



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

15
20j

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN DE SISTEMAS PARA LA
MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
POZOS PETROLEROS

T E S I S :

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

BLANCA ESTELA GONZÁLEZ VALTIERRA
FÉLIX BAUTISTA TORRES



Dir. de Tesis : ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ

MÉXICO, D.F.

1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

TESIS

COMPLETA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-072

SRITA. BLANCA ESTELA GONZALEZ VALTIERRA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan de la Cruz Clavel López, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

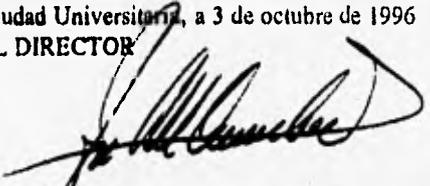
**EVALUACION DE SISTEMAS PARA LA MEDICION DE LA PRODUCCION DE POZOS
PETROLEROS**

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS FUNDAMENTALES**
- III MEDIDORES DE FLUJO MONOFASICO**
- IV PRINCIPALES MEDIDORES DE FLUJO MULTIFASICO**
- V ANALISIS TECNICO DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE LA PRODUCCION DE POZOS**
- EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA DE LOS SISTEMAS PARA LA MEDICION DE POZOS**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de 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 HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 3 de octubre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-072

SR. FELIX BAUTISTA TORRES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan de la Cruz Clavel López, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

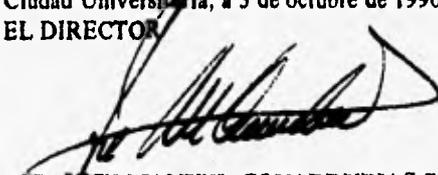
**EVALUACION DE SISTEMAS PARA LA MEDICION DE LA PRODUCCION DE POZOS
PETROLEROS**

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS FUNDAMENTALES
- III MEDIDORES DE FLUJO MONOFASICO
- III PRINCIPALES MEDIDORES DE FLUJO MULTIFASICO
- IV ANALISIS TECNICO DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE LA PRODUCCION DE POZOS
- V EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA DE LOS SISTEMAS PARA LA MEDICION DE POZOS
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de 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 HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 3 de octubre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**EVALUACIÓN DE SISTEMAS PARA LA
MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
POZOS PETROLEROS**

REALIZADA POR:

**BLANCA ESTELA GONZÁLEZ VALTIERRA
FÉLIX BAUTISTA TORRES**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ

Presidente: M. en I. José Angel Gómez Cabrera

Vocal: M. en I. Carlos Balderas Joers

Secretario: Ing. Juan de la Cruz Clavel López

Primer suplente: Ing. Salvador Macías Herrera

Segundo suplente: M. en I. Néstor Matínez Romero



RECONOCIMIENTOS

A mi **director de Tesis** Juan de la Cruz Clavel López, Ingeniero del Instituto Mexicano del Petróleo por su valioso interés, asesoría, participación y revisión en la realización de este trabajo.

A la **Gerencia de Gestión Tecnológica** y a la **Subgerencia de Aplicación y Evaluación de Nuevas Técnicas** por brindarnos su apoyo para la realización de esta Tesis; con gratitud a todos los ingenieros y compañeros de trabajo en especial a: Vicente, Salvador, Tere, América y Ernesto.

A los **Ingenieros**: Ana Bertha González Moreno, Noel Santamaría, Arturo Reyes, Francisco Sosa y Andrés Figueroa Méndez, del **Instituto Mexicano del Petróleo**, por su colaboración, aportación y apoyo en la culminación de este trabajo.

Un **reconocimiento especial** a los Ingenieros: Carlos Balderas Joers, Manuel Garcini Roldan, José Ángel Gómez Cabrera, Rafael Navarro Jardón y Alfredo Rangel Islas, por las facilidades otorgadas y estímulo brindado durante la realización de este trabajo.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y muy en especial a la **Facultad de Ingeniería** por ser única.

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres:

Muchas gracias por el amor, apoyo y confianza que siempre me han dado para seguir adelante. Los amo.

A mis Hermanos:

Gerardo, Alberto, Manuel y César, por el cariño y cuidados que me han brindado siempre.

A mis Sobrinos:

Espero que este sea uno de los muchos ejemplos que puedo darles para que cumplan siempre sus metas.

A Félix:

Gracias por haber sido el mejor compañero de Tesis y soportar mi mal humor.

A Sergio:

Por darme comprensión, apoyo y cariño. Gracias, Te Amo.

A todos mis compañeros y amigos de la Facultad y del Instituto Mexicano del Petróleo.

BLANCA ESTELA

AGRADECIMIENTOS

A la memoria de una gran mujer:

Mi madre *Catalina Torres Rodríguez*, quién con muchos sacrificios y dedicación me saco adelante para hacer realidad mis sueños e ilusiones, enseñándome el camino a mi realización; y por dejarme la mejor herencia: **SU FILOSOFÍA DE LA VIDA...**

A mis hermanos:

Rosa María, Narciso, Víctor, José, Tere-Marty, Moisés, Rafael, Victoria, mi padre Víctor Bautista de la Luz y mi Tía Mercedes Torres R., por que con nada podría pagarles el gran apoyo y ayuda que me han brindado para poder realizarme y superarme.

A mis cuñada(o)s:

Sara, Magdalena, Rosa, Margarita, Enrique y Edgar, por su apoyo otorgado durante todo este tiempo.

A mis sobrinos:

Jesús, Irma, Carlos, Eduardo, Catalina, Fernando, Ana María, Jazmín, Karina, Jacqueline, Lucia, Marisol, Narciso, Victoria, Griselda, Alberto, Rubí y Esmeralda, como un incentivo para que sigan superándose en el futuro, y para que nunca se den por vencidos y logren todas sus metas deseadas.

A Blanca Estela:

Por que tuve la oportunidad de convivir y compartir diversas experiencias en la realización de este trabajo con una gran amiga y compañera.

A la Esc. Sec. 186:

Quién me formo como estudiante, y a la cual le dedique 12 años de trabajo, a mis compañeros de generación de quienes guardo gratos recuerdos, a mis alumnos y a los profesores: Arturo, Mario y Alonso Sánchez Solares, Marco Antonio Rosas y a la maestra Soledad; a la Sra. Tere y Fabiola y muy en especial con todo cariño a Enriqueta Navarro Jardón quién ha seguido paso a paso mi trayectoria como estudiante y con quien me comprometí a no defraudarla y seguir siempre adelante.

A mis amiga(o)s:

Emilia Arau, Miguel Ángel, Mary Tryny, Alfredo, Sra. Rosalba, César, Fernando, Sonia, Valente, Yeni, Gloria, Ruth, Erika y Norma, por su gran amistad sincera y la de otros muchos más.

Esta tesis es la culminación de mis sueños, ilusiones, frustraciones, alegrías, tristezas, desengaños, inquietudes, carencias y tantos otros sentimientos adquiridos de la escuela de la vida, y en la cual plasmo toda mi creatividad y sensibilidad; esperando siempre en mi superación, y con el más profundo cariño y respeto se la dedico a mis padres y hermanos

Los que triunfan no son los que no se equivocan, sino los que aprenden de sus errores. Los que fracasan son aquéllos que se desaniman por sus errores. Si caes, cae hacia adelante; después levántate e inténtalo una vez más...

FBTORRES

EVALUACIÓN DE SISTEMAS PARA LA MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS

<i>CONTENIDO</i>		Pág.
	<i>INTRODUCCIÓN</i>	i
<i>I</i>	<i>CONCEPTOS FUNDAMENTALES</i>	1
	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	2
	GENERALIDADES DE LA MEDICIÓN DE LÍQUIDO Y GAS	25
<i>II</i>	<i>MEDIDORES DE FLUJO MONOFÁSICO</i>	32
	1. MEDIDORES ESTÁTICOS	33
	1.1 GRAVIMÉTRICOS	34
	1.2 VOLUMÉTRICOS	34
	2. MEDIDORES DINÁMICOS	36
	2.1 MEDIDORES INTRUSIVOS	38
	2.1.1 PRESIÓN DIFERENCIAL	38
	A) PLACA DE ORIFICIO	40
	B) TOBERA	43
	C) VENTURI	44
	D) PITOT	46
	E) VÓRTICE	48
	2.1.2 DESPLAZAMIENTO POSITIVO	51
	2.1.3 TURBINA	54
	2.2 MEDIDORES NO INTRUSIVOS	58
	2.2.1 MAGNÉTICO	58
	2.2.2 MÁSIKO	62
	2.2.3 ULTRASÓNICO	68

III	PRINCIPALES MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO	71
	1. GENERALIDADES DEL FLUJO MULTIFÁSICO	72
	1.1 PATRONES DE FLUJO	72
	1.2 VELOCIDADES SUPERFICIALES DEL GAS Y LÍQUIDO	75
	2. CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS	77
	2.1 WELLCOMP	80
	2.2 KONGSBERG	87
	2.3 FLUENTA	91
	2.4 FRAMO	97
	2.5 AGAR	102
	2.6 JISKOOT	107
	2.7 FISHER-ROSEMOUNT	113
IV	ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS	120
	1. SISTEMAS DE MEDICIÓN CONVENCIONAL	121
	2. SISTEMAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA	126
V	EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS PARA LA MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS	134
	CONCLUSIONES	

INTRODUCCIÓN

Medir representa una necesidad indispensable para la Industria Petrolera y representa una actividad básica dentro del proceso de producción, por que una cuantificación precisa del petróleo y sus derivados, es de gran importancia para toda empresa relacionada con su suministro, proceso y comercialización, ya que una buena medición se refleja en las pérdidas o utilidades obtenidas.

Tradicionalmente en México, la medición periódica de la producción de pozos se ha realizado mediante el uso de tanques atmosféricos y separadores de prueba utilizando medidores de placa de orificio para cuantificar los gastos de líquido y gas .

Las propiedades de los fluidos juegan un papel importante en la medición, ya que están relacionados entre sí, de tal forma que una propiedad está en función del comportamiento de otras y son dependientes o susceptibles a la variación de la presión y/o temperatura.

Así, para la industria petrolera es necesario contar con información actual y confiable de sus instalaciones y de los fluidos que se producen, con el fin de planear, programar, y asignar recursos para optimizar la explotación de los campos.

El sistema convencional de medición opera separando primero el líquido del gas, conduciendo estos hacia un dispositivo para su medición utilizando para campos terrestres tanques de medición atmosféricos para cuantificar el aceite crudo y agua producidos, mientras que en plataformas no se dispone de grandes espacios, por lo que la medición de la producción de pozos se realiza alineando los pozos a un separador de prueba en donde se separan las fases que posteriormente son medidas con placa de orificio integrándose luego las corrientes al colector general.

Existen otros medidores o dispositivos que permiten la cuantificación de una mezcla (aceite, gas y agua), mediante el registro de algún parámetro (velocidad del fluido, diferencial del fluido, inducción electromagnética, ondas acústicas o vibraciones, elementos radiactivos, etc.), diferenciándose unos de otros por sus componentes o principios de operación.

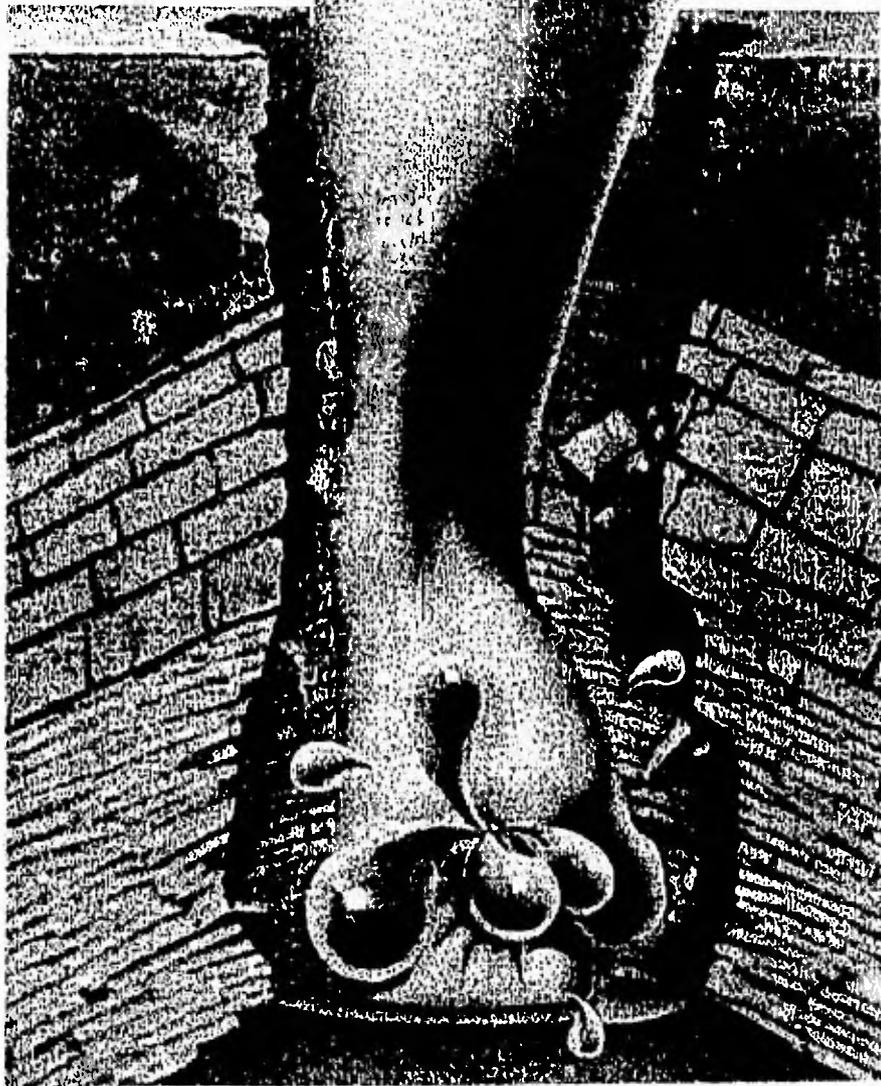
Todos los medidores de fluidos consisten de un elemento primario el cual en ocasiones puede estar en contacto con el fluido teniendo interacción con este, y un segundo elemento, el cual traduce la interacción entre el fluido y el elemento primario a volúmenes.

Actualmente se viene desarrollando una nueva tecnología que está comenzando a implantarse en diferentes países, para cuantificar con fines no comerciales la producción de aceite y gas de pozos petroleros, sustituyendo el uso de sistemas de medición convencional llamado sistema de medición multifásica.

Los sistemas de medición multifásica están pasando de la etapa de experimentación y prototipo a la de comercialización; estos son muy compactos y trabajan con diferentes principios de operación, algunos requieren separar casi la totalidad de las fases, otros separan parcialmente y los más compactos no requieren la separación de fases.

Muchos de estos sistemas utilizan elementos primarios cuya operación se basa en principios teóricos y elementos primarios conocidos, que son utilizados en forma general para la medición de hidrocarburos en una sola fase, mientras que otros han basado sus diseños totalmente en nuevas tecnologías, que hasta hace poco no se utilizaban para fines de medición en la industria petrolera.

En este trabajo se plantearán y desarrollarán los diferentes sistemas de medición convencional y multifásica, desde el punto de vista técnico y económico con la finalidad de elegir la alternativa de medición más adecuada y conveniente para ser implantada en la plataforma ZAAP-C de la Región Marina Noreste. Lo anterior con la finalidad de mejorar la calidad de la información de la producción de pozos y su manejo oportuno, lo cual ayudaría en el proceso de optimización de la explotación de campos.



**C
A
P
I
T
U
L
O**

**CONCEPTOS
FUNDAMENTALES**

|

CAPITULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Como parte de la explotación óptima de los yacimientos de hidrocarburos, está el transporte y el manejo de los hidrocarburos en la superficie, mediante instalaciones de recolección (baterías) localizadas en puntos que permitan aprovechar adecuadamente la presión del yacimiento. En la Industria Petrolera, es una necesidad constante la medición del flujo de hidrocarburos, para conocer las cifras volumétricas de su producción, que son el fiel reflejo de su importancia y representan un índice de su potencial económico.

Medir el flujo de hidrocarburos líquidos y gaseosos, que se transportan por tuberías dentro de cualquier sistema, con la exactitud requerida, en la forma más sencilla y al menor costo, es una meta que se persigue constantemente.

Ante esta inquietud, se enfatiza que es de gran importancia la selección apropiada de los medidores de flujo, ya que estos dispositivos son los que detectan el parámetro que se requiere para determinar la cantidad de flujo que circula en un momento dado, a través de un conducto de sección circular.

El objetivo de este capítulo es el de retomar los conceptos fundamentales que intervienen en la medición de los fluidos. Dentro de estos conceptos fundamentales se encuentran las propiedades de los fluidos, que nos proporcionan parámetros para la selección del tipo de medidor más adecuado a instalar, de acuerdo a su principio de operación, ventajas y desventajas del mismo.

A continuación se desarrollaran las principales propiedades de los fluidos que intervienen o afectan a la selección adecuada de los medidores de flujo.

I.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades físicas de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son: gas, aceite y agua. De acuerdo a estas características podemos determinar el comportamiento del fluido bajo condiciones de presión y temperatura deseadas.

Las propiedades de los fluidos están relacionadas entre sí, de tal forma que una propiedad está en función del comportamiento de otras. Por otra parte, todas las propiedades físicas de los fluidos en general, son dependientes o susceptibles a variar respecto a la presión y temperatura.

Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de análisis de laboratorio conocido como PVT (presión, volumen y temperatura), los cuales se efectúan en muestras de fluidos sometidos a condiciones de interés; sin embargo, no siempre se dispone de ellos, ya sea porque no pueden obtenerse las muestras apropiadas, o porque no se justifican económicamente. En estos casos, las propiedades pueden determinarse utilizando correlaciones desarrolladas empíricamente a partir de información disponible como temperatura y presión, y otros parámetros medidos comúnmente en la superficie, como la relación gas-aceite producida (R), la densidad relativa del aceite, la densidad relativa del gas, densidad relativa del agua, el porcentaje de agua, etc.

El uso de las correlaciones no siempre puede proporcionar resultados satisfactorios, ya que han sido desarrolladas en base a las propiedades de aceites provenientes de áreas geográficas definidas, por lo que el aceite de otras regiones presentan características diferentes en su composición a las analizadas.

Si se dispone del análisis composicional de los fluidos, se pueden obtener las propiedades de los fluidos, mediante programas de cómputo sofisticados ya existentes en el mercado, los cuales hacen uso de ecuaciones de estado y correlaciones empíricas, con la gran virtud de poder simular diferentes comportamientos para distintas condiciones de interés, ya sea combinando estas o seleccionando alguna(s) en específico, para obtener una mejor aproximación del parámetro deseado.

Al conocer el comportamiento de los fluidos respecto a la presión y temperatura, es posible caracterizar y determinar el comportamiento de los yacimientos, estimación de las reservas, el diseño de instalaciones de producción (baterías de separación y estaciones de compresión) y transporte de los fluidos producidos (tuberías de producción y tuberías de escurrimiento).

Dentro de las propiedades de los fluidos más importantes se encuentran: la densidad, viscosidad, factor de volumen, relación de solubilidad, factor de compresibilidad, etc., para el gas, aceite y agua.

Para el desarrollo de este trabajo se toman las propiedades de los fluidos saturados, ya que en capítulos posteriores se requerirá determinar los flujos producidos a distintas condiciones de presión y temperatura, principalmente a las condiciones estándar. Así mismo, para conocer los efectos que tiene sobre el principio de operación de los diferentes medidores de flujo de gas y aceite, para calibrarlos y cuantificar la cantidad o gasto de gas y líquido, que se obtienen después de separar las fases o en su caso de la medición multifásica.

Debido a que la obtención de las propiedades de los fluidos por análisis de laboratorio (PVT), es a través de la medición directa o indirecta y por análisis composicional son dependientes de la composición del fluido, del comportamiento de fases o equilibrio líquido-vapor, el cual es obtenido por ecuaciones de estado, a continuación se presentará la manera más sencilla de obtener cada una de estas propiedades, por deducción matemática o por correlaciones empíricas propuestas por diferentes autores.

PROPIEDADES DEL GAS

Normalmente se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas para determinar las propiedades de los fluidos. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido (γ_g). Las distintas densidades se pueden obtener de la siguiente manera:

a) *Densidad relativa del gas producido :*

Esta densidad puede obtenerse fácilmente si se cuenta con etapas de separación y sus respectivos gastos de gas y aceite producidos, usando ponderaciones de acuerdo al número de etapas con que se cuenta, como se muestra en la figura 1.1.1.

La densidad relativa del gas es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire⁽¹⁾. El peso molecular del aire es $PM_{aire} = 28.97 \text{ lb/lb-mol}$

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} \quad , \quad \gamma_g = \frac{PM_g}{PM_{aire}}$$

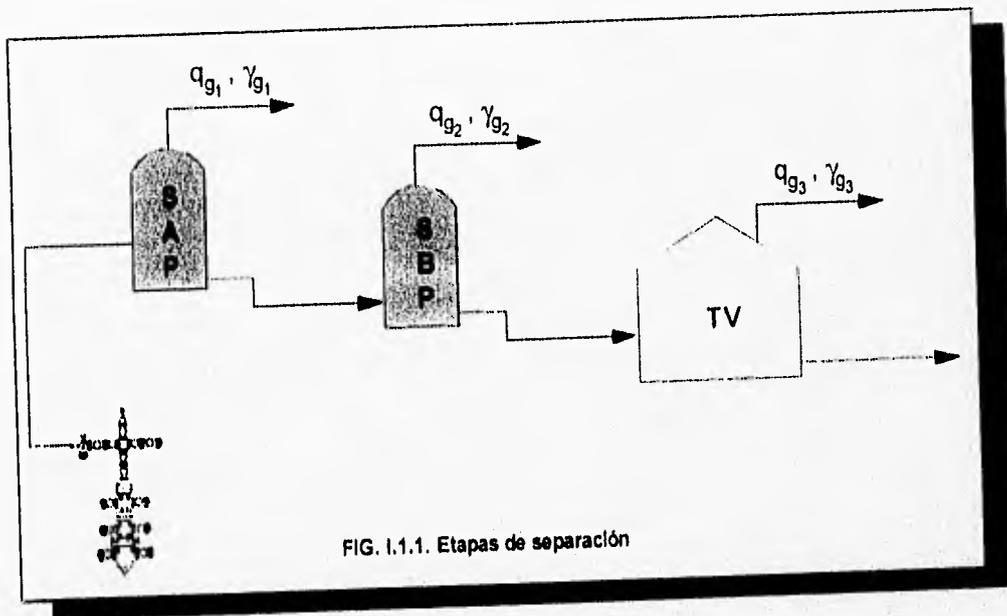


FIG. 1.1.1. Etapas de separación

generalizando se obtiene⁽²⁾ de la figura que:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{\sum_{i=1}^n q_{gi}}$$

donde:

γ_g = Densidad relativa del gas

n = Número de etapas de separación

γ_{gi} = Densidad relativa del gas a la salida del separador

q_{pi} = Gasto de gas a la salida del separador.

PM = Peso molecular

ρ = Densidad

b) Densidad relativa del gas disuelto por Katz⁽³⁾:

Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \text{ } ^\circ \text{ API} + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 \text{ } ^\circ \text{ API})$$

c) Densidad relativa del gas libre⁽²⁾:

Conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas, de yacimiento y de flujo constituyen la fase gaseosa. A partir de la siguiente ecuación se deduce la densidad relativa del gas libre⁽²⁾:

$$q_g \gamma_g = q_{gd} \gamma_{gd} + q_{gl} \gamma_{gl}$$

sustituyendo

$$q_o R \gamma_g = R_s q_o \gamma_{gd} + (R + R_s) q_o \gamma_{gl}$$

eliminando y despejando la densidad relativa del gas libre (γ_{gl}) se tiene que:

$$\gamma_{gl} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s}$$

en donde:

R = Relación gas-aceite instantánea

Rs = Relación de solubilidad

Normalmente $\gamma_{gd} > \gamma_g > \gamma_{gl}$ ya que el gas que primero se libera es principalmente el metano, al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular y aumenta la γ_{gl} , así como la γ_{gd} .

Factor de compresibilidad del gas (Z)

El factor de compresibilidad es también conocido como factor de desviación del gas o factor de z ⁽⁶⁾. El factor de compresibilidad del gas es la relación del volumen ocupado por el gas real a las condiciones de presión y temperatura dadas entre el volumen de gas que ocuparía un gas ideal a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$z = \frac{V_{g \text{ real @ c. f.}}}{V_{g \text{ ideal @ c. f.}}}$$

El factor de compresibilidad no es constante, éste varía con los cambios de la composición, temperatura y presión. El factor de compresibilidad fue determinado experimentalmente por Standing y Katz, los resultados obtenidos se muestran en la figura I.1.2.

A presiones bajas las moléculas están relativamente separadas. Como se muestra en la gráfica a presiones bajas el factor de compresibilidad alcanza el valor de 1.0. Esto indica que el gas se comporta como ideal a bajas presiones.

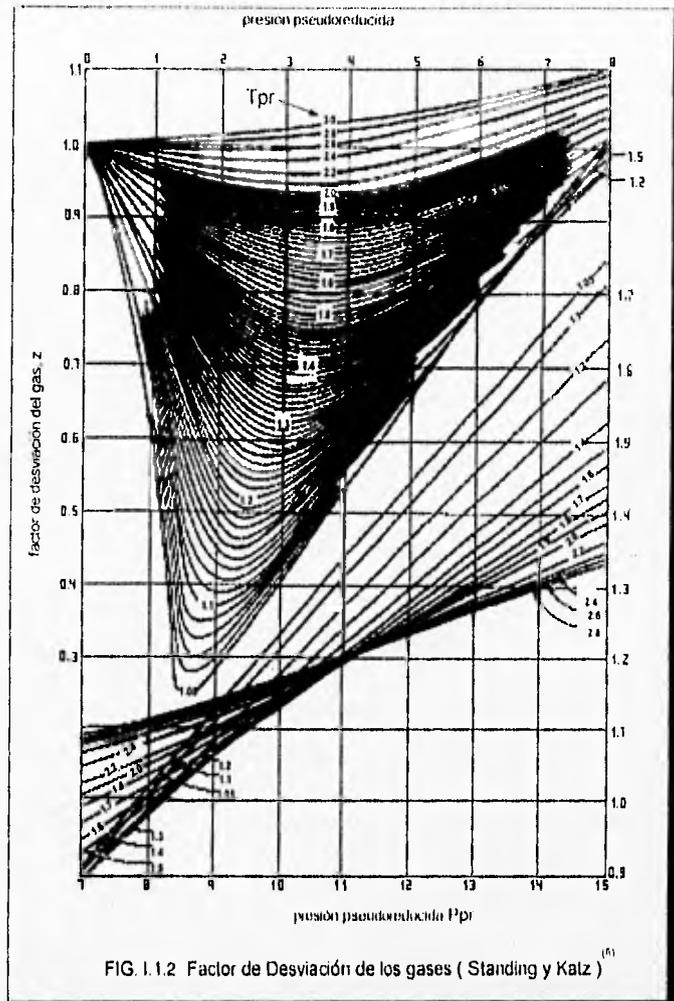


FIG. I.1.2 Factor de Desviación de los gases (Standing y Katz)⁽⁶⁾

A presiones moderadas, las moléculas se aproximan, por lo que existen fuerzas de atracción entre ellas. Esta atracción causa que el volumen real sea más bajo que el volumen obtenido con la ecuación de los gases ideales, por lo que el factor de compresibilidad es menor que 1.0.

A presiones altas las moléculas se juntan tanto que existen fuerzas de repulsión haciendo que el volumen a condiciones de presión y temperatura sea mayor que el volumen ideal y el factor de compresibilidad es más grande que 1.0.

Otra forma de determinar el factor de compresibilidad del gas es por ensaye y error utilizando la siguiente serie de ecuaciones propuestas por Standing y Katz⁽⁵⁾ :

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$\rho_r = 0.27 P_{pr} / z T_{pr}$$

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^2} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_6 A_7 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

donde:

$A_1 = 0.31506$	$A_5 = -0.6123$
$A_2 = -1.0467$	$A_6 = -0.10489$
$A_3 = -0.5783$	$A_7 = 0.68157$
$A_4 = 0.5353$	$A_8 = 0.68446$

para gases superficiales:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gr}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gr}$$

para gases húmedos:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gr}$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gr}$$

en donde:

ρ_r = Densidad reducida

T_{pr} = Temperatura pseudoreducida

P_{pr} = Presión pseudoreducida

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica

P_{pc} = Presión pseudocrítica

Cálculo del factor de compresibilidad para altas presiones:

Para determinar el factor de compresibilidad del gas para $P > 5000$ psia y densidades relativas del gas iguales o mayores a 0.7 puede emplearse la ecuación de Hall-Yarborough⁽²⁾. Esta ecuación fue desarrollada usando la ecuación de estado de Carnahan-Starling y aplicando el método de Newton-Raphson.

$$Z = 0.06125 P_{pr} \exp(-1.2(1-t)^2) / \rho_r$$

donde

$$t = 1/T_{pr}$$

Su solución implica un procedimiento iterativo a partir de un valor inicial supuesto de densidad reducida.

$$\rho_r = 0.001$$

$$AH = p_{pr}(AA) + (\rho_{rs} + \rho_{rs}^2 + \rho_{rs}^3 - \rho_{rs}^4) / (1 + \rho_{rs})^3 - (AB)\rho_{rs}^2 + (AC)\rho_{rs}^{AG}$$

$$AI = (1 + 4\rho_{rs}^2 + 4\rho_{rs}^3 - \rho_{rs}^4) / (1 + \rho_{rs})^4 - (AD)\rho_{rs} + (AE)(AC)\rho_{rs}^{AG}$$

$$\rho_{rc} = \rho_{rs} - (AH / AI)$$

$$AA = - (0.06125 t \exp(-1.2(1-t)^2))$$

$$AB = 14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3$$

$$AC = 90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3$$

$$AD = 29.52 t - 19.52 t^2 + 9.16 t^3$$

$$AE = 2.18 + 2.82 t$$

$$AG = 1.18 + 2.82 t$$

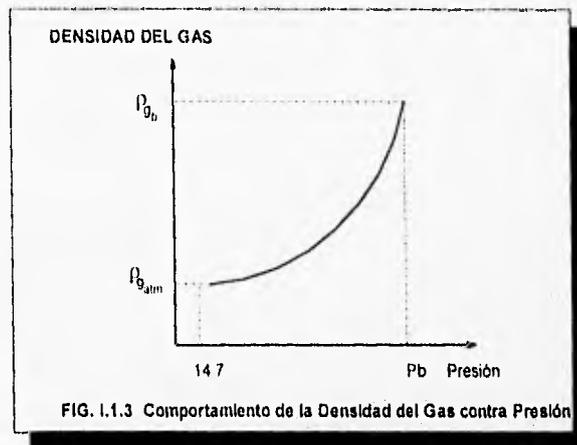
Si el valor absoluto de $AH > 0.00001$, se recalcula AH y AI suponiendo un nuevo valor de ρ_{rs} .

$$\rho_{rs} = \rho_{rc}$$

Densidad del Gas (ρ_g)

La densidad es definida como la masa de gas por unidad de volumen, esta propiedad es afectada considerablemente por el gradiente de la presión en flujo multifásico vertical.

En la figura 1.1.3 se muestra el comportamiento de la densidad del gas contra la presión.



La densidad del gas va disminuyendo con el decremento de la presión, debido a que las moléculas se separan cada vez más, por lo tanto se tiene la misma masa en un mayor volumen.

La densidad del gas puede obtenerse a partir de la ecuación de estado de los gases reales:

$$pV = znRT$$

en términos del volumen específico y la densidad relativa del gas γ_g

$$pV = \frac{zmRT}{M}$$

$$pv = \frac{zRT}{M}$$

por lo que se tienen que:

$$\rho_g = \frac{1}{v} = \frac{pM}{zRT} = \frac{2.7p\gamma_g}{zT}$$

donde:

P = Presión , lb/pie²

R = Constante universal de los gases reales, lbf.pie/lb-mol °R

Z = Factor de compresibilidad

v = Volumen específico, ft³/lbm

m = Masa del gas, lbm

M = Peso molecular del gas, lb/lb-mol

V = Volumen del gas

ρ_g = Densidad del gas

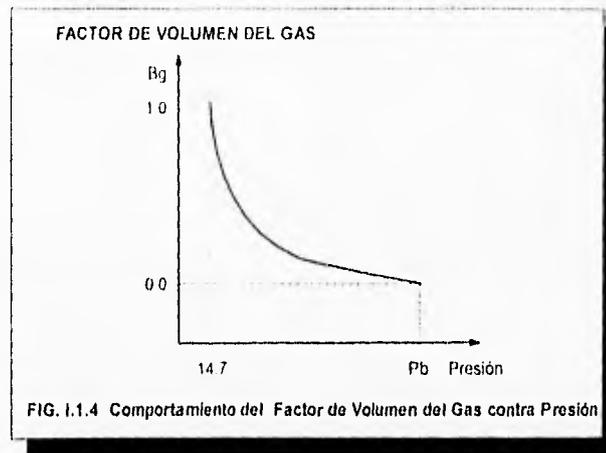
T = Temperatura, °R

Factor de volumen del gas (B_g)

Es el volumen de una masa de gas medida a las condiciones de presión y temperatura de interés (condiciones de escurrimiento), dividido por el volumen de la misma masa de gas expresada a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Vol. de gas @ c.e}}{\text{Vol de gas @ c. s.}}$$

En la figura I.1.4 se muestra el comportamiento del factor de volumen del gas contra la presión.



Abajo de la presión de burbujeo el gas disuelto se libera, por lo que se tiene presencia de gas en el yacimiento; a medida que la presión disminuye, el factor de volumen del gas aumenta porque el volumen de gas a condiciones de escurrimiento se incrementa. El máximo valor del factor de volumen del gas es 1 cuando las condiciones de presión y temperatura sean iguales a las condiciones estándar.

Partiendo de la ecuación de estado para los gases reales se tiene que⁽¹⁾:

$$PV = Z nRT$$

$$P_s V_s = Z_s nRT_s \quad @ \text{ c.s}$$

$$P_e V_e = Z_e nRT_e \quad @ \text{ c.e}$$

despejando V_s y V_e

$$V_s = \frac{Z_s nRT_s}{P_s} \quad ; \quad V_e = \frac{Z_e nRT_e}{P_e}$$

$$B_g = \frac{V_e}{V_s} = \frac{Z_e nRT_e P_s}{P_e Z_s nRT_s} \quad , \text{ donde } Z_s = 1$$

$$B_g = \frac{Z_e T_e P_s}{P_e T_s}$$

sustituyendo $P_s = 14.7 \text{ psia}$ y $T_s = 60^\circ \text{ F}$ se tiene que:

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T + 460)}{p}$$

donde:

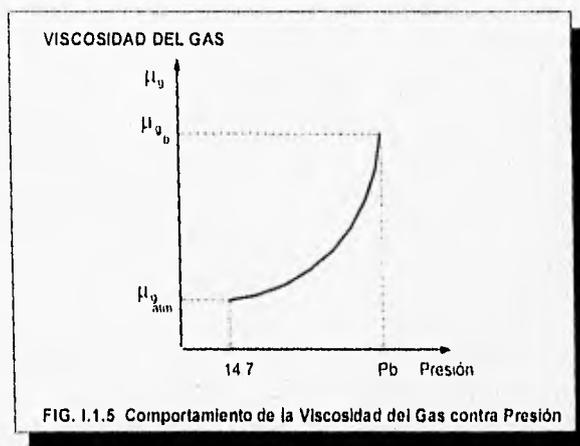
P = Presión en Psia

T = Temperatura en °F

Viscosidad del gas (μ_g)

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo del fluido en un medio por el que se transporta. Usualmente la viscosidad está dada en unidades de centipoise (g/cm.seg). Este término de viscosidad es llamado viscosidad dinámica, diferente a la viscosidad cinemática, la cual es definida como la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido (μ).

En la figura 1.1.5 se muestra el comportamiento de la viscosidad del gas contra la presión.



La viscosidad del gas disminuye conforme la presión va disminuyendo ya que las moléculas se separan cada vez más y el movimiento de éstas es más fácil.

