $\text{pH} > 4,5$ hasta $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($140\text{ }^{\circ}\text{F}$). Cuando hay H_2S presente, limita efectivamente el uso del acero 316L a $140\text{ }^{\circ}\text{F}$ para todos los cloruros a presiones parciales de H_2S de hasta 15 psia y $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($140\text{ }^{\circ}\text{F}$) para presiones parciales de $H_2S > 1$ bar (15 psia) pero $\leq 3,5$ bar (50 psia) y cloruros de 50 ppm máximo.

Para las operaciones actuales de yacimientos petrolíferos ($< 400^{\circ}\text{F}$) no existen restricciones o límites a la aplicación de Hastelloy C-22, incluso en presencia de H_2S . En presencia de oxígeno disuelto en la fase de agua, el acero 316L se limita a una temperatura crítica de picadura de aproximadamente 70°F , por encima de la cual ocurren las picaduras.

IV. 8 Factores de calibración de flujo.^{8, 17.}

El factor de calibración de flujo consiste de 10 caracteres, incluyendo 2 puntos decimales. Un factor típico de calibración de flujo para un medidor Coriolis puede ser 4.27454.75, figura 4.21.

- Los primeros 5 dígitos (4.2745) son el factor de calibración de flujo. Cada sensor tiene un único factor de calibración. El factor de calibración, multiplicado por el valor $\Delta\text{-T}$ (medido en microsegundos), da como resultado el gasto másico en gramos/segundo. Luego, el transmisor convierte el gasto másico en gr/s a las unidades deseadas.
- Los últimos tres dígitos (4.75) son un coeficiente de temperatura para el material de los tubos de flujo. Dicho coeficiente compensa el efecto de la temperatura en la

rigidez de los tubos. Se expresa en términos de un cambio porcentual en el factor de calibración por 100 °C.



Fig. 4.21 Factor de calibración para medidor Coriolis.

Cada sensor es calibrado en la fábrica para determinar, y establecer, los factores de ajuste del cero del medidor y de calibración antes de enviarlo al cliente.

El ajuste del cero del medidor considera cualquier pequeño retardo de tiempo entre las bobinas captoras que pudiera existir cuando no hay flujo a través del medidor. Se determinan los factores de calibración de densidad, el factor de calibración de densidad se determina y se establece comparando el valor Delta-T generado por un gasto conocido.

Luego se ejecutan mediciones a varios valores de gasto comparándolos respecto a un gasto de referencia para garantizar que el medidor funciona de acuerdo con las especificaciones para medición tanto de gasto como de densidad.

A continuación se describe el método establecido por el API⁵, para determinar el factor de calibración del medidor Coriolis.

Durante la calibración de fábrica, la medición de salida del medidor bajo prueba es comparada con un estándar de exactitud más alto, para establecer un factor de calibración inicial. Los medidores Coriolis suelen ser calibrados en la fábrica sobre un estándar de flujo gravimétrico que es trazado por un estándar nacional. El líquido de prueba, normalmente agua, fluye a través del medidor Coriolis y es recolectado en un tanque en el que se tiene una escala de medición constante de su peso (figura 4.22).

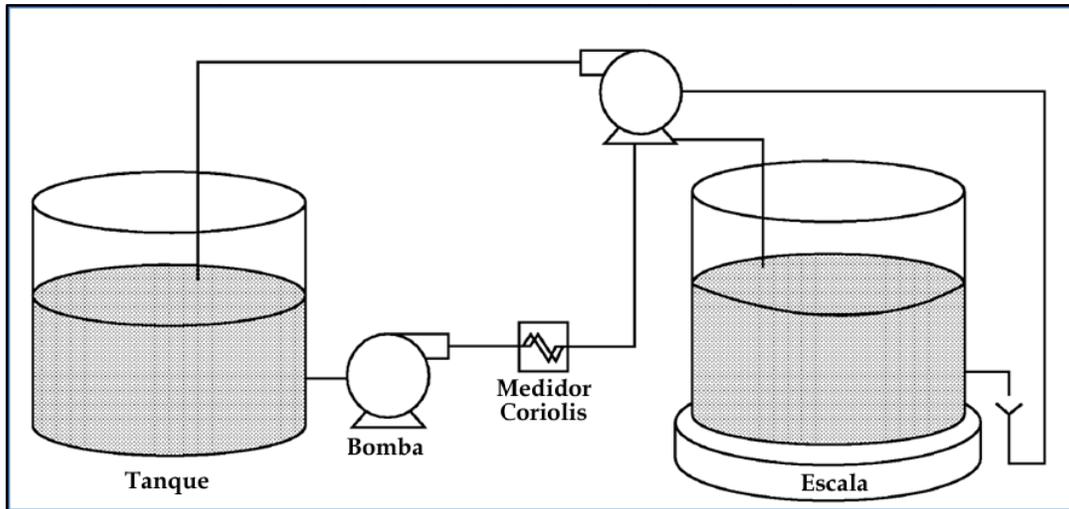


Fig. 4.22 Esquema del sistema de calibración.

La lectura de masa que ofrece el medidor, se compara con la escala de peso del tanque recolector, una vez corregidos los efectos de flotabilidad. Un factor de calibración repetible, dentro de la tolerancia de exactitud del medidor es establecido. El factor de calibración convierte la medición de salida del medidor a un gasto deseado en unidades de campo o establecidas por el cliente.

Una calibración adicional de la densidad es realizada sobre el medidor. La densidad del fluido dentro de los tubos de flujo es inversamente proporcional a la frecuencia de los tubos de flujo, la relación anterior es representada por la siguiente ecuación.

—

Donde:

: Densidad del fluido.

: Frecuencia del tubo, frecuencia de resonancia del sensor de flujo.

La calibración de fábrica del densitómetro indica la medida de la frecuencia del tubo de flujo del medidor y el valor de densidad del fluido de calibración, mientras el medidor se encuentra lleno de fluido y en un estado estático. La mayor parte de densitómetros son calibrados con dos o más fluidos (generalmente aire y agua) cuyos valores de densidad son bien definidos y relativamente estables. Los valores de densidad para el fluido pueden ser determinados usando ecuaciones de estado, cálculos de laboratorio o mediante la incorporación de un estándar de transferencia para determinar la densidad del fluido durante la calibración.

Para mayor facilidad y para establecer normas de medición aceptables, la prueba de los fluidos pueden ser referidos a las condiciones base de temperatura y presión utilizando las ecuaciones descritas en el API MPMS capítulo 14.6. Todos los parámetros de la fábrica deben ser medidos con instrumentos trazables por la NIST (National Institute of Standards and Technology) u otras organizaciones con normas internacionalmente aprobadas.

La calibración de fábrica produce los coeficientes que definen la relación de la densidad y el periodo de tiempo cuadrático para cada densitómetro. La ecuación IV. 4 es interpolada o extrapolada linealmente por el medidor Coriolis para determinar la densidad del líquido en el campo.

IV. 9 Determinación del gasto másico.⁸

La fuerza Coriolis es el producto de los vectores ω y v (figura 4.23), y su valor es:

$$\bar{F}_c = 2m\bar{\omega} \times \bar{v} \tag{IV.5}$$

Donde:

\bar{F}_c = Fuerza Coriolis.

m = Masa del fluido contenida en el tubo.

ω = Velocidad angular alrededor del eje del tubo L.

v = Velocidad lineal del tubo.

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

$$M = 2Fr = 4mv\omega r = 4\omega r Q_m \tag{IV.6}$$

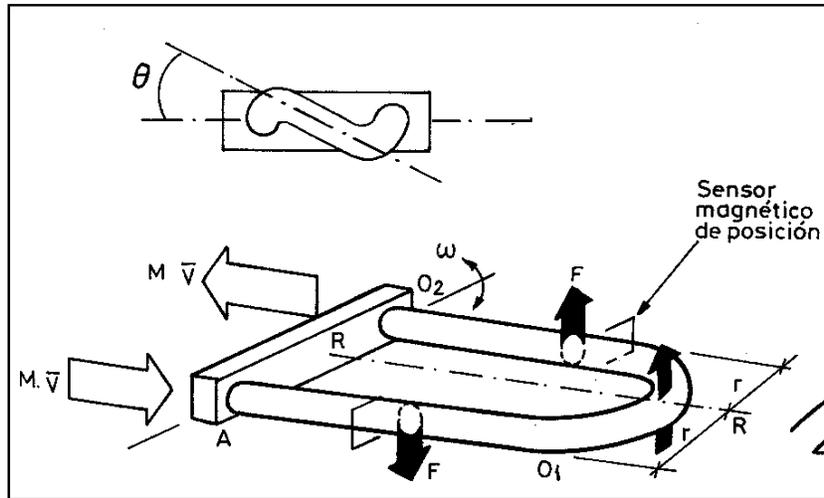


Fig. 4.23 Variables de intervención en el medidor.

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

$$T = k\theta \tag{IV.7}$$

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

$$Q_m = \frac{K\theta}{4\omega r} \tag{IV.8}$$

Los sensores magnéticos de posición están situados en el centro del tubo y combinan dos intervalos de tiempo, uno del movimiento hacia abajo del tubo y el otro del movimiento hacia arriba. La diferencia de las ondas se traduce en impulsos al sensor eléctrico. Cuando

hay gasto, el sensor eléctrico carga un condensador y la carga es conectada a una señal analógica proporcional al ángulo de torsión del tubo.

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

$$\tan \theta = \frac{v}{2r} \Delta t \quad (IV. 9)$$

Y como θ es pequeña, resulta:

$$\theta = \frac{L\omega}{2r} \Delta t \quad (IV. 10)$$

Combinando las ecuaciones (IV.8) y (IV.10) se obtiene:

$$Q = \frac{KL}{8r^2} \Delta t \quad (IV. 11)$$

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

$$Q = F_c \Delta t \quad (IV. 12)$$

IV. 10 Determinación de la densidad.⁸

La densidad se define como la masa por unidad de volumen, o la masa dividida entre el volumen.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (IV. 13)$$

El volumen del fluido contenido en los tubos de flujo permanece constante; por lo tanto, la única manera en que la masa del fluido puede cambiar es si la densidad también cambia. Por dicha relación entre la masa y la densidad, la masa de los tubos de flujo llenos indica la densidad del fluido contenido.

La relación entre la masa, la rigidez y la frecuencia natural es el fundamento para la medición de densidad en un medidor Coriolis. Para comprender la relación, se considera el sistema de resorte y masa mostrado en la figura 4.24.



Fig. 4.24 Sistema de resorte.

A medida que la masa se incrementa, la frecuencia natural del sistema se reduce y a medida que la masa se reduce, la frecuencia natural del sistema se incrementa, figura 4.25.



Fig. 4.25 Variación de la frecuencia por la densidad del fluido.

En el medidor, los tubos corresponden al resorte, como lo muestra la figura 4.26. La masa de los tubos más la masa del fluido que contienen, corresponden a la masa suspendida en el resorte. La rigidez de los tubos de flujo permanece esencialmente constante. Por lo tanto, la masa (densidad) del fluido contenido en el volumen fijo de los tubos de flujo es la única variable que afecta a la frecuencia natural.

Durante la operación, una bobina captora provoca que los tubos oscilen a su frecuencia natural. A medida que la masa del fluido se incrementa, la frecuencia natural se reduce (incremento de masa) a medida que la masa del fluido se reduce, la frecuencia natural se incrementa (reducción de masa).