La determinación experimental de la viscosidad es difícil. Usualmente la ingeniería petrolera confía en las correlaciones para obtener la viscosidad del gas. La viscosidad de un gas puro depende de la presión y temperatura, pero para una mezcla de gases, esta es función de la composición de la mezcla. La ecuación para

el cálculo de la viscosidad de una mezcla de gases puede usarse cuando la composición de la mezcla y la viscosidad de cada componente es conocido a la presión y temperatura de interés, como lo indican Hering and Zipperer ⁽⁴⁾ :

$$\mu_c = \frac{\sum_{i=1}^n (\mu_{gi} y_i \sqrt{PM_i})}{\sum_{i=1}^n y_i \sqrt{PM_i}}$$

en donde:

μ_g = Viscosidad del gas a las condiciones de presión y temperatura de interés

y = Fracción del gas

PM = Peso molecular del gas

Carr, Riki Kobayashi y David B. Burrows ⁽⁴⁾ propusieron un método más rápido para obtener la viscosidad, a partir de la densidad relativa y temperatura del gas. Agrega una correlación para la presencia de ácido sulfhídrico, nitrógeno y bióxido de carbono lo cual se muestra en la figura I.1.6.

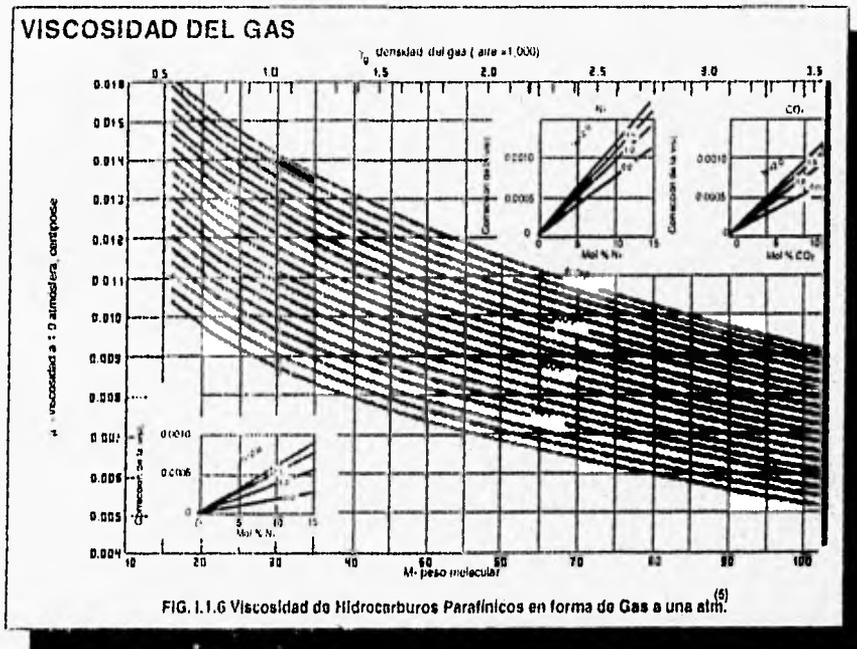


FIG. I.1.6 Viscosidad de Hidrocarburos Parafínicos en forma de Gas a una atm. ⁽⁵⁾

Existe otra ecuación analítica para el cálculo de la viscosidad de los gases naturales presentada por Lee, González y Eakin⁽⁶⁾. Este método no incluye correcciones por impurezas, la ecuación empírica para la viscosidad es:

$$\begin{aligned}\mu_g &= K \times 10^{-4} \exp(X (\rho_g / 62.428)^Y) \\ Y &= 2.4 - 0.2 X \\ X &= 3.5 + \frac{986}{T + 460} + 0.2897 \gamma_{gf} \\ K &= \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)}\end{aligned}$$

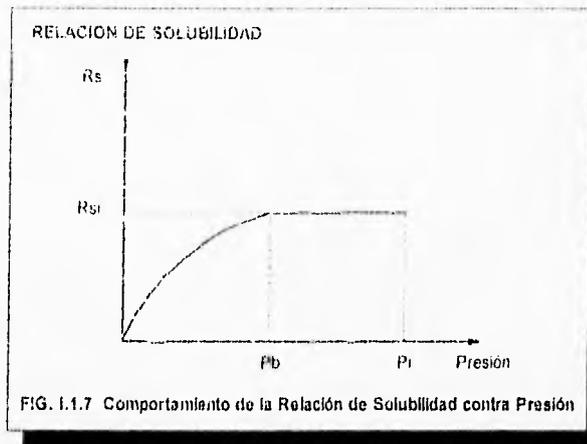
PROPIEDADES DEL ACEITE SATURADO

Relación de solubilidad (Rs)

Es el volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a las condiciones de presión y temperatura a la que sea evaluada, por cada barril producido, ambos medidos a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{\text{Vol de gas disuelto en el aceite @ c.s.}}{\text{Vol de aceite @ c.s.}}$$

En la figura i.1.7 se muestra el comportamiento típico de la relación de solubilidad contra la presión.



La relación de solubilidad se mantiene constante de la presión inicial a la presión de burbujeo, ya que el fluido se encuentra en una sola fase (líquido), pero una vez que llega a la presión de burbujeo se tiene la primera burbuja de gas libre, y de esta presión hacia abajo la relación de solubilidad declina, ya que cada vez se tiene menos gas disuelto en el aceite, al liberarse paulatinamente.

- Por medio de las siguientes correlaciones se puede obtener la relación de solubilidad:

Vázquez y Beggs⁽⁷⁾ :

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} (1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{ API } T_s \log(p_s / 114.7))$$

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp(C_3 \text{ API} / (T + 460))$$

coeficiente	°API ≤ 30°	°API > 30°
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.724	23.931

en donde:

γ_{gs} = Densidad relativa normalizada a una presión de 100 lb/pg² manométrica

γ_{gp} = Densidad relativa a las condiciones de presión y temperatura de separación

p_s = Presión de separación

T_s = Temperatura de separación

Oistein⁽⁸⁾ :

$$R_s = \gamma_{gd} (p^* \Delta P)^{0.989} / T^a$$

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p$$

donde:

γ_{gd} se obtiene de la ecuación de Katz

$a = 0.13$, para aceite volátil ; $a = 0.172$, para aceite negro

Lasater⁽⁹⁾ :

$$R_s = 132755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o}$$

$$y_g = 419.545 \times 10^{-5} p_r^3 + 591.428 \times 10^{-4} p_r^2 + 334.519 \times 10^{-3} p_r + 169.879 \times 10^{-1}$$

$$p_r = \frac{\gamma_{gd} P}{(T + 460)}$$

γ_{gd} se obtiene de la ecuación de Katz

Standing⁽¹⁰⁾ :

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{p}{18} \right) 10^{(0.0125 \Delta P + 0.00091T)} \right)^{\frac{1}{0.83}}$$

γ_{gd} se obtiene de la ecuación de Katz

Factor de volumen del aceite (B_o)

Es la relación del volumen de aceite a condiciones de yacimiento o escurrimiento (conteniendo gas disuelto), contra el volumen de dicho aceite medido a condiciones estándar.

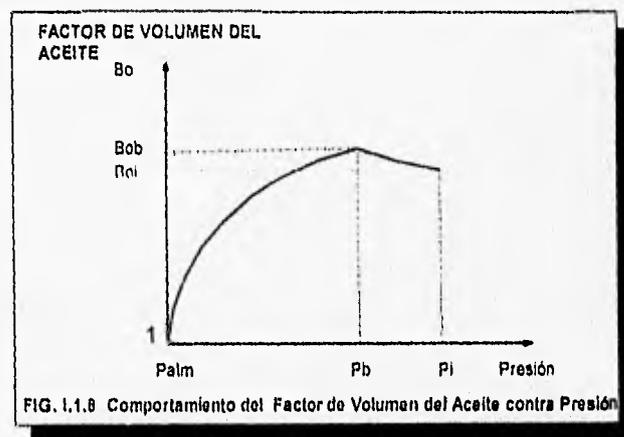
$$B_o = \frac{\text{vol de aceite} + \text{gas disuelto @ c.y}}{\text{vol de aceite @ c.s.}}$$

Al darse composiciones similares entre gas y aceite este tiene mayor capacidad de disolver al primero. El aceite disolverá una mayor cantidad de gas, para las condiciones de presión temperatura deseadas.

La solubilidad es el concepto que más influirá en el valor del factor de volumen.

Para una temperatura constante, a mayor presión se tendrá una mayor cantidad de gas en solución. En un proceso isobárico, el aceite disminuirá su capacidad de disolución de gas al incrementar su temperatura.

En la figura 1.1.8 se muestra el comportamiento del factor de volumen del aceite a temperatura constante.



El factor de volumen aumenta de la presión inicial a la presión de burbujeo, ya que el aceite sufre una expansión debido a que el gas tiende a liberarse, a presiones menores a la presión de burbujeo el gas disuelto se libera, por lo que el factor de volumen disminuirá hasta el valor de 1, ya que cada vez se tiene menos cantidad de gas disuelto en el aceite.

El factor de volumen puede obtenerse con las siguientes correlaciones:

Vázquez y Beggs⁽⁷⁾:

$$Bo = 1 + C_1 R_1 + (T - 60) (^\circ\text{API} / \gamma_{gs}) (C_2 + C_3 R_3)$$

Donde:

coeficiente	$^\circ\text{API} \leq 30^\circ$	$^\circ\text{API} > 30^\circ$
C_1	4.677×10^{-4}	4.67×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.1×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-9}	1.337×10^{-9}

Oistein⁽⁸⁾:

$$Bo = 1 + 10^a$$

$$Bo^* = R_s (\gamma_{gd} / \gamma_o)^{0.526} + 0.968 T$$

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log Bo^* - 0.27683 \log^2 Bo^*$$

Standing⁽¹⁰⁾:

$$Bo = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175}$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T$$

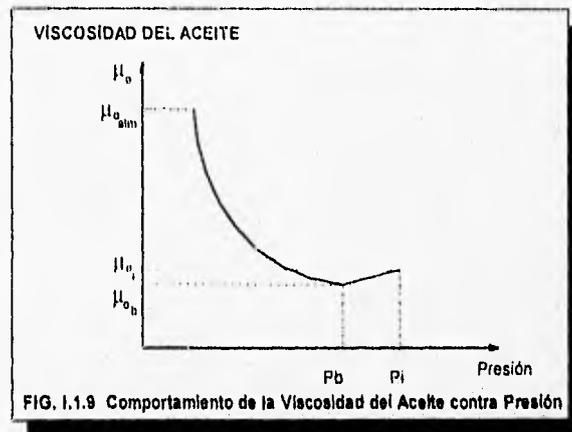
Viscosidad del Aceite (μ_o)

La viscosidad del aceite puede ser definida como la relación del esfuerzo de corte actuando en un punto del fluido, el cual es necesario para mantener un gradiente unitario de velocidad, perpendicular al plano de corte. También puede definirse como la resistencia al flujo.

La viscosidad es afectada por la presión y la temperatura. Un incremento en la temperatura causa un decremento en la viscosidad; un decremento de la presión causa un decremento de la viscosidad. En el caso de líquidos del yacimiento hay un tercer parámetro que afecta la viscosidad, este es la cantidad de gas en solución en el mismo el cual al reducirse causa un incremento en la viscosidad y por su puesto, la cantidad de gas en solución esta en función de la presión⁽⁴⁾.

La viscosidad del líquido esta relacionada directamente con el tipo y tamaño de las moléculas del mismo. La variación de la viscosidad del líquido con la estructura molecular no se conoce con exactitud⁽⁴⁾.

El comportamiento de la viscosidad del aceite se muestra en la figura I.1.9.



De la presión inicial a la presión de burbujeo, la viscosidad del aceite se reduce linealmente con el decremento de la presión, ya que a presiones inferiores las moléculas se separan y el movimiento de estas es más fácil. Abajo de la presión de burbujeo la composición del líquido cambia, por lo que la viscosidad se incrementa por la liberación del gas.

La viscosidad del aceite puede obtenerse con las siguientes correlaciones:

Beggs-Robinson⁽¹¹⁾:

$$\begin{aligned}\mu_o &= a \mu_{om}^b \\ a &= 10.715(Rs + 100)^{-0.515} \\ b &= 5.44(Rs + 150)^{-0.338} \\ \mu_{om} &= 10^x - 1 \\ x &= Y T^{-1.63} \quad ; \quad Y = 10^Z \\ Z &= 3.0324 - 0.02023^\circ \text{API}\end{aligned}$$

Oisten⁽⁷⁾:

$$\begin{aligned}\mu_o &\approx c (\log^\circ \text{API})^d \\ c &= 3.141 (10^{10}) T^{-3.444} \\ d &= 10.313 (\log T) - 36.447\end{aligned}$$

Densidad relativa del aceite (γ_o)

La densidad relativa del aceite (γ_o) es definida como la relación de la densidad del líquido entre la densidad del agua, ambas tomadas a la misma temperatura y presión⁽⁴⁾.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

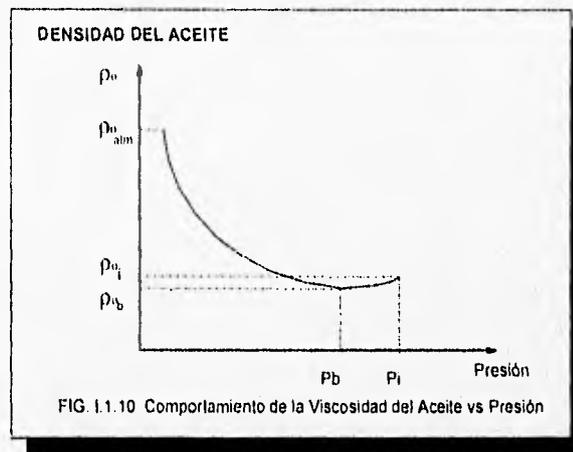
La densidad relativa es adimensional, sin embargo, actualmente para el sistema inglés se tienen las siguientes unidades:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\text{lb aceite} / \text{ft}^3 \text{ aceite}}{\text{lb agua} / \text{ft}^3 \text{ agua}}$$

Densidad del aceite saturado.

La densidad de un fluido se define como la masa o peso de un fluido por unidad de volumen. Adicionalmente se puede calcular la densidad del aceite saturado, aplicando la siguiente ecuación⁽²⁾.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.01362R_s\gamma_{gd}}{B_o}$$



La densidad del aceite disminuye de la presión inicial a la presión de saturación, por que el líquido sufre un expansión, debido a que el gas tiende a liberarse, por lo que tendrá un mayor volumen la misma cantidad de masa. Para presiones menores a la presión de burbujeo esta se incrementa, porque comienzan a liberarse cada vez más los componentes ligeros.

Densidad del aceite en grados API (°API)

El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute API) adoptó una escala especial para expresar la densidad relativa del aceite de los productos del petróleo:

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

donde γ_0 es la densidad relativa del aceite, la cual esta referida a la del agua a 60° F. De esta manera, si un líquido tiene una densidad relativa de 1 tendrá 10 ° API independientemente de la temperatura. A continuación se presenta una tabla de valores de los grados ° API del aceite, con su respectiva densidad relativa ⁽⁵⁾.

°API	Gravedad Especifica	°API	Gravedad Especifica	°API	Gravedad Especifica
0	1.076	34	0.8550	68	0.7093
1	1.068	35	0.8498	69	0.7057
2	1.060	36	0.8448	70	0.7022
3	1.052	37	0.8398	71	0.6988
4	1.044	38	0.8348	72	0.6953
5	1.037	39	0.8299	73	0.6919
6	1.029	40	0.8251	74	0.6886
7	1.022	41	0.8203	75	0.6852
8	1.014	42	0.8155	76	0.6819
9	1.007	43	0.8109	77	0.6787
10	1.000	44	0.8063	78	0.6754
11	.09930	45	0.8017	79	0.6722
12	0.9861	46	0.7972	80	0.6690
13	0.9792	47	0.7927	81	0.6659
14	0.9725	48	0.7883	82	0.6628
15	0.9659	49	0.7839	83	0.6597
16	0.9593	50	0.7796	84	0.6566
17	0.9529	51	0.7753	85	0.6536
18	0.9465	52	0.7711	86	0.6506
19	0.9402	53	0.7669	87	0.6476
20	0.9340	54	0.7628	88	0.6446
21	0.9279	55	0.7587	89	0.6417
22	0.9218	56	0.7547	90	0.6388
23	0.9159	57	0.7507	91	0.6360
24	0.9100	58	0.7467	92	0.6331
25	0.9042	59	0.7428	93	0.6303
26	0.8984	60	0.7389	94	0.6275
27	0.8927	61	0.7351	95	0.6247
28	0.8871	62	0.7313	96	0.6220
29	0.8816	63	0.7275	97	0.6193
30	0.8762	64	0.7238	98	0.6166
31	0.8708	65	0.7201	99	0.6139
32	0.8654	66	0.7165	100	0.6112
33	0.8602	67	0.7128		

PROPIEDADES DEL AGUA SATURADA

Factor de volumen del agua (B_w)

El factor de volumen del agua puede ser calculado con la siguiente ecuación⁽¹²⁾:

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4}(T - 60) + 1.0 \times 10^{-5}(T - 60)^2 - 3.33 \times 10^{-6} p$$

Densidad del agua (ρ_w)

La densidad del agua puede determinarse con la siguiente ecuación⁽²⁾:

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w}$$

Viscosidad del agua (μ_w)

La viscosidad del agua esta en función de la cantidad de cloruro de sodio (NaCl) que contenga y se puede obtener mediante la siguiente ecuación⁽¹³⁾:

$$\mu = A + \frac{B}{T}$$

en donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\% \text{ NaCl}) - 0.000393 (\% \text{ NaCl})^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\% \text{ NaCl})^2$$

Cuando se tiene que las presiones son muy elevadas es necesario corregir el valor obtenido de la viscosidad con la siguiente expresión:

$$C(p, T) = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40)$$

donde: C = factor de corrección por presión y temperatura.

La corrección es aplicable en los siguientes rangos:

$$60 \text{ } ^\circ\text{F} < T < 400 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$p < 10,000 \text{ lb/pg}^2 \quad \text{y} \quad \text{salinidad } \% \text{ NaCl} < 26 \%$$

I.2 GENERALIDADES DE LA MEDICIÓN DE LÍQUIDO Y GAS

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

Medir, representa una actividad básica de toda labor productiva y tiene como finalidad entrar en el conocimiento de indicadores que califiquen y cuantifiquen la labor, con el fin de prever, planear, destinar y organizar recursos, así como la estimación de utilidades y las expectativas a mediano y largo plazo.

Así, para la industria petrolera es necesario contar con información actual y confiable de sus instalaciones de producción a fin de planear, programar y asignar acciones y recursos para optimizar su capacidad productiva. La ventaja que representa una buena medición se refleja en las pérdidas o utilidades obtenidas. Entre algunas de las aplicaciones donde la medición es una parte importante, se tiene:

Ventas.- Es necesario totalizar el producto vendido para poder facturar.

Compras.- Es conveniente comparar la medición del vendedor con la indicación del cliente para evitar pagar más de lo que se compra.

Detección de fugas.- Cuando el crudo es transportado por oleoductos a puntos distantes, una diferencia en la medición puede ser la indicadora de una fuga en el trayecto.

Terminales de almacenamiento y/o distribución.- Es necesario tener los datos del crudo recibido por las diferentes corrientes y el total, así como el que es enviado a las refinerías o a clientes.

Pozos petroleros.- Para medir la producción de un pozo, un conjunto de ellos o campos completos de producción.

Plataformas marinas.- En plataformas de producción o enlace, es conveniente cuantificar adecuadamente el crudo que sale de una plataforma de producción o de un grupo de ellas.

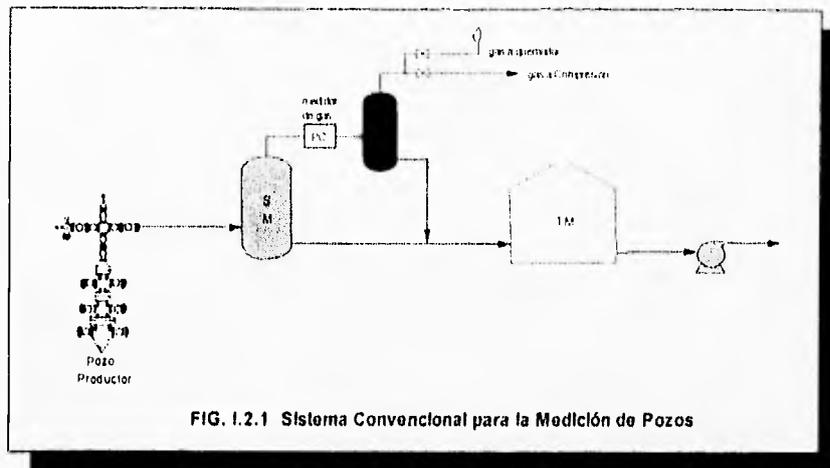
Plataformas de exportación.- Principalmente en el Golfo de México para permitir que los "Buque Tanques" puedan abastecerse directamente en la zona de producción costa afuera.

Plataformas de importación.- Para recibir y medir el petróleo al ser descargado de los buque tanques.

Refinerías.- Para medir con certeza las cantidades que reciben y los subproductos procesados que se distribuyen localmente o que se envían a los centros industriales de consumo.

La medición de la producción de pozos, se realiza en las instalaciones (baterías, estaciones de medición y cabezales), en los dos primeros se efectúan además diversos procesos (separación, deshidratación, etc.), con el fin de conducir los productos según se trate, a través de gasoductos, oleoductos oleogasoductos hacia otras instalaciones del sistema.

Los dispositivos de medición actuales operan separando primero el líquido y gas, conduciéndolos posteriormente hacia un dispositivo para su medición, como se muestra esquemáticamente en la figura 1.2.1. En el proceso de separación, los líquidos (aceite y agua) son conducidos hacia un tanque de medición en donde se efectúan lecturas de altura del nivel y diferenciales de tiempo (Δt), para que con el primero y el área del tanque se obtengan diferenciales de volumen (ΔV) que divididos entre el Δt se puede obtener el gasto de producción.



Después de efectuados los registros correspondientes al término físico de medición, estos son tomados por un especialista que desarrolla diversos cálculos y estimaciones de las gráficas a fin de determinar las cantidades de gas, aceite y agua; obtenidos en el pozo medido.

Tradicionalmente en México las "pruebas de pozo" se han efectuado con equipos de separación y medición convencional, utilizando para los campos terrestres tanques de medición para cuantificar el aceite crudo y agua producidos y medidores de placa de orificio para cuantificar el gas recuperado en el separador de medición, que requieren de mucho tiempo para la cuantificación de los volúmenes de gas y líquido. Este método implica disponer del espacio suficiente para la localización de tanques; someter a amplios rangos de gastos los medidores de gas que tienen una rangeabilidad limitada; exponer a accidentes al personal operativo que efectúa la medición del nivel de líquido en la cúpula de los tanques, representando también altos costos operativos que implican enviar frecuentemente a quemadores cantidades considerables de gas con las consecuentes pérdidas económicas y provocar daños al entorno ecológico por la emanación de vapores a la atmósfera, ya que el tanque se considera como la última etapa de separación.

Uno de los factores más importantes en el diseño de un sistema de medición es su exactitud, ya que errores aparentemente pequeños en manejo de grandes volúmenes de un producto caro, como lo es el petróleo, se convierten en pérdidas millonarias.

Con el objeto de minimizar y compensar los errores por desgaste mecánico de los elementos primarios y/o sus rodamientos, es necesario calibrarlos periódicamente o bien corregir su lectura comparándolos con la de un volumen conocido que se hace fluir a través de dicho elemento.

Los medidores de flujo se dividen en dos grupos funcionales; uno mide la cantidad y el otro mide principalmente el gasto de flujo. Todos los medidores de fluido consisten de dos distintas partes y cada una de ellas tiene diferentes funciones a desempeñar. La primera es el elemento primario que está en contacto con el fluido, resultando una forma de interacción. Esta interacción puede ser impartiendo movimiento al elemento primario y esto haría que se acelere el fluido. El segundo elemento traduce la interacción entre el fluido y el elemento primario a volúmenes por unidad de tiempo.

Los elementos primarios de medición pueden clasificarse de acuerdo al tipo de señal de salida, en analógicos y digitales. Los medidores analógicos tienen una salida continua, la señal generada por el medidor puede ser eléctrica (voltaje) o mecánica (presión diferencial) y puede ser una función no lineal del gasto. Los medidores digitales producen salidas oscilatorias o de pulsos como las vibraciones mecánicas u oscilaciones eléctricas, cada una de las cuales representa un gasto conocido.

Independientemente del principio utilizado para cuantificar el gasto, los medidores pueden agruparse en las siguientes categorías:

Con partes móviles

El comportamiento de los medidores con partes móviles depende precisamente de éstos, ya que a su vez están sujetos a desgaste y daño que altera la geometría y dan como resultado la falla del medidor aumentando la incertidumbre asociada con la medición.

Sin partes móviles

Los medidores que no tienen partes móviles son conceptualmente más atractivos; sin embargo el desgaste de las superficies excediendo las tolerancias aumenta la incertidumbre de la medición. La carencia de partes móviles favorece que se tengan pocas fallas severas del sistema, aunque se pueden presentar otros problemas como taponamiento o excesiva caída de presión dependiendo del diseño.

No intrusivos

Los medidores no intrusivos permiten que el fluido pase por el medidor sin perturbaciones, tal como los medidores magnéticos o ultrasónicos. Una ventaja que presentan estos medidores es que aunque el fluido sea sucio o abrasivo, conserva una vida útil razonable si se aplican e instalan adecuadamente.

Intrusivos

Los medidores intrusivos se caracterizan por disponer de sensores o elementos primarios inmersos en el fluido, los que generalmente están sometidos al desgaste y en ocasiones pueden provocar caídas de presión adicionales considerables en el sistema.

Con separación de fases.

Los medidores que requieren separar las fases, generalmente utilizan elementos primarios de medición convencional para cuantificarlas, cuya instalación y operación se rigen por estándares aceptados internacionalmente. Los sistemas pueden ser voluminosos o requerir de mucho espacio para su instalación.

Sin separación de fases

La mayoría de los medidores que no requieren separar fases utilizan nuevas tecnologías para la medición del gasto total y de las fracciones de cada una de las fases (medidor multifásico). Generalmente son compactos y de fácil instalación pero tienen un costo mayor.

Actualmente se vienen desarrollando, otros sistemas de medición llamados multifásicos con o sin separación total de la fase gaseosa de la líquida, con los que se pretende obtener mediciones más confiables reduciendo el tiempo de la medición. Con ellos, se espera obtener diversos beneficios, tales como: la reducción en la dimensión de las instalaciones y eliminación de separadores y tanques de medición.

Así mismo se evitan pérdidas de producto por evaporación o incineración, con los siguientes beneficios ecológicos y mejoramiento del medio ambiente. Además con la adición del hardware y software adecuados, los procesos de cálculo y obtención de resultados son instantáneos. También representan la posibilidad de automatización de cabezales y la transmisión remota de información a los sitios donde se requiera.

Los sistemas de medición multifásica están pasando de la etapa de experimentación y prototipo, a la de comercialización, por lo que su costo operativo actualmente, en general es mayor al de los sistemas convencionales. Sin embargo en este trabajo se presenta un análisis comparativo de costos considerando los sistemas factibles de ser implantados.

REFERENCIAS

1. William D. McCain Jr. : The properties of petroleum fluids. PennWell Publishg Company: Tulsa, Oklahoma.
2. Garaicochea P. F. : Apuntes de transporte de hidrocarburos por ductos" Facultad de Ingenieria, UNAM (1991).
3. Katz D.L.: Prediction of the shrinkage of crude oils, Drilling and Prod. Prac. API 1942.
4. Carr Norman L.: " Viscosity of hidrocarbon gases under pressure " , JPT october 1954.
5. Ikoku Chi U.: Natural gas production engineering, Krienger Plublishing Company Malabar, Florida, 1992.
6. Wichert E. and Aziz K.: " Calculate Z's for sour gases " , Hydrocarbon Processing May 1972.
7. Vazquez M and Beggs, H.D.: " Correlation for fluid physical property prediction", J.P.T., June 1980.
8. Oinstein Glaso. : " Generalized pressure-volume-temperature correlation " , May 1980.
9. Lasater J.A.: " Bubble point pressure correlation", AIME 1958.
10. Standing M.B.: " A pressure volume temperature correlation for mixtures of California oils and gases " , Drill and Prod.Prac., API 1972.
11. Begg and Robinson : " Estimating the viscosity of crude oil systems " , J.P.T, September 1975.
12. Dodson C.R. y Standing M.B. : " Presure-volume-temperature and solubility and relations for natural- gas-water- mixtures " , Drill and Prod Prac; API (1944).
13. Matthews C.S. y Russell D.G. : " Pressure build-up and flow test in wells", Monograph series SPE (1967).



**C
A
P
I
T
U
L
O**

***MEDIDORES DE FLUJO
MONOFÁSICO***

II

Los cambios de temperatura afectan las dimensiones de los elementos primarios de los medidores, debido a la expansión térmica y a la viscosidad del fluido. El efecto en la primera es considerado cuando ocurren cambios drásticos en temperatura mientras que la presión afecta a la medición al producirse cambios en la viscosidad del líquido, y en ocasiones también implica considerar un error introducido por cambios en viscosidad y en densidad, debido a los porcentajes de agua manejados. Por lo que las propiedades de los fluidos juegan un papel importante junto con el tipo de flujo que se tenga, en la exactitud y eficiencia de los medidores monofásicos.

Debido a la necesidad de medir la producción de aceite y gas en baterías con exactitud y validez; los medidores implicaran la inclusión de los parámetros que afectan a la medición. En este capítulo se proporcionará un panorama de los medidores de los fluidos, clasificando estos en Medición Estática y Medición Dinámica, con la finalidad de darle un enfoque petrolero y subdividirlo en otras categorías para una mejor comprensión de la medición de hidrocarburos.

II.1 MEDIDORES ESTÁTICOS

La medición estática⁽³⁾⁽⁴⁾ se basa en la cuantificación del flujo de un líquido utilizando un depósito de volumen o peso conocido (tanques de medición). Con esta información y sabiendo la altura del nivel en el recipiente, se deduce el volumen que contiene mediante su tabla de calibración. La habilidad para medir una amplia gama de líquidos, es una de las ventajas de este método, sin embargo, la desventaja principal es su escasa precisión.

Esta medición tiene otra desventaja, ya que si el recipiente contiene un porcentaje de agua, este volumen se puede tomar como aceite, lo cual ocasionaría un error en el volumen o peso del fluido medido, por lo cual se hace necesario determinar el nivel correspondiente al agua, en que puede ser determinado con una pasta marcadora en la cinta que cambia de color cuando es mojada por agua, sino se presenta gran cantidad de emulsión. Por otro lado, también es posible obtener muestras en el tanque y encontrar la zona de emulsión y determinar el porcentaje de agua, siendo este método mucho más completo y complicado que el anterior.

II.1.1 MEDICIÓN GRAVIMÉTRICA.

Se emplea un depósito cuyo peso vacío es conocido (tara). Restando la tara al peso del depósito lleno, se obtendrá el peso bruto del producto entregado. Este método⁽³⁾ tiene la ventaja de poder medir cualquier tipo de líquido, independientemente de su viscosidad, presión, temperatura y régimen de flujo. Sus desventajas radican en que su precisión depende en gran medida del dispositivo utilizado para medir el peso (báscula), de la precisión con que se haya determinado la tara del depósito y de su adecuado drenado antes del llenado.

El uso de este método está limitado por el tamaño del depósito y los tiempos de operación. Los depósitos están limitados a un volumen relativamente pequeño debido a su costo, facilidad de movimiento, así como también al costo de la báscula empleada para medir el peso del depósito.

La medición gravimétrica de líquidos, debido a lo mencionado anteriormente, se utiliza exclusivamente cuando se involucran volúmenes pequeños de producto y en mediciones de laboratorio.

II.1.2 MEDICIÓN VOLUMÉTRICA

La medición volumétrica⁽³⁾ utiliza un recipiente de volumen conocido. Con esta información y sabiendo la altura en el recipiente, podemos deducir el volumen que contiene. Normalmente este tipo de medición se realiza en tanques de almacenamiento.

Sus ventajas principales es la medir una amplia gama de líquidos y la capacidad de medir grandes volúmenes.

La desventaja principal de la medición en tanques de almacenamiento es su escasa precisión, lo cual se debe a varios factores. La medición del nivel requiere de un operador que determine el nivel de líquido en el tanque a partir de un dispositivo de medición (cinta), lo cual puede representar dos tipos de errores: el error originado por el dispositivo de medición y/o el ocasionado por la apreciación del operador, puesto que no existen dos personas que aprecien exactamente la misma lectura. En algunas ocasiones es difícil y problemático tomar las lecturas debido a la gran concentración de vapores con ácido sulfhídrico, que mantiene una atmósfera

corrosiva y de fatales consecuencias alrededor del mismo, a la cual se expone al personal que realiza las mediciones.

El error variará dependiendo de las dimensiones del tanque y básicamente de su diámetro. Por ejemplo si se tuviera un tanque de 3 metros de diámetro y el error de lectura de un centímetro habrá un error de 2.41 barriles. Pero si el diámetro fuera de 10 metros el error sería de 197.6 barriles.

Los tanques de almacenamiento se calibran midiendo sus dimensiones, lo cual se hace normalmente cada 5 años. Durante el intervalo entre calibraciones la medición de niveles puede verse afectada por corrosión del tanque, acumulación de sedimentos en el fondo, y por adherencia de productos de alta viscosidad en las paredes. La única manera de restablecer la medición es calibrándolo nuevamente, lo cual implica consumo de tiempo y dinero considerables.

Los cambios de forma y los hundimientos en los tanques son también causa de errores en la medición. Las deformaciones en las paredes o cúpula de un tanque pueden provocar un cambio sustancial en la exactitud, dependiendo de donde y como se haga la medición de nivel y que tan lejos de ese punto se produjo el hundimiento.

El método de medición y calibración de tanques se encuentra en el estándar API 2550 ó ANSI/ASTM D 1220.

II.2 MEDIDORES DINÁMICOS

La medición dinámica⁽³⁾⁽⁴⁾ de una cantidad de líquido o gas, se hace cuando este fluye a través de un punto de referencia, lo cual puede lograrse midiendo el volumen de fluido o infiriendo al volumen a través de la medición de algunas de las propiedades dinámicas del fluido.

Para la descripción de los medidores monofásicos a continuación se definen los siguientes conceptos:

Linealidad⁽⁵⁾: Es la relación entre el fluido que entra al medidor y el fluido que sale de este. Cuando el medidor no tiene buena linealidad su comportamiento no se ajusta a una recta, como se muestra en la figura II.2.a.

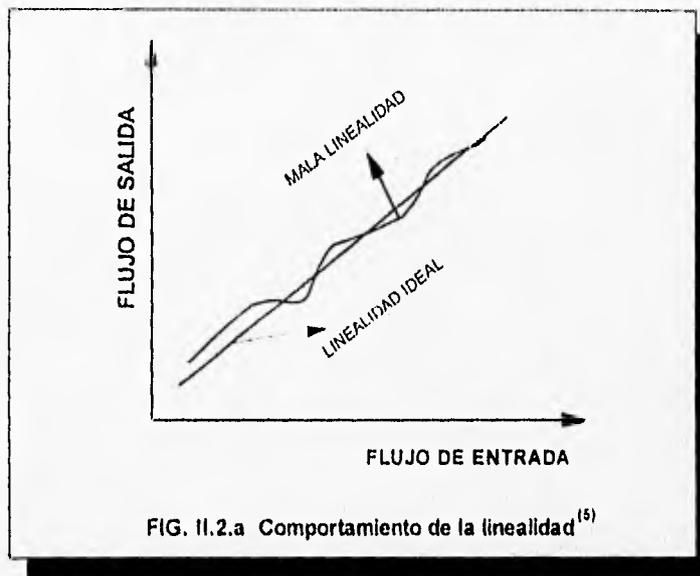
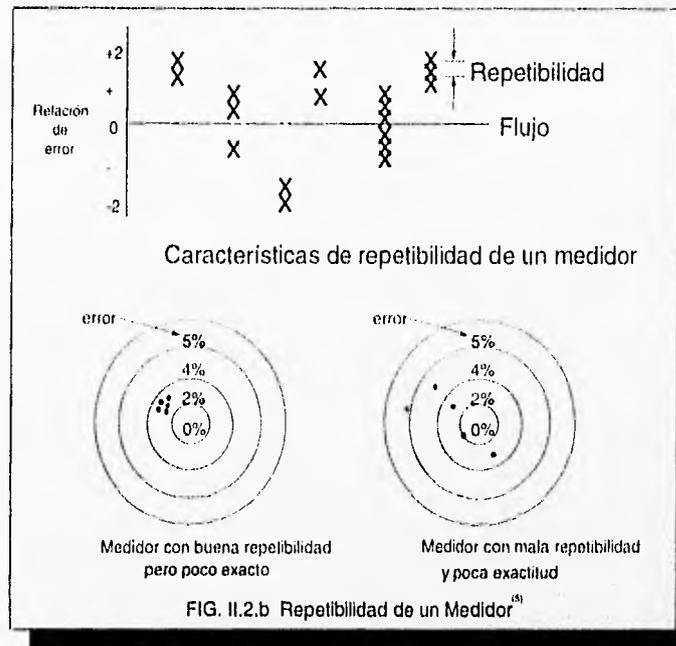


FIG. II.2.a Comportamiento de la linealidad⁽⁵⁾

Repetibilidad⁽⁵⁾: La repetibilidad de un medidor es la capacidad del medidor para reproducir una medición en el mismo tiempo a las mismas condiciones de repetición. Esto no implica que la medición del flujo sea correcta a las mismas condiciones.

Una buena repetibilidad no implica una buena precisión, pero una buena precisión sí implica una buena repetibilidad.

Un medidor con una repetibilidad ideal es aquel que tiene mediciones iguales y que coinciden exactamente en el mismo tiempo, cuando la medición se repite. Esto se ilustra en la figura II.2.b.



Rangeabilidad⁽⁵⁾: Se define como la medida del rango en el que el medidor puede operar adecuadamente sin una modificación mayor. Esto es la relación de la máxima y la mínima escala del medidor de flujo. Esta medición es una indicación de cuán versátil puede ser el medidor en la relación de los cambios de rango que pueden presentarse durante su operación; por ejemplo : la rangeabilidad de un medidor que fue ajustado para 33% del 100% de su capacidad es de 100/33 ó 3:1.

Para la medición dinámica haremos la clasificación y sus correspondientes divisiones de medidores intrusivos y no intrusivos, su principio de operación y sus principales características, con la finalidad de tener la aplicación directa de cada uno de los medidores.

II.2.1 INTRUSIVOS

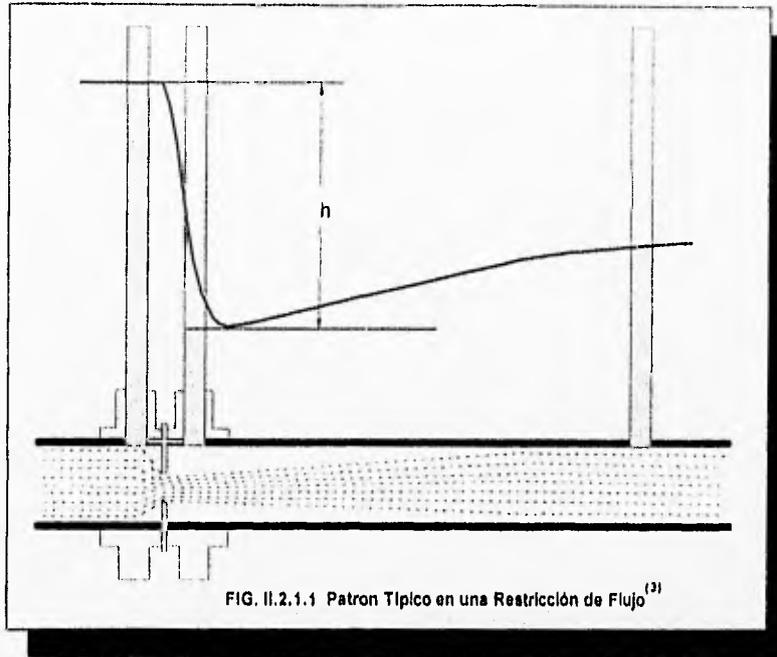
Los medidores intrusivos se caracterizan por que su elemento primario se encuentra inmerso en el fluido, por lo que generalmente están sometidos al desgaste y en ocasiones pueden provocar caídas de presión adicionales que alteran la medición notablemente. Los medidores intrusivos se pueden clasificar en:

II.2.1.1 PRESIÓN DIFERENCIAL

La mayor parte de las mediciones de flujo se realizan por medio de técnicas diferenciales⁽²⁾⁽³⁾, en estas la relación de flujo son inferidas en base a la medición de presiones diferenciales o posicionales.

Uno de los principios más importantes de la física es el de la conservación de la energía, y es el que se aplica a la medición del flujo de fluidos, en ductos de sección circular que relaciona la magnitud del flujo y la pérdida de presión del mismo a través de una restricción en el conducto, dando por resultado que la pérdida de presión así causada, es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido. El teorema de Bernoulli⁽³⁾ es el principio básico sobre el cual operan los medidores de flujo del tipo presión diferencial, es la conversión de una a otra forma de energía ocasionada por el elemento primario, así en medidores de flujo de líquido se realiza una conversión de energía cinética a energía potencial.

Esta conversión de energía se realiza normalmente por un cambio en la velocidad del fluido ocasionada por un estrangulamiento u obstrucción en la tubería, ocasionando una expansión del fluido, que finalmente se traduce en un cambio de presión entre una y otra parte de esta restricción (presión diferencial). Ver figura II.2.1.1.



Aplicando la ecuación de Bernoulli en la figura II.2.1.1, antes de la placa (1) y después de la placa (2), y despreciando las pérdidas de energía se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g}$$

simplificando se obtienen que:

$$Q = C A \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$$

Q = gasto (m³/seg)

C = coeficiente del orificio (adim)

A = sección del área a través de la restricción (m²)

Δp = diferencial de presión (Kg/m²)

ρ = densidad del fluido (Kg/m³)

De donde se concluye que la presión diferencial originada es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo.

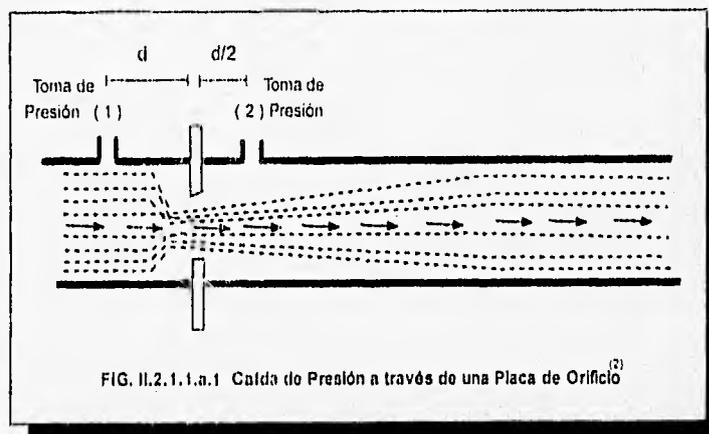
El hecho de que estos medidores se basen en este principio nos hace evidente tres desventajas básicas:

- La relación de raíz cuadrada entre la diferencial de presión y el flujo, hace imprácticas las mediciones de flujos por debajo del 30% del valor de flujo máximo, de esta manera la rangeabilidad se ve limitada en la relación tres a uno.
- La relación de raíz cuadrada nos dificulta la integración en la totalización de los flujos.
- Para flujo bache la presión diferencial es sensible a los bacheos, lo cual aporta inexactitud en la cuantificación del flujo.

Los principales medidores de flujo de presión diferencial se presentan a continuación.

A) PLACA DE ORIFICIO

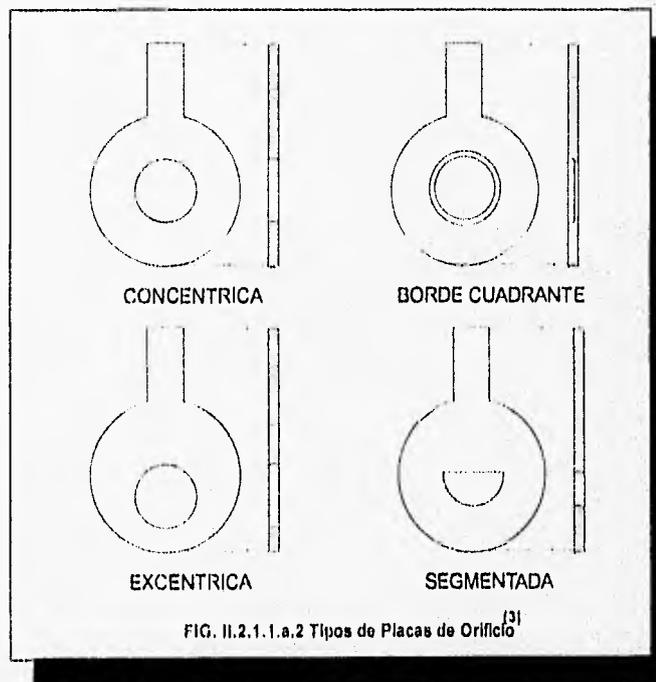
Actualmente, las placas de orificio⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾ son los elementos primarios más ampliamente usados para la medición de flujo de gas, debido a su fácil fabricación, instalación, inspección y reemplazo si se dañan, o sustitución si un cambio de flujo es requerido.



La placa de orificio ocasiona una restricción al flujo como se muestra en la figura II.2.1.1.a para crear una caída de presión. A medida que el fluido llega al orificio, la presión aumenta (1) y entonces cae de pronto cuando pasa el orificio, la reducción en presión (2) mientras pasa el fluido por el orificio es el resultado del aumento en la velocidad del fluido que pasa a través del área reducida del orificio, cuando la velocidad se reduce mientras el fluido sale del orificio la presión aumenta gradualmente hasta que se restablece la presión.

Las placas se clasifican en los siguientes tipos⁽²⁾ (figura II.2.1.1.a.2)

- Placa de orificio concéntrico
- Placa de orificio excéntrico.
- Placa de orificio segmentada.
- Placa de orificio con borde cuadrante.



Placa de orificio concéntrico: Se emplea cuando se realizan mediciones de fluidos limpios, que no contengan sólidos en suspensión (por ejemplo medición de gas).

Placas de orificio excéntrico: La localización del orificio evita la acumulación de materiales sólidos y hace posible la medición de fluidos que contengan sólidos disueltos y en suspensión y también para gases o vapores donde pueda presentarse líquido sin aportarnos un error considerable; como la apertura se encuentra localizada en el fondo de la tubería los sólidos o líquidos seguirán su camino en lugar de ser depositados en el reverso de la placa de orificio.

Placas de orificio segmentado: Se utilizan para los mismos servicios que las placas con orificio excéntrico, la apertura segmentada puede situarse en la parte inferior o superior, pero generalmente ésta es empleada en servicios que requieren la localización en la parte inferior.

Placa de orificio con borde cuadrante: Indican que estas producen un coeficiente de descarga prácticamente constante, por lo cual se emplea principalmente en fluidos parecidos a crudos pesados, fluidos sucios y viscosos.

Las placas de orificio se fabrican usualmente de acero inoxidable desde 1/8 hasta 1/5 pg. de espesor, dependiendo principalmente de las dimensiones de la línea. Otros materiales como el níquel, monel, hastelloy se utilizan cuando es necesario prevenir la contaminación o corrosión.

Algunas placas de orificio se fabrican con un bisel de 45° en un costado del orificio, para reducir la fricción del paso de fluido a través de la restricción. La instalación de las placas de orificio requiere de un tipo de bridas especiales, que pueden ser soldadas o roscadas, y que tienen integradas unas tomás de presión.

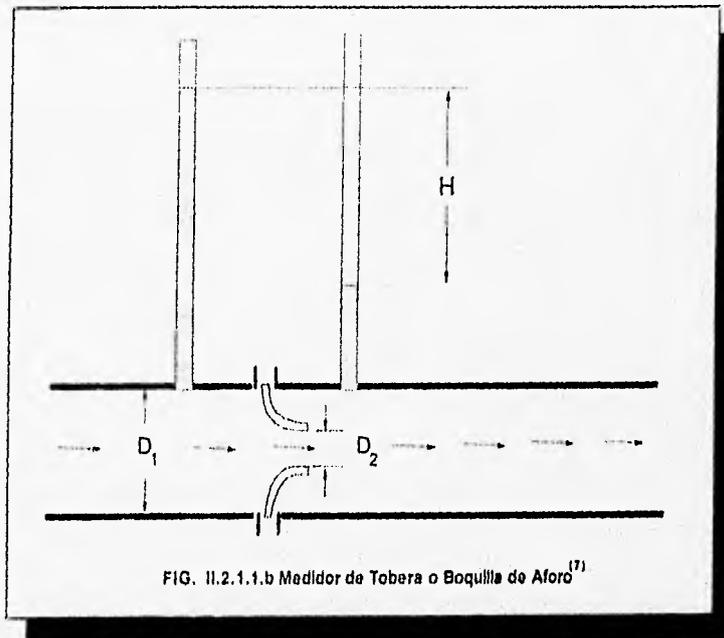
El estándar para la medición por Placa de Orificio es AGA-3 ó API capítulo 14 "Medición de gas por medio de medidores de placa de orificio".

B) TOBERA (BOQUILLA DE AFORO)

Este dispositivo de medición⁽⁶⁾⁽⁷⁾ del gasto en tuberías, también hace uso de la ventaja, que da el provocar una caída de presión mediante una reducción de la sección transversal del flujo.

A diferencia del medidor de placa de orificio, en el medidor de tobera, el chorro no presenta más contracción que la del orificio de la boquilla, debido a la nariz y a la rama vertical del tubo que este presenta, en la figura II.2.1.1.b se hace la representación esquemática de este dispositivo.

El tubo venturi y el medidor de boquilla tienen una gran similitud en su componente primario, por lo que, las ecuaciones del tubo venturi y la de boquilla son las mismas para la determinación de la medición del fluido.



$$Q = C_v \frac{A_2}{\sqrt{1 - \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2}} \sqrt{2gH}$$

donde:

Q = gasto del fluido.

C_D = constante del medidor

A_2 = área correspondiente al orificio de la tobera

D_1 = diámetro de la tubería

D_2 = diámetro del orificio de la tobera.

H = diferencial de presión en columna de líquido.

El medidor de Tobera esta normalizado por el estándar ISA 1943.

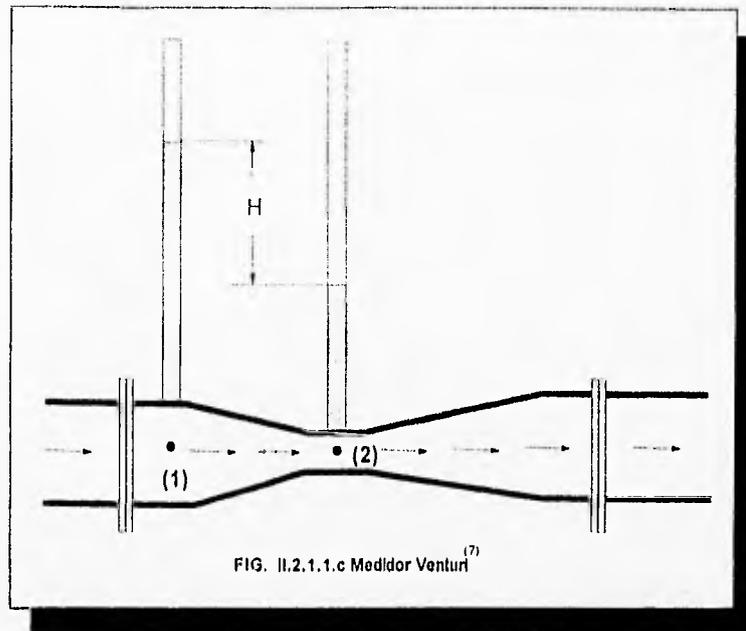
C) VÉNTURI

Al igual que los medidores de placa de orificio y tobera, este medidor⁽⁶⁾⁽⁷⁾ se basa en hacer pasar el flujo, por un área hidráulica reducida para provocar una caída de presión, la cual varía con el gasto, lo que permite determinar el gasto conocida la caída de presión, esto, previa calibración del medidor que se emplee.

El medidor vénturi generalmente se hace en una pieza y consta de los siguientes elementos : una sección corriente arriba de igual diámetro de la tubería y provista de un anillo de bronce con una serie de aberturas piezométricas para medir la presión estática en esa sección; una sección cónica convergente, una garganta cilíndrica, provista también de un anillo piezométrico de bronce, una sección cónica con una divergencia gradual hasta alcanzar el diámetro original de la tubería.

El ángulo óptico del cono divergente es entre 5° y 7° , los anillos piezométricos se conectan a uno y otro extremo respectivamente, de un manómetro diferencial (o bien a un piezómetro cada uno de ellos).

La pérdida de carga a través del medidor se muestra en la figura II.2.1.1.c. En este medidor así como en el de placa de orificio, es necesario tener tramos rectos de la tubería adyacentes al medidor.



Aplicando la ecuación de Bernoulli se tienen que:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g}$$

haciendo la simplificación se llega a:

$$Q = C_D \frac{A_1 A_2}{\sqrt{A_1^2 - A_2^2}} \sqrt{2gH}$$

donde:

Q = gasto del fluido.

C_D = constante del medidor

A_1 = área correspondiente a la tubería

A_2 = área correspondiente a la garganta.

H = diferencial de presión en columna de líquido.

El medidor venturi está normalizado por el estándar ISO 5167 ó MFC-3M "Medición del flujo de fluidos utilizando el medidor venturi".

D) TUBO PITOT

El Tubo Pitot⁽⁷⁾⁽⁸⁾ consiste en dos tubos concéntricos unidos a un dispositivo indicador de la diferencia de presiones. El tubo interior mide la presión de choque, o sea la carga debido a la velocidad. El tubo exterior tiene aberturas de modo que indiquen la presión estática. El flujo puede ser calculado por la relación de la velocidad promedio, a la velocidad del punto de medición, en la figura II.2.1.1.d se muestra el principio de operación de este dispositivo.

$$V = C \sqrt{2gH \left(\frac{\gamma^*}{\gamma} - 1 \right)}$$

donde:

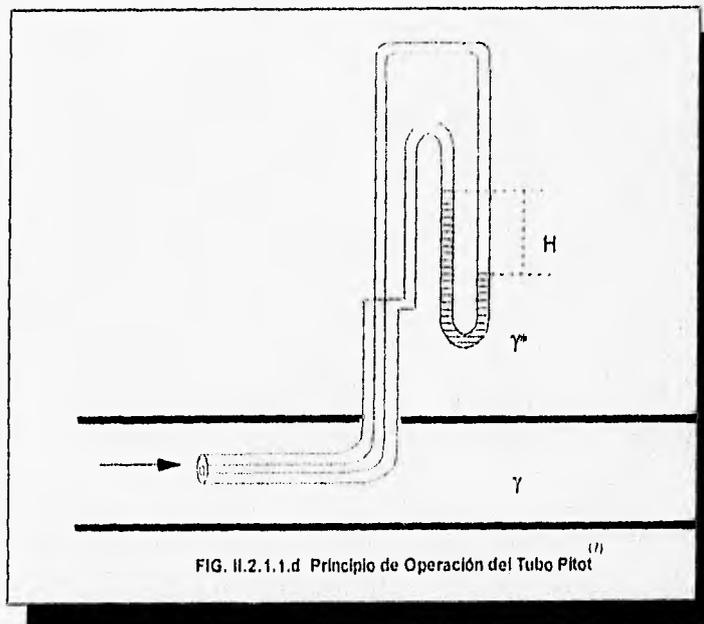
C = constante del tubo Pitot (dado por el fabricante)

V = Volumen del fluido

H = diferencial de presión en columna de líquido

γ = Densidad relativa del fluido en la tubería

γ^* = Densidad relativa del fluido en el tubo Pitot



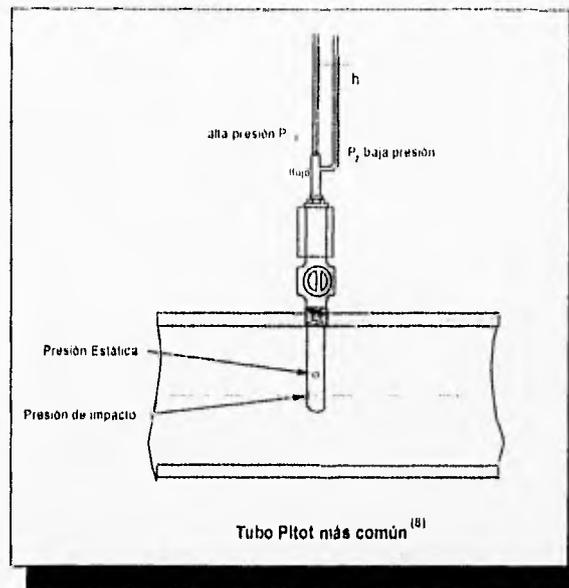
Los rangos de flujo son muy amplios lo mismo para gas que para líquidos y vapor de agua. La señal de presión diferencial es proporcional y uniforme para un diámetro del tubo y condiciones de flujo dados.

La instalación de un tubo pitot es muy sencilla y rápida, a través de un cople soldado sobre un agujero en la pared del conducto, no se requieren de bridas. En instalaciones permanentes no son favorables debido al daño del instrumento, una instalación temporal podría acarrear el cierre del sistema para instalar el instrumento cada vez que se tomen lecturas.

Para resultados exactos el tubo pitot debe estar precedido de un tubo recto de paredes interiores lisas y a un mismo nivel, por lo que debe entonces preverse también los taponamientos de los orificios del tubo, por los sedimentos que arrastran los hidrocarburos y el sulfuro de fierro que se presenta cuando hay azufre en los componentes de gas. Por lo tanto será necesario establecer un mantenimiento programado de inspección y limpieza.

En los casos en que se tienen que medir cantidades de flujo extremadamente altas o bajas, es preferible cambiar el tramo del tubo de medición por otro de menor o mayor diámetro, según el caso, para aumentar o disminuir la presión diferencial. Esto no afectará la exactitud en la medición, si se dispone de las longitudes necesarias del tubo recto, antes y después de cada tubo pitot modificado.

El tubo pitot común, aunque es uno de los más antiguos elementos para la medición de la velocidad, nunca ha sido muy importante en el campo de la medición comercial de hidrocarburos. Las causas principales son el rango limitado de flujo que puede medir, la relación de velocidad promedio del centro en los conductos y que el tubo pitot común es rápidamente obstruido por materiales extraños del fluido, y solamente se recomienda como un medidor comparativo con otros tipos de medidores.

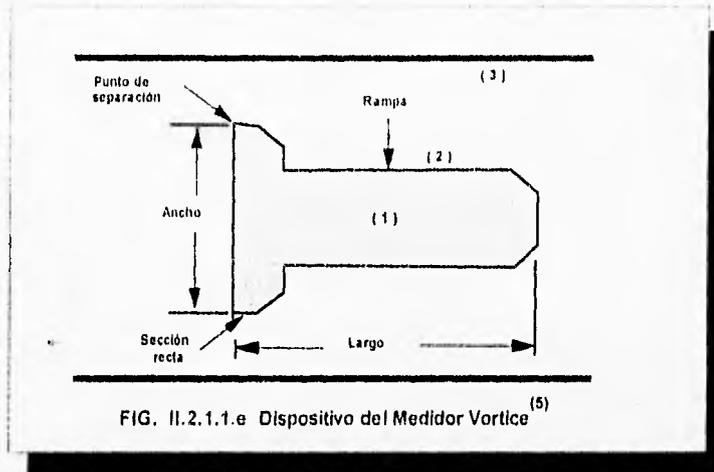


El medidor de Tubo Pitot esta estandarizado por AGA-3 ó API capítulo 14.

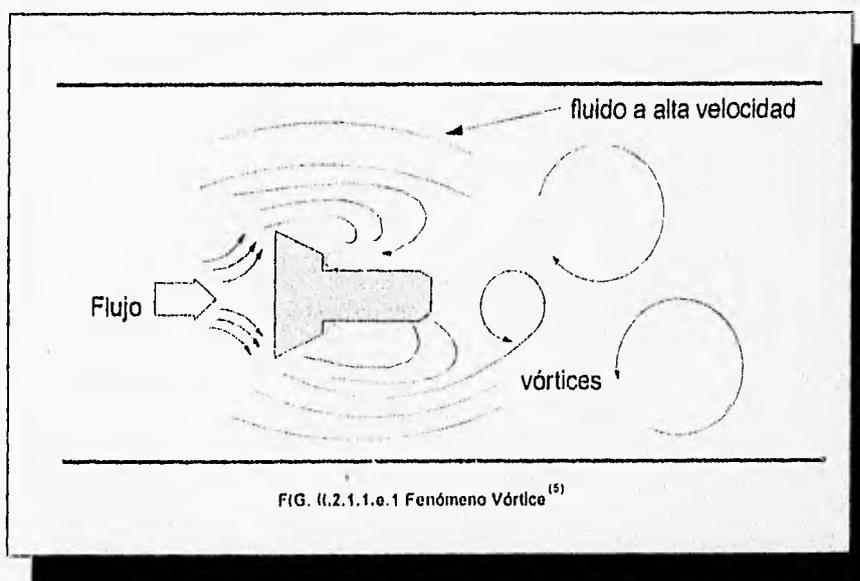
E) VÓRTICE

El principio de operación de este medidor⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾ se basa en el fenómeno conocido como efecto Von Karman⁽⁵⁾, el cual se presenta cuando se coloca una obstrucción al flujo.

La obstrucción al flujo provoca vórtices o remolinos corriente abajo del dispositivo que atraviesa diametralmente la sección transversal de área de flujo y puede tener diferentes configuraciones según el modelo y el fabricante, figura II.2.1.1.e.



Los vórtices provocan fluctuaciones de presión corriente abajo de la rampa donde se crean los remolinos que son detectados por un sensor, y la frecuencia con que se generan es directamente proporcional a la velocidad del fluido. Como el fluido pasa por la obstrucción del dispositivo, este no puede seguir el contorno de la obstrucción si la velocidad de flujo no es lo suficientemente grande. El fluido que va a velocidades altas rebasa al fluido de velocidad baja en la vecindad de la obstrucción (rampa), formando distintas capas y estas a su vez formaran diferentes remolinos a través de la rampa como se muestra en la figura II.2.1.1.e.1.



Una sección de la rampa, corriente abajo, tiene cierta flexibilidad que le permite vibrar a la misma frecuencia que los remolinos; un elemento piezométrico

que forma parte del sensor, recibe este movimiento, creando un voltaje eléctrico el cual es transmitido a un modo electrónico de tal manera que la frecuencia es convertida a una señal proporcional al gasto volumétrico.

Los sensores que detectan las fluctuaciones de presión pueden instalarse en: la cara (1), el cuerpo (2) y en las paredes de la tubería cercana a la rampa (3), como se muestra en la figura II.2.1.1.e. Existen diferentes tipos de sensores que pueden utilizarse para medir líquido, gas o la corriente de flujo. Los sensores pueden ser eléctricos, mecánico-eléctricos o sónicos.

El medidor de vórtice tiene una precisión (similar a la del medidor de turbina), con una rangeabilidad entre 10:1 y 20:1 y una exactitud del 1 a 2 % de las lecturas leídas. Este medidor es de bajo costo y de fácil mantenimiento, además de que puede manejar impurezas.

El medidor vórtice aunque cuenta con una buena exactitud, aún no cuenta con un estándar que normatice la medición de fluidos.

II.2.1.2 DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los medidores de desplazamiento positivo⁽³⁾⁽⁵⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾ (MDP) inicialmente fueron usados para medir agua, y aunque muchos diseños de los MDP fueron desarrollados primeramente para bombas de desplazamiento positivo o compresores, más tarde se usaron para la medición de líquidos del petróleo (gas licuado, gasolinas, aceites combustibles, aceites crudos, etc.) en pipas terminales de descarga y oleoductos pequeños. Actualmente son usados ampliamente para la medición de líquidos y gases.

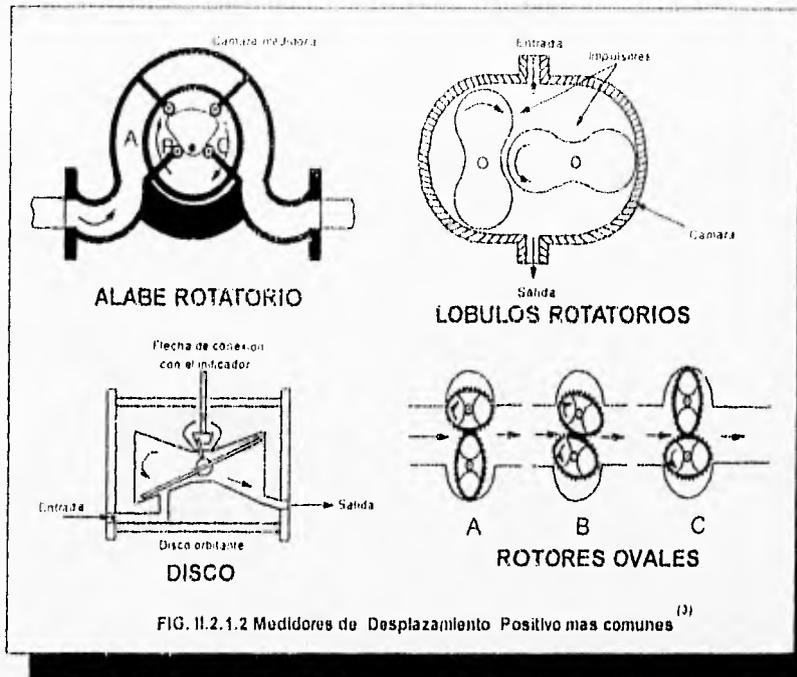
El medidor de desplazamiento positivo consiste básicamente de cámaras de volumen conocido, dentro de las cuales pasa el líquido a medir. El paso del fluido provoca el movimiento de los mecanismos del medidor y de esa manera totalizarse por medios mecánicos o eléctricos. La exactitud obtenida depende de la reducción de los claros entre las partes móviles y las fijas, y de la ampliación de la longitud del camino de fuga, lo que hace más exactos a los medidores mayores.

Los siguientes factores deben ser considerados en la selección de un medidor de desplazamiento positivo: tipo de líquido, lubricidad del líquido, proporción de contaminantes, exactitud requerida, máximo rango de flujo, rangeabilidad y caída de presión permisible.

Existen diferentes tipos de medidores de desplazamiento positivo de los cuales se muestran los principales dispositivos de medición de desplazamiento positivo en la figura II.2.1.2.

- Disco
- Alabe rotatorio
- Pistón oscilante
- Lobos rotatorios
- Rotores ovales.

Una condición importante para su uso es que el líquido este limpio de sólidos.



Se requiere un filtro antes del medidor para prevenir la entrada de partículas extrañas, y también en ocasiones un dispositivo para eliminar aire o vapores de líquido, para evitar un posible daño del medidor.

Los MDP son usados principalmente para aplicaciones de contabilización y en procesos intermitentes; en estos últimos una cantidad fija es alimentada al proceso y cuando esta es alcanzada, el flujo automáticamente se corta. La exactitud de estos medidores puede estar dentro de $\pm 0.5\%$ de rango completo del medidor y una rangeabilidad de 10:1 para líquido y 20:1 para gas.

Los MDP son construidos prácticamente del material requerido, no obstante el uso de metales especiales o difíciles de maquilar los hacen prohibitivos para usarse en la mayoría de las aplicaciones industriales.

La principal ventaja de estos medidores radica en su repetibilidad y en su linealidad, la repetibilidad de un medidor de este tipo es típicamente de $\pm 0.1\%$. En cualquier aplicación la linealidad de un medidor a lo largo de un rango de flujo es crítica. El medidor típico de desplazamiento positivo tiene una linealidad excelente cuando mide un amplio rango de flujo. Debido a su linealidad este tipo de medidor es ideal para aplicaciones en las que el régimen de flujo no es constante. Esta

aplicación es clara en las operaciones de carga y descarga de buques-tanque, chalanes o carros-tanque, su superioridad se hace mas evidente en aplicaciones que involucran fluidos muy viscosos.

Una ventaja adicional de los medidores de desplazamiento positivo es su baja caída de presión, ya que la única energía que requiere es para contrarrestar fricciones internas y cargas de torsión de los accesorios del medidor, debido a la baja presión, a las características de los alabes y a la simplicidad de su diseño.

Por otra parte no requieren equipo electrónico adicional para registrar los volúmenes medidos, ya que los accesorios mecánicos del propio medidor pueden utilizarse con este propósito, en sitios en donde la energía eléctrica es escasa o inexistente, o donde existen pocos recursos para el mantenimiento electrónico, esto se convierte en un factor importante a largo plazo. Pero en caso de ser necesario pueden ser equipados con dispositivos auxiliares para: indicación de flujo, control intermitente de cantidades predeterminadas, indicación remota, impresión, entrada a una computadora etc., Otra de sus ventajas es la facilidad para verificar su precisión utilizando diferentes elementos volumétricos de referencia.

Como en cualquier caso los MDP tienen también desventajas: su costo inicial es alto comparado con otros métodos de medición dinámica. Esta desventaja, sin embargo, se ve disminuida por la alta precisión y la larga vida del modidor.

Como otras desventajas también se pueden mencionar las siguientes:

- * Sus partes son de alto costo ya que requieren maquinado de precisión para lograr la exactitud mencionada.
- * Las partículas sólidas deben ser menores de 100 micrones.
- * Requieren frecuente mantenimiento
- * En fluidos corrosivos el mantenimiento resulta muy costoso.

Como estos medidores miden la velocidad del fluido, tienen errores en la medición cuando la tubería no esta totalmente llena, ya que para determinar el gasto de fluido, se multiplica la velocidad del fluido por el área transversal de la tubería.

Se requiere mantenimiento a pesar de que en un medidor de este tipo es de diseño muy simple y es para trabajo pesado. Las variaciones en el régimen de flujo dentro de los rangos de un medidor determinado tiene un pequeño efecto, pero cualquier medidor debe ser calibrado al presentarse cualquier variación en la viscosidad del producto.

Los medidores de Desplazamiento Positivo estan estandarizados por API capítulo 5.2 "Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de Desplazamiento Positivo".

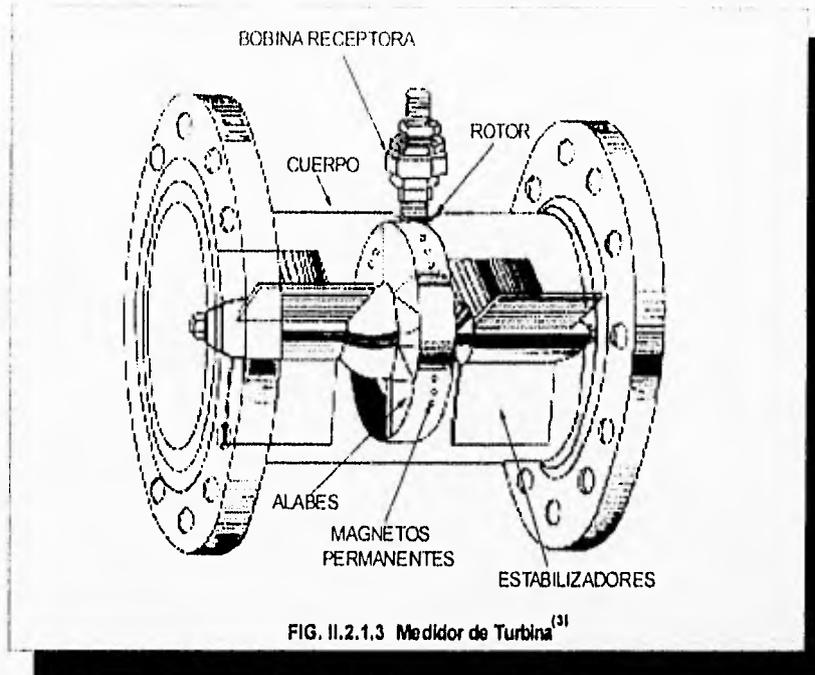
II.2.1.3 MEDIDOR DE TURBINA

El medidor de turbina⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽¹⁰⁾ ha sido reconocido como dispositivo aceptable para medir flujo desde hace muchos años. Utiliza el principio de la velocidad, es decir, este medidor de flujo volumétrico es un medidor de velocidad, en el cual la reacción del elemento primario es proporcional a la velocidad de la corriente del fluido.

Los medidores de turbina son transductores volumétricos, sus partes que lo componen son:

- Cuerpo o caja cilíndrica.
- Rotor y ensamble magnético
- Conjunto detector de magnetos permanentes
- Convertidor de frecuencia.
- Estabilizadores.
- Alabes.

El eje del rotor de la turbina coincide con el eje longitudinal de la línea en la cual es instalado figura II.2.1.3; la forma del rotor se diseña para minimizar los efectos de inercia, fricción y viscosidad sobre la medición. El movimiento del rotor puede ser detectado por medios mecánicos, ópticos o eléctricos y entonces transmitido, registrado o bien procesado para enviar una señal de control.



El medidor de turbina consiste de una caja cilíndrica similar a un carrete de tubería, la cual contiene un rotor exactamente balanceado montado coaxialmente en el centro de la tubería. La bobina que recibirá las señales esta situada lo más cerca posible del rotor pero sin penetrar las paredes de la caja.