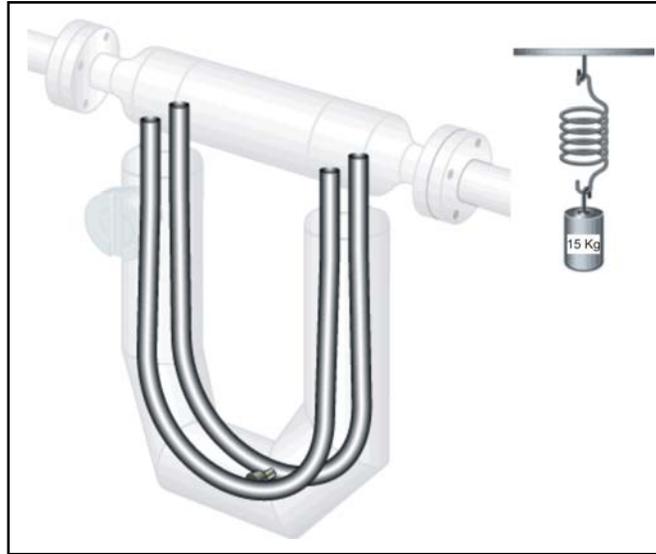


Fig. 4.26 Relación entre el tubo de flujo y el resorte.

La frecuencia se mide en ciclos por segundo, siendo el período de los tubos recíproco a la frecuencia natural. Los medidores Coriolis miden la densidad midiendo el período de los tubos en microsegundos por ciclo (figura 4.27).

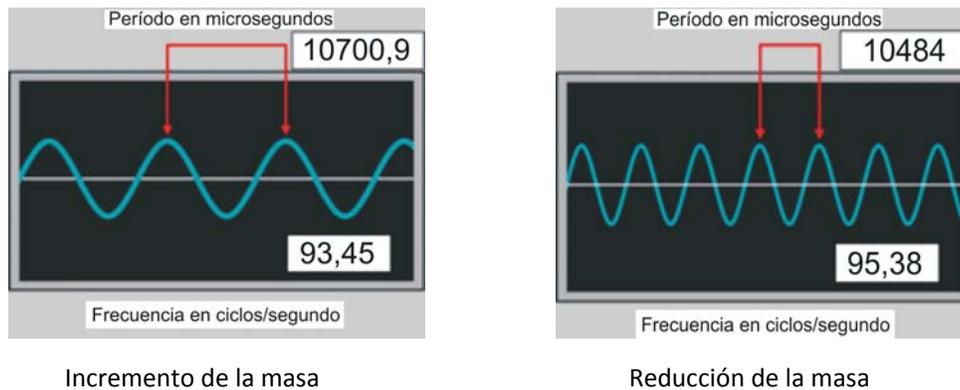


Fig. 4.27 Variación de la frecuencia por la masa del fluido.

A continuación se presenta la metodología que utiliza la compañía Emerson³⁸ para la calibración de sus medidores respecto a la densidad.

La calibración se realiza con agua y aire, se hace funcionar el medidor con el tubo lleno de aire y se registra el período del tubo de flujo correspondiente, como factor de calibración de densidad K1. La densidad real del aire en el momento de la calibración, que ha sido determinada mediante mediciones de referencia en laboratorio, se registra como el factor de calibración de densidad D1. Luego, se llenan los tubos de flujo con agua y se registra el período del tubo de flujo como K2. Nuevamente, la densidad del agua, que se determina a partir de patrones de laboratorio trazables, se registra como D2. Los cuatro factores, K1/D1 y K2/D2 caracterizan la respuesta de un medidor en particular a la densidad de los fluidos.

La relación entre la densidad de los fluidos y del cuadrado del período del tubo es lineal. La figura 4.28 muestra la relación lineal entre las densidades de los dos fluidos de calibración y de los períodos del tubo de flujo.

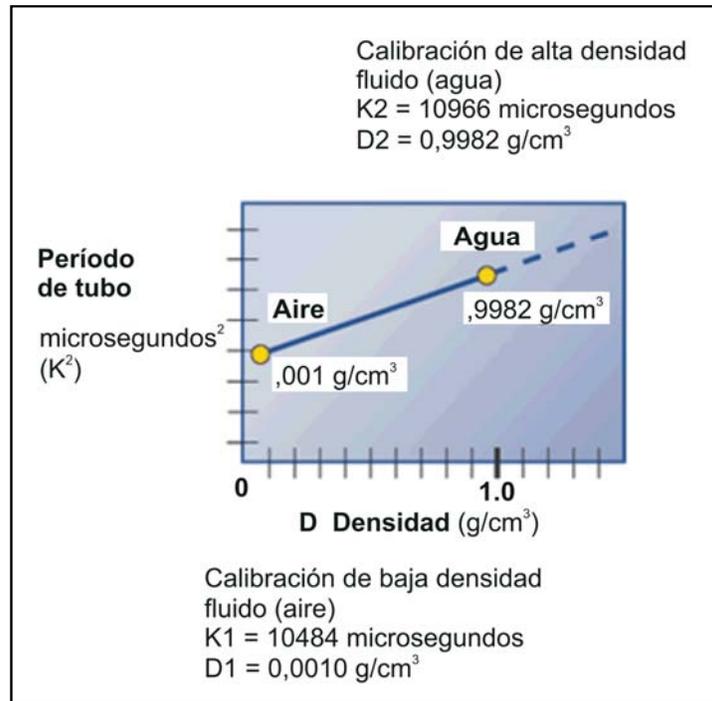


Fig. 4.28 Relación de la densidad y periodo del tubo de flujo.

Se utiliza un coeficiente de temperatura para compensar automáticamente cualquier efecto de la temperatura sobre la rigidez del material de los tubos de flujo.

El resultado de la calibración de densidad es la relación lineal definida por los dos puntos (aire y agua). Por simplicidad, a menudo se redefine la línea especificando los puntos que representarían las densidades de 0 y 1 g/cc.

La relación entre la densidad y el período de tubo es una función bien definida. Si se conocen dos puntos cualesquiera de *densidad/período* del tubo de flujo, se puede medir con mucha precisión la densidad a otros períodos de tubo medidos durante la operación.

IV. 11 Calibración de los medidores Coriolis.

Los medidores Coriolis se calibran de dos modos: en masa y en volumen. Mientras que la calibración en modo de masa no es afectada por las propiedades físicas del fluido, la calibración en modo de volumen es recomendada sólo cuando el fluido de calibración es igual o similar en propiedades al fluido de trabajo.

Calibración en masa.

Los medidores Coriolis se calibran en modo de masa, usando el Patrón Nacional de Flujo de Líquidos⁴² (PNFL) como patrón de referencia, siendo agua el fluido de trabajo.

El patrón nacional de flujo de líquidos mantiene un alcance de 0,04 L/min a 40 L/in. La medición se basa en el movimiento de un pistón dentro de un cilindro de acero inoxidable con un área de sección transversal conocida. El pistón actúa neumáticamente desplazando el fluido de prueba (cualquier líquido compatible con el material del sistema) hacia el instrumento a calibrar. El desplazamiento del pistón se mide con un codificador lineal, figura 4.29.

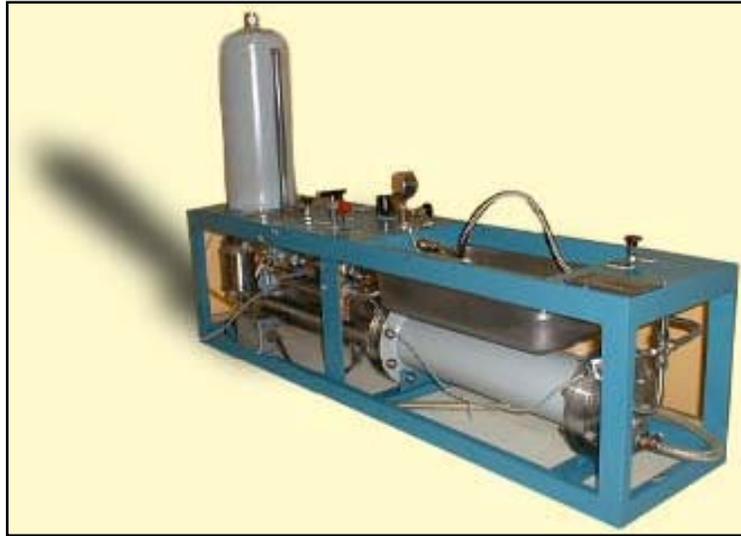


Fig. 4.29 Patrón Nacional de Flujo de Líquidos.

Empleando una computadora personal, programada para coleccionar la señal de salida de pulsos generada por el codificador lineal y el tiempo requerido por el desplazamiento del pistón, se determina el flujo volumétrico. El flujo se compara con la indicación del medidor de flujo a calibrar.

En el sistema estático de pesado, parte medular del PNFL mide el gasto másico coleccionando una masa de agua en un tiempo determinado, para ello cuenta con un tanque de almacenamiento soportado en tres celdas de carga, una válvula desviadora de flujo y un sistema de control que sincroniza la válvula desviadora de flujo, la señal del medidor y el conteo de tiempo. Una vez instalado el medidor en el sistema, se regula un gasto, cuando éste se estabiliza y se logra el equilibrio térmico, entonces el sistema de control acciona la válvula desviadora de flujo y comienza a recibir la señal del medidor y se inicia la medición de tiempo; cuando se alcanza un valor predeterminado de masa en el tanque de almacenamiento el sistema de control acciona la válvula para desviar el flujo de agua hacia la cisterna de drenado y se detiene la medición de tiempo y la recepción de la señal del medidor; antes de realizar las mediciones de masa final y de las condiciones ambientales, se da un tiempo de estabilización en el tanque, para posteriormente realizar las correcciones y determinar el factor de calibración del medidor bajo prueba, en la figura 4.30 se observa los componentes del sistema de calibración.

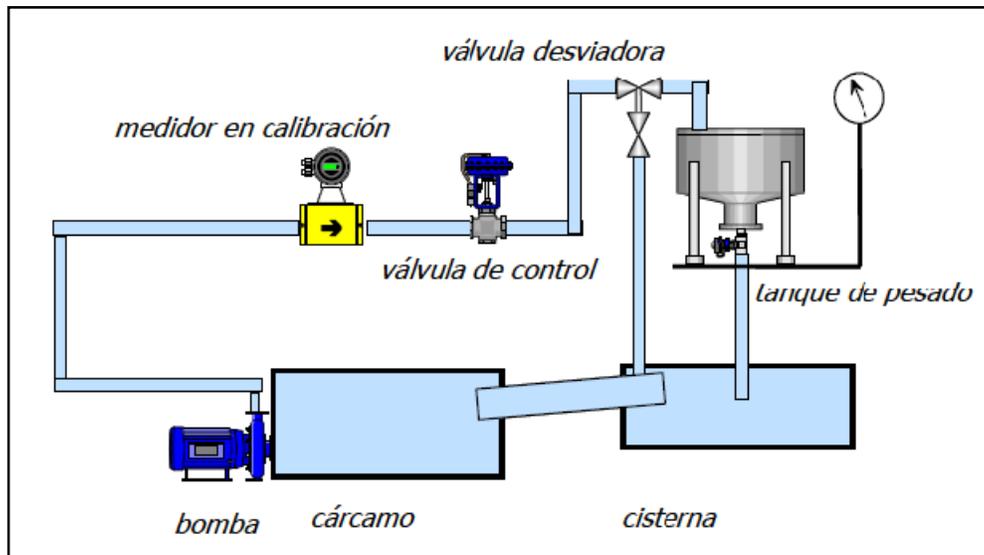


Fig. 4.30 Diagrama esquemático del Patrón Nacional de Flujo.

Calibración en volumen.

La calibración se realiza utilizando una medida volumétrica a presión con una capacidad de 200 L; es fabricada en acero al carbón y cuenta con sensores de presión y temperatura; la medida tiene una escala inferior para fijar el nivel de referencia o de cero, y una escala superior para leer el volumen colectado.

Las pruebas se realizan en campo en varias Terminales de Abastecimiento de GLP (gas licuado de petróleo), utilizando la medida volumétrica y calibrando el medidor Coriolis en unidades de volumen con GLP.