El medidor de turbina infiere el régimen de flujo a partir del movimiento rotatorio (velocidad angular) del rotor, que se encuentra suspendido en la corriente del fluido. Este método de medición se basa en suponer que el flujo volumétrico es proporcional a la velocidad promedio del fluido y que esta velocidad promedio es a su vez proporcional a la velocidad angular del rotor.

El aro del rotor tiene botones magnéticos incrustados en el, y una bobina de reluctancia variable se monta en el cuerpo del medidor (estator) para detectar el paso de los botones, generándose un voltaje pulsante al pasar el rotor a través del campo magnético.

El número total de pulsaciones integrado por un periodo de tiempo proporciona el volumen total que se ha medido.

Utilizando el convertidor de frecuencia y un transmisor, acoplados a un receptor para indicación y/o registro, se puede conocer la cantidad de volumen de la corriente que circula.

Cada medidor de turbina deberá ser calibrado de acuerdo a su flujo, determinado por el factor K, que son los pulsos por unidad de volumen que pasa por el rotor, por medio de un calibrador uni o bidireccional.

Los principales parámetros como son el rango lineal y repetibilidad dependen de:

- Propiedad del fluido
 - Densidad
 - Viscosidad
 - Presión de vapor
 - Velocidad
 - Turbulencia
- Características dinámicas del medidor
 - Masa del rotor
 - Fricción y cojinetes
 - Frenos magnéticos
 - Fricción alabes-fluido

Las combinaciones de las propiedades de los fluidos y las características mecánicas del medidor producen una desviación de la linealidad ideal, por lo que es recomendable calibrar periódicamente estos sistemas de medición no en sus partes mecánicas sino en la señal que envían.

Se recomienda un filtro tipo canasta para evitar el paso de sólidos que dañen el elemento primario. En líquidos cuya presión de vapor este cercana a la de operación, deberá ponerse un eliminador de aire; en todo caso el filtro deberá tener válvulas de venteo así como válvula de drene y tapa de apertura rápida.

La respuesta dinámica del medidor es bastante rápida, aunque estos dispositivos son comúnmente utilizados para líquidos, también puede ser utilizado para gases, claro que en estos las fuerzas que operan al medidor son bajas dada la pequeña densidad del fluido, por lo que se recomienda entonces minimizar lo más posible la fricción de los mecanismos, elevar la velocidad del fluido, y hacer más grandes las aletas del rotor. La capacidad de los medidores de turbina para manejar fluidos de mayor viscosidad, mejorará cuando el tamaño del medidor aumente, mientras que se hace más crítica a medida que la turbina es más pequeña.

La principal ventaja del medidor de turbina es como en el caso de los medidores de desplazamiento positivo, su repetibilidad y linealidad.

La repetibilidad en este caso es de $\pm 0.05\%$ dentro de su rango especificado y su exactitud es de $\pm 0.5\%$, mientras que su linealidad es excelente. El medidor de turbina no es recomendable para productos de alta viscosidad, sin embargo, resulta inmejorable para productos ligeros, tales como propano, butano y crudos de baja viscosidad. Debe señalarse también que el medidor de turbina es ideal para aplicaciones con productos de baja a media viscosidad y para condiciones estables de flujo.

Una ventaja adicional de las turbinas es que pueden emplearse para regímenes de flujo muy grandes en comparación con los medidores de desplazamiento positivo.

El poco mantenimiento es otra ventaja importante de las turbinas, toda vez que están diseñados con una sola parte móvil; el rotor, los cojinetes de este son lubricados por el fluido medido y debido a estas características requieren muy poco mantenimiento mecánico.

Una desventaja en cambio de los medidores de turbina es el tamaño de los trenes de medición, aunque el tamaño del medidor en sí no es tan grande, cuando se acopla a las secciones rectificadores necesarias corriente arriba y corriente abajo, la longitud del cojinete es significativa.

Este medidor al igual que los medidores de desplazamiento positivo es que requiere de que la tubería este totalmente llena.

Otra desventaja de las turbinas es su susceptibilidad a acumular cera, así que cuando se trata de medir productos con alto contenido ceroso el rotor de la turbina acumula residuos de cera, lo cual tiene efecto directo en la velocidad de rotación del medidor.

El medidor de turbina esta normalizado por el estándar API capítulo 5.3 "Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de Turbina" y MFC.4M "Medición de gas por medidores de Turbina", así como AGA-7 ó ISO 19951.

II.2.2 MEDIDORES NO INTRUSIVOS

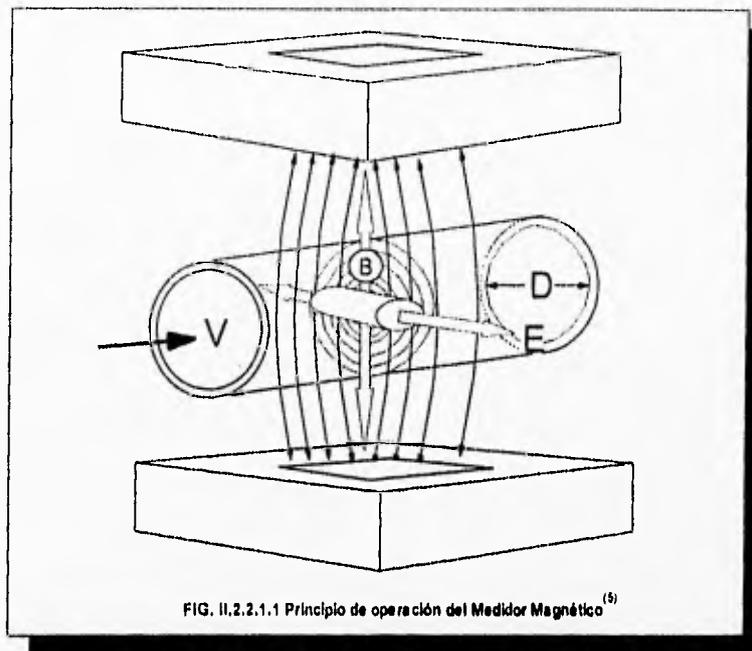
En los medidores no intrusivos su elemento primario no se encuentra en contacto con el fluido, lo que permite que el fluido pase por el medidor sin perturbaciones. Una ventaja que presentan estos medidores es que aunque el fluido contenga sólidos, conservará una vida útil y razonable si se aplican e instalan adecuadamente.

II.2.2.1 MEDIDOR MAGNÉTICO

El medidor magnético⁽⁵⁾⁽¹²⁾ se basa en la ley de Faraday de inducción electromagnética⁽⁵⁾. Esta ley dice que la magnitud del voltaje inducido en un medio conductor que se mueve a través de un campo magnético, es directamente proporcional al producto de la fuerza del flujo magnético de densidad (B), la velocidad del medio (V) y de la longitud de la distancia de la medición.

$$E = \text{constante} \times B \times L \times v$$

Si el fluido medido tiene una conductividad electromagnética lo suficientemente alta, el campo inducido (E), puede ser detectado por un electrodo, el cual tiene una pequeña área de contacto con el fluido, como se muestra en la figura II.2.2.1.1.



Los medidores magnéticos aplican la ley de Faraday⁽⁵⁾ de la siguiente manera: cuando el líquido conductivo pasa a través de un campo magnético homogéneo, este genera un voltaje a lo largo de la longitud entre los dos electrodos colocados en lados opuestos de la tubería por lo que aplicando la ley de Faraday en el medidor magnético tenemos que:

$$E = \text{constante} \times B \times D \times v$$

Si el campo magnético es constante y la distancia entre los electrodos es fija, el voltaje inducido es directamente proporcional a la velocidad del líquido. El flujo volumétrico está relacionado con el promedio de la velocidad del fluido:

$$Q = A \times v$$

donde

$$A = \pi D^2 / 4$$

En tuberías el voltaje inducido se puede expresar como:

$$E = (\text{constante} \times B \times 4/\pi \times D) Q$$

Todos los términos dentro del paréntesis se mantienen constantes para cuando se tiene un buen diseño del medidor, resultando la salida del voltaje inducido que es linealmente proporcional al flujo de líquido.

El líquido que va a ser medido debe tener una conductividad mínima de 1 a 5 microsiemens por centímetro. La escala de velocidad debe estar de 3 a 30 pie/seg, algunos medidores pueden ser calibrados abajo de 1 pie/seg pero su exactitud disminuye.

El medidor magnético se necesita calibrar con el fluido que se va a medir, ya que si se calibra con otro, se obtendría un error en la medición, porque los fluidos no presentan la misma conductividad.

Si se asume que la corriente magnética es constante, el campo magnético será constante, y la amplitud del voltaje generado por los electrodos, será linealmente proporcional al flujo que pasa a través del medidor. En la práctica la corriente magnética puede variar, por lo que el voltaje y la frecuencia varía. Una de las formas para minimizar este efecto es el uso de tablas de corrección de voltaje, proporcionales a la magnitud del campo magnético, para compensar las variaciones de este.

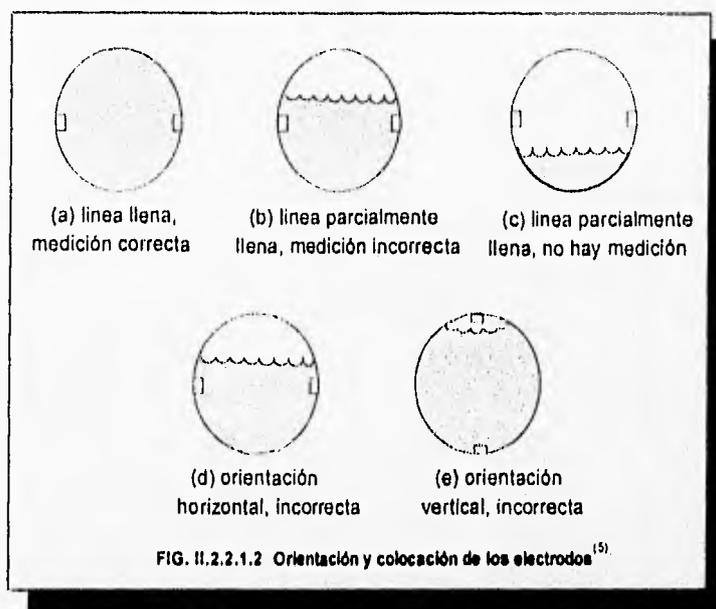
Cuando el fluido conductor pasa a través del medidor se induce un voltaje entre los electrodos, los cuales están en contacto con el fluido y aislados eléctricamente de las paredes de la tubería para evitar posibles cortos circuitos.

Una de las grandes dificultades del medidor magnético, es la amplitud del voltaje entre los electrodos que está en el orden de unos cuantos milivolts y es relativamente pequeña cuando se compara con voltajes extraños y ruidos que pueden presentarse durante el proceso de aplicación.

El medidor de flujo magnético puede ser aplicado solamente a líquidos con una conductividad de pH ácido, bases, polímeros, emulsiones y mezclas que tengan conductividades más grandes que la mínima requerida.

Los líquidos donde no va a operar el medidor magnético, generalmente son líquidos orgánicos e hidrocarburos, ya que su conductividad está por debajo de la magnitud requerida para que opere este medidor.

Tanto la ubicación como la orientación de los electrodos es muy importante porque se pueden tener errores en la medición si la tubería no se encuentra totalmente llena como se muestra en la figura II.2.2.1.2, ya que este medidor mide la velocidad del fluido, la cual al multiplicarse por el área total de la sección transversal de la tubería se determina el gasto de líquido que está fluyendo.



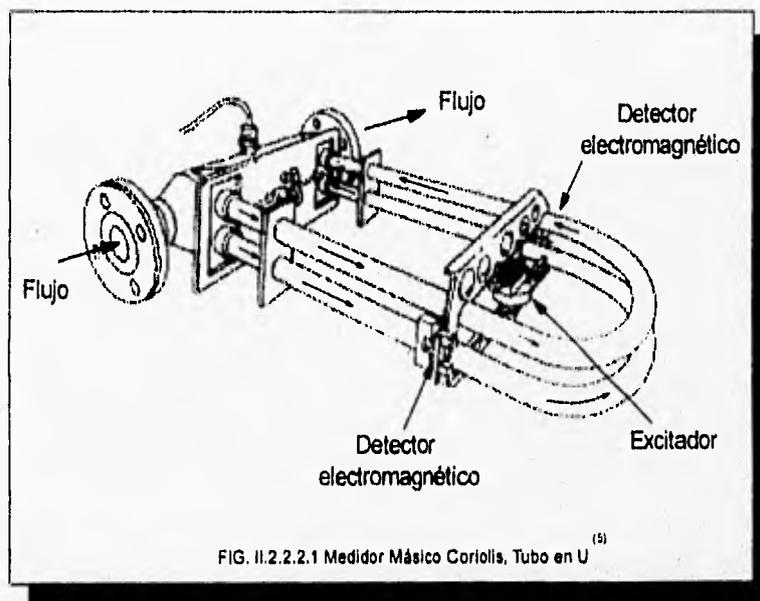
El medidor magnético cuenta con una exactitud de $\pm 0.5 \%$, y una rangeabilidad de 10:1, además de que este medidor no requiere de un mantenimiento rutinario o una calibración periódica sin embargo, se pueden presentar problemas en el revestimiento de los electrodos, daños en la tubería o fallas eléctricas.

Aunque el medidor magnético se aplica a líquidos que cumplen con una cierta conductividad requerida, este medidor no tiene estándar o norma que lo evalúe.

II.2.2.2 MEDIDOR MÁSIICO (CORIOLIS)

Existen diferentes configuraciones de medidores másicos por efecto de coriolis⁽⁵⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾ disponibles en el mercado; los más comunmente utilizados son los tubos en forma de U, los tubos rectos en paralelo y los lazos sencillos o complejos. A su vez, los lazos pueden estar colocados en serie o en paralelo.

Para la descripción de este medidor se hace referencia al elemento primario de tubo en forma de U figura II.2.2.2.1, con el cual se determinará el gasto másico en función del efecto coriolis.



El principio de operación de estos medidores se basa en la vibración, de los tubos, combinado con el movimiento de flujo másico que fluye por ellos. Estos movimientos inducen una fuerza denominada de coriolis que provoca que cada tubo experimente un giro de torsión proporcional al gasto másico que fluye por ellos durante un ciclo figura II.2.2.2.2.

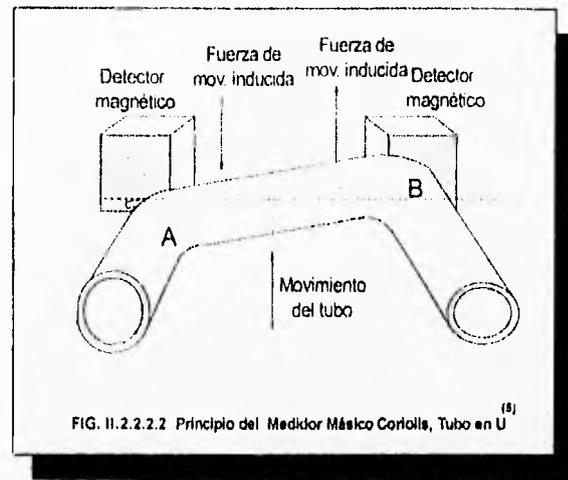


FIG. II.2.2.2.2 Principio del Medidor Másico Coriolis, Tubo en U ⁽⁵⁾

De la segunda ley de Newton⁽⁵⁾ se describe la relación entre la resultante de un sistema de fuerzas externas que actúan sobre un objeto de masa m y la aceleración del centro de masa de dicho objeto:

$$F = m a \quad (1)$$

Esta ley debe modificarse cuando se estudia las fuerzas que actúan sobre un objeto situado dentro de un sistema acelerado, como es el caso de un sistema que gira con una velocidad angular ω .

La fuerza coriolis debida a esta aceleración es :

$$F_c = 2m v \omega \quad (2)$$

Esta fuerza se pondrá de manifiesto cuando un fluido de masa m circula con un velocidad v a través de un conducto que se encuentre vibrando a una velocidad angular ω .

En los medidores de flujo másico por efecto coriolis, la velocidad angular se logra haciendo vibrar a su frecuencia de resonancia, un tubo metálico por el cual circula el fluido, mediante un excitador electromagnético.

La frecuencia de resonancia o frecuencia natural de un material depende del área de la sección transversal del conducto, de su módulo de elasticidad, de su momento de inercia y de la masa total del sistema.

Para determinar el gasto que se mide se toma en cuenta el desplazamiento total producido por las fuerzas de coriolis sobre los extremos A y B como se muestra en la figura II.2.2.2, lo cual provoca que estas fuerzas en ambos tramos sean opuestas y originan un par de torsión sobre estos, los cuales se pueden medir con sensores y es proporcional a dichos fuerzas.

$$F_c = K_t \times e \quad \dots(3)$$

donde:

K_t = constante de torsión del medidor
 e = desplazamiento total (ver figura II.2.2.2)

El gasto másico de un fluido que fluye por un conducto de longitud L se puede expresar:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \rho \times A \times v \quad (4)$$

donde:

\dot{m} = gasto másico
 m = masa del fluido en el conducto = $\rho \cdot A \cdot L$
 t = tiempo
 ρ = densidad del fluido
 A = área de flujo
 v = velocidad del fluido
 L = longitud del conducto

Del cociente de las expresiones (2) y (4) se obtiene el gasto másico en función de la constante de torsión del medidor (K_t).

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \frac{F_c}{2L \omega} = \frac{K_t}{2L \omega} e \quad (5)$$

Este medidor tiene la ventaja de manejar diferentes tipos de fluidos, pero cuando se tiene flujo de gases a baja presión, normalmente la exactitud es pobre.

La frecuencia de la vibración de los tubos varía con la densidad del fluido, algunas veces esto puede inferir la composición de algunos fluidos. Su aplicación es limitada solo para fluidos limpios y con una viscosidad menor a 50 cp.

Otra de las ventajas con que cuenta este medidor, es que se puede determinar el gasto de agua y el gasto de aceite que esta pasando a través del medidor, esto se lleva a cabo con la medición de la densidad del líquido la cual es determinada midiendo la frecuencia de vibración de los tubos, y haciendo uso de las siguientes ecuaciones:

$$\rho_L = f_w \rho_w + (1 - f_w) \rho_o$$

despejando f_w

$$f_w = \frac{\rho_L - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}$$

$$f_o = 1 - f_w$$

por lo tanto:

$$q_o = q_L f_o$$

$$q_w = q_L f_w$$

en donde:

ρ_L = Densidad del líquido

ρ_o = Densidad del aceite

ρ_w = Densidad del agua

f_w = Flujo fraccional del agua

f_o = Flujo fraccional del aceite

Para el empleo de las ecuaciones anteriores es necesario conocer la densidad del aceite y del agua, determinándose el gasto de líquido con el medidor Coriolis.

El medidor cuenta con un rango de 0.15- 0.4 % de exactitud, con una repetibilidad de 0.25 % y con una tolerancia de 0.01-0.03 %. estos parámetros hacen que este medidor sea el más exacto de los medidores de líquido que se emplean.

Aunque el medidor másico por efecto coriolis cuenta con una variedad de modelos para las diferentes condiciones de operación requeridas, este medidor aún no está normatizado ni estandarizado, por lo que cada proveedor de sus propias especificaciones técnicas y de operación.

II.2.2.3 MEDIDOR ULTRASÓNICO

El medidor ultrasónico⁽⁵⁾⁽¹⁰⁾⁽¹³⁾ usa ondas acústicas o vibraciones para determinar el flujo que viaja a través de la tubería. La acústica es la ciencia del sonido que describe el fenómeno de las vibraciones mecánicas y su propagación en los materiales sólidos, líquidos o gaseosos. La velocidad del sonido depende de la densidad del medio en que se propaga líquido o gas, así como combinación de estas.

La energía ultrasónica está asociada al flujo del fluido en la tubería, usando transductores que pueden estar mojados o no mojados, esto dependiendo del diseño del medidor el cual puede ser de tiempo de trayectoria o efecto Doppler.

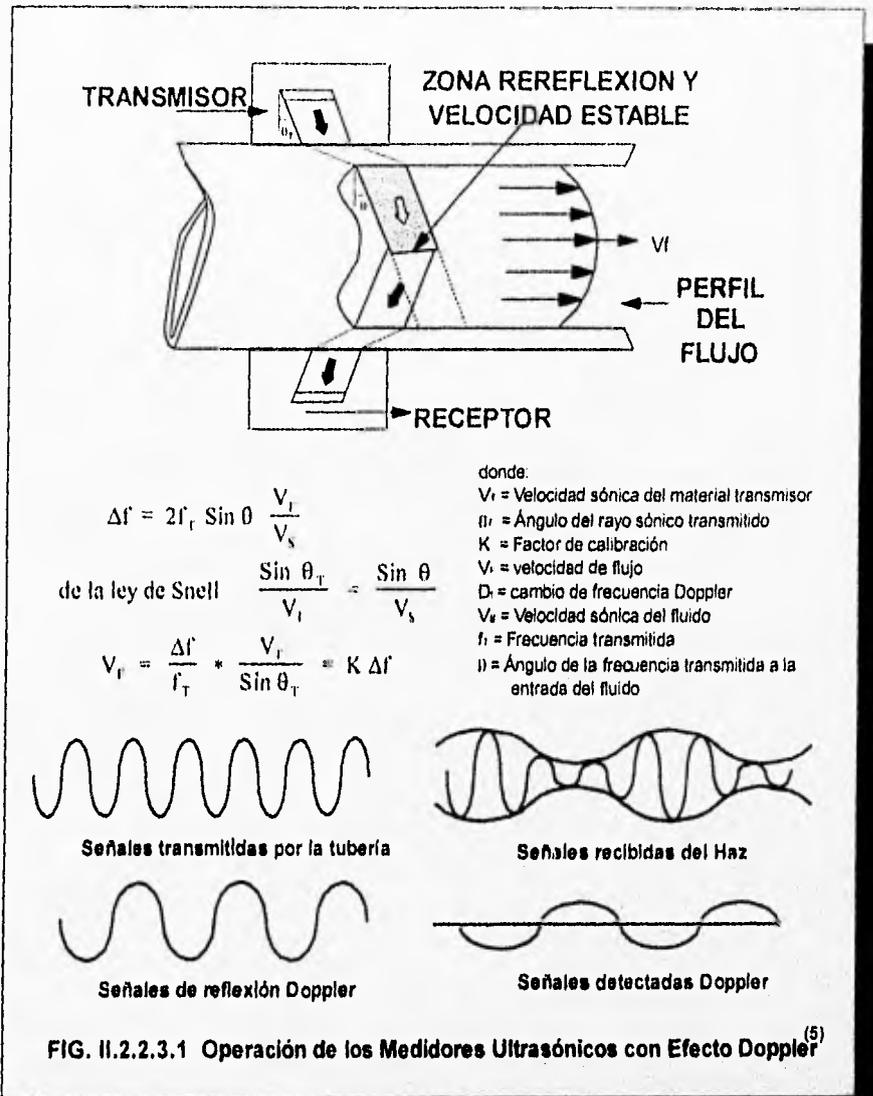
El efecto Doppler es la variación en la frecuencia observada de una señal debida al movimiento relativo entre el observador y la fuente de señal. Cuando ambos elementos se aproximan, la frecuencia se incrementa proporcionalmente a la velocidad de acercamiento; cuando se alejan, la frecuencia se ve reducida en proporción a la velocidad de alejamiento relativa.

El medidor ultrasónico utiliza el efecto Doppler para detectar y medir el flujo en la línea. El efecto Doppler es proporcional a la velocidad relativa (acercamiento o alejamiento) a lo largo de la distancia entre la fuente y el observador como se representa en la figura II.2.2.3.1.

Un transductor transmite continuamente o pulsa moduladamente energía acústica en el flujo; bajo condiciones de no flujo, la frecuencia recibida es idéntica a la frecuencia transmitida. Sin embargo, cuando hay flujo la frecuencia refractada por las partículas o burbujas de gas arrastradas en el fluido, es alterada linealmente a la cantidad de flujo a través de la línea.

El resultado es un cambio de la frecuencia entre el transmisor y el receptor que es linealmente proporcional al flujo, dicha frecuencia es convertida a una señal analógica proporcional al flujo.

Muchos diseños tienen dos transductores, uno es el que transmite y el otro el que recibe, mientras que algunos otros utilizan un transductor común que realiza ambas funciones.



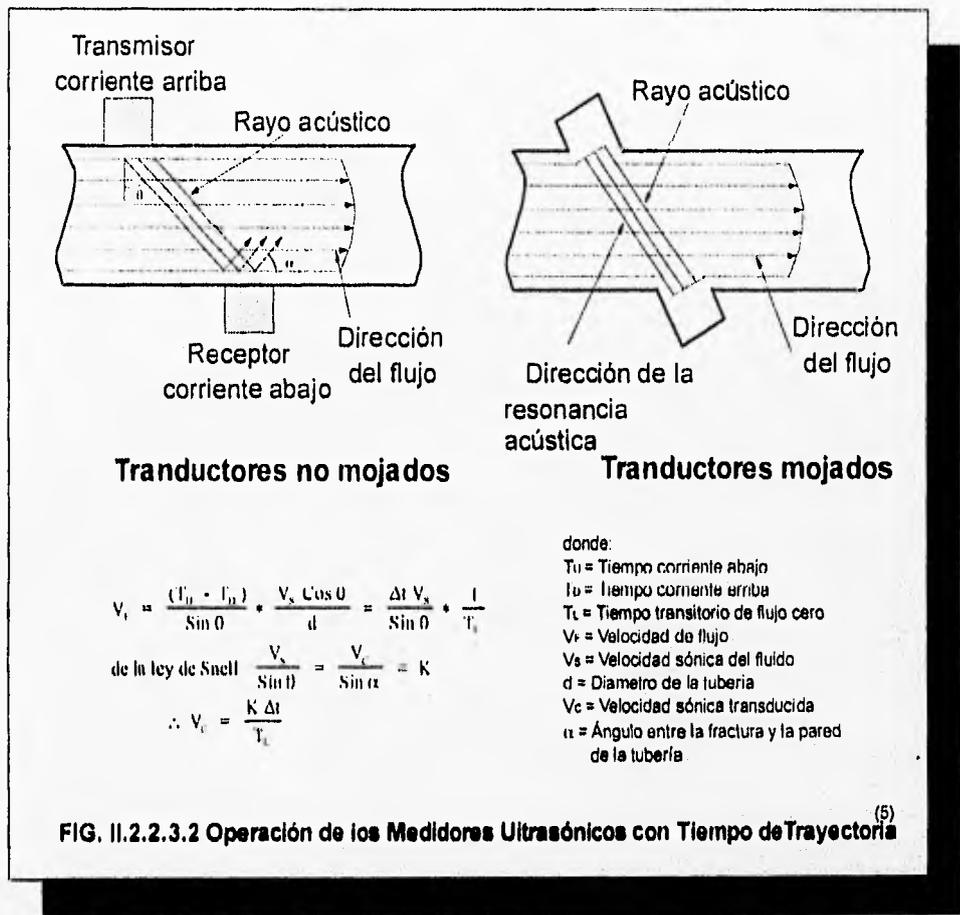
La medición del flujo por medio del medidor ultrasónico utilizando el efecto Doppler se determina con las ecuaciones de la figura II.2.2.3.1.

Existe otro tipo de medidor ultrasónico que se basa en otra técnica para la medición del flujo de un fluido como es el tiempo de trayectoria.

El medidor ultrasónico de tiempo de trayectoria mide el tiempo de viaje entre dos transductores colocados en el líquido a lo largo de la línea de flujo, uno actuando como transmisor y el otro como receptor, usando la técnica de Pulso-Eco, las

pulsaciones emitidas por el transmisor contra el flujo son recibidas por un receptor el cual se encuentra corriente abajo, como se muestra en la figura II.2.2.3.2.

El tiempo en el que son detectadas éstas pulsaciones se le llama Tiempo de Trayectoria. La obtención de la medición por medio del medidor ultrasónico con ésta técnica se determina con las ecuaciones de la figura II.2.2.3.2.



La técnica de tiempo de trayectoria transmite señales que usualmente viajan a través de la corriente de flujo entre los transductores y en caras opuestas de la línea, mientras que la técnica Doppler utiliza reflexión de energía ultrasónica para partículas o gas atrapado en la corriente. La técnica Doppler algunas veces tiene incertidumbre de la profundidad de penetración de la energía ultrasónica; la velocidad, propiedades de los fluidos o los cambios de la composición pueden afectar la medición con un error del 30% aproximadamente bajo condiciones de

proceso. En otras palabras, hay una incertidumbre ya que el medidor de técnica Doppler mide la velocidad promedio en la línea o alguna otra velocidad, desde la profundidad en la cual la energía que penetra en la corriente no es bien definida, especialmente cuando la cantidad de partículas o gas atrapado varían.

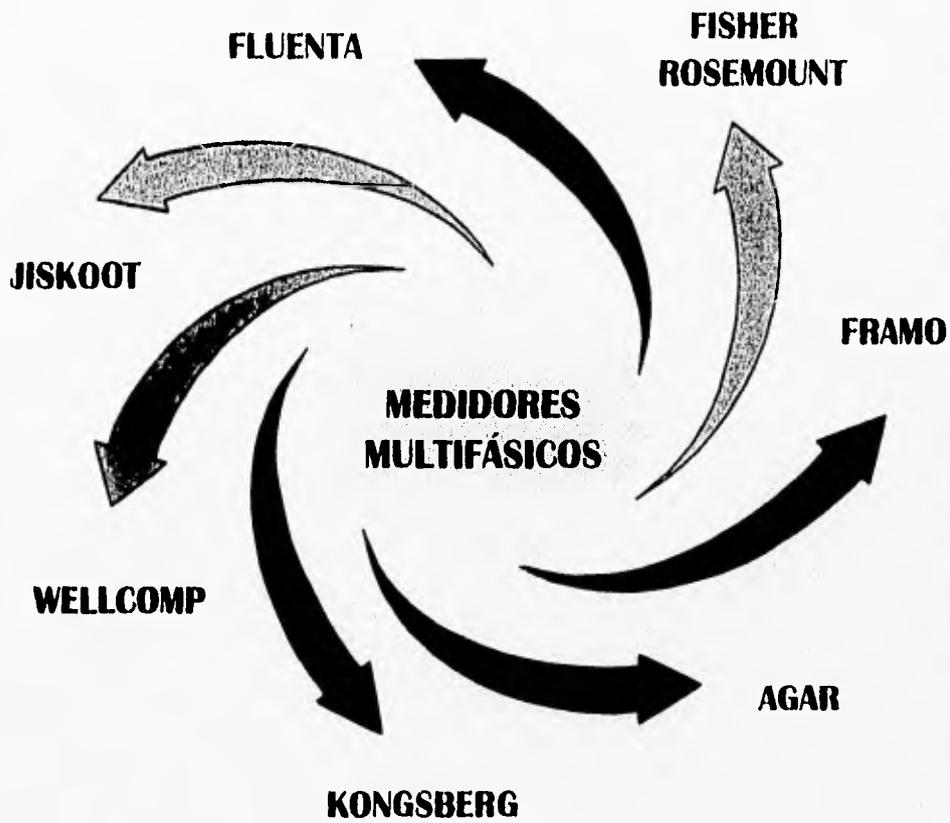
Los medidores Doppler pueden ser aplicados a fluidos que tengan alguna cantidad de gas arrastrado o partículas para refractar la energía ultrasónica. La técnica de tiempo de trayectoria puede medir líquidos limpios así como líquidos que contengan 30% de sólidos dependiendo del diseño.

La exactitud es de ± 0.5 a 10 % , la repetibilidad de 0.1% a 0.15%, la linealidad de 0.15 a 0.5% y la rangeabilidad de 20:1.

Aunque existen dos técnicas diferentes aplicando el mismo principio para el medidor ultrasónico, éste aún no cuenta con estándares o normas que lo evalúen.

REFERENCIAS

1. Proyecto Olmeca: "Automatización y medición", Volumen III, Optimización de los distritos Cardenas, Comalcalco y Reforma, 1993.
 2. Daniel Industries, Inc. " Medición de gas y líquidos ", Houston Texas, Febrero de 1987.
 3. Herrera F. Jorge A: " Medición estática y dinámica de fluidos ", Rev. Instituto Mexicano del Petróleo, Julio 1984.
 4. Mercadillo Aguilar Carlos: "Importancia de la automatización de sistemas en la medición de crudos de exportación para cumplir con las normas internacionales", Rev Ingeniería Petrolera, Enero 1984.
 5. Spitzer: Industrial flow measurement, Instrument Society of America, Research Triangle Park, 1984.
 6. Spink L. K.: Principles and practice of flow meters engineering , Ninth Edition , Foxboro Company.
 7. Tellez Carlos: "Prácticas del laboratorio para calibrar dispositivos de medición de flujo en tuberías y canales", Tesis de Posgrado 1986.
 8. Neri Ortíz Melquiades: "Sugerencia para usar el tubo pitot modificado, como elemento primario de medición de flujo de hidrocarburos gaseosos en tuberías", Rev Ingeniería Petrolera, Diciembre 1972.
 9. Philips G. Scott: " Use of vortex flowmeters for gas measurement", JPT, Noviembre 1981.
 10. Funo Cascetta and Paolo Vigo: "Flowmeters", Instrumental Society of American, Diciembre 1990.
 11. Hall John : "Flowmeters-machine application and devices", Instrumentals & Control System, Febrero 1978.
 12. Vincent Coshing: " Electromagnetic flowmeter", Review of Scientific Instruments, Agosto 1965.
- Smalling J.W. and Braswell L.D. : "Flore gas ultrasonic flow meter", Bagtown, Texas USA 1989.



**C
A
P
I
T
U
L
O**

**MEDIDORES DE FLUJO
MULTIFÁSICO**

CAPÍTULO III

PRINCIPALES MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

La medición multifásica⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ es una tecnología moderna que está comenzando a implantarse en diferentes países, para cuantificar la producción de los pozos petroleros, sustituyendo el uso de sistemas convencionales, basados en el uso de separadores y elementos primarios de medición monofásica.

En general al inicio de la vida productiva de los pozos petroleros, se produce una mezcla de hidrocarburos líquido-gas, en diferentes proporciones volumétricas, que varían a medida que transcurre el tiempo de explotación de los campos. Desde que se inicia la explotación de estos, la medición periódica de la producción de los pozos es de primordial importancia para conocer los gastos actuales y los volúmenes acumulados de hidrocarburos y agua extraídos del mismo, lo que permite estudiar el comportamiento de los yacimientos para definir su explotación racional y su rentabilidad, así como dimensionar el equipo superficial utilizado para su procesamiento.

La selección del medidor más adecuado para una aplicación determinada, requiere del conocimiento de las tecnologías disponibles para este fin, del proceso al que está sometido el fluido a medir, así como las propiedades físicas del mismo.

Recientemente, una nueva tecnología conocida como medición multifásica está siendo implantada en campos petroleros, para determinar la producción de los pozos, con grandes beneficios económicos por la disminución de los costos operativos y el aprovechamiento de vapores que anteriormente se enviaban a la atmósfera, además de coadyuvar a la modernización y automatización de las instalaciones de producción.

III.1 GENERALIDADES DEL FLUJO MULTIFÁSICO

Para la medición multifásica en la mayoría de los casos, los gastos de cada fase se obtienen combinando una medición de flujo total con la determinación de las fracciones de cada fase en la mezcla. Las fracciones de cada fase se pueden obtener a partir de mediciones y correlaciones.

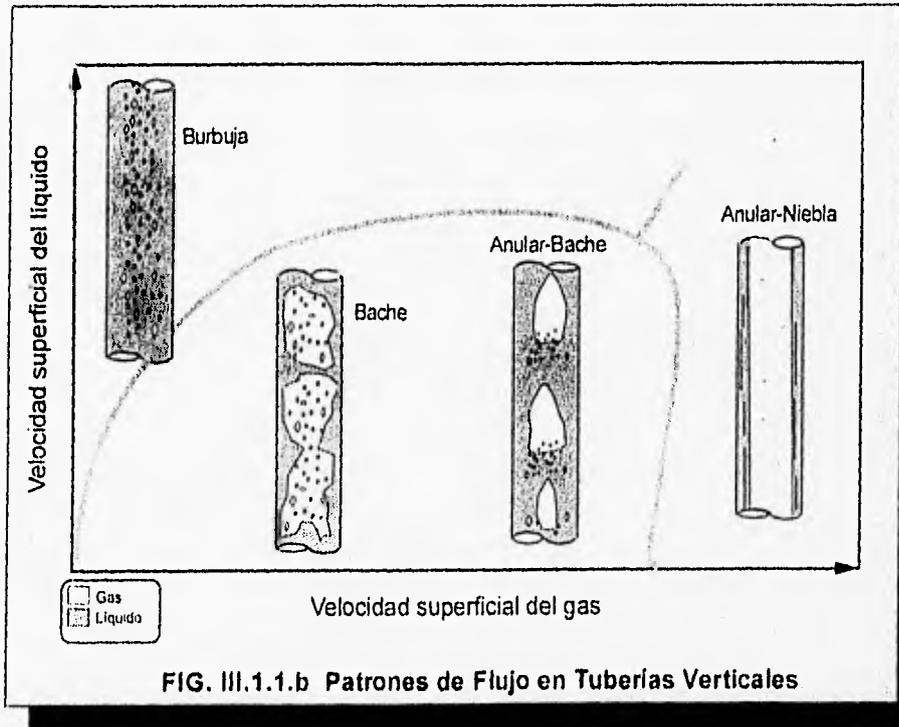
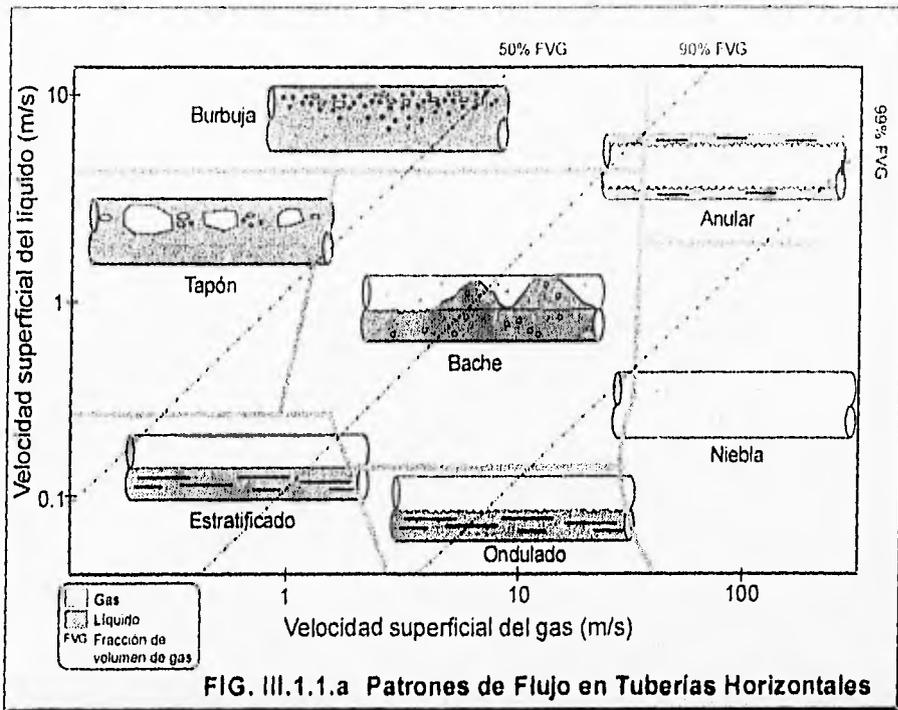
Para obtener el gasto total se pueden utilizar medidores volumétricos de presión diferencial o máscos por efecto de coriolis, como se desarrollo en el Capítulo II; en el último de los casos se complementa con un elemento primario dedicado a cuantificar el gas liberado en un separador colocado corriente arriba.

Para determinar estas fracciones de la mezcla, se requiere conocer algunos conceptos relacionados con el flujo multifásico en tuberías como son los patrones de flujo y velocidades superficiales del gas y del líquido.

III.1.1 PATRONES DE FLUJO

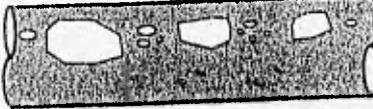
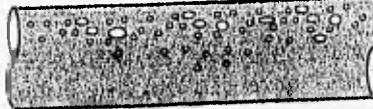
Durante la medición multifásica es importante tener presente que aunque los gasto permanezcan constantes, la distribución de líquido y gas tanto en la sección transversal como longitudinal de una tubería son variables con el tiempo. A esta distribución relativa de una fase con respecto a la otra, que constituye un tipo de flujo definido, se le llama patrón de flujo⁽⁴⁾.

En las figuras III.1.1.a y III.1.1.b se muestran los mapas de patrones de flujo observados experimentalmente en tuberías horizontales y verticales por Beggs y Orkiszewsky respectivamente, en función de las velocidades superficiales del gas y del líquido⁽⁵⁾.



El régimen de flujo más común en la producción de hidrocarburos es el flujo intermitente, que provoca que una sección dada de tubería alternamente este llena de gas y de líquido.

Cuando se manejan bajos gastos de gas y líquido en tuberías horizontales, es común la presencia de flujo estratificado, el cual presenta las fases separadas, fluyendo líquido en la parte inferior de la tubería y el gas en la parte superior. Se pueden observar también otros patrones de flujo, que dependen de la relación gas disuelto aceite y los gastos de gas y líquido.

	PATRON DE FLUJO	VISTA HORIZONTAL	VISTA TRANSVERSAL
S E G R E G A D O	ESTRATIFICADO		
	ONDULADO		
I N T E R M I T E N T E	ANULAR		
	BACHE		
	TAPON		
D I S T R I B U I D O	BURBUJA		
	NIEBLA		

III.1.3 VELOCIDADES REALES DEL GAS Y LÍQUIDO

Para determinar las velocidades reales del líquido y gas⁽⁴⁾ es necesario definir los siguientes conceptos:

Colgamiento de líquido sin resbalamiento (λ_L)⁽⁴⁾ .- Se define como la relación entre el volumen del líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

$$\lambda_L = \frac{q'_L}{q'_L + q'_G} = \frac{1}{1 + \frac{q_o(R - R_s)B_p}{5.615(q_o B_o + q_w B_w)}}$$

Resbalamiento⁽⁴⁾ .- Es el concepto que nos sirve para describir el fenómeno natural de flujo a mayor velocidad de una de las dos fases con respecto a la otra. Las causas de este fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor que la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre gas y líquido hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a mayor velocidad que el gas.

Colgamiento real de líquido (H_L)⁽⁴⁾ .- Se define en la misma forma que λ_L pero en este caso se considera el resbalamiento del líquido en la tubería. Este fenómeno se puede cuantificar por correlaciones empíricas.

Velocidades superficiales del gas y líquido (V_{sg} y V_{sl})⁽⁴⁾ .- La velocidad superficial de un líquido y un gas, es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería, las cuales se pueden obtener con las siguientes expresiones:

se tiene que:

$$Vs_f = \frac{q_f}{A}$$

$$q_l = q_o + q_w$$

$$q'_l = q_o B_o + q_w B_g$$

$$q_f = q_g B_g = q_o (R - Rs) B_g$$

$$A = \pi / 4 d^2$$

sustituyendo

$$Vs_l = \frac{q_o B_o + q_w B_g}{\pi / 4 d^2}$$

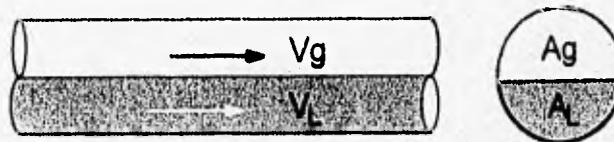
$$Vs_g = \frac{q_o (R - Rs) B_g}{\pi / 4 d^2}$$

en unidades practicas

$$Vs_l = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_g)}{d^2}$$

$$Vs_g = \frac{0.002122 q_o (R - Rs) B_g}{d^2}$$

Aplicando los conceptos antes descritos de colgamiento y velocidades superficiales se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada una de las fases.



$$V_l = \frac{q'_l}{A_l} = \frac{q'_l}{A_p H_l} = \frac{Vs_l}{H_l}$$

$$V_g = \frac{q'_g}{A_g} = \frac{q'_g}{A_p (1 - H_l)} = \frac{Vs_g}{(1 - H_l)}$$

en donde:

V_l = Velocidad real del líquido	q_w = Gasto de agua
V_g = Velocidad real del gas	B_o = Factor de volumen del aceite
V_{sl} = Velocidad superficial del líquido	B_g = Factor de volumen del gas
V_{sg} = Velocidad superficial del gas	d = Diámetro de la tubería
V_{sf} = Velocidad superficial del fluido	R = Relación gas- aceite instantánea
q'_l = Gasto de líquido a condiciones de escurrimiento	R_s = Relación de solubilidad del gas
q'_g = Gasto de gas a condiciones de escurrimiento	A = Área de la tubería
q_o = Gasto de aceite	A_p = Área transversal del flujo
q_g = Gasto de gas	A_t = Área transversal que ocupa el líquido en la tubería
q_f = Gasto del fluido	

III.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

Una clasificación los agrupa al igual que los medidores monofásicos antes desarrollados, en medidores intrusivos cuando los sensores están en contacto con el fluido, o medidores no intrusivos, si los sensores se localizan externamente.

Los sistemas de medición multifásica son muy compactos y trabajan con diferentes principios de operación; algunos requieren separar casi la totalidad de la fase líquida y gas, otros la separan parcialmente, mientras que otros, los más compactos no requieren de dicha separación.

Muchos de estos sistemas utilizan elementos primarios cuya operación se basa en principios teóricos suficientemente conocidos y utilizados en forma generalizada para la medición de hidrocarburos en una sola fase.

En general, estos sistemas independientemente de los principios de operación que utilicen son capaces de cuantificar la producción de pozos, solo con el fin de tener un control de la explotación del yacimiento, ya que no cuentan con la precisión requerida en la medición de transferencia en custodia.

A continuación se mencionan algunas compañías que han desarrollado la tecnología para la medición multifásica, teniendo ya experiencia de campo o solo a nivel prototipo.

	COMPANÍA	PAIS
1	Paul Munroe Engineering inter.	Estados Unidos
2	Kongsberg	Noruega
3	Fluenta	Noruega
4	Framo	Noruega
5	Agar Corp.	Estados Unidos
6	Jiskoot	Inglaterra
7	Amira	Australia
8	MultiFluid Inc.	Estados Unidos
9	Mitsubishi	Japón
10	Euromatic Flowmeter	Inglaterra
11	Exall Corp.	Japón
12	British Petroleum	Inglaterra

Para instalar un sistema de medición multifásica, basta colocarlo directamente en la línea o ducto que conduce la mezcla aceite-agua-gas, o colocarlo en una desviación o "By-pass", tal como se muestra en la figura III.2.

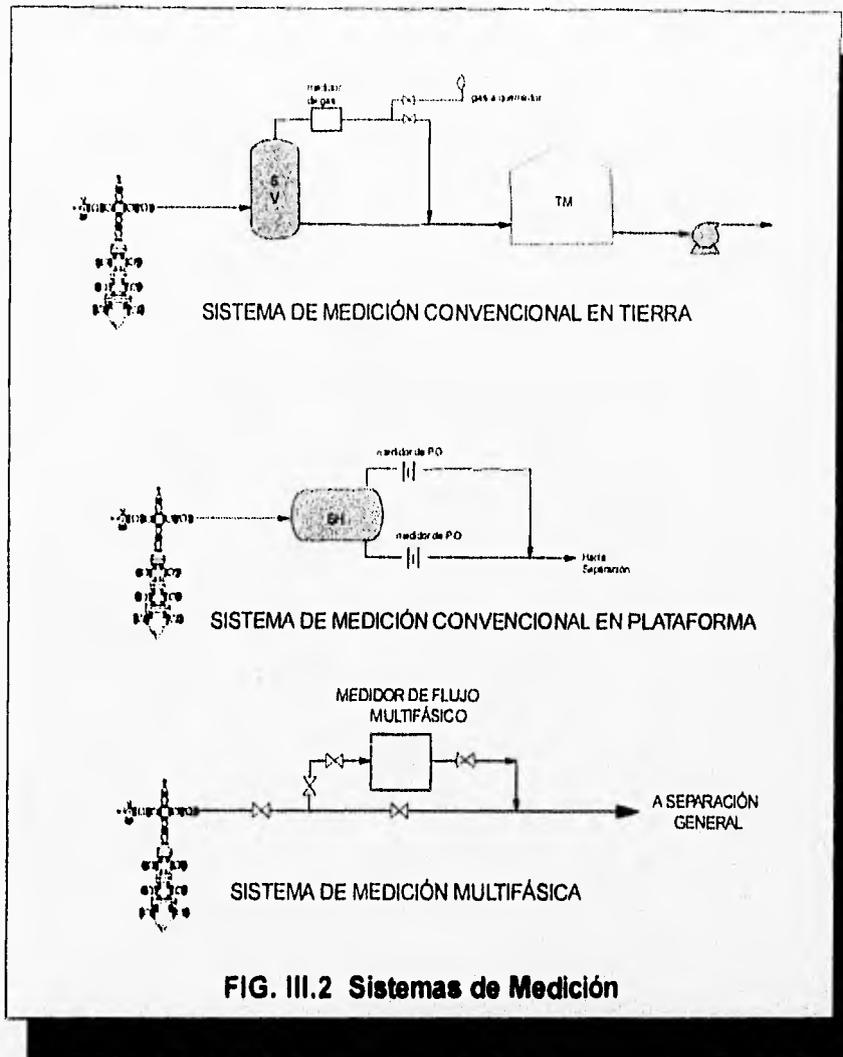


FIG. III.2 Sistemas de Medición

Algunas compañías han desarrollado sus sistemas, integrando elementos primarios de medición convencional, mientras que otras los han diseñado basándose totalmente en nuevas tecnologías, que hasta hace poco tiempo no se utilizaban para fines de medición en la Industria Petrolera. A continuación se comentará la tecnología de los principales medidores de flujo multifásico.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

III.2.1 MEDIDOR MULTIFÁSICO WELLCOMP ⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾

El medidor de flujo multifásico WellComp es un sistema automático para prueba de pozo, diseñado para medir y calcular el gasto de aceite, gas y agua; porcentaje de agua, fracción de gas y relación gas-aceite producido.

Su diseño electrónico permite almacenar la información de 24 pozos. Adicionalmente, puede configurarse para la automatización de cabezales de recolección y la transmisión de datos a través de cualquier sistema SCADA.

Cabe señalar que este medidor no puede ser considerado exactamente como un medidor multifásico, ya que requiere de la separación de las fases para cuantificarlas independientemente.

COMPONENTES

Los componentes básicos de este sistema de medición, son: un separador o acondicionador de flujo (S), un medidor de gas tipo Vórtice (V), un medidor másico por efecto de Coriolis (M), una cámara muestreadora para determinar las fracciones de cada una de las fases (CM) y el sistema de computo (C) para el control y la adquisición de datos. Los componentes del sistema WellComp se esquematizan en la figura III.2.1.a.

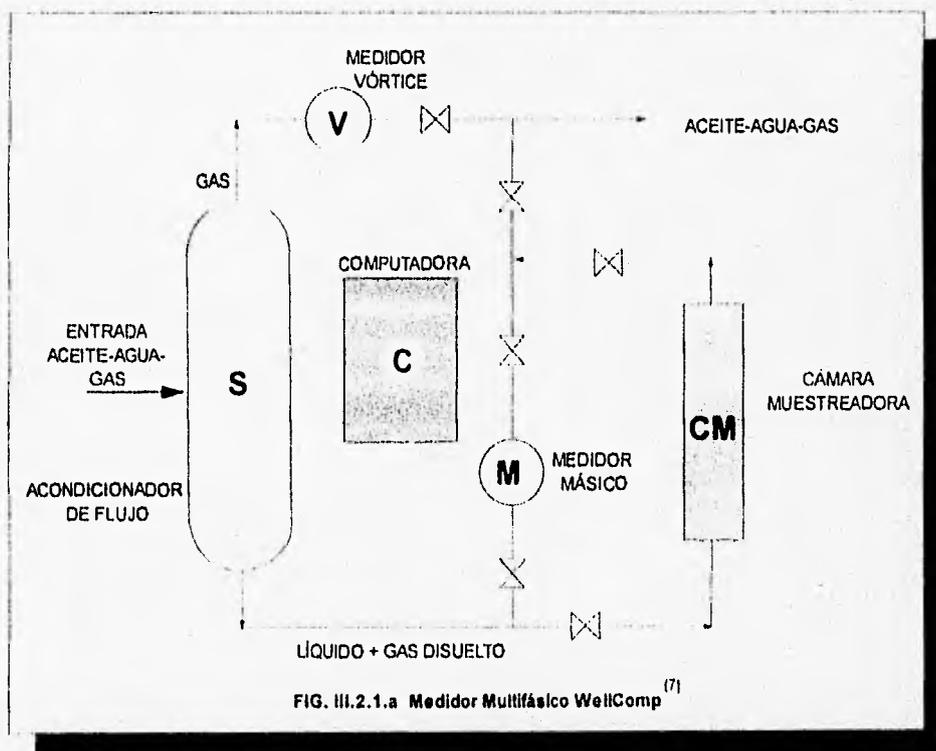
Acondicionador de Flujo (S) .- Es un separador bifásico el cual separa al menos el 90% de gas de la mezcla, y así amortiguar los efectos del flujo bache proporcionando un flujo continuo y estable, lo cual permite una operación adecuada de los elementos primarios de medición ubicados corriente abajo.

La ubicación de la entrada de la corriente proveniente del pozo en prueba, es tangencial y conjuntamente con una placa semicircular ubicada en el interior del recipiente, somete a los fluidos a una fuerza centrífuga que promueve la separación primaria.

Medidor de gas Vórtice (V) .- Es un medidor de presión diferencial para cuantificar el gas, el cual se basa en el fenómeno de Von Karman, descrito en el Capítulo II.

Medidor de flujo másico por efecto Coriolis (M) .- Este medidor se utiliza para determinar el gasto másico que sale por la descarga de líquidos del acondicionador de flujo. El principio de operación de estos medidores se basa en la vibración de los tubos, combinado con el movimiento de flujo másico que fluye por estos, como se mostro en el Capítulo II.

Cámara muestreadora (CM) .- Esta es un recipiente cilíndrico vertical, metálico, forrado con un material aislante para conservar la temperatura de los fluidos contenidos en la misma. En cada uno de los extremos de esta cámara se dispone de sensores de presión, y en la parte central de la misma se tiene un sensor de temperatura. La presión diferencial que se mide es proporcional al promedio de la densidad de la muestra.



PRINCIPIO DE OPERACIÓN

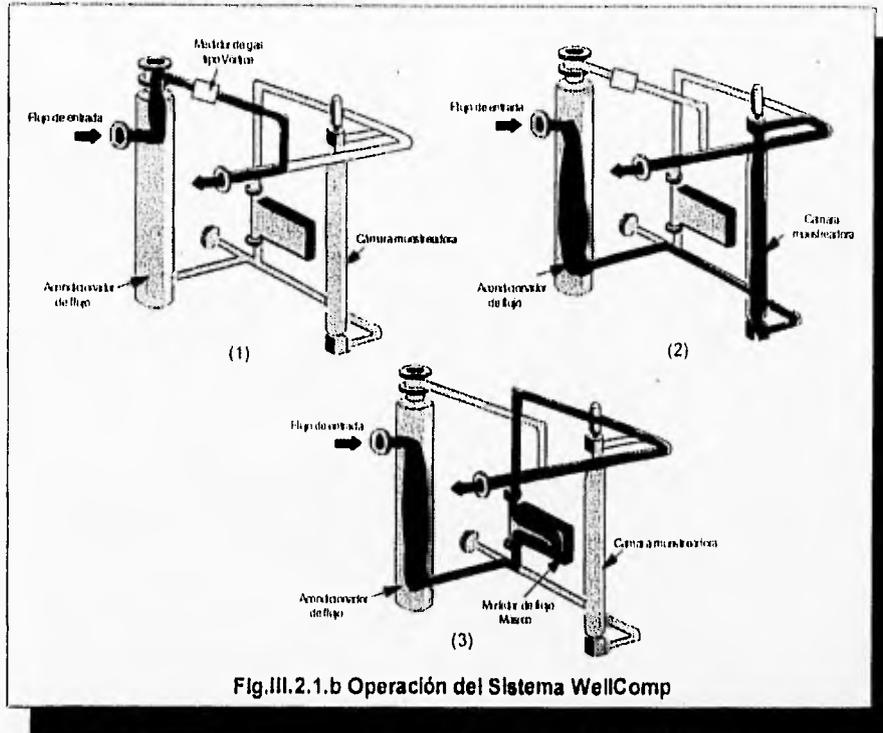
En la figura III.2.1.b se ilustra la operación del sistema. La corriente proveniente de los pozos, entra al sistema WellComp pasando inicialmente por el acondicionador de flujo, donde se separa la mayor parte del gas; este asciende por dicho acondicionador (ver figura III.2.1.b.1), hasta salir por la descarga correspondiente, de donde pasa sucesivamente por un medidor de tipo vórtice, con el que se cuantifica el gasto y por una válvula que regula la presión de operación del acondicionador de flujo.

Finalmente, el gas se une con la corriente de líquido proveniente ya sea del medidor másico (M) o de la cámara muestreadora (CM). El líquido proveniente del acondicionador de flujo puede fluir por el sistema en dos modalidades: atravesando el medidor másico (M) o la cámara muestreadora (CM).

Cuando el líquido pasa por la celda o cámara muestreadora (CM), tal como se observa en la figura III.2.1.b.2, la válvula inferior que permite el paso de dicha cámara permanece abierta; mientras que la superior ubicada a la descarga del medidor másico permanece cerrada. En esta modalidad, el flujo de líquido permite descargar la muestra anterior contenida en la cámara y que en la misma puede introducirse una nueva muestra para ser analizada.

Cuando el líquido fluye por el medidor másico (M) tal como se muestra en la figura III.2.1.b.3, la válvula inferior que permite el flujo a la cámara de muestreo permanece cerrada, mientras que la superior que permite la descarga del medidor másico permanece abierta, de esta forma todo el líquido pasa por el medidor, cuantificándose continuamente el gasto másico total, para unirse posteriormente a la corriente de gas proveniente del acondicionador de flujo.

Simultáneamente en la cámara de muestreo se lleva a cabo la medición de las presiones en sus extremos superior e inferior, la temperatura promedio en la misma, así como la medición de la capacitancia de los fluidos, y a partir de estas las fracciones de cada una de las fases (aceite, agua y gas) que constituyen la mezcla, por medio de un sensor colocado en el centro y a lo largo de la celda.



MEDICIÓN DE FLUJO TOTAL

Las fracciones de agua y aceite de la mezcla se determinan a partir de las mediciones de capacitancia de la muestra en la celda, llevándose a cabo en condiciones estáticas del fluido. Esto evita los errores que se cometen cuando la medición de la capacitancia se realiza directamente en la línea con los efectos negativos de la presencia de gas libre distribuido en la fase líquida. Una ventaja adicional de la medición de capacitancia en condiciones estáticas, permite analizar el efecto de la inyección de productos desemulsificantes para la separación de las fases aceite-agua y optimizar su dosificación.

El gasto másico de aceite agua y gas, se obtiene multiplicando el gasto másico total, por las fracciones de cada una de estas fases determinadas en la cámara muestreadora. Los gastos volumétricos correspondientes, se obtienen dividiendo los gastos másicos entre la densidad, a condiciones de flujo de cada una de las fases.

Para el caso del gas se requiere convertir a condiciones estándar los volúmenes cuantificados por los medidores de vórtice y másico, y adicionalmente sumar el volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a las condiciones de flujo, ya que este será liberado al llevar el aceite a las condiciones estándar; para esto se requiere conocer la relación gas disuelto-aceite, a las condiciones de operación del WellComp.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

- Vórtice. Medición del gasto de gas (q_g)
- Coriolis. Determinación del gasto de líquido (q_L) y densidad del líquido (ρ_L)
- Camara Muestreadora. Determinación de las fracciones de agua y aceite (f_w y f_o)

por lo que :

$$q_o @c.s. = q_L f_o / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

$$q_g @c.s. = q_g \text{ vórtice} + q_o (R-R_s)$$

en donde:

q_L esta dado a @c.f., y para conocer los gasto a condiciones estándar es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases (B_o y B_w), así como la relación de solubilidad (R_s) y la relación gas-aceite instantánea (R).

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR WELLCOMP

- El sistema WellComp ofrece la ventaja de poder manejar cualquier patrón de flujo.
- El sistema es intrusivo y provoca una caída de presión clasificada como considerable, sin embargo, solamente en condiciones críticas podría ser una limitante para su aplicación.
- El sistema WellComp no es tan compacto como otros disponibles en el mercado.
- Se ha encontrado también que la operación de este sistema se ve afectada por la presencia o formación de espuma, lo que a su vez se logra corregir con la inyección de un producto antiespumante.
- No es exactamente un medidor multifásico ya que requiere de la separación de fases.
- La densidad de cada una de las fases son valores determinados previamente en laboratorio y que requieren ser alimentados a la base de datos del sistema.
- La densidad de la mezcla se determina en la celda o cámara, a partir de la diferencial de presión registrada en ella.

PECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (bajo diseño específico)	
Presión máxima de operación	5,700 lb/pg ²
Temperatura máxima del fluido	400 °F
Temperatura ambiente	140 °F
Gasto máximo en medidor másico	0-25,000 bl/día
Gasto máximo de gas Vórtice	0-6.5 MMPCD (8pg)
Patrones de flujo que maneja	Todos
% de agua	0-100%
% de gas	0-100%
Exactitud	± 5% del gasto total
Dimensiones	1.52 x 1.42 x 3.3 m
Peso	1,840 kg.

III.2.2 MEDIDOR MULTIFÁSICO KONGSBERG ⁽¹⁾⁽⁴⁾⁽⁶⁾⁽⁹⁾

El medidor Kongsberg es compacto y se coloca bridado directamente a la línea, se considera de tipo intrusivo debido a que el sensor se localiza sumergido en el seno del líquido a medir, aunque por sus dimensiones y configuración no provoca caídas de presión en el sistema.

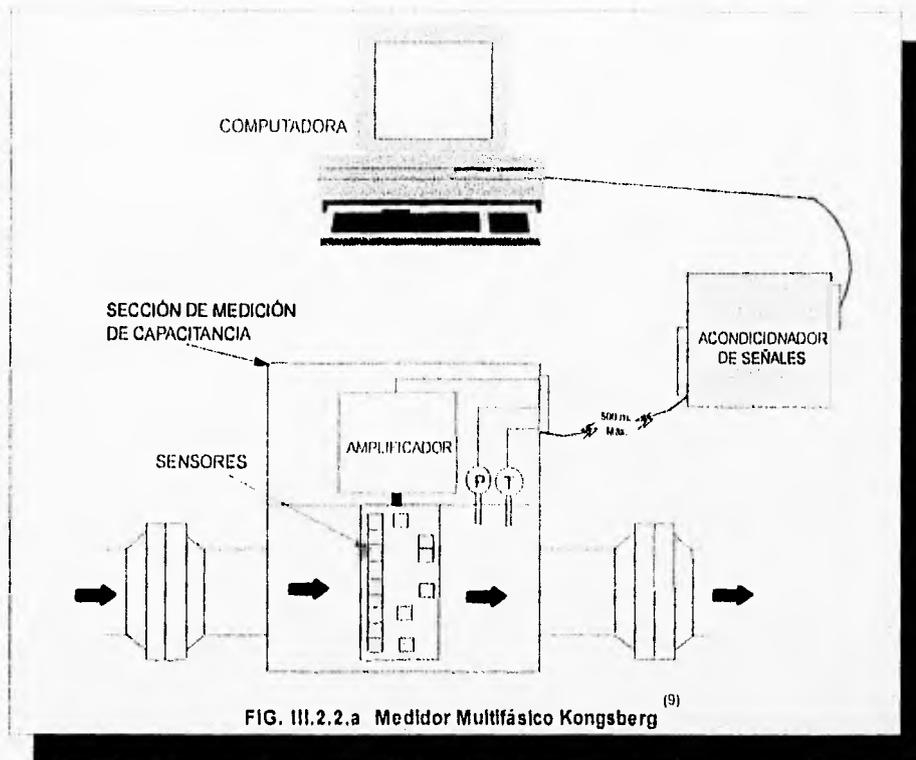
COMPONENTES

La tecnología del medidor se basa en el uso de un medidor venturi, de un densitómetro de rayos gamma y una sección de medición de capacitancia. En general, este medidor esta formado por un tramo de tubería recta que contiene unas placas con sensores y en el exterior la electrónica correspondiente, una unidad para acondicionamiento de las señales y un sistema de cómputo para calcular y representar los resultados, como se muestra en la figura III.2.2.a.

Medidor Venturi .- Con este medidor se determinara el gasto total que pasa por el medidor, a partir de la medición de la presión diferencial. Esta sección proporciona una buena medición cuando el gasto de líquido es alto y la relación gas-aceite es baja (Ver Capítulo II).

Densitómetro de Rayos Gamma .- Con el densitómetro de rayos gamma se obtiene la densidad de las distintas fases de la mezcla. Este dispositivo envía un haz de rayos gamma que atraviesa todo el fluido, midiendo el tiempo desde que se envía esta señal, hasta que es recibida por un detector.

Sección de Medición de Capacitancia .- La sección de medición de capacitancia, o multicapacitor, la forman un par de placas con electrodos, que se ubican dentro de la tubería, sumergidas en el fluido. Las placas tienen un espesor de 1.665 mm y 4 cm de ancho en la dirección de flujo. Contienen una columna de electrodos desde el fondo hasta la parte superior de la tubería. Los capacitores están conectados a circuitos electrónicos que generan las señales que permiten conocer las fracciones de tubería ocupadas por el líquido o el gas como se observa en la figura III.2.2.a.



PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La medición multifásica se lleva a cabo a partir de la determinación del colgamiento de líquido, la velocidad de la película del líquido en la parte inferior de la tubería y la velocidad del bache del líquido a lo largo de una tubería horizontal mediante una serie de sensores instalados en placas paralelas colocadas en el sentido del flujo.

Las características del medidor y su principio de medición permiten manejar condiciones de flujo intermitente. Los sensores capacitores miden la capacitancia del fluido en diferentes partes de la sección transversal de la tubería. Los sensores están calibrados para el gas y el aceite respectivamente.

Las velocidades del gas y líquido, así como los gastos de aceite, agua y gas, se obtienen a partir de correlaciones cruzadas de las señales de los sensores ubicados en la parte superior y en el fondo de la tubería. El porcentaje y fracción de agua se determina a partir de la medición de la capacitancia del líquido, que depende de la mezcla aceite- agua cuando la fase continua es el aceite.

El medidor fue diseñado para operar con regímenes de flujo, con fracciones de gas de hasta 97% y con cualquier porcentaje de agua. Para este último se han desarrollado algoritmos que predicen el contenido de agua cuando ésta es la fase continua.

En lo que respecta al manejo de la información, todas las señales se acondicionan y procesan localmente, permitiendo la transferencia de los datos de medición a través del puerto serial o paralelo y la transferencia a otros sistemas vía módem o satélite.

MEDICIÓN TOTAL DE FLUJO

El gasto de cada una de las fases se obtiene correlacionando información de los diferentes sensores. En general, la medición de flujo total con este sistema podría lograrse con mayor precisión si se dispusiera de un mezclador corriente arriba del medidor Venturi y particularmente, si se definieran factores de resbalamiento cuando se manejan altas relaciones gas-aceite y bajas presiones.

La medición de la capacitancia utilizada para determinar la fracción de agua, esta sujeta a errores cuando se efectúa directamente en la línea de flujo, debido a su sensibilidad a los patrones de flujo gas-líquido.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

- Venturi. Medición del gasto total de la mezcla (q_m).
- Densitómetro. Medición de la densidad de la mezcla (ρ_m)

- Sensores de Capacitancia. Medición de la fracción de agua (f_w) y del colgamiento del líquido con resbalamiento (H_L).

por lo tanto:

$$q_o @c.s. = q_L f_o / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

$$H_g = 1 - H_L$$

$$q_g @c.s. = q_m (1 - H_L) / B_g + q_o (R - R_s)$$

en donde:

q_m y q_L están dados a @c.f., y para conocer los gastos a condiciones estándar es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases (B_o y B_w), así como la relación de solubilidad (R_s) y la relación gas-aceite instantánea (R).

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR KONGSBERG

- Todos los medidores de esta compañía han sido diseñados para instalarse en áreas peligrosas.
- El sistema Kongsberg no requiere separar las fases para su cuantificación.
- La parte del medidor que más problemas ha presentado es la de los capacitores ubicados en las placas inmersas en el seno del líquido, ya que cuando se manejan crudos parafínicos, la depositación del material orgánico, evita el buen funcionamiento del sensor.
- Los principios de operación de los sensores son ampliamente conocidos; sin embargo, la presencia de flujo no homogéneo y la carencia de dispositivos para lograrlo, no asegura la operación adecuada de los mismos.
- Aunque este sistema es de tipo intrusivo la colocación de los sensores inmerso en el fluido no provoca caídas de presión que pueden considerarse significativas.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (MCF-351)	
Presión máxima	70 Bars
Temperatura de operación	32-176 °F (0-80 °C)
Temperatura ambiente	158 °F (70 °C)
Gasto de líquido	450-22,050 BPD
Gasto de gas	13.6-247.5 MMPCD
Caída de presión	despresiable
Patrones de flujo que maneja	Intermitente
Porcentaje de agua	0-100%
Porcentaje de gas	0-70%
Exactitud	± 10% gas y aceite ± 4 agua
Dimensiones	0.6 x 0.3 x 0.85 m
Peso	133 kg.

III.2.3 MEDIDOR MULTIFÁSICO FLUENTA ⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹⁰⁾

Los medidores Fluenta son compactos, no intrusivos y miden gastos a diferentes condiciones de flujo. Dependiendo del modelo se pueden medir flujos en bache, mezclas con más del 90% de gas o cualquier contenido de agua, cubriendo rangos de medición muy amplios sin necesidad de separar las fases. Este medidor se instala en flujo de líneas verticales y consta básicamente de un sensor de capacitancia y un densímetro de rayos gamma, aunque otros incluyen un medidor de tipo vénturi.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (MCF-351)	
Presión máxima	70 Bars
Temperatura de operación	32-176 °F (0-80 °C)
Temperatura ambiente	158 °F (70 °C)
Gasto de líquido	450-22,050 BPD
Gasto de gas	13.6-247.5 MMPCD
Caída de presión	despresiable
Patrones de flujo que maneja	Intermitente
Porcentaje de agua	0-100%
Porcentaje de gas	0-70%
Exactitud	± 10% gas y aceite ± 4 agua
Dimensiones	0.6 x 0.3 x 0.85 m
Peso	133 kg.

III.2.3 MEDIDOR MULTIFÁSICO FLUENTA ⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹⁰⁾

Los medidores Fluenta son compactos, no intrusivos y miden gastos a diferentes condiciones de flujo. Dependiendo del modelo se pueden medir flujos en bache, mezclas con más del 90% de gas o cualquier contenido de agua, cubriendo rangos de medición muy amplios sin necesidad de separar las fases. Este medidor se instala en flujo de líneas verticales y consta básicamente de un sensor de capacitancia y un densímetro de rayos gamma, aunque otros incluyen un medidor de tipo venturi.

COMPONENTES

Este medidor se compone de un sensor de capacitancia, un sensor de inductancia, un medidor tipo venturi y un densímetro de rayos gamma.

El medidor Fluenta 1900-VI incrementa su rango de medición, incluye un sensor de inductancia que permite cubrir el rango contenido de agua, desde cero hasta 100%. En la figura III.2.3. se muestra la configuración de este modelo.

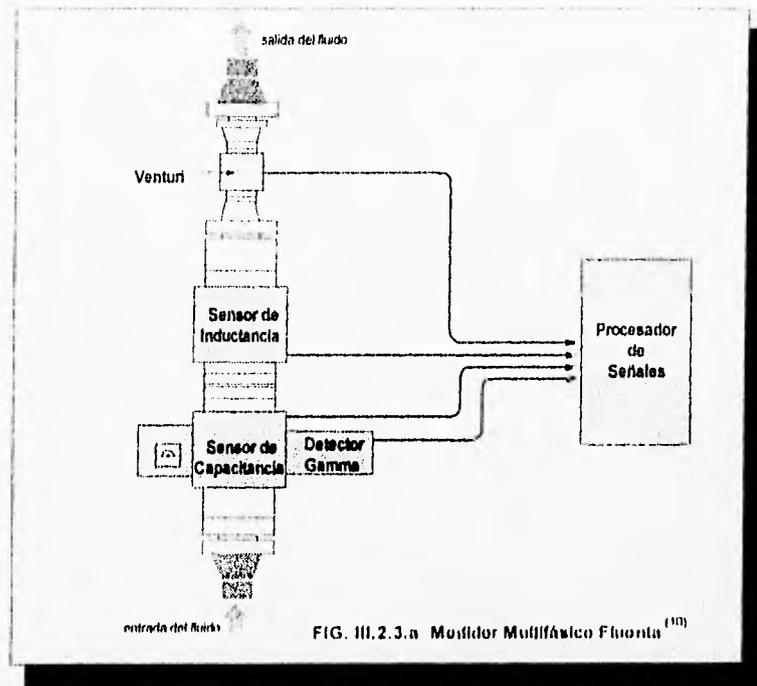
Sensor de Capacitancia .- El objetivo del sensor de capacitancia es considerar la mezcla de aceite-gas-agua como medio dieléctrico en un capacitor, de tal manera que el campo eléctrico inducido pase a través de la mezcla. La conductividad es diferente para cada uno de los componentes de la mezcla, por la cual la correspondiente a la mezcla es proporcional a las fracciones de cada uno de los componentes.