Para la calibración se utilizó un sistema de despacho de GLP para hacer pasar el fluido a través del medidor e introducirlo en la medida volumétrica; para vaciar la medida volumétrica se usó un compresor de vapor de GLP. Una vez conectado el equipo se realizaron corridas de ambientación circulando el fluido a través de la instalación. Lograda la estabilidad térmica se vacía la medida volumétrica, se igualan las presiones de vapor de la medida volumétrica y del tanque de almacenamiento por medio de una manguera que une ambos componentes; se ajusta el nivel del GLP a la marca de cero en la medida volumétrica, se cierra la válvula que conecta a los dos recipientes, y se energiza el sistema de bombeo, se abre la válvula corriente arriba del medidor y se colecta el GLP en el patrón volumétrico; cuando el nivel del GLP alcanza la marca de volumen nominal de la medida volumétrica se cierra la válvula, se espera un tiempo de estabilización y se registran las lecturas de volumen, temperatura, presión y la lectura de volumen en el medidor, para posteriormente determinar el factor de calibración o los errores de medición del medidor bajo prueba.

IV.12 Instalación.

Los medidores Coriolis no requieren de instalación especial, el fabricante recomienda sean soportados firmemente de manera que no se transmitan esfuerzos mecánicos de la tubería al medidor, y la instalación de una válvula corriente abajo del mismo; adicionalmente se

colocan tramos de tubería recta a la entrada y salida del medidor para propiciar mejores condiciones de medición y se instalan sensores de presión y temperatura a la entrada del medidor.

No obstante, hay recomendaciones que se pueden seguir para garantizar el buen funcionamiento del medidor.

Montaje en línea vertical y horizontal para gas, figura 4.31.

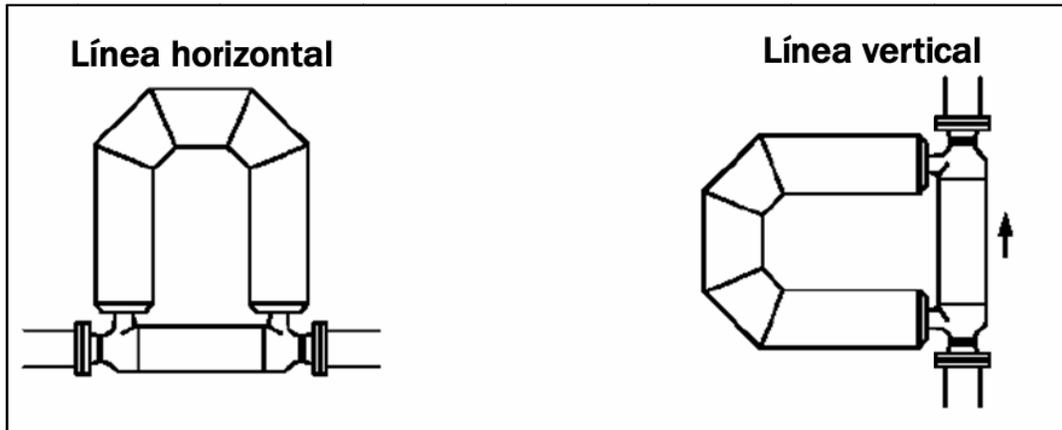


Fig. 4.31 Instalación para gas.

Montaje en línea vertical y horizontal para líquidos, figura 4.32.

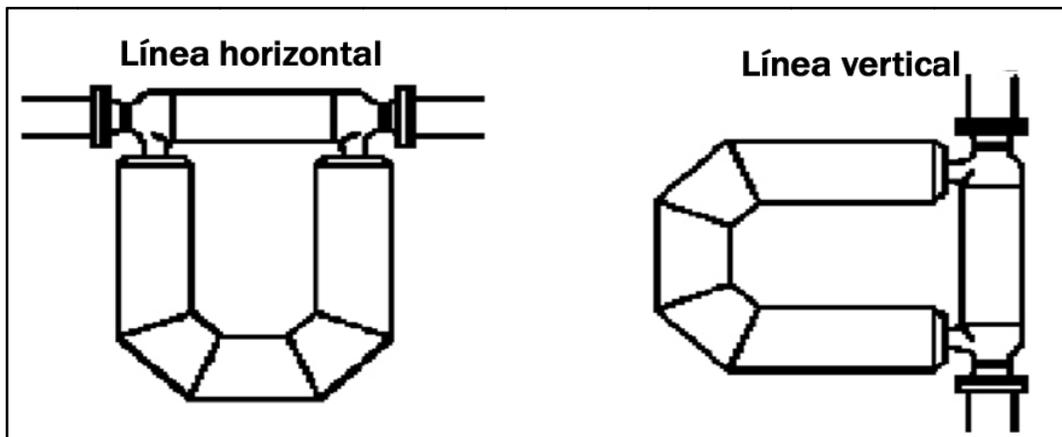


Fig. 4.32 Instalación para líquidos.

- Soportar el medidor en ó lo más cerca posible de las bridas de conexión.
- Asegurar la correcta alineación de las bridas.
- Evitar líneas pandeadas.
- La caja del sensor no puede ser utilizada para soportar otros equipos.
- Mantener una contra presión positiva en el medidor para reducir el riesgo de cavitación.
- Colocar válvulas de bloqueo para seguridad.
- Deben aislarse de las fuentes de vibración.
- Preferentemente se deben conectar lejos de fuentes de ruido.

La figura 4.33, muestra una instalación adecuada para una línea de gas.



Fig. 4.33 Línea de gas.

Requisitos básicos de un buen medidor de tipo Coriolis:

- La amplitud de oscilación relativa (con respecto al diámetro interior del tubo) deberá ser lo mayor posible.
- Las paredes del tubo deben ser lo más gruesas posible (por razones de seguridad).
- La porción del tubo directamente involucrado en la medida no debe verse afectada por fuerzas externas ejercidas sobre el medidor o las tuberías.
- Ninguna parte del medidor deberá verse sometida a una fatiga inadmisibles, en especial las piezas por las que circula el fluido.
- La parte del medidor involucrada en la medición no deberá verse afectada por vibraciones o ruidos externos.

IV.13 Flujo bifásico.

Es muy difícil mantener la oscilación del tubo sensor en el caso de flujos bifásicos (normalmente se considera un flujo como bifásico cuando se encuentra entre un 2 y un 20% de gas en volumen), incluso con muy bajos porcentajes de volumen de gas. Cuando ingresa un flujo bifásico en el tubo sensor, se verifica un cambio brusco de la frecuencia característica de vibración del tubo, produciéndose un desbalance de fuerzas internas y en consecuencia un corrimiento del cero del instrumento. En esta situación generalmente los dispositivos pierden su condición de referencia y dejan de medir correctamente, y solamente recuperan la condición operativa óptima, cuando se retira del tubo sensor hasta la última burbuja de gas.

Por ello es importante contar con un transmisor de flujo que cumpla con ciertos requisitos fundamentales:

- Debe tener una muy alta respuesta dinámica: Los flujos bifásicos son inestables ya que las burbujas de gas en el líquido fluyen desordenadamente, inclusive en forma de baches. La necesidad de controlar la vibración resonante en dichas condiciones

extremas, hace imprescindible que el transmisor de flujo necesite información del tubo sensor con mucha más rapidez que en el caso de los transmisores normales.

- Necesita controlar las bobinas impulsoras: Se debe mantener operando el tubo durante una condición de flujo bifásico. Si electrónicamente, mediante un apropiado sistema de control, el transmisor puede controlar la oscilación de las bobinas impulsoras con alta sensibilidad (aun en las condiciones extremas de flujo bifásico), el problema clave en la utilización de medidores Coriolis en cualquier aplicación está absolutamente resuelto. La disposición más común es tener una sola bobina impulsora, en el punto medio de la sección de medición del tubo sensor. Sin embargo, algunos medidores Coriolis utilizan dos bobinas, lo cual ofrece una ventaja relativa en aspectos generales, pero importante en el caso de una medición de flujo bifásico. Dos bobinas permiten un control más fino de la vibración correcta del tubo sensor, adaptándose mejor a las variaciones bruscas de flujo bifásico.

CAPÍTULO 5

- Instalaciones e instrumentación.
- Corridas y resultados.
- Análisis de resultados.

CAPÍTULO V. CASO PRÁCTICO.^{23,38}

Los medidores Coriolis han ganado amplia aceptación en la medición del petróleo y sus derivados, debido a su baja incertidumbre y mayor exactitud.

A continuación se presenta un estudio realizado para determinar la capacidad de un medidor Coriolis para obtener mediciones confiables y comprobar en forma general su baja incertidumbre en la medición.

Se utilizó una estación de medición de gas L.P. para llevar a cabo el estudio, la figura 5.1 muestra un diagrama de los elementos que la conforman.

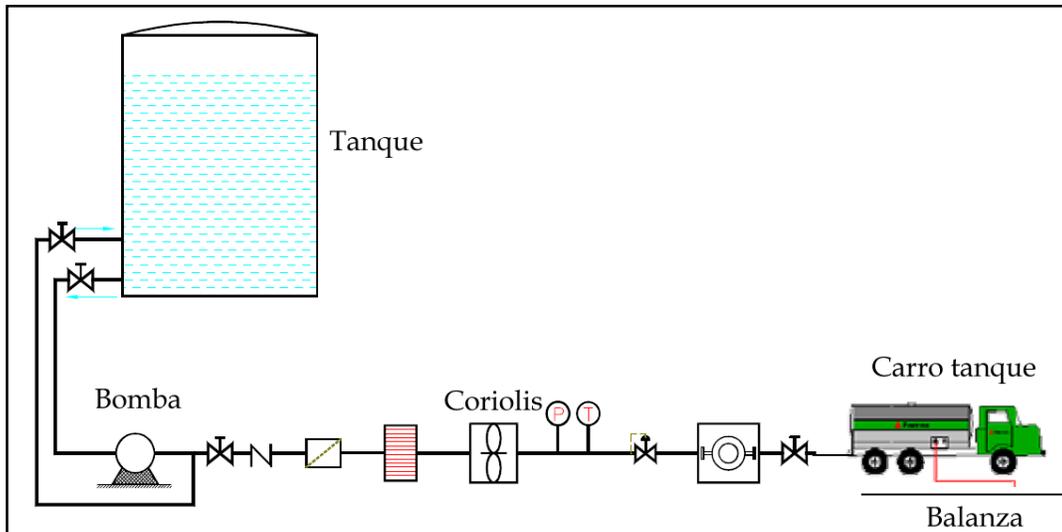


Fig. 5.1 Esquema del sistema de medición.

La estación está conformada por:

- Carro tanque.
- Balanza.
- Medidor Coriolis.
- Tanque de almacenamiento.
- Sensores de presión y temperatura.
- Bomba.
- Gas L.P.

V.1 Instalaciones e instrumentación.

La balanza consta de una plataforma de hormigón, apoyada sobre ocho celdas de carga dentro de una fosa, y un cabezal electrónico. La calibración de la balanza la realizó personal técnico de INTI (*Instituto Nacional de Tecnología Industrial*). Para la misma se utilizó un camión, propiedad de INTI, con 46,000 kg de tara total, 23,000 de los cuales fueron pesas patrones; la figura 5.2 muestra la balanza acondicionada para llevar a cabo las corridas y en la tabla 5.1 se muestran sus características más importantes.



Fig. 5.2 Balanza utilizada para corridas.

MARCA	Mettler Toledo
MODELO	7561
RESOLUCIÓN	10 kg
CAPACIDAD MÍNIMA	500 kg
CAPACIDAD MÁXIMA	80 000 kg

Tabla 5.1 Datos de la balanza.

Se utilizó un medidor Coriolis Micro Motion de alta capacidad de la serie CMF300, figura 5.3.



Fig. 5.3 Medidor Micro Motion CMF300.

A continuación se presentan en la tabla 5.2 las características más importantes.

EXACTITUD (MÁSICO)	$\pm 0.1 \%$
EXACTITUD (VOLUMÉTRICO)	$\pm 0.1 \%$
EXACTITUD (GAS)	$\pm 0.35 \%$
EXACTITUD (DENSIDAD)	$\pm 0.0002 \%$
TEMPERATURA	-240 a 350 °C
PRESIÓN	1450 – 6000 <i>psi</i>
TAMAÑO NOMINAL	3 – 4 <i>pg</i>
GASTO MÁXIMO	2260 <i>Kg/min</i>

Tabla 5.2 Características del medidor.