Al colocar un electrodo a cada lado de la tubería, el campo eléctrico entre los electrodos se verá afectado por la conductividad de la mezcla y la capacitancia medida entre dichos electrodos variará de acuerdo a la cantidad de aceite, agua y gas en la mezcla.

Sensor de Inductancia .- Al colocar dos toroides en el exterior de un "liner" no conductivo, se induce una corriente constante a través de la mezcla que fluye por el sensor. Un par de electrodos, colocados entre los toroides, detectan la caída de voltaje, el cual depende de la conductividad de la mezcla aceite-agua-gas. Dado que la conductividad de cada fase es diferente, el diferencial de voltaje medido variará de acuerdo a la cantidad de agua en la mezcla. Estas lecturas no resultan afectadas por la velocidad ni por la presión de flujo.

Medidor tipo Venturi .- El medidor venturi sirve para medir la velocidad de la mezcla total, este elemento es muy sensible a las condiciones de flujo prevalecientes a la entrada del mismo; de aquí la necesidad de disponer de un flujo homogéneo inmediatamente corriente arriba del sensor de inductancia.

Densitometro de Rayos Gamma .- El propósito del densitometro de rayos gamma es medir la densidad total de la mezcla fluyendo por la tubería. Dadas las diferencias significativas entre la densidad del gas y líquido en una mezcla aceite-agua-gas la relación de esta absorción proporciona una medición precisa de las fracciones de líquido y gas en la mezcla.



PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Para obtener los gastos volumétricos de cada una de las fases en una mezcla aceite-agua-gas, se determinan primero las fracciones y velocidades de cada una de las fases.

Durante la medición multifásica se pretende conocer los gastos de cada una de las fases (aceite-agua-gas). Para lograr esto con los medidores Fluorta, se requiere medir la conductividad de la mezcla, mediante un sensor de capacitancia cuando la fase continua sea aceite o inductancia cuando la fase continua sea agua, y luego medir la densidad promedio de la mezcla, con un densitómetro de rayos

gamma, tomando en cuenta que la suma de las 3 fracciones siempre será igual a la unidad.

La mezcla se usa como un medio dieléctrico entre dos electrodos, el campo eléctrico entre ellos será función de la conductividad de la mezcla. Si este mismo medio se coloca en la trayectoria de la radiación de rayos gamma, la absorción de las partículas gamma será función de la mezcla. De esta forma, con el sensor de capacitancia o inductancia se obtiene la conductividad de la mezcla y con el densitómetro de rayos gamma la densidad de la misma.

Como la capacitancia no es aplicable a mezclas cuya fase continua sea agua, entonces se utiliza un sensor de inductancia. Dos toroides inducen una corriente constante a través de la mezcla multifásica, mientras se mide la diferencia de voltaje a través de dos electrodos colocados entre los toroides. Como la corriente es constante, la caída de voltaje es una medida de la conductividad eléctrica de la mezcla, que a su vez depende de la composición.

MEDICIÓN DE FLUJO TOTAL

Con el medidor Fluente el flujo total se determina por dos métodos diferentes. Uno de ellos utiliza las velocidades del gas y del líquido, obtenidas a partir de correlacionar las señales recibidas de los pares de electrodos colocados en el sensor de capacitancia y en el sensor de inductancia; el otro utiliza los valores de presión registradas en el Venturi, antes y después del segmento del diámetro reducido.

Es importante mencionar que para lograr una medición con una incertidumbre satisfactoria, la velocidad del flujo a través del medidor debe ser mayor que 1.5 m/s. Esto es parcialmente importante tomarlo en cuenta cuando se tienen bajos gasto y alta relación gas-aceite, que pueda favorecer en resbalamiento de líquido e interpretarse como gasto negativo, lo cual no puede ser compensado por el medidor.

El gasto de líquido se obtiene combinando el gasto total, aceite-agua-gas, con las fracciones de gas y líquido determinadas con las señales recibidas de los sensores.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

- Venturi. Medición del gasto total de la mezcla (q_m)
- Densitómetro. Medición de la densidad de la mezcla (ρ_m)
- Sensores de Capacitancia e Inductancia. Medición de la fracción de agua (f_w) y del colgamiento del líquido con resbalamiento (H_L)

por lo tanto:

$$q_o @c.s. = q_L (1-f_w) / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

$$H_g = 1 - H_L$$

$$q_g @c.s. = q_m (1 - H_L) / B_g + q_o (R-R_s)$$

en donde:

q_m esta dado a @c.f., y para conocer los gasto a condiciones estándar es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases (B_g , B_o y B_w).

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR FLUENTA

- En general, los sistemas se instalan directamente en la línea de conducción trabajando en tiempo real, por lo que la instalación no requiere de by-pass ni mezcladores.
- El arreglo vertical con flujo ascendente en este sistema promueve la formación de flujo homogéneo en el mismo; sin embargo se considera que no es capaz de vencer el bacheo severo que pudiera presentarse en el sistema, afectando la operación de los elementos del medidor.
- La densidad de la mezcla se obtiene correlacionando la atenuación de los rayos gamma con la composición de mezcla. La absorción de la radiación gamma por un medio es función de la densidad promedio del mismo, a lo largo de la trayectoria que sigue la partícula gamma.
- El uso simultáneo de sensores de capacitancia e inducancia permite obtener mejores resultados en la determinación de las fracciones de agua y aceite, independientemente de que la fasa continua sea agua o aceite.
- A medida que el contenido de gas es mayor, se obtendrán valores de conductividad menores. A pesar de esto se considera que es una buena técnica para definir las fracciones de aceite y agua de una mezcla de hidrocarburos.
- Este sistema no cuenta con elementos particulares para determinar el gasto de gas-aceite-agua, ya que estos se obtienen a partir de la metodología descrita anteriormente y tomando en cuenta que la suma de las fracciones de líquido y gas es igual a la unidad.
- Según los patrones de flujo que se presentan estos medidores son capaces de manejar porcentajes de agua y gas diferentes para cada uno de los modelos.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (Serie 1900)	
Presión de operación	La que especifique el usuario
Temperatura de operación	0-200 °C (32-392°F)
Gasto	24,213 BPD
Díametro de línea	1-16 pg (D.I)
Patrones de flujo que maneja	Todos
Porcentaje de agua	0-100%
Porcentaje de gas	0-100%
Exactitud	± 5 a 10 % del gasto total
Fuente radiactiva	Cesio 137 (Cs 137)
Dimensiones	altura 2m.
Peso	220 kg.

III.2.4 MEDIDOR MULTIFÁSICO FRAMO ⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹¹⁾

El medidor Framo es compacto y fácil de transportar, con este medidor no se requiere separar las fases para cuantificarlas y por lo tanto no dispone de elementos primarios dedicados para la medición de cada una de las fases.

COMPONENTES

El medidor Framo consta de un mezclador de fluidos y una sección de medición, los cuales se muestran en la figura III.2.4.a con los principales elementos y sensores que lo componen.

Mezclador .- El mezclador es un elemento estático cuyo propósito es proporcionar un flujo multifásico homogéneo a la sección de medición, independientemente de las condiciones de flujo que se tengan corriente arriba del medidor. El mezclador esta compuesto por una sección cilíndrica, receptora del fluido y un eyector gas-líquido. El mezclador tiene las siguientes características: baja pérdida de presión, dimensiones pequeñas, no hay partes en movimiento y es independiente de los regímenes de flujo variables.

Sección de Medición .- La sección de medición se localiza corriente abajo del mezclador y consiste básicamente de un medidor venturi instrumentado, un densitómetro de rayos gamma y los sensores de temperatura.

Medidor tipo Venturi .- Este medidor permite determinar la velocidad promedio de la mezcla homogénea (ver Capítulo II).

Densitómetro de Rayos Gamma .- El propósito del densitómetro de rayos gamma es medir el gasto másico de cada una de las fases, a diferentes niveles de atenuación de energía gamma.

Sensor de Temperatura .- El sensor de temperatura esta incluido con objeto de monitorear la temperatura promedio del flujo. La medida de temperatura es usada por correlaciones PVT en los cálculos de flujo, este sensor esta localizado en el mezclador de flujo.

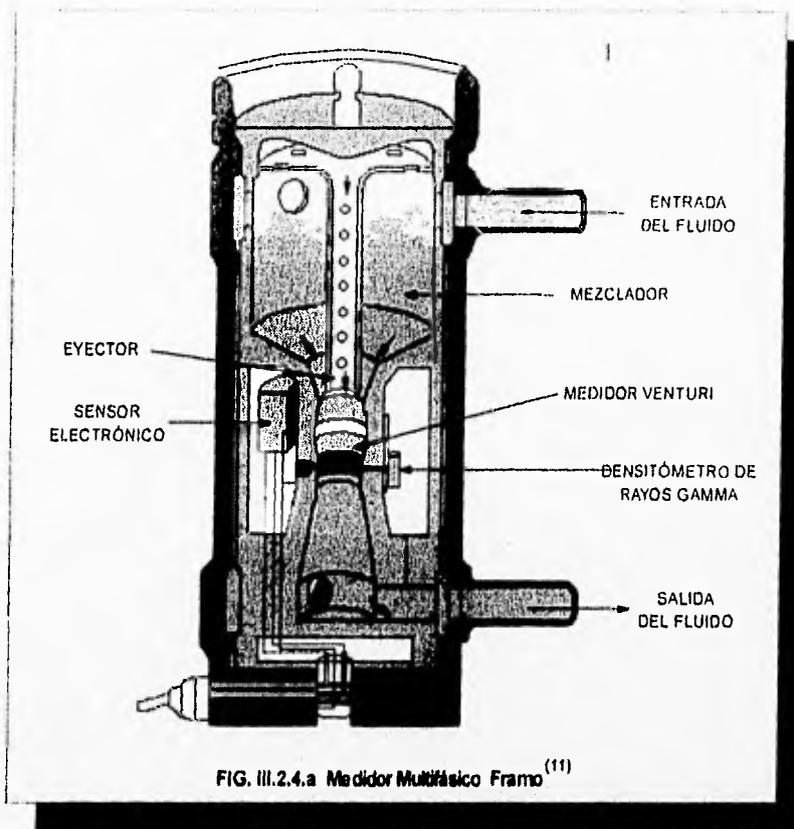


FIG. III.2.4.a Medidor Multifásico Framo⁽¹¹⁾

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El flujo entra al mezclador, el cual proporciona un flujo homogéneo independientemente del tipo de régimen de flujo que se tenga, donde el líquido o los componentes más densos de la mezcla se descargan directamente por el evector en la parte inferior del cilindro, mientras que el gas asciende a la parte superior de la sección cilíndrica antes de drenarse a través de una tubería localizada en el centro y cuya descarga coincide con el punto de eyección.

Corriente abajo del mezclador se tiene un flujo altamente turbulento con la consecuente mezcla de fases, proporcionándole a la sección de medición un flujo homogéneo.

La sección de medición se localiza corriente abajo del mezclador en donde la mezcla entra al medidor venturi para determinar la velocidad promedio de la mezcla,

posteriormente pasa por el densitómetro de rayos gamma donde se obtiene el gasto másico de cada una de las fases.

MEDICIÓN DE FLUJO TOTAL

Los gastos de cada una de las fases se obtienen correlacionando la información del vénturi y del densitómetro de rayos gamma.

Este medidor no dispone de elementos que determinen de manera redundante las velocidades de flujo total o de las diferentes fases, ni las fracciones de cada fase en la mezcla; por lo tanto es más dependiente de la operación adecuada de los sensores del vénturi y del densitómetro de rayos gamma.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

- Venturi. Medición del gasto total de la mezcla (q_m)
- Densitómetro de Rayos Gamma. Proporciona las fracciones de cada una de las fases del líquido (f_w y f_o)

por lo tanto:

$$q_{o @c.s.} = q_L (1-f_w) / B_o$$

$$q_{w @c.s.} = q_L f_w / B_w$$

$$H_L = \frac{q_L}{q_m} \Rightarrow q_L = q_m H_L$$

$$H_g = 1 - H_L$$

$$q_{g @c.s.} = q_m (1 - H_L) / B_g$$

en donde:

q_m esta dado a @c.f., y para conocer los gasto a condiciones estándar es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases (B_o y B_w), así como la relación de solubilidad (R_s) y la relación gas-aceite instantánea (R).

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR FRAMO

- El medidor de flujo multifásico Framo no es sensible al patrón de flujo, a la arena producida o al uso de agentes químicos.
- La caída de presión que este sistema provoca al flujo es considerable, pero no mayor a los que presentan actualmente los sistemas de medición convencional, por lo cual no es una limitante para su aplicación.
- Los principios teóricos utilizados por este sistema para determinar el gasto total y el de cada fase son conocidos y los resultados obtenidos en prueba de campo respaldan su aplicación.
- Con el medidor venturi se mide la presión diferencial y no directamente la velocidad de flujo.
- El medidor de rayos gamma utiliza dos niveles de energía, lo que permite optimizar la determinación de las fracciones de cada una de las fases.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (bajo diseño específico)	
Presión de operación	La requerida
Patrones de flujo que maneja	Todos
Gasto	45,300 BPD
Porcentaje de agua	0-100%
Porcentaje de gas	0-100%
Dimensiones	0,6 de diam x 1,5 m
Peso	700 kg
Precisión	$\pm 5\%$ (ref. gasto total)
Fuente radiactiva	Ba 133

III. 2.5 MEDIDOR MULTIFÁSICO AGAR ⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹²⁾

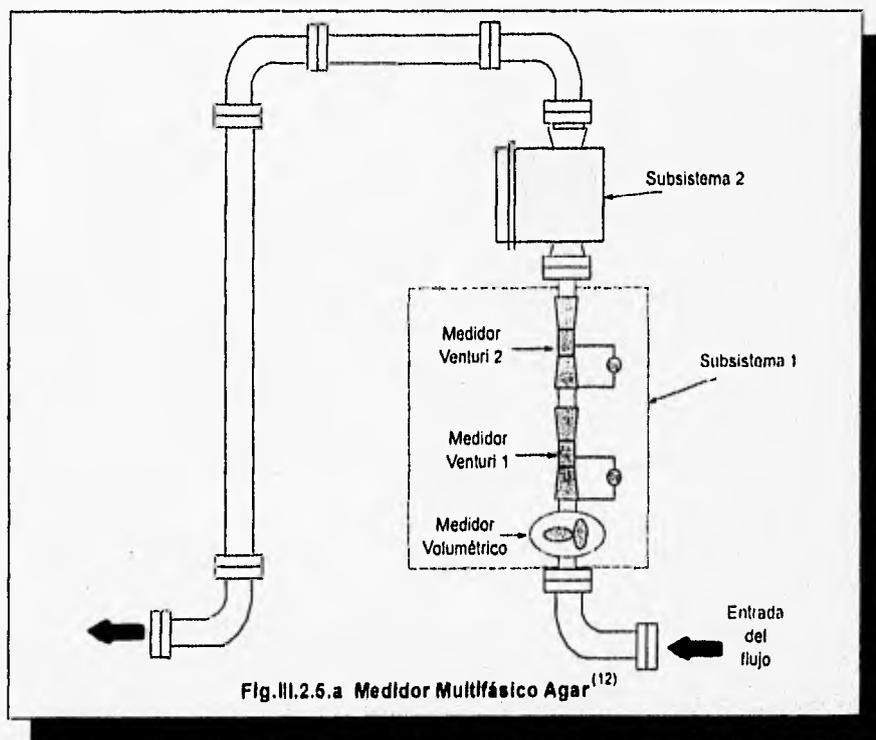
El medidor Agar es un sistema compacto que podría adecuarse para ser fácilmente transportable, este medidor proporciona medición de las fases agua, aceite y gas sin separarlas físicamente.

COMPONENTES

Este medidor esta formado por dos subsistemas, que pueden ser instalados y operados independientemente, como se muestra en la figura III.2.5.a.

Subsistema 1 .- Consta básicamente de dos sensores de flujo monofásico, uno de ellos puede ser cualquier tipo de medidor de flujo volumétrico (turbina, desplazamiento positivo, etc.), y otro medidor que permita obtener un diferencial de presión (vénturi u otro); estos medidores presentan respuestas basadas en diferentes aspectos de la dinámica de fluidos.

Subsistema 2 .- Este es un analizador de microondas mediante el cual se determina el contenido de agua en el aceite. Consiste de un transmisor de microondas y un receptor . El porcentaje de agua se determina midiendo las propiedades eléctricas del flujo total, pudiendo cubrir el rango total de 0 a 100 % de agua, independientemente de que la fase continua sea aceite o agua. Los efectos de los cambios de velocidad y las propiedades de los fluidos, como salinidad, pH, viscosidad, temperatura y densidad, son despreciables.



PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La mezcla de aceite-agua y gas, entra al primer subsistema, utilizando como elemento primario un medidor volumétrico convencional, de los que normalmente se usan para medir solamente líquido o gas; este puede ser de tipo turbina o de desplazamiento positivo, no se especifica ninguno en particular debido a que este medidor aún no es comercializado.

Posteriormente la mezcla pasa por los dos tubos venturi colocados en serie y en un arreglo vertical ascendente corriente abajo del medidor volumétrico, para lograr un flujo homogéneo, en donde se mide la diferencial de presión. La colocación de dos medidores venturi en serie, permite tomar en cuenta el efecto de la densidad de la mezcla. Por último la mezcla entra al subsistema 2 en donde se determina el contenido de agua de la mezcla por medio de un analizador de microondas.

MEDICIÓN DE GASTO TOTAL

En el subsistema 1 se miden gastos de gas (q_g) y líquido (q_L), mientras que el subsistema 2 mide el porcentaje de agua en la mezcla de líquido, de tal manera que el medidor AGAR proporciona los gastos de aceite (q_o), agua (q_w) y gas (q_g) en sistema inglés o en sistema métrico.

La medición de líquido se logra a partir del gasto total obtenido con el medidor volumétrico y su correlación con los parámetros calculados a partir de las mediciones de caídas de presión en los venturis colocados corriente abajo del mismo.

De las mediciones registradas del subsistema 1, los gastos de gas y líquido se pueden obtener resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones:

$$MV = f(q_g + q_L)$$

$$MPD = f(q_g + q_L)$$

donde:

MV = Medición del gasto con el medidor volumétrico

MPD = Medición del gasto con el medidor de presión diferencial (vénturi)

f = función

q_g = gasto de gas

q_L = gasto de líquido

De las dos ecuaciones anteriores se tienen dos incógnitas, las cuales pueden ser resultas para conocer cada uno de los gastos. Cabe señalar que la medición realizada por el medidor de presión diferencial también es función de la densidad, por lo tanto, para tomar el efecto de los cambios de este parámetro, se dispone de otra medición de presión diferencial, además de sensores de presión, temperatura, etc.

Para determinar el gasto de agua se multiplica el porcentaje de agua obtenido en el subsistema 2 por la suma de los gastos de líquido y gas obtenidos en el sistema de ecuaciones anterior.

La medición de gas se logra a partir de la solución del sistema de ecuaciones obtenidas para el medidor volumétrico y los vénturis que forman el subsistema 1.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

- Medidor Volumétrico y Medidor de presión diferencial. Obtención del gasto de gas y líquido resolviendo el sistema de ecuaciones anteriores
- Subsistema 2. Proporciona la fracción de agua (f_w)

por lo tanto:

$$q_o @c.s. = q_L (1 - f_w) / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

$$q_g @c.s. = q_g \text{ del sist. de ec.} / B_g + q_o(R-R_s)$$

en donde:

q_L esta dado a @c.f., y para conocer los gasto a condiciones estándar es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases (B_o y B_w), así como la relación de solubilidad (R_s) y la relación gas-aceite instantánea (R).

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR AGAR

- Los elementos de medición primaria utilizados para esta tecnología son ampliamente conocidos por lo que su confiabilidad como medidores de mezclas gas líquido dependerán de las características de la mezcla multifásica y de los patrones de flujo que se manejen.
- La estructura molecular y la conductividad del fluido determinan el comportamiento de las microondas.
- El uso de esta tecnología en la medición multifásica permite determinar la concentración de agua hasta del 100%, en sistemas bifásicos o trifásicos. Se ha comprobado que su aplicación no es sensible a la temperatura o a la salinidad.
- Los errores provocados por el resbalamiento de las fases líquida y gaseosa puede ser evitada si se utiliza un mezclador corriente arriba del sistema.
- La capacidad del medidor para manejar flujo en bache es relativa, particularmente si este tiene magnitudes de severidad.
- El medidor Agar no es un equipo de fabricación comercial disponible en el mercado.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (bajo diseño específico)	
Presión máxima	710 psi o más si se requiere
Temperatura máxima	300 ° F
Porcentaje de gas	0-97%
Porcentaje de agua	0-100%
Patrones de flujo	Todos
Gasto	800-24,200 BPD
Exactitud	± 10% del gasto total
Dimensiones	1.4 x 1.5 x 3.7 m
Peso	1,400 kg
Viscosidad del fluido	1-300 cp
Salinidad	0-7% en peso

III.2.6 MEDIDOR MULTIFASICO JISKOOT⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹³⁾

El medidor Jiskoot cuenta con dos configuraciones de medición, una de ellas, es cuando la fracción de gas es menor al 20%, donde no se requiere separar las fases y la otra configuración es para fracciones de gas mayores del 20%, en donde se separa el gas antes de que pasen los fluidos por el sensor. En ambos casos el sistema corrige automáticamente los gastos, dependiendo de la emulsión y las propiedades de los fluidos, como la densidad relativa expresada en grados API y la salinidad.

COMPONENTES

Cualquiera que sea la configuración, el sistema dispone de un sensor de contenido de agua que puede trabajar con fluidos que contengan de 0 a 100% de agua, aun con presencia de gas, independientemente de las variaciones de salinidad, tipo de crudo, temperatura y presión del fluido, así como también de medidores de presión diferencial (placa de orificio y/o vórtice).

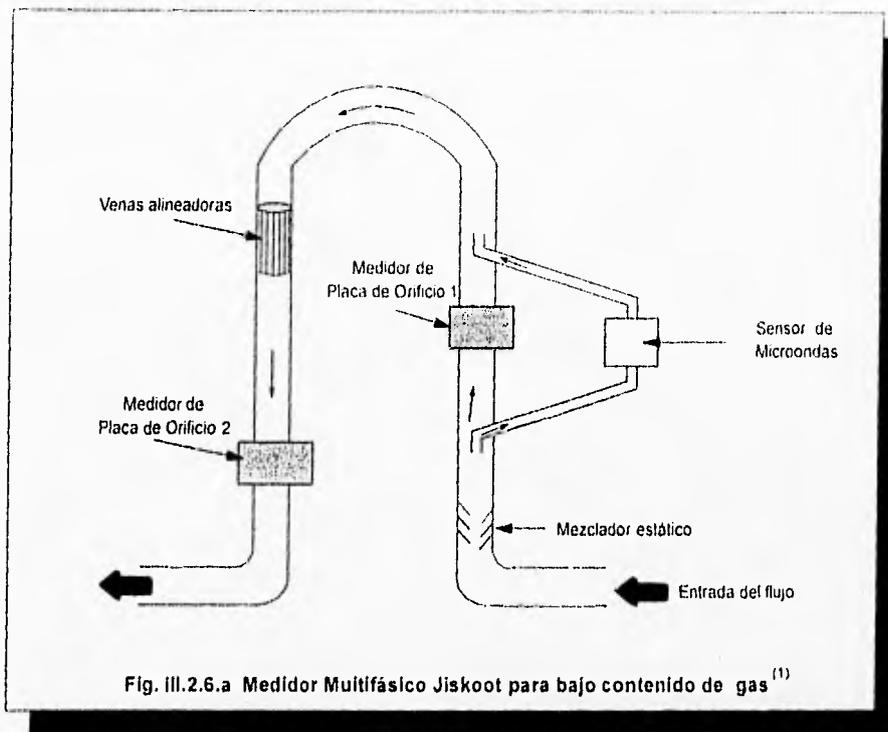
Sensor de Microondas .- Este sistema trabaja con una aplicación de energía de microondas para medir el porcentaje de agua, tanto a la corriente del líquido fluyendo por la tubería, como a un fluido de referencia; el sistema entonces mide los cambios relativos en la atenuación de las microondas, entre los dos líquidos y con el sistema de computo, se efectúan las compensaciones por cambios de la temperatura del fluido y del medio ambiente.

Placa de Orificio .- Este elemento primario es un medidor de presión diferencial (ver Capítulo II).

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Configuración para bajo contenido de gas

Cuando se presenta un bajo porcentaje de gas se tiene un sistema con un arreglo de "U" invertida, diseñado para operar corriente abajo de un separador bifásico o directamente en la línea de medición si la producción de gas es menor del 20% en volumen, en este caso se dispone de un muestreador lateral que opera aprovechando la presión diferencial provocada por el medidor de placa de orificio.



El flujo pasa primero por un mezclador estático, colocado en la base de la "U" invertida, después por la primera placa de orificio y alternadamente por el sensor de microondas, y posteriormente por un segundo medidor de flujo de placa de orificio, que contiene venas alineadoras, como se muestra en la figura III.2.6.a.

Configuración para alto contenido de gas

El modelo para corrientes con fracciones de gas mayores del 20% contiene un tramo de tubería inclinada que actúa como un separador inclinado, que proporciona al sensor una muestra de líquido representativa y con relativamente poco gas. La configuración con inclinación descendente en sentido del flujo provoca condiciones de flujo estratificado.

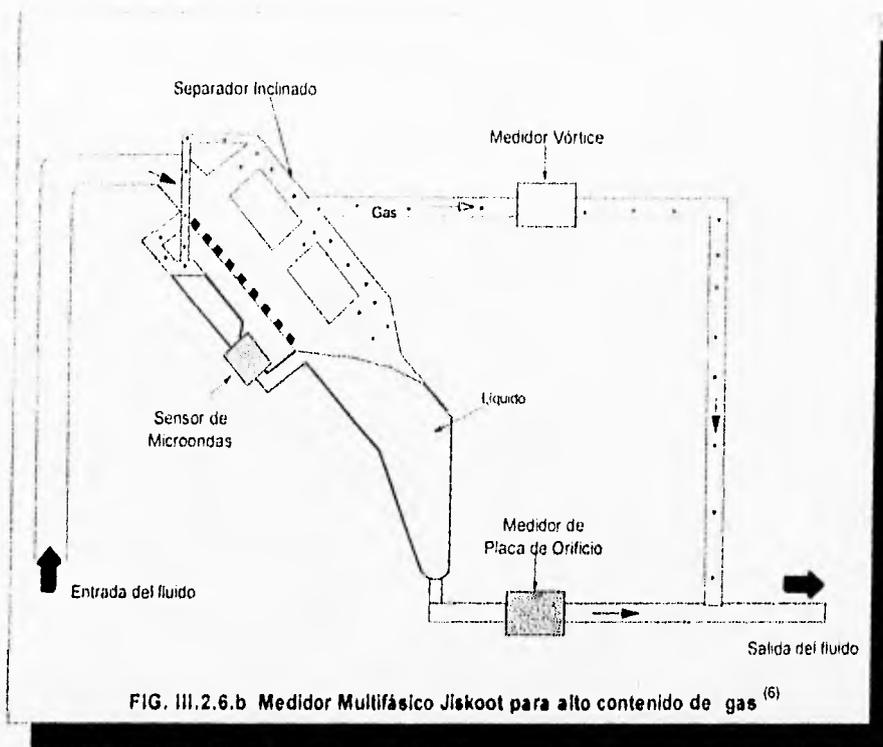


FIG. III.2.6.b Medidor Multifásico Jiskoot para alto contenido de gas⁽⁶⁾

La muestra entra al separador inclinado, el cual tiene una ramificación lateral, por donde parte del líquido de la mezcla pasa, para medirse el contenido de agua con el sensor de microondas. El líquido sale de esta ramificación para posteriormente pasar por el medidor de placa de orificio.

El gas separado se mide con un medidor tipo vórtice, para posteriormente incorporarse a la corriente de líquido, como se muestra en la figura III.2.6.b.

MEDICIÓN DE GASTO TOTAL

Se realizaron estudios de laboratorio a mezclas de aceite, salmuera y gas, de aquí se permite la construcción de juegos de curvas que describen el comportamiento de las tres fases. De esta forma, las fracciones de agua y gas se determinan seleccionando la curva correspondiente y midiendo la atenuación de las microondas y el resbalamiento de las fases.

La medición del flujo total, aceite, agua y gas se lleva a cabo con un medidor de placa de orificio, en la configuración para bajo contenido de gas.

En el caso de la configuración de alto contenido de gas, el líquido se mide con el medidor de placa de orificio y el gas con el medidor vórtice.

Para calcular las fracciones volumétricas de gas, agua y aceite se utilizan técnicas estadísticas desarrolladas. La precisión del sistema es proporcional a la cantidad de gas en el flujo.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

Para bajo contenido de gas

- Sensor de Microondas. Proporciona la fracción de agua de la mezcla (f_w)
 - Placa de Orificio. Determina el gasto de la mezcla (q_m)
 - Este medidor no cuenta con un dispositivo para la cuantificación del gas, ya que debe instalarse a la salida de un separador
- por lo tanto:

$$q_o @c.s. = q_L (1 - f_w) / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

Para alto contenido de gas

- Sensor de Microondas. Proporciona la fracción de agua de la mezcla (f_w).
 - Vórtice. Determinación del gasto de gas (q_g)
 - Placa de Orificio. Determina el gasto de líquido (q_L)
- por lo tanto:

$$q_o @c.s. = q_L (1 - f_w) / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

$$q_g @c.s. = q_g \text{ del vórtice} + q_o (R-R_s)$$

en donde:

q_i esta dado a @c.f., y para conocer los gasto a condiciones estándar es necesario conocer el factor de volumen de cada una de las fases (B_o y B_w), así como la relación de solubilidad (R_s) y la relación gas-aceite instantánea (R).

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR JISKOOT

- Este medidor utiliza la tecnología de microondas aplicándola a la corriente en la medición y a un fluido de referencia, para determinar el porcentaje de agua que contiene la mezcla.
- La configuración con separador inclinado puede manejar hasta el 70% de gas y se puede instalar directamente en la línea de medición; sin embargo, presenta inconveniente que no es un equipo compacto.
- En ambas configuraciones se presentan considerables caídas de presión debido a los elementos primarios de medición utilizados y a los separadores requeridos para operar el sistema.
- Este medidor es sensible al flujo bache.
- No es un equipo de línea disponible en el mercado y no tiene experiencia de campo.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (bajo diseño específico)	
Temperatura del sensor	0-350 °F
Presión máxima	según se requiera
Porcentaje de agua	0-100%
Porcentaje de gas libre	0-20 % configuración de "U" 0-70 % configuración separador inclinado
Exactitud	± 10 % del flujo total
Patron de flujo que maneja	Todos
Salinidad	0-250,000 ppm
Comercial	No

III.2.7 MEDIDOR MULTIFÁSICO FISHER-ROSEMOUNT ⁽¹⁾⁽⁶⁾⁽¹⁴⁾

El medidor multifásico Fisher-Rosemount, es un sistema que no ha sido diseñado para usarse como medidor multifásico, sin embargo, la integración de sus elementos le permiten la medición de aceite, agua y gas manejados en las baterías de separación, colocados en las líneas de descarga de un separador de prueba bifásico, lo que permite utilizarlo como medidor multifásico.

COMPONENTES

Los componentes que integran el sistema son los siguientes:

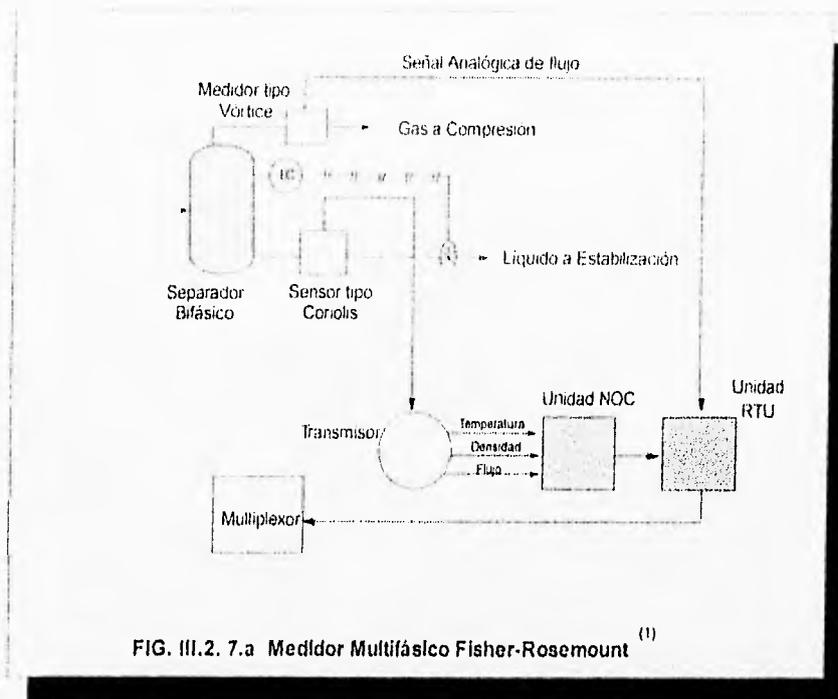
Sensor de flujo de masa, densidad y temperatura (Coriolis) .- Este elemento se instala directamente a la descarga del líquido o salida inferior del separador. Dependiendo del rango de flujo a la salida del separador, el tamaño del sensor puede ser de 1 pg, 1.5 pg o 3 pg.

Transmisor de flujo, densidad y temperatura .- Este equipo recibe la señal del sensor anterior y su objetivo es interpretar la información recibida, realizar cálculos y transmitir las señales de flujo, densidad y temperatura.

Unidad computadora de crudo neto (NOC) ⁽¹⁴⁾.- Esta unidad recibe toda la información del transmisor, con la cual calcula el porcentaje de agua en la mezcla, el flujo volumétrico de agua libre de crudo, flujo volumétrico de crudo libre de agua, total del agua libre y el total de crudo libre de agua.

Vórtice .- Este equipo se instala en la salida superior del separador para medir exclusivamente la corriente de gas. Transmite un señal analógica proporcional al flujo de gas.

Unidad RTU (ROC) .- Esta unidad recibe las señales enviadas por el NOC y por el medidor de flujo de gas tipo vórtice, en donde las procesa y ordena, a demás puede calcular el flujo de gas compensado. Tienen una señal de salida con la cual puede interaccionar con una computadora mediante un programa específico el cual ya se encuentra desarrollado. Se considera la instalación de una unidad ROC por cada separador y mediante un multiplexor es posible conectar varias de estas unidades a una computadora personal.



PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Este medidor utiliza un medidor másico por efecto de coriolis con el cual se puede medir simultáneamente el líquido total y el porcentaje o contenido de agua en esta emulsión.

El principio de operación de estos medidores se basa en la vibración de dos tubos paralelos, generalmente en forma de U aunque existen diferentes modelos. El movimiento de líquido a través de estos tubos induce una fuerza denominada de coriolis, que provoca que cada uno de ellos experimente un giro proporcional al gasto másico que fluye por su interior durante cada ciclo.

El gasto másico es directamente proporcional a la amplitud o desplazamiento total del tubo y a la constante de torsión del mismo, mientras que la densidad del fluido es proporcional a la frecuencia de vibración. El gasto volumétrico se obtiene relacionando el gasto másico con la densidad de la mezcla. El componente NOC es una computadora que utiliza la información del medidor de flujo másico por efecto coriolis.

La presencia de gas en el líquido es interpretada por el sensor como un líquido de muy baja densidad, lo que conduce a una sobrestimación del gasto volumétrico.

Este medidor utiliza para cuantificar el gas un medidor tipo vórtice, en el cual se tiene una obstrucción al paso del gas, que genera corriente abajo de la obstrucción áreas con movimiento de torbellino y velocidad local elevada y por lo tanto de menor presión que la que tiene el fluido circulante (ver Capítulo II). La frecuencia de generación de los vórtices es directamente proporcional a la velocidad del fluido, por lo que el gasto se puede expresar como el producto de la velocidad por el área de la sección transversal de la tubería.

MEDICIÓN DE FLUJO TOTAL

El líquido se mide con el medidor coriolis el cual envía un señal al transmisor RTF en el que se interpreta la señal recibida, en señales de flujo, densidad y temperatura para transmitir las a la unidad NOC.

Para la medición de gas el medidor vórtice envía su señal al dispositivo RTU para ser procesada y determinar el gasto de gas.

Se calcula la densidad de la mezcla en función de la frecuencia de vibraciones de los tubos mencionados y a partir de su valor se calcula la fracción de agua instantánea f_w , con la siguiente relación.

$$f_w = \frac{\rho_m - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}$$

donde ρ_w y ρ_o son las densidades del agua y del aceite producidos por el pozo en prueba, mismos que deben introducirse como datos al sistema.

Generalmente se dispone de un sensor de temperatura para lograr una mejor determinación de la densidad, al compensar el valor de la constante del sensor, y para corregir el valor de las densidades ρ_w y ρ_o introducidas al sistema a una temperatura base determinada.

Obtención de los gastos con los dispositivos de medición:

- Vórtice. Envía la señal a la unidad RTU para la determinación del gasto de gas (q_g)
- Coriolis. Envía la señal al transmisor para la determinación del gasto de líquido (q_L) y la densidad de la mezcla, con las cuales la unidad NOC determina la fracción de agua de la mezcla (f_w) como se vio anteriormente
por lo tanto:

$$q_o @c.s. = q_L (1 - f_w) / B_o$$

$$q_w @c.s. = q_L f_w / B_w$$

$$q_g @c.s. = q_g \text{ vórtice} + q_o (R-R_s)$$

PARTICULARIDADES DEL MEDIDOR FISHER-ROSEMOUNT

- El sistema puede ser utilizado solamente para la fase (aceite y agua), ya que la presencia de gas libre, producto de una separación deficiente o su formación por una caída de presión en el medidor provocan la reducción de la densidad medida de la mezcla, lo que conduce a una estimación mayor del gasto de líquido y a una menor en el porcentaje de agua.
- No se recomienda utilizarlo para medir el porcentaje o contenido de agua de emulsiones que contienen aceite pesado, el crudo que forma parte de la mezcla multifásica deberá tener un grado $^{\circ}$ API mayor de 15.

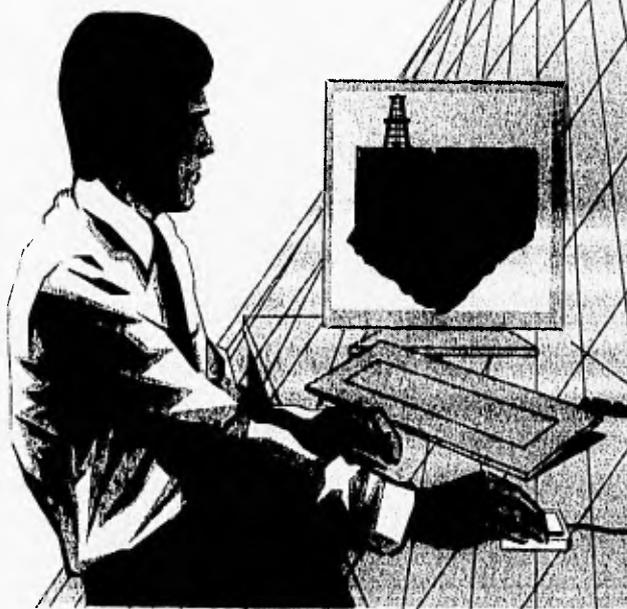
- Para obtener mejores resultados con este sistema cuando se aplica a pozos que producen muy bajos porcentajes de agua, se recomienda utilizar separadores trifásicos.
- Las mediciones de flujo másico y densidad pueden resultar afectados si la frecuencia de una vibración externa tienen una amplitud significativa.
- Es recomendable que la salida del líquido del separador sea amplia, además de que exista una columna hidrostática que permita la presencia de una sola fase en el medidor másico coriolis.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN (bajo diseño específico)	
Presión máxima	Depende de los dispositivos
Gastos de líquido	Depende de las dimensiones del separador
Porcentaje de agua	0-100%
Salinidad	0-200,000 ppm
Temperatura del vórtice	-40 - 450 °F
Temperatura del coriolis	-40 - 400 °F
Dimensiones	Depende de las dimensiones del separador

REFERENCIAS

1. Alcántara Raúl y López Lena : "Reporte de investigación de flujómetros multifásicos", División de Estudios Especiales, IMP, 1992.
2. Subdirección de Investigación Tecnológico en Exploración y Producción : "Medición multifásica ", 1993.
3. Ashkuri S.: "Measurement of multiphase flows in crude oil production systems", Petroleum Review, Nov, 1985.
4. MCF, Tecnology seminar-Pemex. Kongsberg offshore, Norway, 1994.
5. Garaicochea C Huicochea y O. López : Transporte de hidrocarburos por ductos, Facultad de Ingeniería UNAM.
6. Tuss B.M. : "Status of multiphase metering", June, 1996
7. Paul Munroe Engineering International: "WellComp automatic well testing system", USA,1993.
8. Santamaría N. y Ramírez, F. : "Sistemas de medición multifásica en instalaciones de producción", Rev. Ingeniería Petrolera, Feb. 1996.
9. Kongsberg Offshore a.s.: "KOS MCF 351- multicomponent flow meter", Norway, 1994.
- 10.Olsvik K. y Widerse T.: "Fluenta multiphase flow meter, tested and marinised", Norway 1995.
- 11.Framo Engineering A.S. "Multiphase boosting and metering the products of today for tomorrow". Norway, 1994
- 12.Agar Corporation: " Agar MPFM-301- multiphase flow meter", USA,1994
- 13.Texaco Stareut, Manual 45: "Stareut- low-gas three phase watercut meter operation manual", USA,1993.
- 14.Micro Motion Rosemount: "NOC net oil computer ", USA, 1994.



**C
A
P
I
T
U
L
O**

***ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS
SISTEMAS DE MEDICIÓN***

IV

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

Medir representa una necesidad indispensable para la industria petrolera y sobre todo saber que tipo de medidor instalar, porque una cuantificación precisa del petróleo y sus derivados, es de suma importancia para toda empresa relacionada con su suministro, proceso y comercialización, ya que la ventaja que ofrece una buena medición se refleja en las pérdidas o utilidades obtenidas, y además proporciona indicadores para planear, programar y destinar recursos a mediano y largo plazo en la modernización y actualización de los sistemas de medición.

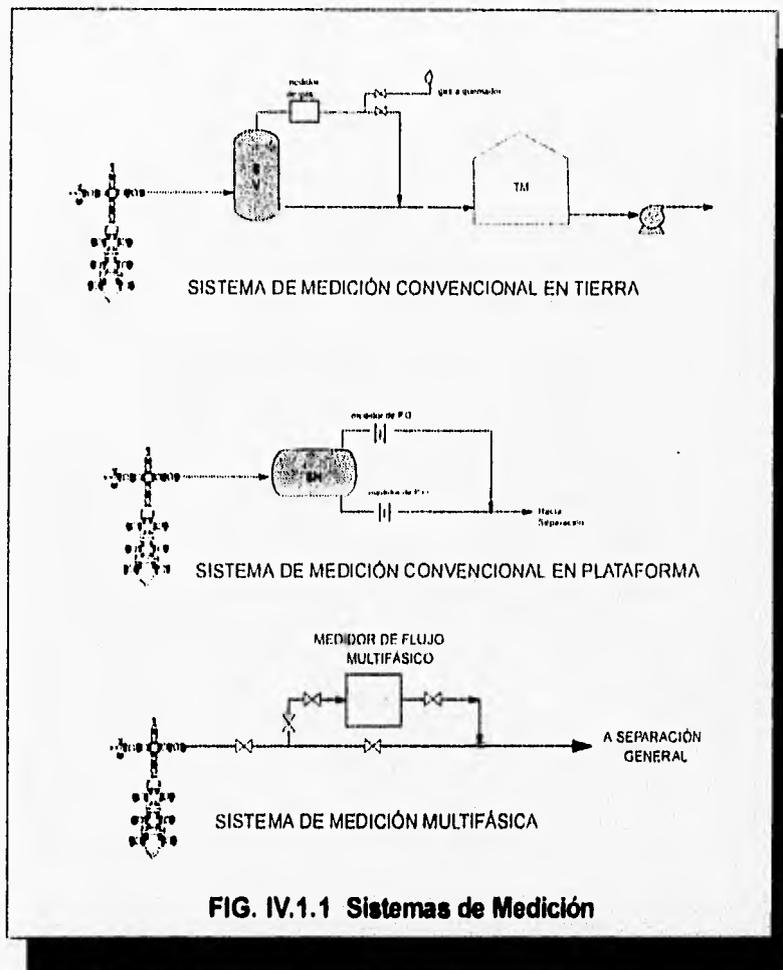
Un sistema de medición convencional representa una actividad básica en toda labor productiva y tiene como objetivo: separar las fases de la mezcla para posteriormente medirlas individualmente, aplicando el medidor que más satisfaga las necesidades requeridas.

Por otra parte tenemos que el sistema de medición multifásica, está pasando de la etapa de experimentación y prototipo a la de comercialización y su aplicación tiene como objetivo general: una mayor frecuencia en la medición de la producción de cada uno de los pozos que convergen al sistema, en tiempo real y a condiciones de flujo, que permita su control local y remoto hasta una central de monitoreo y control, desde la cual es posible monitorear y manejar la información de la medición, así como la impresión de resultados estadísticos de producción.

Retomando todo lo desarrollado anteriormente y con base en los Capítulos II y III se hará un análisis técnico de los sistemas de medición convencional y multifásico así como los diferentes medidores que lo integran, por lo que en los siguientes puntos se presentarán tablas con el resumen de las ventajas y desventajas, y las principales características técnicas para facilitar la selección de los medidores que se ocuparan para la evaluación técnico económica del Capítulo V.

IV.1 SISTEMA DE MEDICIÓN CONVENCIONAL

Como se muestra en la figura IV.1.1 el sistema de medición convencional⁽¹⁾⁽²⁾ se utiliza regularmente para conocer la producción de aceite y gas de los pozos petroleros. La corriente proveniente de los pozos se envía a dicho sistema, el cual está formado por un separador gas-líquido, un medidor de gas y un tanque en el que se determina el líquido total.



El gas liberado en el separador se cuantifica con un medidor monofásico para gas que regularmente es de placa de orificio, por lo cual se tiene que efectuar cálculos manualmente, apartir del registro de la presión diferencial y la presión estática, las cuales se registran sobre una gráfica mediante dos plumillas, ésto

resulta muy tedioso ya que se tiene que estar calibrando constantemente el registrador, además de que se tiene que cuidar que las plumillas siempre tengan tinta, la lectura de las dos presiones se vacía a una ecuación ya establecida para el cálculo del gasto de gas. Esta cuantificación no incluye el gas que a las condiciones de separación se encuentra disuelto en el aceite y que se libera a la atmósfera una vez que el líquido se envía al tanque de medición.

El volumen total de líquido se determina a partir de la medición directa de la altura del líquido en el tanque de medición, que el personal operativo realiza manualmente con cinta métrica. La medición de la altura total del líquido y del agua separada se relaciona con las tablas de calibración para determinar también el volumen de agua libre. Cabe señalar que la altura del agua regularmente no se determina, ya que generalmente se tiene una zona de emulsión en el tanque, y para ello se requiere del muestreo de los fluidos a distintas alturas.

Por lo anterior, para conocer el volumen total del agua producida, es necesario relacionar a esta las alturas de muestreo y sus volúmenes con el porcentaje de agua determinado en el laboratorio, considerando el agua que se encuentra atrapada o emulsionada en el aceite.

A continuación se presentan ventajas y desventajas generales de los sistemas de medición convencional⁽³⁾:

Ventajas

- **Experiencia operativa.**- Se emplean procedimientos de medición tradicional.
- **Tecnología normalizada.**- Los procedimientos para medición de líquidos en tanque y gas se fundamentan en normas y estándares internacionales ya establecidos.
- **Infraestructura.**- Se dispone de infraestructura de medición, de acuerdo con lo que indican las normas y estándares correspondientes.
- **Facilidades de operación.**- El sistema de medición es fácil de operar por la experiencia de campo adquirida.

- Acondicionamiento.- Se puede acondicionar o reacondicionar para diferentes propiedades de los fluidos, y diversas condiciones de presión y temperatura.

Desventajas

- Infraestructura limitada.- Cuando no se dispone de todos los elementos que marcan las normas para efectuar una medición integral de aceite, gas y agua.
- Aplicación parcial de normas y estándares.- Se da por que el personal que realiza la medición difiere en algunos aspectos con los procedimientos de normas establecidas al respecto, esto debido a las condiciones particulares de las instalaciones; necesidades de medición y carencias de equipo.
- Proceso lento que involucra el factor humano.- El número elevado de personas que intervienen en el proceso de medición, lo vuelven lento e incrementa la incertidumbre en los resultados.
- Imprecisión en la medición.- Por errores en las tomas de lecturas en los medidores, así como en los tanques de medición, mala calibración de tanques, etc.
- Dimensiones.- Esto representa una gran desventaja en plataformas, por no contar con suficiente espacio.

Con el propósito de dar una idea general de las especificaciones técnicas de los medidores dinámicos monofásicos intrusivo y no intrusivos se describen algunas de las ventajas y desventajas de estos, y así poder seleccionar cual es el mas adecuado para medir la corriente de gas o de líquido.

Medidores no intrusivos.- Estos manejan diferentes principios de medición (caídas de presión, técnicas magnéticas, técnicas sónicas, técnicas radiactivas, etc), por lo que son más complejos y más costosos que los medidores intrusivos, y estos trabajan para diferentes condiciones de flujo.

Medidores intrusivos.- Son fáciles de operar e instalar, sus elementos están sometidos a desgastes por lo que ocasiona una caída de presión adicional, estos medidores son menos costosos que los no intrusivos.

Uno de los factores más importantes en el diseño de un sistema de medición es su exactitud, ya que errores aparentemente pequeños en manejo de grandes volúmenes de hidrocarburos, se convierten en grandes pérdidas, por tal motivo es de suma importancia la selección del medidor monofásico más adecuado a emplear en el sistema de medición. En la tabla IV.1.1 se presentan las principales ventajas y desventajas de los medidores monofásicos.

Tabla IV.1.1 Principales Ventajas y Desventajas de los medidores Monofásicos

COMPARACIÓN DE MEDIDORES		
MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Presión Diferencial	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Fácil Instalación y/o reemplazo • No tiene partes móviles • Adecuado para gases y líquidos • Disponible en diferentes tamaños y modelos 	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes pérdidas de presión • Baja exactitud • Rango de flujo limitado • La exactitud es afectada cuando se tienen fluidos abrasivos
Vórtice	<ul style="list-style-type: none"> • Buena exactitud • Se utiliza en la medición de líquido o gas (es más recomendable para gas) • Mínimo mantenimiento (no tiene partes móviles) • Buena linealidad 	<ul style="list-style-type: none"> • No adecuado para fluidos abrasivos • Limitado para bajas velocidades • Caídas de presión apreciables
Desplazamiento Positivo	<ul style="list-style-type: none"> • Buena exactitud y rangeabilidad • Buena repetibilidad • La exactitud no es afectada por las condiciones de operación • Adecuado para fluidos muy viscosos 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de un mantenimiento regular • Grandes pérdidas de presión • Utiliza partes móviles • No adecuado para fluidos abrasivos. • Es caro, particularmente con diámetros grandes
Turbina	<ul style="list-style-type: none"> • Alta exactitud • Rangeabilidad de 10:1 	<ul style="list-style-type: none"> • Partes móviles • Altas temperaturas, corrosión y

	<ul style="list-style-type: none"> • Muy buena repetibilidad • Bajas caídas de presión • Versátil y adecuado para operar bajo condiciones severas 	<ul style="list-style-type: none"> • abrasión pueden afectar la vida del medidor • Relativamente caro • Requiere de filtros
Magnético	<ul style="list-style-type: none"> • Baja obstrucción al flujo • No es afectado por la presión, temperatura, viscosidad y densidad • Buena exactitud y rangeabilidad • Adecuado para líquidos corrosivos o abrasivos 	<ul style="list-style-type: none"> • El líquido a medir tiene que ser eléctricamente conductivo • No adecuado para gases • Caro, especialmente para medidores pequeños • Se requiere de calibración
Másico (coriolis)	<ul style="list-style-type: none"> • Mide todos los fluidos y espumas • Alta exactitud • Buena rangeabilidad • Bidireccional 	<ul style="list-style-type: none"> • Muy caro • No recomendable para gases • Requiere calibración cuando la densidad es muy diferente a la densidad del fluido empleado para calibrarlo
Ultrasónico	<ul style="list-style-type: none"> • No intrusivo • Alta rangeabilidad • Fácil de instalar • Costo independiente del diámetro de la tubería 	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima temperatura de 150°C • Se requieren ciertas condiciones de operación (Para los medidores de tiempo de trayectoria: el líquido debe ser limpio; para los medidores por efecto Doppler la corriente de flujo debe contener partículas o impurezas) • No tiene buena exactitud y requiere de una calibración periódica

Los medidores monofásicos se encuentran disponibles en el mercado por varios proveedores, además de contar con un respaldo técnico y de experiencia de campo, así como la normalización de éstos; por lo anterior y con el objeto de coadyuvar en la definición del mejor medidor, se presenta en la tabla IV.1.2 un resumen de las especificaciones técnicas⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾, para la cuantificación de la medición de cada uno de los medidores monofásicos.

IV. 2 SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

Como ya se presentó en el Capítulo III, los diferentes medidores multifásicos integran elementos primarios de medición convencional, y otros se han diseñado basándose totalmente en nuevas tecnologías que hasta hace poco, no se utilizaba con fines petroleros.

Dado que los sistemas de medición multifásica⁽³⁾⁽⁷⁾ a nivel internacional son de desarrollo reciente, éstos emplean diferentes principios y elementos primarios de medición que aun no han sido normalizados, por lo que es difícil definir que tecnología es la más adecuada para ser implantada, ya que cada una de ellas ofrece diferentes ventajas y desventajas técnicas, en función de sus principios de operación, de las condiciones operativas de los pozos y de las características de los fluidos manejados.

Entre las ventajas y desventajas que se pueden tener con el sistema de medición multifásico⁽³⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾ pueden mencionarse:

Ventajas

- Información suficiente, confiable y oportuna sobre la producción de los pozos: requisito indispensable para una buena administración del yacimiento.
- Medir pozos directamente en los cabezales remotos que no dispongan actualmente de línea independiente de medición a batería o más aun de batería propia.
- Resultados de medición en tiempo real, tanto instantáneos como totalizados.

TABLA IV.1.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MEDIDORES MONOFÁSICOS

MEDIDORES DE FLUJO MONOFÁSICO								
PARÁMETROS	PLACA DE ORIFICIO	VENTURI	VÓRTICE	DESPLZ. POSITIVO	TURBINA	MAGNÉTICO	CORIOLIS	ULTRASÓNICO
PRESIÓN MÁXIMA [psi]	8,705	8,705	2,600	2,900	5,800	2,900	5,700	2,900
TEMPERATURA MÁXIMA [°C]	500	500	400	250 Líq. 50 Gas	150	200	250	150
FLUIDO QUE MIDE	Líq o Gas	Líq. o Gas	Líq. o Gas	Líq o Gas	Líq. o Gas	Líquido	Líq o Gas	Líquido
RANGEABILIDAD	4:1	4:1	10:1 Líq. 20:1 Gas	10:1 Líq 20:1 Gas	10:1	10:1	10:1+30:1	20:1
REPETIBILIDAD [%]	± 0.25	± 0.25	± 0.15	± 0.05	± 0.05	± 0.25	± 0.04	± 0.25
EXACTITUD [%]	± 2	± 2	± 1 Líq ± 2 Gas	± 0.5	± 0.5	± 0.5	± 0.15 **	± 2
RANGO DE GASTOS q_L[BPD]	0-5,140	0-5,140	—————	3.5-103.000	35-548.000	3.5-548.000	2.000-300.000 *(lb/hr)	0.1-100.000
q_g[PCD]	2.5-115,500	2.5-115,500	1,400-2'880,000	—————	—————	—————	250-60.000 *(lb/hr)	—————
COSTO DE MANTENIMIENTO	Bajo	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Bajo	Bajo
COSTO DE OPERACIÓN	Alto	Medio	Bajo	Medio	Bajo	Bajo	Alto	Bajo
SENSIBLE A CAMBIOS DE DENSIDAD	Si	Si	No	No	No	No	No	No

* Unidades de gasto másico

** Dependiendo de la cantidad de espuma

- Mayor frecuencia en la medición de la producción de pozos, ya que puede definirse el tiempo mínimo de medición por pozo.
- Control estadístico de producción .- El software del sistema permite llevar a cabo un control estadístico de producción por pozo, campo o batería, en cualquier período de tiempo de interés, así como emitir cualquier tipo de formato impreso.
- Mínimo requerimiento de espacio para instalación de operación.- requiere un espacio muy reducido para su instalación u operación, comparado con el sistema convencional.
- Abatir los riesgos y la contaminación atmosférica causados por la emanación de vapores en los tanques de medición mismos que habrán de eliminarse así como a los separadores de prueba.
- Simplifica y facilita la automatización de las instalaciones
- Manejo de la información por medio del sistemas de datos tales como los sistemas SCADA o de control distribuido.

Desventajas

- Nueva tecnología no normalizada.- Por tratarse de una tecnología relativamente reciente aun no se ha normalizado, lo cual dificulta definir cual es la más adecuada en términos de precisión, confiabilidad, incertidumbre y repetibilidad de medición, ya que cada fabricante establece los criterios de evaluación de sus equipos.
- Experiencia limitada.- Por el mismo motivo que en el punto anterior aun no se tiene experiencia suficiente en la aplicación de las diferentes marcas de equipo en situaciones reales en campos petroleros, lo cual tambien dificulta realizar una mejor selección.

- Se requiere capacitación del personal para operación.- Por ser tecnología poco conocida, es necesario capacitar al personal para la adecuada operación de este tipo de equipos, lo que requiere invertir tiempo y recursos económicos.

Por lo anterior y con el objeto de coadyuvar en la definición de la mejor tecnología de medición multifásica, se presenta en la tabla IV.2.1 un resumen de cada uno de los principios y tipos de dispositivos utilizados por los medidores multifásicos, para la cuantificación de la medición de cada una de las fases de la mezcla.

Tabla IV.2.1 Resumen de los principios de medición de los Medidores Multifásicos

PRINCIPIOS DE MEDICIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFASICOS			
MEDIDOR	FLUJO TOTAL	CONTENIDO DE GAS	CONTENIDO DE AGUA
WellComp	Medición Másica* (Coriolis) y Medición con Vórtice	Medición con Vórtice y de Capacitancia	Medición de Capacitancia
Kongsberg	Medición con Vénturi	Medición con Velocidad (Técnica Radiactiva)	Medición de Capacitancia (Técnica Radiactiva)
Fluenta	Medición con Vénturi	Medición de Densidad (Técnica Radiactiva)	Medición de capacitancia e inductancia
Framo	Medición con Vénturi	Medición de Densidad (Técnica Radiactiva)	Medición de Densidad (Técnica Radiactiva)
Agar	Medición Volumétrica	Medición con Vénturi	Medición por Microondas
Jiskoot	Medición con Placa de Orificio	Separación y Correlación	Medición por Microondas
Fisher Rosemount	Medición Másica* (Coriolis) y Medición con Vórtice	Medición con Vórtice	Medición de Densidad (Coriolis)

*Medición de líquido Total

Para la selección de un medidor multifásico debe apoyarse en la experiencia lograda en campo por otros usuarios y las recomendaciones de los proveedores. Aunque hay que tomar en cuenta que para cada caso habrá factores diferentes a considerar.

Cabe señalar que todos los medidores de flujo multifásico requieren conocer las siguientes propiedades de los fluidos: R , R_s , B_o , B_g y B_w , para poder determinar el gasto de cada una de las fases a condiciones estándar.

La funcionalidad de un medidor se evalúa comparando el comportamiento que tendría idealmente, con el real a las condiciones de operación, a continuación se enlistan los parámetros que generalmente se consideran más importantes para su evaluación.

- Complejidad y costo de instalación.
- Mantenimiento.
- Precisión, linealidad y repetibilidad.
- Dependencia de las propiedades de los fluidos.
- Características hidráulicas del medidor y del fluido.
- Confiabilidad y seguridad.
- Costos de operación.

La forma más común de evaluar la funcionalidad de un medidor es considerando los errores como porcentaje del gasto manejado o como porcentaje de la capacidad del medidor. El error asociado en función de la capacidad del medidor, disminuye al aumentar el gasto; mientras que el asociado con la especificación en función del porcentaje del gasto será constante para todos los gastos a que es aplicado.

Generalmente, la forma más conveniente de considerar el error es como porcentaje de gasto manejado, ya que el error se expresa en función de la variable medida y no de una cantidad que depende del medidor.

La variedad de medidores de flujo multifásico en desarrollo o disponibles en el mercado dificulta la selección del más adecuado, debido a que utilizan diferentes

principios de medición de los elementos y dispositivos que lo integran, por lo que estos medidores pueden ser tan sencillos o complejos como se presentó en el Capítulo III, creando ventajas y desventajas operacionales, técnicas y económicas para las diferentes condiciones de operación, como se muestra en la tabla IV.2.2.

Tabla IV.2.2 Ventajas y desventajas de los Medidores Multifásicos.

COMPARACIÓN DE MEDIDORES		
MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
WellComp	<ul style="list-style-type: none"> • Experiencia de campo • Maneja cualquier patrón de flujo • Equipo comercial • Operable automáticamente 	<ul style="list-style-type: none"> • No es compacto • Partes móviles • Sensible a altas relaciones gas disuelto-aceite • Caídas de presión considerables • Intrusivo
Kongsberg	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo compacto • Sin partes móviles • Poca caída de presión • Maneja flujo en bache 	<ul style="list-style-type: none"> • Intrusivo • Velocidad de flujo limitada • Sensor susceptible a falla por depositación orgánica • No se tienen resultados de experiencia de campo
Fluenta	<ul style="list-style-type: none"> • No intrusivo • Compacto • Buena resolución para determinar porcentajes de agua • Sin partes móviles • Poca caída de presión • Maneja flujo en bache 	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles inconvenientes por el uso de material radiactivo • Sensible a cambios en las propiedades de los fluidos • No se tiene experiencia de campo
Framo	<ul style="list-style-type: none"> • Compacto • Sin partes móviles • Maneja cualquier patrón de flujo • Experiencia de campo 	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles inconvenientes por uso de material radiactivo • Sensible a cambios en las propiedades de los fluidos • Intrusivo • Caída de presión considerable
Agar	<ul style="list-style-type: none"> • No sensible a cambios en las propiedades de los fluidos • No se requiere separar fases • Equipo compacto 	<ul style="list-style-type: none"> • Partes móviles • Intrusivo • Experiencia en campo limitada • No es equipo comercial

<p>Jiskoot</p>	<ul style="list-style-type: none"> • No sensible a cambios en las propiedades de los fluidos • El patrón de flujo no afecta la precisión en la determinación de fw • Sin partes móviles • Autocalibrable 	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de presión considerable • El medidor para bajo contenido de gas requiere de un separador corriente arriba • Fracción de gas limitada al 70% • Medición de flujo total es sensible al patrón de flujo • Caída de presión considerable • Intrusivo • No es equipo comercial • Sin experiencia de campo
<p>Fisher-Rosemount</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se aprovecha infraestructura existente en baterías y algunos cabezales • Mayor facilidad para lograr una medición precisa de las fases líquida y gaseosa • Experiencia reconocida como elementos de medición monofásica • Con experiencia de Campo 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de fases separadas con alta eficiencia • Aplicable solo a baterías con separador • Sistema no integrado comercialmente como medidor multifásico • Caída de presión considerable • Partes móviles • Intrusivo

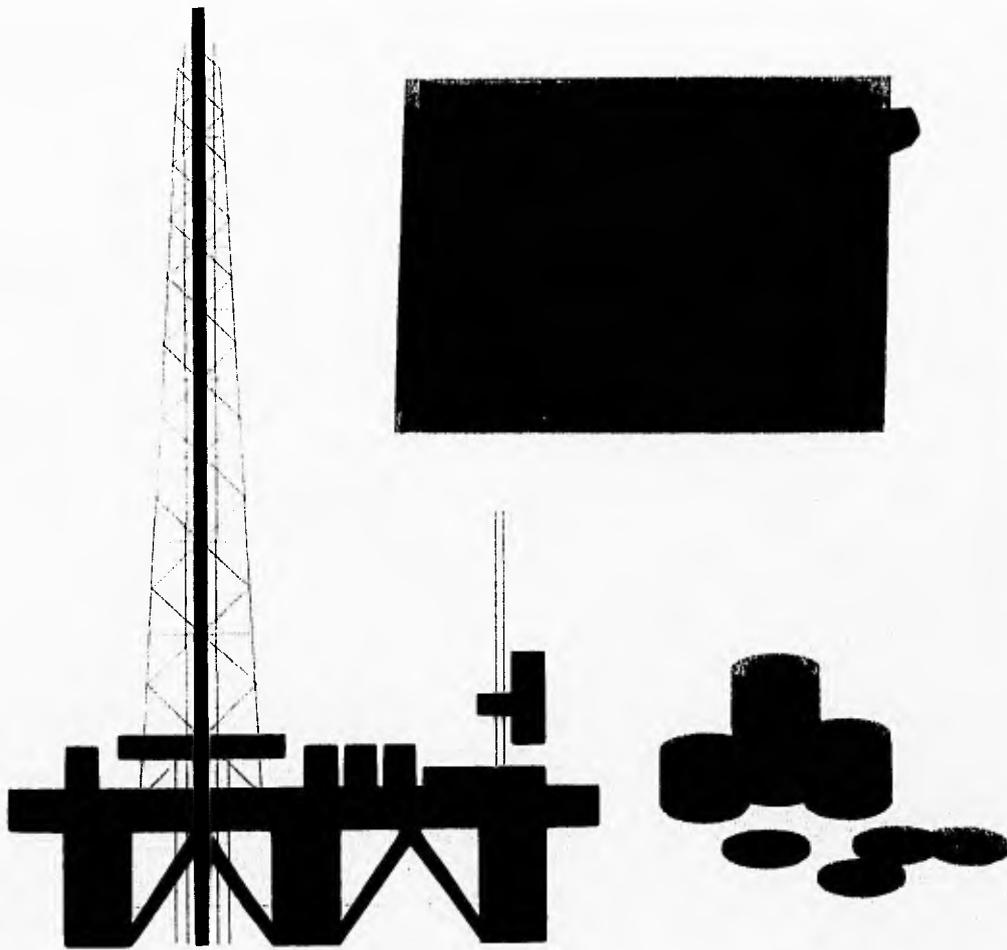
Con el fin de asimilar mejor las nuevas tecnologías relacionadas con la medición multifásica y de conocer las capacidades, limitaciones y experiencias de los fabricantes y sus equipos, en la tabla IV.2.3 se describen las principales especificaciones técnicas de los medidores multifásicos⁽⁷⁾ desarrollados en el Capítulo III.

TABLA IV.2.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

MEDIDORES DE FLUJO MULTIFASICO							
PARAMETROS	WELLCOMP	KONGSBERG MCF-351	FLUENTA Serie-1900	FRAMO	AGAR Serie 301	JISKOOT Star Cut	FISHER-R.
PRESIÓN DE OPERACIÓN	5.700 Psi	1.016 psi	La requerida	La requerida	710 Psi o más	La requerida	1,200 Psi
TEMP. DE OPERACIÓN	204 °C	0-80 °C	0-200 °C		148 °C	0-176 °C	0-204 °C
PATRONES DE FLUJO	Todos	Intermitente	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
% DE AGUA	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
% DE GAS	0-100%	0-70%	0-100%	0-100%	0-97%	0-20% 0-70%	0-100%
RANGO DE GASTOS	q _L q _g	450-22.050 BPD 13-247 MMPCD	24,213 BPD	45,300 BPD	800-24,200 BPD	0-100.000 BPD de flujo total	50-25.000 BPD
EXACTITUD	± 5% del gasto total	± 10% gas y ac. ± 4% agua	± 5-10% del gasto total	± 5% del gasto total	± 10% del gasto total	± 10 % del gasto total	± 2% para gas ± 0.15 para liq.
MATERIAL RADIATIVO	No	No	Cs-137	Ba-133	No	No	No
SEPARACIÓN DE FASES	Si	No	No	No	No	Si	Si
CAÍDA DE PRESIÓN	Considerable	Poca	Poca	Considerable	Considerable	Considerable	Considerable
COMERCIAL	Si	Si	Si	Si	No	No	Si
INTRUSIVO	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
DIMENSIONES	1.52x1.42 m altura 3.3 m	0.6x0.3x0.85 m	altura 2 m.	diam 0.6 m altura 1.5 m	1.4x1.5x3.7 m		Depende del tamaño del separador
PESO	1.820 Kg.	133 Kg.	220 Kg.	700 Kg.	1,400 Kg		
SALINIDAD					0-7% en peso	0-250,000 ppm	0-200,000 ppm
EXPERIENCIA DE CAMPO	Si	No	No	Si	Si	No	Si
SENSIBLE A CAMBIOS EN LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	Sencible a RGA altas	Si	Si	Si	No	No	No

REFERENCIAS

1. Subdirección de Investigación Tecnológica en Exploración y Producción : "Medición multifásica", 1993.
2. Mercadillo Aguilar Carlos: "Importancia de la automatización de sistemas en la medición de crudos de exportación para cumplir con las normas internacionales", Rev Ingeniería Petrolera, Enero 1984.
3. Gerencia de Ingeniería de Producción IMP : "Implantación de un sistema de medición multifásica para la región norte", Octubre 1995.
4. Hall John : "Flowmeters- machine application and devices", Instrumentals & Control System. Febrero 1978.
5. Funo Caseetta and Paolo Vigo: "Flowmeters", Instrumental Society of American, Diciembre 1990.
6. Spink L. K.: Principles and practice of flow meters engineering, Ninth Edition , Foxboro Company.
7. Alcántara Raúl y López Lena : "Reporte de investigación de flujómetros multifásicos", División de Estudios Especiales, IMP, 1992.
8. Gómez Cabrera José A. : "Tecnología moderna en instalaciones de pemex exploración y producción para medición y transporte de hidrocarburos en estado multifásico", Rev. Ingeniería Petrolera, Enero 1994.



**C
A
P
I
T
U
L
O**

***EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA
DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN***

V

CAPÍTULO V

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS PARA LA MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS

Para poder realizar la evaluación técnica⁽¹⁾⁽²⁾ y económica⁽³⁾ de los sistemas de medición, se toma en cuenta el Sistema de Medición Multifásica y la Automatización del Sistema Convencional de Medición. La opción seleccionada, no aportará beneficios económicos de manera directa o tangible, ya que se trata de una actividad indispensable dentro del proceso de producción y administración de los yacimientos.

El objetivo de este capítulo es el de evaluar los sistemas de medición convencional y multifásico, desde el punto de vista técnico y económico y definir la alternativa de medición más adecuada y conveniente, para ser implantada en la plataforma ZAAP-C de la Región Marina Noreste, la cual aun no cuenta con sistema de medición.

Dichos sistemas ya fueron evaluados técnicamente en el capítulo IV, por lo cual se tiene una mejor visión de comparación para la selección de los posibles medidores monofásicos y multifásicos que integrarán el sistema de medición.

La plataforma ZAAP-C⁽⁴⁾ pertenece al activo Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste (figura V.1). La plataforma es un octápodo que se encuentra en un tirante de agua de 78 m, y actualmente cuenta con cuatro pozos perforados y uno más por terminarse en junio de 1996, la estrategia de desarrollo del campo contempla la perforación de 12 pozos. La configuración de la plataforma se muestra en la figura V.2.

Los pronósticos de producción indican que la máxima producción probable que se manejará por pozo, será en 1999 con un gasto de 10,000 BPD de líquido y 10 MMPCD de gas, de los cuales 4.6 MMPCD de gas serán de la inyección del bombeo neumático.