Se utilizó Gas Licuado de Petróleo para llevar a cabo las corridas, el GLP es un producto de la destilación del petróleo constituido por la mezcla de propano y butano. Para identificar claramente el gas se le agrega mercaptano como odorizante, en la tabla 5.3 se muestran sus principales propiedades termodinámicas.

Composición	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Temperatura de inflamación, en °C	-60	-42
Temperatura de autoignición, en °C	287	450
Densidad relativa líquido (agua=1)	0.582	0.504
Presión de vapor a 20 °C, en Pa	433	867
Coefficiente de expansión térmica a 20 °C, en 1/°C	0.003	0.001
Coefficiente de compresibilidad 22 °C a 25 °C, en 1/kPa	5×10^{-7}	
Densidad [<i>Kg/dm</i>³]	0.57080	

Tabla 5.3 Propiedades termodinámicas.

Se trabajó en el sistema de prueba con una presión media de 10.3 bar y una temperatura media de 21.5 °C, para evitar la posible gasificación del GLP en la línea y con ello provocar errores en la exactitud de medición, figura 5.4.



Fig. 5.4 Medidor Coriolis instalado en línea.

Se utilizó un camión tanque de aproximadamente 22,500 kg de capacidad de fluido neto. Se realizaron tres corridas comparando el valor indicado por el medidor con el valor obtenido de pesar el GLP en la báscula, figura 5.5.



Fig. 5.5 Camión tanque para transporte de GLP.

V.2 Corridas y resultados.

Se llevaron a cabo 4 corridas, para ello el GLP fue circulado a partir del tanque de almacenamiento a través del sistema de bombeo y dirigido al medidor Coriolis para posteriormente ser depositado en el carro tanque y medirlo en la balanza.

El valor registrado en el medidor es comparado con el peso obtenido en la balanza encargada de registrar el peso del carro tanque, el gasto patrón con el que se trabajó fue de 600 kg/min. En la tabla 5.4 se muestran los valores obtenidos en cada corrida.

# CORRIDA	GASTO (Kg/min)		ERROR (%)
	Coriolis	Balanza	
1	600.652	600.472	0.03
2	600.083	600.143	-0.01
3	600.576	600.336	0.04
4	600.461	600.281	0.03

Tabla 5.4 Resultados.

V.3 Análisis de resultados.

En la figura 5.6 se muestra una gráfica del error obtenido en cada corrida, el error que se obtiene en el medidor es de ± 0.04 %.

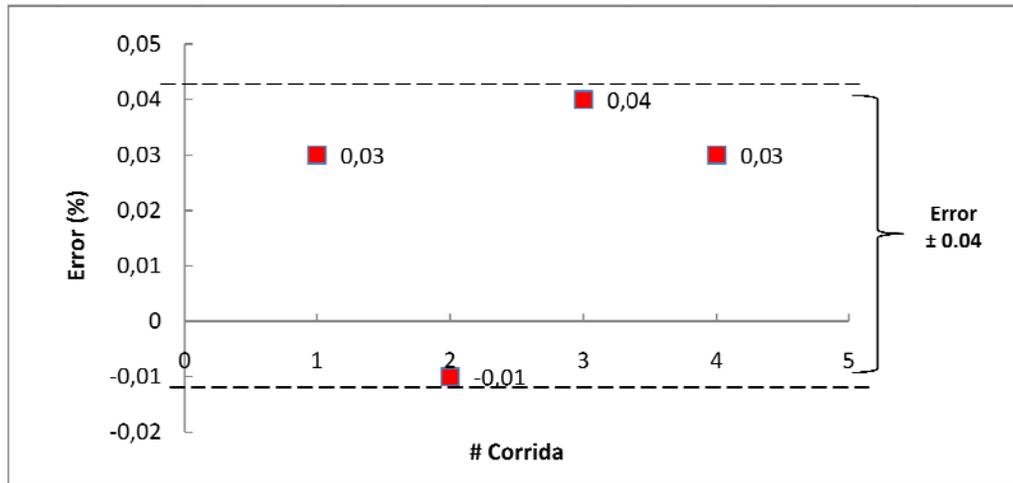


Fig. 5.6 Error porcentual aproximado del medidor Coriolis.

De una forma general se puede obtener la incertidumbre del medidor con la expresión siguiente:

$$U = \sqrt{u^2 + v^2}$$

El valor de incertidumbre obtenido es sólo una aproximación del valor real, ya que las corridas fueron realizadas en un ambiente controlado, por lo que todas los factores que afectan la incertidumbre fueron minimizados (procedimiento de medida, aparato de medición, condiciones ambientales, correcciones, etc.).

Al poner en operación el medidor en condiciones reales dichos parámetros no pueden ser controlados y por lo tanto la incertidumbre aumenta. En la tabla 5.5 se muestra la incertidumbre de calibración para los medidores más utilizados, así como la incertidumbre adicional ocasionada por las condiciones operacionales que se presentan cuando son instalados en línea, se puede apreciar que el medidor por placa de orificio es el más afectado por dichas condiciones, aumentando de 0.5 % a 1.5 %, mientras que para el medidor de turbina, D.P y ultrasónico la incertidumbre por condiciones operacionales se encuentre en 0.2 %, ya que los factores que repercuten en ellos son mínimos.

En el caso del medidor Coriolis la incertidumbre de calibración obtenida fue de 0.059 %, considerando que el factor más relevante por el que es afectado es la vibración excesiva, se puede considerar una incertidumbre adicional por condiciones de instalación y de operación del 0.2 %, el medidor Coriolis trabajaría con una incertidumbre de aproximadamente 0.259 %.

En la medición de petróleo, a nivel mundial se acepta una incertidumbre de $\pm 0.2\%$ para las mediciones en transferencia de custodia por lo que el medidor Coriolis es una buena alternativa para obtener resultados adecuados y reducir las pérdidas por mediciones inadecuadas.

PRINCIPIO DE MEDICIÓN	INCERTIDUMBRE POR CALIBRACIÓN	INCERTIDUMBRE ADICIONAL POR CONDICIONES DE INSTALACIÓN Y OPERACIÓN
Placa de orificio	0.5 %	1 % (Debido a presencia de vórtices, perfil de velocidad asimétrico, excentricidad, etc.)
D.P	0.4 %	0.2 % (Resonancia, pulsaciones)
Turbina	0.3 %	0.2 % (Perfil de velocidad, pulsaciones, etc.)
Ultrasónico	0.3 %	0.2 % (Interferencias, efectos de instalación, ruido acústico por operación de válvulas)

Tabla 5.5 Incertidumbre de distintos medidores.

Al seleccionar un medidor, el factor más importante a tomarse en cuenta es tener una buena relación costo/beneficio, algunos medidores requieren de instalaciones especiales y/o instrumentación adicional; que incrementan el costo total de implementar dicho medidor, en la tabla 5.6 pueden observarse algunos de los requerimientos más importantes así como una aproximación del precio en mercado.

En muchas ocasiones el operador basa su decisión considerando únicamente el costo inmediato que supone la instalación del medidor y no le da la importancia suficiente a sus características operacionales, en la mayoría de los casos al analizar el desempeño del medidor a través del tiempo se observa que es la incertidumbre en la medición, es el factor económico más importante a ser considerado.

Para ejemplificar lo anterior considérese el complejo procesador de gas Cactus que tiene una producción de 64.86 miles de barriles diarios de gas licuado de petróleo, el cual es destinado para la venta industrial.

Al analizar la tabla 5.6 se puede observar:

- El medidor Coriolis no requiere de instalación, mantenimiento o instrumentación adicional, pero su costo relativamente elevado en comparación a los demás lo hace el menos atractivo.
- Los medidores de turbina, placa de orificio y ultrasónico requieren acondicionar el flujo así como la implementación de sensores adicionales que aumentan el costo final de instalación.
- El medidor de D.P tiene un valor considerablemente bajo y no requiere de instalación o mantenimiento especial, haciéndolo más atractivo para su selección que cualquiera de los anteriores, ya que representaría a primera instancia la mejor opción para obtener una excelente relación costo/beneficio.

VARIABLE	CORIOLIS	D.P	ULTRASÓNICO	TURBINA	PLACA DE ORIFICIO
PRECIO DEL MEDIDOR (\$USD)	5000 - 6000	700 - 1500	1200 - 2500	2800 - 3500	250-1200
INSTALACIÓN	No requiere de instalación especial.	No requiere de instalación especial.	Se necesita acondicionamiento del flujo, ya sea con tramos rectos de tubería o enderezadores de flujo.	Se necesita acondicionamiento del flujo, ya sea con tramos rectos de tubería o enderezadores de flujo.	Se necesita acondicionamiento del flujo, ya sea con tramos rectos de tubería o enderezadores de flujo.
MANTENIMIENTO	Bajo mantenimiento ya que no contiene partes móviles.	Bajo mantenimiento.	No tiene partes móviles, pero los transductores deben ser verificados con frecuencia.	Requiere de mantenimiento periódico ya que las paletas de la turbina son propensas al desgaste.	Bajo mantenimiento, pero si se trabaja con fluidos con alto contenido de sólidos en suspensión se recomiendan verificaciones constantes
INSTRUMENTACIÓN	No se requiere instrumentación adicional.	Es necesario instalar sensores de presión y temperatura.	Es necesario instalar sensores de presión y temperatura.	Es necesario instalar sensores de presión y temperatura.	Es necesario instalar sensores de presión y temperatura.
MANO DE OBRA CALIFICADA	Cualquier operador puede llevar a cabo el mantenimiento o la verificación.	Cualquier operador puede llevar a cabo el mantenimiento o la verificación.	Es requerido personal capacitado para llevar a cabo la verificación y el mantenimiento.	Es requerido personal capacitado para llevar a cabo la verificación y el mantenimiento.	Cualquier operador puede llevar a cabo el mantenimiento o la verificación.

Tabla 5.6 Aspectos técnico-económicos.

La primera conclusión a la que se llega es que la instalación de un medidor de desplazamiento positivo es la mejor opción para obtener una buena relación costo/beneficio, cualquier otro medidor representa un gasto excesivo por el incremento que significa cubrir las necesidades técnicas. Si se considera por un momento la incertidumbre del medidor, a excepción del medidor Coriolis, la incertidumbre resulta ser muy similar entre ellos.

Al analizar más a fondo los efectos que provoca la incertidumbre, se puede observar en la tabla 5.7 el volumen perdido por la incertidumbre de cada medidor, así como la representación de ese volumen en dinero, puede observarse que con el medidor Coriolis se minimizan las pérdidas en volumen y por tanto económicas.

MEDIDOR	INCERTIDUMBRE (%)	VOLUMEN DE INCERTIDUMBRE (B)	PÉRDIDAS DIARIAS (\$)
CORIOLIS	0.06	38.916	32,175.748
D.P	0.4	259.44	214,504.992
ULTRASÓNICO	0.3	194.58	160,878.744
TURBINA	0.3	194.58	160,878.744
PLACA	0.5	324.3	268,131.24

Precio gas L.P. (litros) \$ 5.20.

1 Barril = 159 Litros.

Tabla 5.7 Costos por incertidumbre.

Aun cuando el costo inicial del medidor Coriolis podría parecer alto, al evaluar el ahorro obtenido a largo plazo, la inversión realizada al implementar dicho medidor es remunerada por su baja incertidumbre, colocándolo como la opción más viable para obtener una buena relación costo/beneficio. Por tanto es necesario realizar un estudio a fondo de todos los factores que pueden influenciar el desempeño del medidor a corto y largo plazo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

- La medición de flujo es uno de los procesos más importantes en la industria petrolera, ya que los hidrocarburos son una fuente importante de ingresos económicos para todos los países, su venta representa la culminación de todas las operaciones de perforación, producción y procesamiento en superficie. En cada etapa de transferencia cada volumen de fluido (petróleo o gas) debe ser contabilizado entre las distintas áreas donde es comercializado. Por tal motivo es necesario que los instrumentos utilizados para su medición sean lo más precisos posible para con ello evitar pérdidas económicas por una mala medición.
- Es muy importante que se verifique que los fluidos a ser medidos se encuentren en una sola fase ya que de lo contrario se pueden presentar problemas en el funcionamiento de algunos medidores y pueden contabilizar mayor volumen del que se está procesando.
- Cuando no se requiere una elevada precisión en la medición, los medidores multifásicos representan una buena alternativa para poder cuantificar el volumen de los fluidos presentes sin la necesidad de la separación de fases. La cuantificación del flujo de cada una de las fases permite a los operadores tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos, su diseño compacto los hace atractivos para ser instalados en lugares donde no se cuenta con espacio suficiente para instalar un sistema de medición complejo, como lo son las plataformas petroleras.
- Para las mediciones efectuadas en transferencia de custodia se tienen dos métodos para contabilizar el volumen de fluidos: la medición estática y la medición dinámica, la medición estática realizada a través de tanques de almacenamiento permite evaluar la producción de pozos y con ello poder establecer el potencial de los activos, las tecnologías actuales permiten llevar a cabo las mediciones de forma segura y con bajo grado de incertidumbre.
- La medición dinámica utiliza medidores que contabilizan los volúmenes a través de un intervalo de tiempo, para ello pueden ser instalados en la línea de flujo o bien diseñar instalaciones en las que más de un tipo de medidor puede ser instalado.
- Existe una gran cantidad de medidores que difieren uno del otro por principio de operación con el que trabajan: área variable, electromagnéticos, turbina, desplazamiento positivo, diferenciales, etc.
- La selección adecuada de un medidor de flujo depende del tipo de fluido, sus propiedades, las condiciones del sistema, condiciones de operación (presión, temperatura). Por ello cuando se desea implementar un dispositivo de medición, es necesario realizar un estudio cuidadoso de todos los parámetros que intervendrán en el proceso de medición.

- Es fundamental si se desea una medición de buena exactitud, contar con un medidor calibrado y diseñado para las condiciones de trabajo a las que será expuesto, ya que si no se consideran las desviaciones del comportamiento ideal que puede presentar el medidor por exponerlo a condiciones o fluidos para los cuales no fue diseñado se puede incurrir en que la medición que se está desarrollando no tenga una exactitud adecuada.
- Todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones comerciales o fiscales, deben ajustarse a normas internacionales establecidas por las instituciones encargadas de certificar y verificar el buen funcionamiento de los medidores. Las normas necesarias han sido desarrolladas a través de los años y publicadas en artículos técnicos o bien revistas científicas.
- La mayoría de los medidores cuantifican el fluido como un gasto volumétrico y los hace susceptibles a errores debido a que el volumen es influenciado por la presión y la temperatura, los medidores Coriolis proporcionan mediciones directas del gasto másico, la densidad y la temperatura y con los factores de calibración establecidos se puede determinar el gasto volumétrico, su capacidad de medir sólo la masa permite que parámetros como la temperatura o presión, no afecten la medición por lo que la exactitud es mucho mayor que en los medidores convencionales.
- El medidor Coriolis no requiere de partes móviles y por lo tanto, no es susceptible al desgaste en proporciones considerables, permitiendo una mayor durabilidad y reduciendo los costos por mantenimiento o recalibración frecuente. Los nuevos diseños son livianos y fáciles de instalar, no requieren de soportes especiales ni de procedimientos complicados de ajuste.
- Representan la mejor opción que existe actualmente para obtener mediciones precisas, aun cuando su uso no es muy común debido a los costos que involucraría el cambiar los medidores actuales, en los centros de medición por esta tecnología.
- Es recomendable llevar a cabo un análisis a profundidad, en el que se evalúen todas las factores posibles que puedan alterar el desempeño del medidor o bien representar costos adicionales, ya que la finalidad del medidor es obtener el mayor beneficio económico en las mediciones; pueden cometerse errores como se pudo observar en el capítulo 5 al no considerarse todos los factores involucrados ya sea a presente y/o a futuro, por lo que la decisión más óptima puede resultar siendo la más costosa.
- Aun cuando el medidor Coriolis representa un gasto inicial elevado, al analizar los beneficios a largo plazo, los costos involucrados en su compra e instalación son recuperados en poco tiempo por su alta exactitud y el hecho de reducir las pérdidas económicas por mediciones imprecisas.

RECOMENDACIONES.

- Para la selección del medidor deben considerarse todas las condiciones de operación a las que estará sometido y en especial la compatibilidad del fluido con los materiales con los que es diseñado.
- Es necesario que el fluido se encuentre en una sola fase (flujo monofásico) para poder obtener la mayor precisión posible y que el medidor no registre mayor volumen del que es procesado.
- De ser posible el medidor debe calibrarse en sitio para que responda adecuadamente al ambiente de trabajo donde será instalado.
- Las mediciones de flujo que no satisfacen la exactitud requerida son el resultado de:
 1. Selección inadecuada del medidor.
 2. Desconocimiento de las condiciones de operación.
 3. Una instalación incorrecta.
 4. Una calibración inadecuada.
 5. Un mantenimiento inadecuado.
- En lo posible deben seguirse todas las recomendaciones marcadas en las normas elaboradas para su diseño, fabricación, uso e instalación.
- Aunque la erosión por corrosión no es una preocupación en los medidores Coriolis lo es la posibilidad de que el flujo transporte partículas sólidas abrasivas. Restos sólidos transportados a alta velocidad pueden impactar en el interior de los tubos de flujo erosionándolos.
- Se recomienda instalar un by-pass con válvulas de bloqueo que permita inspeccionar el medidor sin interrumpir el flujo.
- La estabilidad del cero del medidor debe ser verificada periódicamente y ajustada, si su valor no se ajusta a la especificación.
- En el caso de la utilización de medidores por presión diferencial es necesario una instalación con suficiente longitud de tramos rectos para que no se vean afectados por el perfil de flujo. Aunque la longitud corriente arriba del medidor pueden ser reducidas con el uso de enderezadores de flujo.
- Los medidores de desplazamiento positivo son una buena alternativa al trabajar con fluidos de alta viscosidad, además de no ser afectados por el perfil de flujo, evitando con ello instalaciones especiales.

- El uso de medidores Coriolis es recomendado principalmente para aplicaciones en tamaños de línea de 8" o menores, donde es requerida una alta rangeabilidad y donde las condiciones de operación son muy variables.
- El medidor Coriolis no necesita acondicionamiento del flujo ni tramos rectos de tubería por lo tanto la instalación se simplifica y es menos costosa, al no tener partes móviles los costos de mantenimiento son mínimos.

APÉNDICE A

APÉNDICE A: GLOSARIO

A

Acciones Preventivas: Una acción tomada para asegurar el cumplimiento de procedimientos, normas y regulaciones o para mejorar las prácticas en uso en la medición de hidrocarburos.

Acondicionador de flujo: Tramo recto de tubería que contiene aspas enderezadoras o su equivalente que se instala a la entrada del medidor de flujo para evitar que entren remolinos de líquido y causen errores de medición.

Aforo: (1) Proceso mediante el cual se mide la altura de un líquido en un recipiente. (2) Profundidad del líquido en un tanque de almacenamiento.

Aforo de vacío: Proceso para determinar el espacio de volumen desocupado en un recipiente. Por ende, aforo de vacío es un método de medición del contenido del tanque, midiendo la distancia desde la superficie del líquido hasta el punto de referencia.

Altura de referencia (BM): Es la distancia desde el punto de medición o plato de medición en el fondo del tanque, hasta un punto de referencia.

Análisis estadístico: Análisis que permite evaluar y ajustar el comportamiento de un factor durante un proceso a través del tiempo, midiendo la amplitud de su dispersión y observando su dirección y los cambios que experimenta.

API (American Petroleum Institute): Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

Aproximación de la velocidad: Es una aproximación matemática que relaciona la velocidad del fluido en la sección de aproximación del medidor de orificio (tubo de medición corriente arriba) a la velocidad del fluido en la placa de orificio.

C

Calibración. El conjunto de operaciones que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento para medir y, de ser necesario, otras características metrológicas.

Calibración de medidores: Es la comparación entre un volumen patrón y el medido por un medidor, a condiciones de referencia, con el fin de obtener un factor del medidor.

Cavitación: Formación y colapso de cavidades de vapor (burbujas) en un líquido, que ocurre por un repentino aumento o disminución de la presión. El colapso de las cavidades, causa grandes pulsos de presión en los alrededores de la cavidad. La cavitación puede ocurrir y causar daños mecánicos a superficies adyacentes en medidores, válvulas, bombas y líneas en lugares donde el flujo del líquido encuentra una restricción o cambio en la dirección.

Coefficiente de descarga: Es la relación de flujo real con el flujo teórico y es aplicado en la ecuación de flujo teórico para obtener el flujo real.

Coefficiente de flujo: Es una relación que está en función del coeficiente de descarga, de las presiones absolutas, de la densidad del fluido y de la geometría del conducto.

Compresibilidad: El cambio de volumen por unidad de volumen de un fluido causado por un cambio de presión a una temperatura constante.

Condiciones ambiente: (1) Condiciones externas (por ejemplo golpes, vibración, y temperatura) a las que un medidor podría estar expuesto durante el embarque, almacenamiento, manejo y operación. (2) Condiciones del medio (presión, temperatura, humedad, etc.) que rodean al medidor.

Condiciones estándar: Se consideran como condiciones base la temperatura a 60 °F y la presión de equilibrio de vapor líquido a 60 °F, para líquidos con presión de vapor menor a la presión atmosférica, la presión base es igual a la presión atmosférica.

Corriente abajo: Termino que indica un punto específico después del medidor.

Corriente arriba: Termino que indica un punto específico antes del medidor.

Cpl: Factor de corrección por efecto de la presión sobre el líquido.

Cps: Factor de corrección por efecto de presión sobre el acero tanto del medidor como del probador.

Csw: Factor de corrección (el cual no es mayor a 1000), es utilizado como indicador de la presencia de sedimento y agua en el crudo.

Ctl: Factor de corrección por efecto de temperatura sobre el líquido.

Cts (o CTS): Factor de corrección por efecto de temperatura sobre el acero.

Ctsh: Factor de corrección por efecto de la temperatura sobre el acero del tanque.

Cuantificación: Operaciones necesarias para contabilizar volúmenes de petróleo.

Curva de calibración del medidor: Curva o gráfica que expresa la relación entre los valores verdaderos de la cantidad medida y los valores correspondientes indicados por el medidor.

D

Densidad: Es la relación entre la masa por unidad de volumen de un líquido o un gas, en el sistema internacional su unidad es el kilogramo por metro cúbico.

Densidad Base: Es la densidad del líquido a la temperatura base de referencia 60 °F. La densidad base se determina a partir de la densidad observada y de la temperatura observada.

Densidad observada: Es la densidad del líquido leída por medio de un hidrómetro o un densitómetro en línea a la temperatura observada del fluido.

Densidad relativa: Relación entre la masa de un volumen dado de líquido a 15 °C (u otra temperatura estándar, como por ejemplo 60 °F) y la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. Cuando se reportan resultados se debe especificar la temperatura de referencia estándar.

Densitómetro: Es un transductor asociado a un equipo que permite convertir la densidad de un fluido en una señal electrónica.

Desviación (1) Cualquier separación de un valor de referencia. (2) Cambio observado, usualmente incontrolable, en el funcionamiento del medidor, que ocurre después de un período de tiempo. (3) Cuando se utiliza el método óptico de la línea de referencia para calibración de tanques, se refiere a la medida observada a través del dispositivo óptico en la escala graduada horizontal del carro magnético en cada estación vertical.

Determinación de gravedad API: Es un método utilizado por la industria petrolera para expresar la densidad de líquidos del petróleo. La gravedad API se mide a través de un hidrómetro con una escala graduada en grados API y densidad relativa. La gravedad API es un sistema numérico utilizado en el petróleo y sus productos, correlacionando grados con la densidad y la densidad relativa. Cuando se lleva a cabo una operación utilizando el Sistema Internacional de Unidades (SI), se usará la densidad relativa en vez de la gravedad específica.

Diagrama de control: Diagrama de factores sucesivos del medidor (o errores relativos del medidor) generalmente trazado como una función de tiempo. Se utiliza para evaluar la estabilidad del medidor y determinar en que momento el funcionamiento del mismo se ha salido de su rango normal.

Diferencia en volumen: Es la variación en porcentaje que existe entre la cantidad de hidrocarburo entregado y el recibido en procesos de transferencia de custodia.

E

Elemento primario: Es la parte del medidor de flujo que tiene una interacción directa con el fluido.

Elemento secundario: Indicación, registro y transducción de señales tomadas con ayuda del elemento primario.

Eliminador: Dispositivo eliminador de aire, gas o vapor que se utiliza en una tubería junto con un medidor para separar y eliminar aire o vapor entrampado en el líquido para evitar su entrada al medidor; lo que producirá medidas erróneas al ser detectado como líquido.

Entrega: Volumen entregado a través de un medidor durante una operación de medición o cuando se completa un movimiento de entrada o salida de fluido desde o hacia un tanque.

Entrega del medidor Volumen de líquido entregado que es determinado por un medidor.

Equipo de medición: Todos los instrumentos de medición, software, los patrones de medición, los materiales de referencia, los aparatos auxiliares y las instrucciones que se necesiten para efectuar una medición. El término incluye el equipo de medición utilizado para el ensayo y la inspección, así como el utilizado en la calibración.

Error: Es la diferencia entre el valor verdadero y el valor observado.

Error al azar: Es un error que varía de manera impredecible cuando un conjunto de mediciones de la misma variable se hace bajo condiciones efectivamente idénticas.

Error puntual: Es el que se produce por errores de observación del individuo o por daño del equipo.

Error sistemático: Es aquel que surge en el desarrollo de un número de mediciones hechas en las mismas condiciones con materiales que tengan el mismo valor verdadero de una variable, ya sea que permanezca en un valor absoluto constante o que varíe de una manera predecible. Los errores sistemáticos son los que producen el sesgo.

Evaluación de incertidumbre tipo A: Método para evaluar la incertidumbre mediante el análisis estadístico de una serie de observaciones.

Evaluación de incertidumbre tipo B: Método para evaluar la incertidumbre por otro medio que no sea el análisis estadístico de una serie de observaciones.

Exactitud: Es la medida en la cual los resultados de un cálculo o una lectura de un medidor se aproximan al valor real (diferencia entre el valor observado y el valor real).

F

Factor de cobertura. Factor numérico usado como multiplicador de la incertidumbre estándar combinada en el propósito de obtener una incertidumbre expandida.

G

Gasto de flujo: Término que expresa la velocidad del fluido. Ejemplo: barriles por hora, galones por minuto, metros cúbicos por hora, etc.

Gasto en volumen: La unidad de medida es el metro cúbico por segundo, que es el gasto en volumen de una corriente uniforme tal que una sustancia de 1 metro cúbico de volumen atraviesa una sección determinada en 1 segundo.

Gasto másico: Unidad, el kilogramo por segundo, que es el gasto másico de una corriente uniforme tal que una sustancia de 1 kilogramo de masa atraviesa una sección determinada en 1 segundo.

Grado de Libertad: Es el número de resultados independientes usados en estimar la desviación estándar.

H

Hidrocarburo: Se denomina hidrocarburo a los compuestos orgánicos que contienen únicamente carbono e hidrogeno en sus moléculas. Conforman una estructura de carbono a la cual se unen átomos de hidrogeno. Los hidrocarburos se clasifican en dos clases

principales: hidrocarburos aromáticos los cuales tienen al menos un anillo aromático (conjunto planar de seis átomos de carbono) y los hidrocarburos alifáticos los cuales se unen en cadenas abiertas, ya sea lineales o ramificadas.

I

Incertidumbre: Característica asociada al resultado de una medición, que define el espacio bidireccional centrado en el valor ofrecido por el instrumento de medida, dentro del cual se encuentra con una determinada probabilidad estadística el valor medido dentro de un determinado intervalo de confianza. Se calcula mediante la calibración, obteniendo datos estadísticos de una serie de comparaciones del instrumento de medida calibrado, contra un patrón de referencia con nominal e incertidumbre conocida, que disponga de trazabilidad documental demostrable a los estándares de medida aceptados internacionalmente. La incertidumbre también se define como la cuantificación de la duda que existe respecto del resultado de una medición.

Incertidumbre de la medición: Parámetro asociado con el resultado de una medición que caracteriza la dispersión de los valores que de una forma razonable se le podría atribuir a una magnitud por medir.

Incertidumbre estándar: Incertidumbre del resultado de una medición expresada como una desviación estándar.

Incertidumbre estándar combinada: Incertidumbre estándar del resultado de una medición cuando el resultado se obtiene a partir de los valores de algunas magnitudes, igual a la raíz cuadrada positiva de una suma de términos, siendo dichos términos, las varianzas y covarianzas de estas otras magnitudes ponderadas.

Instrumento de medición: Dispositivo destinado a efectuar mediciones, solo o en conjunto con uno o varios dispositivos adicionales.

L

Línea de muestreo: Línea de tubería ubicada entre la línea y el punto de muestreo.

Línea: Tubería por donde circula un fluido.

Linealidad: Es el valor máximo de error, de un medidor dinámico, para un rango de flujo dentro del cual el medidor se comporta linealmente.

Líquido patrón: Líquido de densidad conocida y con certificado de calibración de un instituto acreditado. Por lo general el certificado de un líquido patrón tiene una vigencia relativamente corta debido a la susceptibilidad del líquido de cambiar sus condiciones físicas.

Loop: Arreglo de tubería que en los sistemas de medición es diseñado para instalar toma muestras y densitómetros.

M

Masa (kilogramo – Kg.): El kilogramo es la masa del patrón internacional hecho de platino-iridio, aceptado por la Conferencia General de Pesas y Medidas en 1889 y depositado en el Pabellón de Breteuil, de Sévres de la Oficina Internacional de pesas y medidas.

Masa en volumen: Su unidad es el kilogramo por metro cúbico, que es la masa en volumen de un cuerpo homogéneo cuya masa es de 1 kilogramo y cuyo volumen es de 1 metro cubico.

Medición: Conjunto de operaciones que tienen por finalidad determinar el valor de una magnitud.

Medición electrónica de líquidos: ELM (Electronic Liquid Measurement) es un sistema de medición que utiliza equipo electrónico de cálculo de acuerdo con las características expresadas en los algoritmos del API para medición de líquidos y disposiciones de seguridad y auditaje, entradas de temperatura y presión en línea y entrada lineal de pulsos del medidor. Aplica los cálculos de CPL y CTL en un mínimo periodo de tiempo. Contiene las recomendaciones para verificación y recalibración y uso opcional de una variable viva de densidad y atención a los dispositivos secundarios de ayuda para reducir inexactitudes de medición.

Medición por asignación: Es una medida usando sistemas de medición dinámica para locaciones o pozos de producción individual donde se especifican los procedimientos específicos para determinar el porcentaje de hidrocarburo y fluidos asociados o volúmenes de energía para atribuir a una locación, cuando se compara frente al total de una reserva, sistema de producción o sistema de recibo afectado.

Medida inicial: Es la medida de producto antes que sea transferido.

Medida final: Es la medida que se realiza después que el producto ha sido transferido.

Medida: Es la determinación exacta del nivel del líquido en el tanque de almacenamiento.

Medidor rotatorio: Cualquier dispositivo que deduce la salida de pulsos generados por el medidor a partir de rotación mecánica de éste en la corriente del fluido. Por ejemplo, medidores de turbina y de desplazamiento positivo, en los cuales la salida de pulsos, se deduce de un desplazamiento continuo angular de un elemento accionado por el fluido.

Medidor no-rotatorio: Cualquier dispositivo de medición para el cual la salida del pulso del medidor no se deduce a partir de una rotación mecánica. Por ejemplo, vórtices, tubo de Vénturi, platinas de orificio, boquillas sónicas y medidores de flujo ultrasónicos y electromagnéticos.

Metrología: La Metrología es la rama de la ciencia que se ocupa de las mediciones, de los sistemas de unidades y de los instrumentos usados para efectuarlas e interpretarlas. Comprende los aspectos teóricos y prácticos de las mediciones y su incertidumbre, la metrología se puede observar desde dos puntos de vista, la científica está encargada de la investigación que conduce a la elaboración de patrones sobre bases científicas y promueve su reconocimiento y la equivalencia de éstos a nivel internacional), la industrial persigue promover en la industria manufacturera y de servicios la competitividad a través de la permanente mejora de las mediciones que inciden en la calidad.

N

Nivel de confianza: Es el grado de confianza que puede ser otorgado a un rango de incertidumbre estimado.

Número de Reynolds: Es una cantidad adimensional resultante de la relación entre fuerzas dinámicas y fuerzas viscosas, que permite predecir el comportamiento del fluido en el medidor

P

Parámetros: Son los valores que caracterizan y resumen el comportamiento esencial de las mediciones.

Patrón certificado: Instrumento destinado a la comparación de variables de medición debido a su gran exactitud, con una precisión por lo menos 3 veces mayor que el instrumento con el cual se va a comparar.

Precisión: Es la aproximación dentro de la cual un conjunto de datos está agrupado.

Probador: Equipo de calibración que permite establecer el ajuste del Factor de Medición correspondiente a un medidor, para condiciones de operación en un momento dado.

Punto de transferencia de custodia: Es la localización física en la cual una cantidad de petróleo que es transferida entre las partes, cambia de dueño.

R

Rangeabilidad: Relación entre los valores máximo y mínimo que el medidor puede leer con la exactitud especificada.

Repetibilidad: Es la variación obtenida entre los resultados de múltiples sucesos, medidos a las mismas condiciones de operación y llevados a cabo por el mismo método, con los mismos instrumentos, en el mismo lugar y dentro de un corto periodo de tiempo.

Reproducibilidad: Es la medida de la variabilidad entre los resultados de mediciones de la misma variable cuando las mediciones individuales son realizadas con el mismo método, con el mismo tipo de instrumento pero con observadores diferentes en distintos sitios y después de un periodo largo.

S

Sensor: Es un dispositivo que provee una señal de salida que responde a una magnitud la cual es una cantidad física, propiedad o condición de una variable que es medida. La salida es una señal eléctrica, producida por el sensor la cual es una función de la magnitud que nos interesa.

Sesgo: Es cualquier influencia en cualquier resultado que produzca una aproximación incorrecta de la variable medida. El sesgo es el resultado de un error sistemático predecible.

Sistema de medición: Conjunto de instrumentos de medición y otros dispositivos que interactúan para efectuar, mediciones específicas de hidrocarburos.

T

Temperatura: Es la determinación exacta del promedio de temperatura del líquido en la unidad de almacenamiento.

Tiempo (segundo – s): El segundo es la duración de 9 192 631 770 períodos de la radiación correspondiente a la transición entre los dos niveles hiperfinos del estado fundamental del átomo de cesio 133. (13^a CGPM 1967, resolución 1). Se realiza sintonizando un oscilador a la frecuencia de resonancia de los átomos a su paso a través de campos magnéticos y una cavidad resonante hacia un detector.

Transferencia de custodia: Es el hecho a través del cual se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo, derivada de la entrega y recibo entre áreas o la entrega y recibos de terceros ya sea a título de tenencia o a título de propiedad.

Trazabilidad: La aptitud para rastrear la historia, la aplicación o la localización de sistema, equipos o prueba, por medio de identificaciones registradas. Se aplica a la referencia de los equipos de medición en relación con los patrones nacionales o internacionales, los patrones primarios, las constantes o propiedades físicas básicas o los materiales de referencia. Conviene que todos los aspectos de los requisitos de trazabilidad si los hay, se especifiquen claramente, por ejemplo en función de períodos de tiempo, punto de origen o identificación.

U

Unidad de medida: Magnitud particular, definida y adoptada por convención, con la cual se comparan las otras magnitudes de la misma naturaleza para expresar cuantitativamente su relación con esa magnitud.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura</i>		<i>Página</i>
Figura (i.1)	Derivados del petróleo	2
Figura (i.2)	Ingresos del sector público	3
Figura (i.3)	Demanda del SNR vs disponibilidad nacional de crudo (miles de barriles diarios)	4
Figura (i.4)	Precio de la mezcla del crudo mexicano y del WTI (dólares por barril)	5
Figura (i.5)	Precio de referencia del gas natural (dólares por millón de Btu)	5
Figura (i.6)	Medidores de flujo ³³	9
Figura (i.7)	Uso de los distintos medidores	10
Figura (i.8)	Error en la medición ³⁷	11
Figura (i.9)	Exactitud de la medición ³⁷	12
Figura (i.10)	Medición de la repetibilidad en un medidor de turbina ³⁷	13
Figura (i.11)	Relación de repetibilidad y exactitud ³⁷	13
Figura (i.12)	Comparación de linealidad ³⁷	14
Figura (i.13)	Comparación entre medidor y patrón nacional	15
Figura (i.14)	Patrón Nacional de Volumen	15
Figura (i.15)	Carta de trazabilidad para las mediciones de gas	19
Figura (1.1)	Componentes básicos de un Sistema Integral de Producción ²⁶	21
Figura (1.2)	Caídas de presión a través del SIP ²⁶	23
Figura (1.3)	Sistema de un solo componente ²⁸	24
Figura (1.4)	Sistema de dos componentes ²⁸	24
Figura (1.5)	Sistema multicomponente ²⁸	25
Figura (1.6)	Diagrama de fase de un aceite negro ²⁷	26
Figura (1.7)	Diagrama de fase de un aceite volátil ²⁷	27
Figura (1.8)	Diagrama de fase de un gas y condensado ²⁷	28
Figura (1.9)	Diagrama de fase de un gas húmedo ²⁷	28
Figura (1.10)	Diagrama de fase de un gas seco ²⁷	29
Figura (1.11)	Patrones de flujo, a) Tubería horizontal, b) Tubería vertical ³	30

Figura (1.12)	Patrones de flujo en tuberías verticales ³	31
Figura (1.13)	Mapa de patrones de flujo, Duns y Ros ²⁶	32
Figura (1.14)	Mapa de patrones de flujo, Taitel y Dukler ²⁶	32
Figura (1.15)	Mapa de patrones de flujo, Taitel-Barnea ²⁶	33
Figura (1.16)	Representación tridimensional de los regímenes de flujo	36
Figura (1.17)	Régimen laminar y turbulento	37
Figura (1.18)	Perfiles asimétricos a 5 y 20 diámetros corriente de bajo de una misma curva en una tubería de 75 mm de diámetro.	37
Figura (1.19)	Efecto de una curva de 90°	38
Figura (1.20)	Efecto de una válvula mariposa	38
Figura (1.21)	Cavitación en una tubería	39
Figura (1.22)	Etapas de la cavitación	39
Figura (1.23)	Colapso de una burbuja	40
Figura (1.24)	Fluidos expuestos a altas temperaturas	41
Figura (1.25)	Fluidos expuestos a bajas temperaturas	41
Figura (1.26)	Efecto de la temperatura en el volumen del líquido	42
Figura (1.27)	Flujo estable dentro de una tubería	43
Figura (1.28)	Componentes de la ecuación de Bernoulli	45
Figura (2.1)	Localización de los sistemas de medición	47
Figura (2.2)	Estación de medición	47
Figura (2.3)	Mediciones de flujo multifásico	48
Figura (2.4)	Medidores Vx de 88 mm, 52mm y 29 mm (<i>cortesía Schlumberger</i>)	49
Figura (2.5)	Partes del medidor Vx	50
Figura (2.6)	Atenuación de rayos gamma	50
Figura (2.7)	Medidor Vx instalado en la plataforma Yombo	51
Figura (2.8)	El objetivo principal de la transferencia de custodia	51
Figura (2.9)	Componentes de un separador	53
Figura (2.10)	Separador horizontal	57

Figura (2.11)	Separador vertical	57
Figura (2.12)	Separador esférico	58
Figura (2.13)	Tipos de tanques de almacenamiento ³¹	59
Figura (2.14)	a) Cinta de medición a fondo, b) Cinta de medición a vacío ³¹	61
Figura (2.15)	Medición a fondo ³¹	62
Figura (2.16)	Medición a vacío ³¹	63
Figura (2.17)	Localización de la instrumentación ³¹	64
Figura (2.18)	Tecnologías de medición ³¹	65
Figura (2.19)	Sistema parcialmente sumergido ⁹	67
Figura (2.20)	Medición de nivel con switch flotador ⁹	67
Figura (2.21)	Flotador-cuerda ¹	68
Figura (2.22)	Medidor con mirilla ¹	69
Figura (2.23)	Tanque a presión atmosférica ⁹	70
Figura (2.24)	Medición de presión diferencial ⁹	70
Figura (2.25)	Tubo de burbujeo ¹	71
Figura (2.26)	Transmisión de microondas	72
Figura (2.27)	Medición de nivel con radar	72
Figura (2.28)	Comportamiento de la frecuencia de resonancia	73
Figura (2.29)	Tiempo de retorno de la señal	73
Figura (2.30)	Emisión de rayos gamma	74
Figura (2.31)	Medición y detección radiométrica de niveles	75
Figura (2.32)	Estación de medición para transferencia de custodia ³⁷	77
Figura (2.33)	Curva de exactitud ³⁷	78
Figura (3.1)	Gráfica de coeficiente de descarga en función del número de Reynolds	84
Figura (3.2)	Perfil de velocidad	85
Figura (3.3)	Placa de orificio	88
Figura (3.4)	La placa orificio origina que la velocidad aumente y por lo tanto la presión disminuya	88

Figura (3.5)	Coeficiente de descarga en función del número de Reynolds y la relación de diámetros	90
Figura (3.6)	Gráfico para obtener el coeficiente de descarga en función de la relación de diámetros	90
Figura (3.7)	Medición de desviación de planitud	94
Figura (3.8)	Medición de rugosidad	95
Figura (3.9)	Borde de orificio	96
Figura (3.10)	Medición del diámetro de orificio	97
Figura (3.11)	Medición del espesor del orificio de la placa	98
Figura (3.12)	Dimensiones para calcular el ángulo del bisel	99
Figura (3.13)	Recomendaciones de diseño	99
Figura (3.14)	Orificio concéntrico	101
Figura (3.15)	a) Borde cuadrado, b) Borde conico	101
Figura (3.16)	Orificio excéntrico	102
Figura (3.17)	Orificio segmentado	102
Figura (3.18)	Tomas de presión e brida	103
Figura (3.19)	Tomas en la vena contracta	103
Figura (3.20)	Tomas en la tubería	104
Figura (3.21)	Registro de presión estática y presión diferencial	104
Figura (3.22)	Caja de registro	105
Figura (3.23)	Plumas de registro	105
Figura (3.24)	Registrador de presiones	107
Figura (3.25)	Fitting de la marca Daniel	108
Figura (3.26)	Fitting porta-placa	108
Figura (3.27)	Remoción de la placa de orificio en fitting	109
Figura (3.28)	Partes de fitting	110
Figura (3.29)	Brida porta-placa de orificio	111
Figura (3.30)	Remoción de placa de orificio en brida	111
Figura (3.31)	Enderezador de flujo	112

Figura (3.32)	Tubo de Bundle	113
Figura (3.33)	Tubo de Zanker	113
Figura (3.34)	Tubo de Sprenkle	113
Figura (3.35)	Longitud de diámetros para diversas instalaciones	114
Figura (3.36)	Tubo de Venturi	115
Figura (3.37)	Presiones en el medidor de Venturi	116
Figura (3.38)	Coeficiente de descarga	117
Figura (3.39)	Partes principales que integran un tubo de Venturi	117
Figura (3.40)	Geometría normalizada	118
Figura (3.41)	Dimensiones constructivas	119
Figura (3.42)	Tubo de Venturi fabricado de una sola pieza	119
Figura (3.43)	Partes de un medidor tipo tobera	120
Figura (3.44)	Presiones en el Tubo de Pitot	122
Figura (3.45)	Instalación de tubo Pitot	123
Figura (3.46)	Fuerzas que intervienen en el rotámetro	125
Figura (3.47)	Coeficiente de descarga en función del número de Reynolds para el rotámetro	126
Figura (3.48)	Geometrías de rotámetro	127
Figura (3.49)	Medidor de turbina (liquido) serie WC/WG Invalco	128
Figura (3.50)	Medidor de turbina (gas) serie GT Invalco	128
Figura (3.51)	Funcionamiento del medidor de tipo turbina	129
Figura (3.52)	Consideraciones del Medidor de Turbina	130
Figura (3.53)	Flujo a través de las paletas	131
Figura (3.54)	Medidor de turbina convencional	133
Figura (3.55)	Medidor de Turbina Smith Meter ^{MT} instalado en la terminal de un oleoducto	133
Figura (3.56)	Sección de flujo típica con y sin enderezador de flujo	134
Figura (3.57)	Sistema con enderezador de flujo y 2 codos 90°	134
Figura (3.58)	Diagrama de instalación del medidor tipo turbina de acuerdo	135

	al API MPMS	
Figura (3.59)	Medidor vortex	135
Figura (3.60)	Principio de operación del medidor vortex	136
Figura (3.61)	Relación entre el número de Strouhal y el de Reynolds	137
Figura (3.62)	Variación del factor K	137
Figura (3.63)	Partes del medidor Vortex	138
Figura (3.64)	Instalación con válvulas de corte corriente arriba y corriente abajo	138
Figura (3.65)	Variaciones del factor K vs la distancia a un codo simple	139
Figura (3.66)	Variaciones del factor K vs la distancia de dos codos en serie	139
Figura (3.67)	Medidor instalado en planta de procesamiento	140
Figura (3.68)	Instalación vertical	140
Figura (3.69)	Sistema básico	141
Figura (3.70)	Localización de transductores en la tubería	143
Figura (3.71)	Componentes para el cálculo de velocidad	145
Figura (3.72)	Diagrama de instalación del medidor ultrasónico	147
Figura (3.73)	Mínimos requerimientos de longitud de tubería corriente arriba	148
Figura (3.74)	Medidor instalado sobre una línea de hidrocarburos	149
Figura (3.75)	Principio de operación del medidor electromagnético	150
Figura (3.76)	Esquema de funcionamiento de un medidor electromagnético	151
Figura (3.77)	Instalación horizontal	152
Figura (3.78)	Instalación vertical	153
Figura (3.79)	Instalación del sensor	153
Figura (3.80)	Dirección de flujo	154
Figura (3.81)	Medidor DP	155
Figura (3.82)	Unidad interna de medición	156
Figura (3.83)	Medidor de disco oscilante	157
Figura (3.84)	Medidor de pistón oscilante	157
Figura (3.85)	Medidor cicloidal	158

Figura (3.86)	Medidor birrotor	159
Figura (3.87)	Medidor oval	159
Figura (4.1)	Sistema de Referencia no Inercial	164
Figura (4.2)	Efecto de la fuerza Coriolis	165
Figura (4.3)	Fuerza Coriolis	165
Figura (4.4)	Efectos de la fuerza Coriolis	167
Figura (4.5)	Tubos de flujo	168
Figura (4.6)	Bobina generadora	168
Figura (4.7)	Bobinas pickoff	169
Figura (4.8)	Sensor de temperatura	169
Figura (4.9)	Conexión a proceso	170
Figura (4.10)	Tubo de unión múltiple	170
Figura (4.11)	Caja protectora	171
Figura (4.12)	Unidad electrónica	171
Figura (4.13)	Partes de un medidor de tubo recto	173
Figura (4.14)	Formas que puede adoptar el tubo de flujo en el medidor	173
Figura (4.15)	Vibración del tubo	174
Figura (4.16)	Generación de la señal	175
Figura (4.17)	Movimiento del tubo sin flujo	175
Figura (4.18)	Ondas sinusoidales en fase	176
Figura (4.19)	Oscilación de tubos de flujo por efecto Coriolis	176
Figura (4.20)	Desfase de tiempo en las ondas sinusoidales	177
Figura (4.21)	Factor de calibración para medidor Coriolis	179
Figura (4.22)	Esquema del sistema de calibración	180
Figura (4.23)	Variables de intervención en el medidor	181
Figura (4.24)	Sistema de resorte	183
Figura (4.25)	Variación de la frecuencia por la densidad del fluido	183
Figura (4.26)	Relación entre el tubo de flujo y el resorte	184

Figura (4.27)	Variación de la Frecuencia por la Masa del Fluido	184
Figura (4.28)	Relación de la densidad y periodo del tubo de flujo	185
Figura (4.29)	Patrón Nacional de Flujo de Líquidos	186
Figura (4.30)	Diagrama esquemático del Patrón Nacional de Flujo	187
Figura (4.31)	Instalación para gas	188
Figura (4.32)	Instalación para líquidos	188
Figura (4.33)	Línea de gas	189
Figura (5.1)	Esquema del sistema de medición	192
Figura (5.2)	Balanza utilizada para corridas	193
Figura (5.3)	Medidor Micro Motion CMF300	193
Figura (5.4)	Medidor Coriolis instalado en línea	194
Figura (5.5)	Camión tanque para transporte de GLP	195
Figura (5.6)	Error porcentual aproximado del medidor Coriolis	196

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla</i>		<i>Página</i>
Tabla (2.1)	Características de los medidores para la medición dinámica	76
Tabla (3.1)	Clasificación de los medidores de flujo	82
Tabla (3.2)	Tolerancia para diámetros de orificio	96
Tabla (3.3)	Dimensiones recomendadas para el elemento primario	100
Tabla (3.4)	Dimensiones máximas para el elemento primario	100
Tabla (3.5)	Longitud de tramo recto corriente arriba para medidor Venturi	120
Tabla (3.6)	Longitud de tramo recto corriente arriba para Tobera	121
Tabla (3.7)	Longitud de tramo recto corriente abajo para Tobera	121
Tabla (3.8)	Velocidad de sonido en algunos gases bajo diferentes condiciones	142
Tabla (5.1)	Datos de la balanza	193
Tabla (5.2)	Características del medidor	194
Tabla (5.3)	Propiedades termodinámicas	194
Tabla (5.4)	Resultados	195
Tabla (5.5)	Incertidumbre de distintos medidores	197
Tabla (5.6)	Aspectos técnico-económicos	198
Tabla (5.7)	Costos por incertidumbre	199

NOMENCLATURA

<i>A</i>	Área de la tubería	<i>[pie²]</i>
<i>A_f</i>	Área de la sección del flotador	
<i>A_w</i>	Sección interior del tubo	
<i>A₁</i>	Área de la sección corriente arriba	
<i>A₂</i>	Área de la sección corriente abajo	
<i>B</i>	Coefficiente de expansión del líquido	
<i>E</i>	Espesor de la placa	
<i>E_c</i>	Energía cinética	
<i>C</i>	Coefficiente de velocidad	
<i>C_d</i>	Coefficiente de descarga	adimensional
<i>C_d</i>	Coefficiente de arrastre del fluido sobre el flotador	
<i>D</i>	Diámetro	<i>[pie]</i>
<i>D_m</i>	Diámetro medio del tubo de medición	
<i>E</i>	Fuerza de arrastre del fluido sobre el flotador	
<i>F</i>	Fuerza de empuje del fluido sobre el flotador	
<i>F_a</i>	Factor de expansión térmica del orificio	
<i>F_b</i>	Factor de presión base	
<i>F_c</i>	Fuerza Coriolis	
<i>F_g</i>	Factor de gravedad específica	
<i>F_m</i>	Factor manométrico	
<i>F_{pb}</i>	Factor básico de orificio	
<i>F_{pv}</i>	Factor de supercompresibilidad	
<i>F_r</i>	Factor del número de Reynolds	
<i>F_{tf}</i>	Factor de temperatura de flujo	
<i>F_{tb}</i>	Factor de temperatura base	
<i>G</i>	Peso del flotador	
<i>H_f</i>	Longitud del flotador	

H_l	Altura de líquido sobre el plano de referencia	
L	Distancia entre transductores	
L_m	Altura de nivel a medir	
L_z	Altura de nivel respecto al fondo	
M	Par	
P	Presión	[<i>psia</i>]
P_e	Presión estática absoluta en el fluido	
P_i	Presión de impacto o total absoluta	
P_f	Presión estática	
P_v	Presión de vapor	
P_1	Presión corriente arriba	
P_2	Presión corriente abajo	
P_∞	Presión absoluta en la corriente libre no perturbada	
Q	Gasto volumétrico del fluido	
Q_{act}	Gasto actual	[<i>pie³/s</i>]
Q_g	Gasto de gas	[<i>MMscfd</i>]
Q_R	Gasto real	
Q_1	Gasto de líquido	[<i>bpd</i>]
Q_2	Gasto de líquido	[<i>pie³/s</i>]
R_e	Número de Reynolds	adimensional
S	Gravedad específica del gas	
S_t	Número de Strouhal	
$S.G.$	Gravedad específica	
T	Temperatura	[<i>°R</i>]
T_b	Temperatura a condiciones base	
T_f	Temperatura a condiciones de flujo	
V	Volumen	

V_b	Volumen a condiciones base	
V_{fl}	Volumen del flotador	
V_f	Volumen a condiciones de flujo	
W	Trabajo	
Y	Factor de expansión	
α_r	Aceleración radial	
α_t	Aceleración transversal	
c	Velocidad del sonido	
d	Diámetro interno	[pg]
d_m	Diámetro del orificio de la placa	
d_r	Diámetro del orificio de la placa	
dt	Diferencial de tiempo	
e	Espesor del orificio de la placa	
f	Frecuencia del torbellino	
f_d	Frecuencia corriente abajo	
f_{ref}	Frecuencia de referencia	
f_u	Frecuencia corriente arriba	
g	Gravedad	
h_w	Caída de presión	
k	Constante de Poisson	
m	Masa del fluido contenida en el tubo	
s	Sección de la tubería	
t_d	Tiempo de tránsito corriente abajo	
t_u	Tiempo de tránsito corriente arriba	
v	Velocidad de flujo	[pie/s]
v_{act}	Velocidad actual del gas	[pie/s]
v_s	Velocidad de señal	

v_1	Velocidad corriente arriba	
v_2	Velocidad corriente abajo	
ω	Velocidad angular alrededor del eje del tubo L	
z	Factor de compresibilidad	
β	Factor de obstrucción	adimensional
δm	Diferencial de masa	
θ	Angulo entre la dirección de flujo y la línea formada por los Transductores	
μ'	Viscosidad	$[lb/pt - s]$
ρ	Densidad del fluido	$[lb/pt^3]$
ρ_f	Densidad del flotador	
ρ_g	Densidad del gas	
ρ_l	Densidad del líquido	
σ	Número de cavitación	
σ_{crit}	Número de cavitación crítico	
ω	Velocidad angular	
Δt	Intervalo de tiempo	
ΔM	Masa en la región interna	
ΔP	Caída de presión	
ΔU	Cambio de energía potencial	
ΔX	Intervalo de longitud	
$\sqrt{h_w P_f}$	Extensión de presión	

BIBLIOGRAFÍA

1. Antonio Creus Solé, "Instrumentación Industrial" Sexta Edición, Editorial Alfaomega, 1997.
2. Manual of Petroleum Measurement Standards Draft Standard, "Measurement of Single-Phase, Intermediate and Finished Hydrocarbon Fluids By Coriolis Meters", Primera Edición, API, 2000.
3. Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, "Transporte de hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros, A.C.
4. Iván Rivas Acosta, "Tubos Venturi, Dall y Tobera", Subdirección General de Administración del Agua.
5. Jairo Mantilla, Technical Manager, "Medición de Gas con Tecnología Ultrasónica", Trans Canadá Calibrations.
6. Manual of Petroleum Measurement Standards Draft Standard Chapter 14, "Natural Gas Fluids Measurement", Cuarta Edición, API, 2006.
7. Bruno Pinguet, Eric Bluoin, "Oil and Gas Journal", SCHLUMBERGER
8. Steve Whitman, "API Coriolis Standard for Mass Measurement of Crude Oil", Coastal, Inc.
9. J. Acedo Sánchez, "Instrumentación y Control Avanzado de Procesos", Díaz de Santos SA, 2006.
10. ODIN, "Caudalímetros Electromagnéticos".
11. Buenfil R. M. "Medidor Electromagnético", Subdirección General de Administración del Agua.
12. FMC Technologies, "Catalogo General de Productos".
13. Roberto Arias Romero, "Incertidumbre en la Medición de Flujo Másico Mediante una Placa de Orificio", CENAM.
14. Kazuto Kawakita, "Criterios para la Selección y Utilización de Medidores de Flujo", IPT Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2002.
15. FMC Technologies, "A Comparison of Liquid Petroleum Meters for Custody Transfer Measurement", 2005.
16. Joel Guevara, Wilfrido Loyo, "Acondicionador de Señales del medidor de Flujo Másico Basado en Efecto Coriolis", Unexpo.

17. Micro Motion, "Coriolis Flow and Density Measurement in the Petroleum Refining Industry", Emerson.
18. Actaris, "Medidores Másicos", Neptune.
19. Ing. Fabián R. Robin, "Medición de caudal Coriolis en flujo bifásico: explorando problemas y soluciones en el diseño del tubo de flujo.
20. Emerson, "Tutorial: Introducción a la Tecnología Coriolis", Micro Motion.
21. Emerson, "Guía de corrosión para medidor de caudal tipo Coriolis de Micro Motion", Micro Motion.
22. M.I José Ángel Gómez Cabrera, "Apuntes de Manejo de Producción en Superficie" UNAM.
23. José Manuel Maldonado Razo, "Desempeño del Medidor Másico Tipo Coriolis Como Patrón de Referencia en la Verificación de los Sistemas de Medición del GLP Residencial en Estado Líquido", Centro Nacional de Metrología.
24. Mike Rogi, "Coriolis Mass Flow Meters Natural Gas Measurement", Spartan Controls.
25. Zoltan Heinemann, BrigitteWeinhardt, "Reservoir Fluids: Volume 2", DI Claudia Scharf, 2004.
26. Ken Arnold, Maurice Stewart "Surface Production Operations", Gulf Publishing Company, 1999.
27. William D. McCain, "The Properties of Petroleum Fluids", Penn Well Books, 1990.
28. Tarek Ahmed, "Hydrocarbon Phase Behavior", Gulf Publishing Company, 1989.
29. Zoltán E. Heinemann, "Reservoir Fluids: Volume 2", Textbook Series, 2004.
30. Heriot Watt, "Well Performance", Production Technology.
31. Ecopetrol, "Manual de Medición de Hidrocarburos", 2007.
32. Omega, "Transactions: flow and level measurement", 2006.
33. Paul LaNasa, "Fluid flow measurement", Gulf Professional Publishing, 2002.
34. Pedro Gomez, "Medición de gas natural", Piura Perú.

35. H. Dale Beggs, "Gas production operation", OGCI publications.
36. George Chilingarian, "Surface operations in petroleum production, II", Elsevier, 1990.
37. Cenam, "Hidrocarburos y Trazabilidad", Foro petrolero, 2007.
38. Sergio Lupo, Juan Cirvini, "Evaluación de resultados obtenidos en la medición de medidores máxicos utilizando fluidos de densidades diferentes", Simposio de Metrología, CENAM.