INFRAESTRUCTURA DEL CAMPO KU-MALOOB-ZAAP

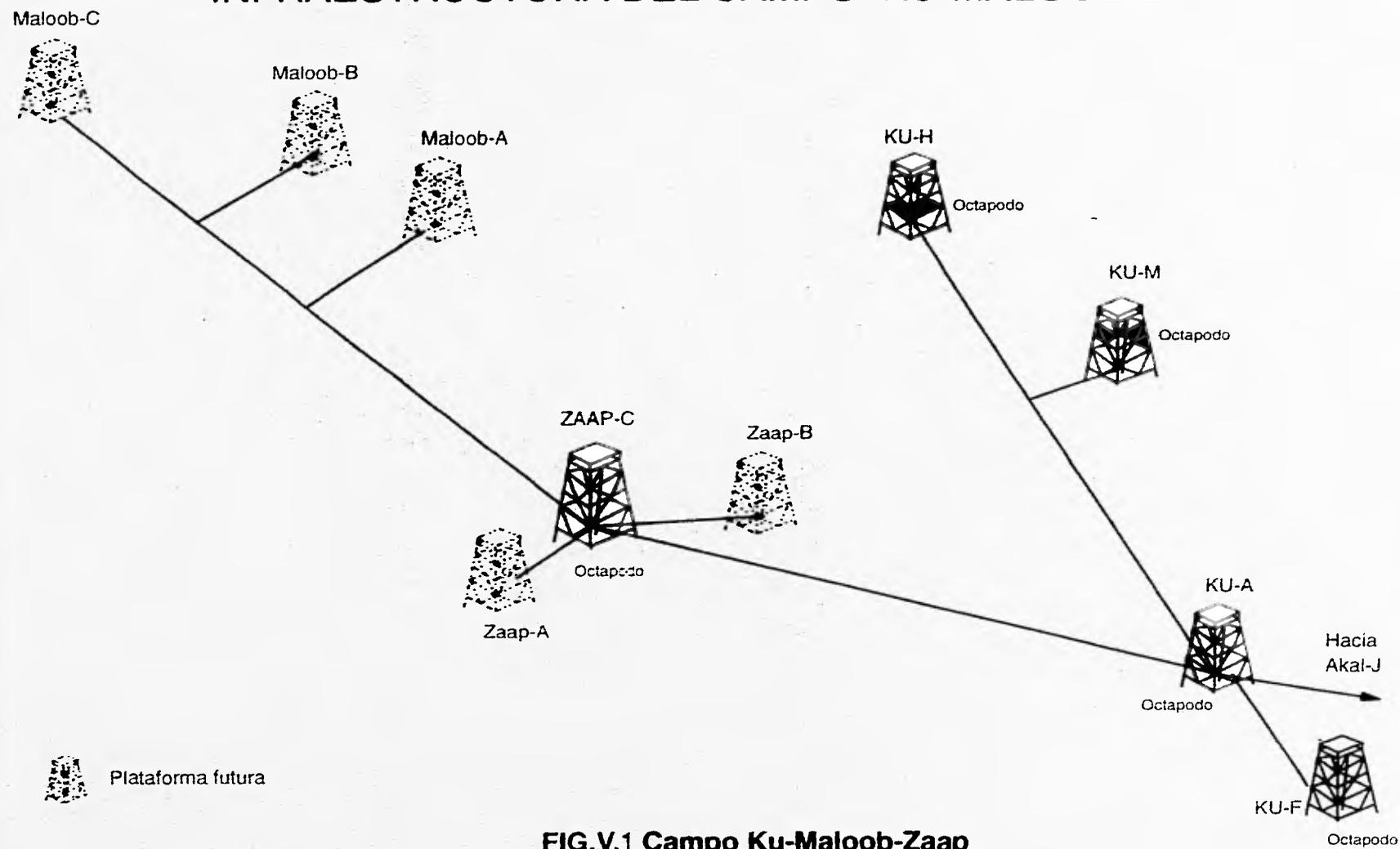


FIG.V.1 Campo Ku-Maloob-Zaap

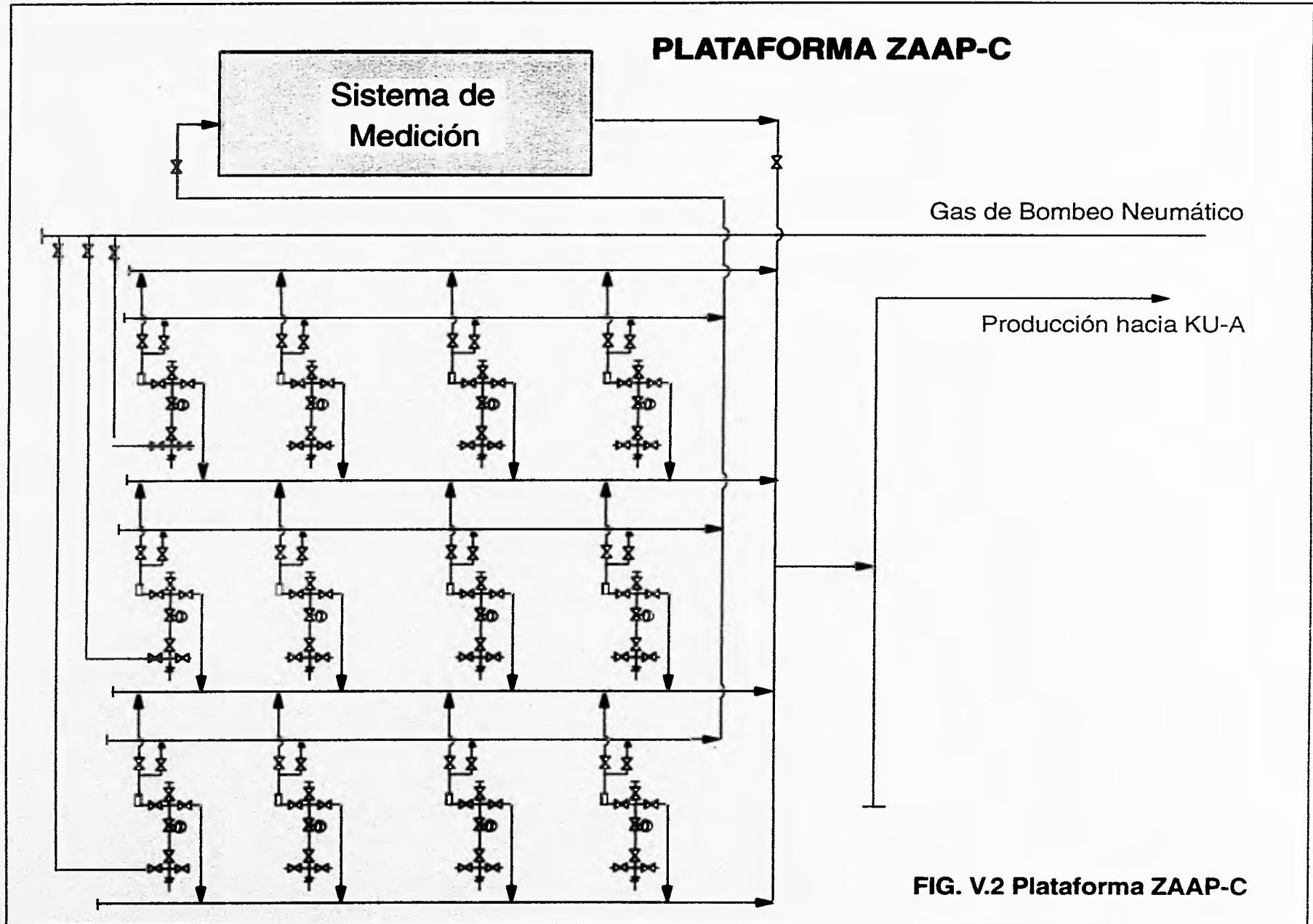


FIG. V.2 Plataforma ZAAP-C

Con el aforo del pozo y análisis PVT de muestras tomadas en marzo 1996 se obtuvieron las siguientes propiedades:

Propiedad	EOCENO MEDIO	BRECHA PALEOCENO	JURASICO SUPERIOR KIMERIDGIANO
Grados °API	17.26	20.00	25.5
Factor de Volumen m ³ /m ³	1.24	1.22	1.27
Presión inicial Kg/cm ²	275	221.1	502
Presión de Saturación Kg/cm ²	172	216	172
Presión media Kg/cm ²	275	220	502
RGA m ³ /m ³	75	80	84
Temperatura °C	102	115	120
Viscosidad del aceite @ c.y. (cp)		2.54 cp	1.05 cp

A continuación se hará la evaluación económica del Sistema de Medición Convencional con Automatización y del sistema de Medición Multifásica, tomando la paridad de 7.7014 N\$/USD para la inversión.

Independientemente del sistema de medición a implantar en la plataforma, se llevará a cabo la automatización del cabezal, para tener un control directo en la alineación de los pozos a medir.

SISTEMA DE MEDICIÓN CONVENCIONAL

Dada la experiencia operativa que tiene el sistema de medición convencional por el empleo de procedimientos de medición tradicional, los cuales están fundamentados en normas y estándares ya establecidos, es la razón por la cual se tomó como una alternativa a instalar en la plataforma ZAAP-C, ya que esta plataforma cuenta con el espacio suficiente para poder instalar este sistema de medición.

El sistema de medición convencional que se propone para ser instalado en la plataforma ZAAP-C, consta de un separador bifásico horizontal⁽⁵⁾, de 60" de diámetro por 12' de longitud, maneja de 2-12 MBPD de líquido separado, y de 4-10

MMPCD de gas separado con una eficiencia del 99%, opera con una presión de separación de 5 a 38 kg/cm² y una temperatura de 25-73°C.

SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES

Como ya se analizaron anteriormente los dos sistemas y sus diferentes medidores que lo integran, podemos seleccionar de las especificaciones técnicas, desarrolladas en el Capítulo IV, los medidores monofásicos más confiables para manejar las propiedades de los fluidos y los pronósticos de producción.

Medición Monofásica de Líquido

Para la medición de líquido los medidores seleccionados son : Placa de Orificio, Desplazamiento Positivo, Turbina, Magnético, Coriolis y Ultrasónico.

Parámetro	Placa de Orificio	Desplaza. Positivo	Turbina	Magnético	Coriolis	Ultrasónico
Exactitud	±2%	±0.5%	±0.5%	±0.5%	±0.15%	±2%
Rangeabilidad	4:1	10:1	10:1	10:1	10:1 / 30:1	20:1
Repetibilidad	±0.25	±0.05	±0.5	±0.25	±0.04	±0.25
Presión Máx.	8,705	2,900	5,800	2,900	5,700	2,900
Temperatura Máx.	500	250	150	200	250	150

Tradicionalmente se ha venido utilizando para cuantificar la corriente tanto del líquido como del gas las placas de orificio, ya que son de costo relativamente bajo, fáciles de instalar y con buena aceptación en la medición.

De acuerdo al análisis realizado tenemos que el medidor de turbina al igual que los medidores de desplazamiento positivo, tienen una buena exactitud aunque el medidor coriolis es el que presenta las mejores ventajas en cuanto a exactitud, repetibilidad y rangeabilidad, además de que nos permite conocer el porcentaje o la fracción de agua contenida en la corriente de líquido, ya que este medidor nos proporciona la densidad del líquido.

El medidor coriolis tiene mayor exactitud que cualquiera de los medidores seleccionados, aunque su costo es relativamente alto. La rangeabilidad del medidor ultrasónico es parecida a la del coriolis pero este último tiene mayor repetibilidad que todos los medidores antes seleccionados. Para el empleo del medidor coriolis se recomienda que a la salida del separador exista una columna hidrostática de modo

de que el fluido a medir (líquido) este homogenizado (en caso de presencia de gas en la corriente de líquido) y así asegurar una buena medición.

Los medidores de desplazamiento positivo requieren de un filtro antes del medidor para prevenir la entrada de partículas extrañas, y también en ocasiones un dispositivo para eliminar aire o vapores de líquido, para evitar un posible daño del medidor, las partículas deben ser menores de 100 micrones. Estos medidores requieren frecuentemente mantenimiento y en fluidos abrasivos el mantenimiento resulta muy costoso.

Como los medidores de desplazamiento positivo y el de turbina miden la velocidad del fluido tienen errores en la medición cuando la tubería no está totalmente llena, ya que para determinar el gasto del fluido se multiplica la velocidad del fluido por el área transversal de la tubería.

La desventaja que presenta el medidor de turbina es que las combinaciones de las propiedades de los fluidos y las características mecánicas del medidor produce una desviación en la linealidad por lo que tiene que calibrarse periódicamente, además de que es susceptible a la acumulación de cera, lo cual tiene efecto directo en la velocidad de rotación del medidor.

Por lo anterior, se selecciona para la medición de líquido en la plataforma ZAAP-C el medidor másico coriolis sin despreciar a los medidores de turbina y desplazamiento positivo que tienen una exactitud bastante aceptable.

Medición Monofásica de Gas

Para la medición de gas los medidores seleccionados son: placa de orificio, de vórtice y turbina.

Parámetro	Placa de Orificio	Vórtice	Turbina
Exactitud	±2%	±2%	±0.5%
Rangoabilidad	4:1	20:1	10:1
Repetibilidad	±0.25	±0.15	±0.5
Presión Máx.	8,705	2,600	5,800
Temperatura Máx.	500	400	150

En plataforma la medición de gas siempre se ha utilizado placa de orificio por todos los beneficios que estas ofrecen, pero también hay que tomar en consideración que este tipo de medidor no permitirá operar adecuadamente al sistema automatizado, ya que requiere el cambio de la placa de acuerdo al rango aportado por cada pozo.

Tanto el medidor de placa de orificio y de vórtice, tienen la misma exactitud, aunque una desventaja que presenta el medidor de placa de orificio es que requiere de un transmisor de presión diferencial para enviar la señal medida, mientras que el medidor de vórtice no requiere de un dispositivo adicional.

El medidor de turbina tiene mayor exactitud que los medidores anteriores, pero el de vórtice tiene mejor rangeabilidad que los medidores de turbina y de placa de orificio.

El medidor de turbina tiene mejor repetibilidad y linealidad, pero es más costoso que el de vórtice además de que este último maneja gastos más grandes de gas por lo que se recomienda para la medición de gas en la plataforma ZAAP-C el medidor de placa de orificio y de vórtice, ya que el medidor de turbina es más recomendable para la medición de líquidos con baja viscosidad.

ANÁLISIS ECONÓMICO⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾

A la salida del separador una vez separadas las fases, se tiene la alternativa de instalar dos arreglos diferentes para la medición de la corriente de gas o líquido.

Para la medición del flujo de líquido se tiene la opción de un medidor de placa de orificio o un medidor coriolis, y para la medición de gas se tiene la opción de un medidor vórtice o placa de orificio.

En la tabla V.1 se muestran los costos de medición del sistema de medición convencional con la automatización; tomando para esto dos alternativas, la Alternativa 1 sería la instalación de 2 placas de orificio una para la medición de gas y la otra para la medición de líquido, mientras que para la Alternativa 2 se tendría para la medición de gas un medidor tipo vórtice y para líquido un medidor másico coriolis.

Tabla V.1 Costo de Inversión del Sistema Convencional de Medición

CONCEPTO	Alternativa 1		Alternativa 2	
	Placa de orificio para medir el líquido Placa de orificio para medir el gas		Coriolis para medir el líquido Vórtice para medir el gas	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Separador	1'776,351	230,263	1'776,351	230,263
Placas de Orificio (2)	40,532.5	5,263		
Transmisor de presión diferencial	26,215.5	3,404		
Medidor de Densidad (2)	109,513.9	14,220		
Vórtice			54,679.9	7,100
Coriolis			92,239.6	11,977
Transmisor de Temperatura del separador	13,477.4	1,750	13,477.4	1,750
Transmisor de Presión del separador	12,976.8	1,685	12,976.8	1,685
Acondicionamiento de la instalación	54,780	7,113	54,780	7,583
TOTAL	2'033,847.1	263,698	2'008,124.4	260,364

En la tabla V.2 se presenta el costo de operación y mantenimiento anual para el sistema convencional de medición, el cual tiene una vida útil de 15 años, por lo que se proyecta su costo de mantenimiento a 15 años, en tiempo presente. Se consideró el 15% de la inversión para el costo de operación y Mantenimiento.

Tabla V.2 Costo de Mantenimiento del Sistema Convencional de Medición

CONCEPTO	Alternativa 1		Alternativa 2	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Costo de Op. y Mto Anual	304,626.5	39,554.7	291,233.06	37,815.6
Costo de Op y Mto para 15 Años	4'569,397.5	593,320.5	4'368,495.9	567,234

En la tabla V.3 se presenta los costos totales del sistema convencional para las dos alternativas planteadas anteriormente.

Tabla V.3 Costo Total del Sistema Convencional de Medición

CONCEPTO	Alternativa 1		Alternativa 2	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Costo de Inversión	2'033,847.1	263,698	2'008,124.4	260,364
Costo de Op. y Mto para 15 Años	4'569,397.5	593,320.5	4'368,495.9	567,234
COSTO TOTAL	6'603,244.6	875,018.5	6'376,620.3	827,598

SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

La medición multifásica es una tecnología que a nivel internacional es de nuevo desarrollo y está siendo implantada en algunos campos petroleros, empleando nuevos principios y elementos primarios de medición para la cuantificación de los fluidos. Su aplicación tiene como objetivo: una mayor frecuencia de medición de cada uno de los pozos que convergen al sistema en tiempo real y condiciones de flujo, que permita su control local y remoto hasta una central de monitoreo y control, así como la impresión de resultados estadísticos de producción.

SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES

Los medidores están pasando de prototipo a la comercialización y como aún no están nomatizados dificulta la elección del más adecuado, ya que cada fabricante establece sus propios criterios de evaluación de los equipos.

De la variedad de medidores multifásicos presentados en el Capítulo IV, se hará la selección de los medidores multifásicos de manera semejante a la selección de los medidores monofásicos, retomándose el análisis técnico de los medidores multifásicos presentados en el Capítulo IV, y así seleccionar los medidores multifásicos que presenten mejores condiciones de operación, en base a sus especificaciones técnicas y sean más confiables para manejar las propiedades de los fluidos y los pronósticos de producción requeridos.

Debido a que los medidores Agar, Jiskoot y Fisher-Rosemount no son comerciales, no se consideran en el análisis de la selección del medidor multifásico más confiable para la medición de la mezcla de hidrocarburos.

El medidor WellComp presenta buena exactitud, pero está limitado ya que utiliza un acondicionador de flujo, que para sus dimensiones no asegura una buena separación de las fases, por lo que el medidor coriolis podría presentar un error en la medición por la presencia de gas en la corriente de líquido. Este medidor cuenta además con otra restricción que en plataforma es muy importante y es la del peso.

Como ya se analizó en el Capítulo IV el medidor Kongsberg tiene una mala exactitud lo cual puede restringirlo en su uso además de que no se recomienda ya que podría presentar problemas en la medición de flujo tipo bache, fluidos con grados API altos o cerosos, ya que sus sensores se pueden ver afectados por la depositación de parafinas.

Por lo tanto los medidores multifásicos más confiables es el Framo y el Fluenta, aunque el Framo tiene una mejor exactitud y maneja todo tipo de regimen de flujo. Es por eso que técnicamente hacemos la recomendación de este medidor multifásico para implantarse en plataforma.

Estos medidores cuentan con experiencia en la implantación de estos equipos y cumplen los requerimientos técnicos, almacenamiento, integración del sistema al proceso y puesta en operación así como los servicios de capacitación del personal.

ANÁLISIS ECONÓMICO⁽³⁾⁽⁶⁾

La integración de costos del Sistema de medición multifásico, involucra el equipo de medición y toda la serie de materiales y equipo auxiliar que permitan operar y controlar remotamente la información registrada.

Dado que en el costo total del sistema de medición multifásica, el mayor porcentaje lo representa el equipo de medición, y debido a que la información de costos de equipos de varias compañías es considerablemente variable, se presenta en las tablas V.4, V.5 y V.6 los costos de adquisición, para cada uno de los medidores multifásicos seleccionados anteriormente.

Tabla V.4 Costo de Inversión del Medidor Multifásico WellComp

CONCEPTO	WellComp	
	Pesos(\$)	USD
Costo del equipo	2'266,167.7	294,254
Derechos de importación del equipo	271,936.4	35,310
Derechos aduanales del equipo	68,557.8	8,902
Seguro de equipo	4,528.4	588
Costos del equipo de comunicación	230,448.9	29,923
Derechos de importación del equipo de comunicación	27,655.7	3,591
Derechos aduanales del equipo de comunicación	6,338.3	823
Costos de capacitación	89,929.3	11,677
Costos de acondicionamiento	99,771.6	12,955
TOTAL	3'065,334	398,023

Tabla V.5 Costo de Inversión del Medidor Multifásico Framo

CONCEPTO	Framo	
	Pesos(\$)	USD
Costo del equipo	3'296,199.2	428,000
Derechos de importación del equipo	395,543.9	51,360
Derechos aduanales del equipo	90,645.5	11,770
Seguro de equipo	6,592.3	856
Costos del equipo de comunicación	225,058	29,223
Derechos de importación del equipo de comunicación	27,648	3,590
Derechos aduanales del equipo de comunicación	6,338.2	823
Costos de capacitación	89,929.3	11,677
Costos de acondicionamiento	99,771.6	12,955
TOTAL	4'237,726	550,254

Tabla V.6 Costo de Inversión del Medidor Multifásico Fluenta

CONCEPTO	Fluenta	
	Pesos(\$)	USD
Costo del equipo	2'472,149.4	321,000
Derechos de importación del equipo	296,503.9	38,500
Derechos aduanales del equipo	67,987.9	8,828
Seguro de equipo	4,944.2	642
Costos del equipo de comunicación	230,448.9	29,923
Derechos de importación del equipo de comunicación	27,655.7	3,591
Derechos aduanales del equipo de comunicación	6,338.2	823
Costos de capacitación	89,929.2	11,677
Costos de acondicionamiento	99,763.9	12,954
TOTAL	3'295,721.3	427,938

En la tabla V.7 se presentan los costos de mantenimiento anual de cada uno de los medidores multifásicos, los cuales tienen aproximadamente una vida útil de 15 años (o menor si son intrusivos), se proyectarán los costos de mantenimiento a 15 años en tiempo presente.

Tabla V.7 Costo de Operación y Mantenimiento de los Medidores Multifásicos

CONCEPTO	Wellcomp		Framo		Fluenta	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Costo de Operación	190,640.5	24,754	190,648	24,755	190,648	24,755
Costo de Mantenimiento	261,023.5	33,893	364,029.7	47,268	281,624.7	36,568
Costo de Op. y Mito para 15 Años	6'774,958	879,705	8'320,167	1'080,345	8'320,167	1'080,345

En la tabla V.8 se presentan los costos totales de los sistemas de medición multifásica para cada uno de los medidores respectivamente.

Tabla V.8 Costo Total del Sistema de Medición Multifásica

COSTOS	Wellcomp		Framo		Fluenta	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Costo de Inversión	3'065,334	398,023	4'237,726	550,254	3'295,721	427,938
Costo de Op y mtto para 15 Años	6'774,958	879,705	8'320,167	1'080,345	8'320,167	1'080,345
COSTO TOTAL	9'840,292	1'277,828	12'557,893	1'630,599	11'615,599	1'508,283

AUTOMATIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN ⁽⁶⁾

La automatización tiene como objetivo: integrar sistemas de control y de supervisión del sistema de medición, para contar con una medición más confiable y oportuna, al efectuarse en tiempo real.

Actualmente el avance y vanguardia tecnológica, en el área de Sistemas de Control y Supervisión es tan acelerado, que ha obligado a los fabricantes de este tipo de sistemas a desarrollar equipos de construcción modular, de alta confiabilidad que cumplen con estándares internacionales.

Por lo anterior, y con la marcada tendencia a utilizar sistemas de control y supervisión para la automatización de sistemas de medición, tenemos la gran ventaja de poder monitorear y llevar un control estadístico de las operaciones rutinarias. La automatización nos presenta los siguientes beneficios:

- Establecer lineamientos tecnológicos estándar reconocidos y adoptados internacionalmente.
- Maximizar la seguridad operacional.
- Implantación de instrumentación con tecnología de vanguardia.
- Implantación de tecnología de vanguardia en control de proceso.
- Adquisición confiable y oportuna de información de proceso en tiempo real.
- Integración de la información generada de producción en un solo punto.

- Toma de decisiones en tiempo real.
- Reducción de los costos de operación y mantenimiento.
- Optimización de la explotación de los pozos.
- Disminución del deterioro ecológico.

La automatización juega por lo tanto, un papel muy importante en la modernización, la cual es necesaria para competir con calidad y precio en los mercados internacionales, ya que si los modelos actuales de producción no cambian en un corto tiempo se encontrarán obsoletos y sin oportunidad de competir en el escenario internacional.

En la figura V.3 se muestra el esquema de automatización de la plataforma ZAAP-C donde el PLC (Control Lógico Programable) es el sistema que recibe y envía señales para llevar un control de los sistemas.

El PLC recibe la señal que es enviada de los medidores de flujo y transmite la señal por medio de un módem hacia la subestación, que en este caso es KU-A en donde se llevará a cabo el monitoreo y control de la medición de ZAAP-C.

De la plataforma KU-A se envía la señal al PLC para la alineación del pozo a medir, abriendo y cerrando las válvulas del cabezal por medio de los actuadores , con la previa selección del pozo a medir.

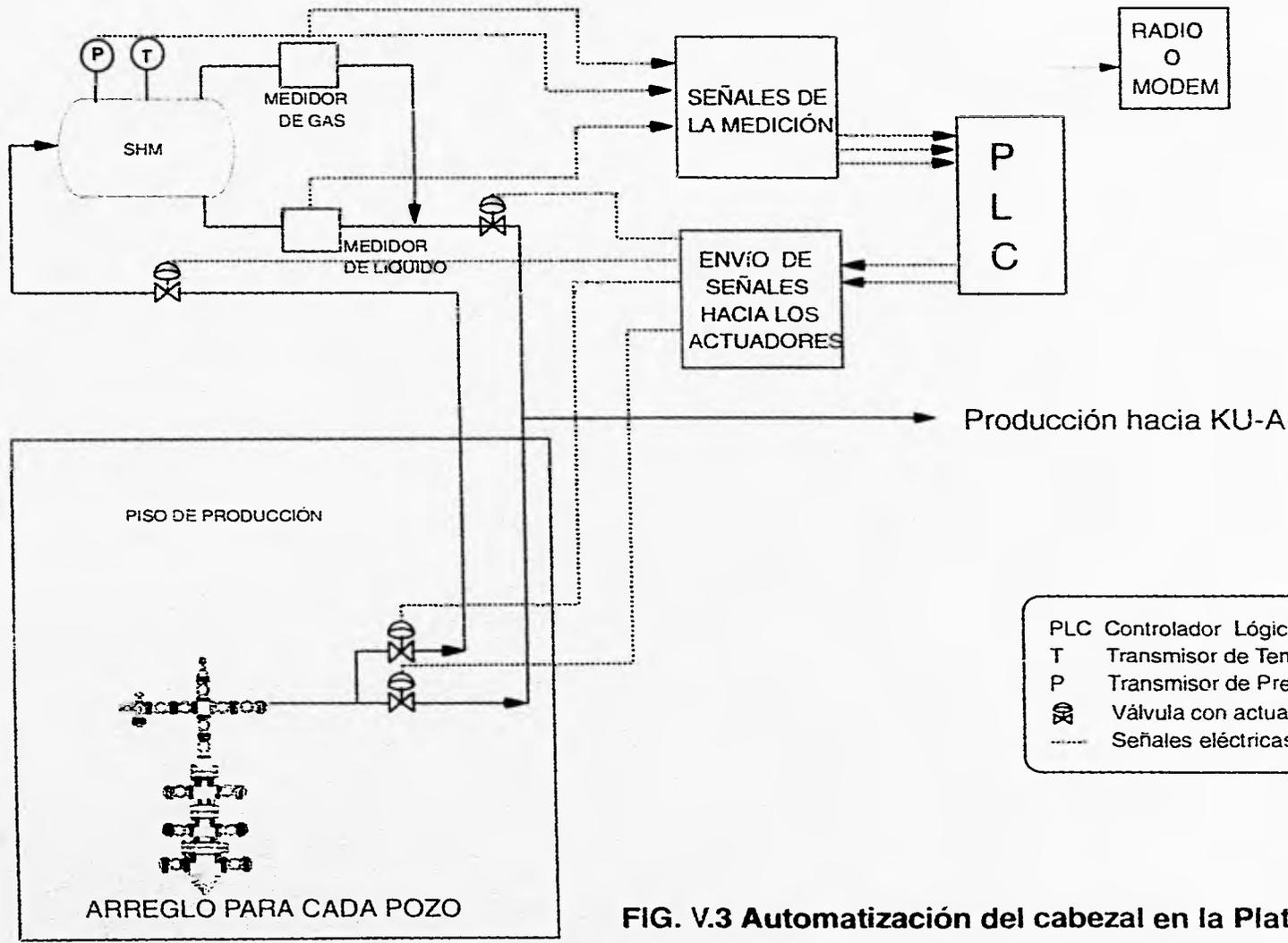
El actuador tiene la función de abrir o cerrar las válvulas del cabezal, para alinear los pozos a medición, estos son dispositivos producen un movimiento lineal o rotacional, utilizando una fuente de poder bajo la acción de la señal enviada por el PLC.

Los controladores lógicos programables (PLC) son equipos que por su costo, precisión y flexibilidad, satisfacen con eficiencia los requerimientos de lazos de control.

Un PLC es un dispositivo electrónico basado en un microprocesador que opera digitalmente, y que en base a un programa configurado por el usuario (almacenado en memoria), puede realizar funciones digitales, analógica, secuenciales, de tiempo, de conteo y aritméticas para controlar diferentes tipos de máquinas o procesos a través de módulos de entradas/salidas digitales y/o analógicas según sea el caso.

AUTOMATIZACIÓN DEL CABEZAL EN LA PLATAFORMA ZAAP-C

ENVÍO Y RECIBO DE SEÑALES DE KU-A



- PLC Controlador Lógico Programable
- T Transmisor de Temperatura
- P Transmisor de Presión
- ⊗ Válvula con actuador
- Señales eléctricas

FIG. V.3 Automatización del cabezal en la Plataforma Zaap-C

Para automatizar un proceso es indispensable la adecuada selección del equipo de control con el cual se pretende reducir los costos de operación y mantenimiento, además de obtener un alto índice de calidad en la producción.

En la tabla V.9 se presentan los costos correspondientes a la automatización del cabezal para la plataforma ZAAP-C.

Tabla V.9 Costo de inversión para la automatización del cabezal

CONCEPTO	Costo Unitario		Costo Total
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)
Actuadores (26)	25,414.6	3300	660,779.6
Transmisor de presión por pozo (12)	12,129.7	1,575	145,556.4
Transmisor de presión del cabezal general	12,129.7	1,575	12,129.7
Transmisor de temperatura del cabezal general	8,407.6	1,093	8,407.6
Gabinetes	96,096.5	12,477.8	96,096.5
Equipo PLC	228,023	29,608	228,023
Equipo de radio comunicación	167,671.8	21,771.6	167,671.8
Ingeniería de PLC	8,484.6	1,101.7	8,484.6
Montaje e instalación	7,262.4	943	7,262.4
Eq. para la visualización de la información	10,161.2	1,319.4	10,161.2
Acondicionamiento de la plataforma			108,637.5
TOTAL			1'453,220.3

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS PARA LA MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS CON AUTOMATIZACIÓN DEL CABEZAL.

En la tabla V.10 se presenta el costo total con automatización para las dos alternativas del sistema de medición convencional de la cual podemos observar y concluir que la alternativa 2 es más factible a implantar en la plataforma ZAAP-C, ya que técnica y económicamente es mejor que la alternativa 1.

Tabla V.10 Costo total del Sistema Convencional con Automatización del cabezal

CONCEPTO	Alternativa 1		Alternativa 2	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Costo de Inversión del Sis. Conv.	6'603,244.6	875,018.5	6'376,620.3	827,598
Costo de Automatización del Cabezal	1'453,220	188,695	1'453,220	188,695
COSTO TOTAL	8'056,464.6	1'063,713.5	7'829,840	1'016,293

En la tabla V.11 se presentan los costos totales con automatización para cada uno de los medidores multifásicos

Tabla V.11 Costo total de los medidores Multifásicos con automatización del cabezal

COSTOS	Wellcomp		Framo		Fluenta	
	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD	Pesos(\$)	USD
Costo de Inversión del Sis. Mult.	9'840,292	1'277,828	12'557,893	1'630,599	11'615,599	1'508,283
Costo de Automatización del Cabezal	1'453,220	188,695	1'453,220	188,695	1'453,220	188,695
COSTO TOTAL	11'293,512	1'466,523	14'011,113	1'819,294	13'069,108	1'696,978

De la tabla anterior podemos observar que el medidor más factible de los medidores multifásicos a implantar es el WellComp, pero tiene la limitante de no poder manejar alta RGA, y aunque maneja cualquier patrón de flujo se ve afectado por la presencia o formación de espuma, otra desventaja podría ser el que no es compacto, además como se mencionó en el Capítulo III no se considera como un medidor multifásico.

Tecnológicamente el medidor Framo es el medidor multifásico más factible de implantarse, ya que maneja todos los patrones de flujo y no es sensible a estos, ni a la arena producida o al uso de agentes químicos, además de que tiene experiencia en su aplicación en la Región Marina Noreste con buenos resultados, pero presenta la gran desventaja de emplear material radiactivo.

Del análisis y evaluación técnica-económica que se realizó de los sistemas de medición convencional y multifásica para ser implantada en la plataforma ZAAP-C se concluye que la mejor opción técnica y económica a instalar es la del Sistema de Medición Convencional con Automatización Alternativa 2, dado que tiene mayor exactitud en la medición de los fluidos y sobre todo que esta respaldada por una gran experiencia de campo en su aplicación.

REFERENCIAS

1. Alcántara Raúl y López Lena : "Reporte de Investigación de flujómetros multifásicos", División de Estudios Especiales, IMP, 1992.
2. Subdirección de Investigación Tecnológico en Exploración y Producción : "Medición multifásica ", 1993.
3. Gerencia de Ingeniería de Producción Estudio Económico : " Implantación de un sistema de medición multifásico para la Región Norte", IMP, Octubre 1995.
4. Información proporcionada por el Activo Ku-Maloob-Zaap de la región Marina Noreste. Octubre 1996.
5. Información del proveedor "Servicios petroleros de Tabasco S.A. de C.V.", Septiembre 1996
6. Ingeniería en Sistemas Electrónicos: "Estudio de factibilidad técnico-económico para la optimización y modernización de las instalaciones de producción del Distrito Agua Dulce, Plan Integral de Automatización", IMP, Mayo 1996.

CONCLUSIONES

Para la elección del sistema de medición a implantar, hay que tomar en cuenta que las propiedades físicas de los fluidos son parámetros que juegan un papel muy importante en la medición, ya que en función de éstos, y con información actual y confiable de las instalaciones de producción se hará la integración de los medidores más factibles. Otro de los factores para dicha selección es la exactitud del medidor ya que errores aparentemente pequeños en manejo de grandes volúmenes de hidrocarburos se convierten en pérdidas millonarias.

El sistema convencional de medición presenta la ventaja de que los procedimientos para la medición de líquido y gas se fundamenta en normas y estándares internacionales ya establecidos, los medidores que lo forman presentan una buena exactitud, además de contar con un gran respaldo de experiencia acumulada en su aplicación; la desventaja que presenta es que algunos medidores involucran factor humano lo cual lo vuelve lento e incrementa la incertidumbre en los resultados, además de exponer al personal a accidentes.

Durante la medición multifásica es importante tener presente que aunque los gastos permanezcan constantes, el patrón de flujo cambia dado que la distribución de líquido y gas tanto en las secciones transversales como longitudinales de una tubería son variables con el tiempo.

Para poder realizar la selección del medidor multifásico más adecuado para una aplicación determinada, se requiere de conocer las tecnologías disponibles para este fin, del proceso al que estará sometido el fluido a medir, así como las propiedades físicas de dicho fluido. La determinación de los gastos de cada fase en estos medidores se realiza en la mayoría de los casos haciendo la medición del flujo total y mediante dispositivos o correlaciones que determinan las fracciones de cada fase. Es importante señalar que de acuerdo a los dispositivos para determinar los gastos de cada fase se puede intuir la exactitud que tendrá la medición.

Dado que los sistemas de medición multifásica a nivel internacional son relativamente de nuevo desarrollo, estos medidores aun no están normatizados, por lo que es difícil definir cual tecnología es la más adecuada para ser implantada ya

que cada fabricante establece sus propios criterios de evaluación de sus equipos, ofreciendo diferentes ventajas y desventajas técnicas como económicas.

Del análisis técnico económico realizado en el Capítulo V, se puede observar que el sistema de medición convencional en este caso es factible de implantarse en la plataforma ZAAP-C, aunque cabe señalar que en otras condiciones no sea el más adecuado, sobre todo cuando se trata instalar un sistema de medición en plataforma, ya que en muchas ocasiones no se dispone de espacio disponible, por lo que un medidor multifásico sería una buena opción.

Como se desarrolló en el Capítulo V la automatización brinda la gran ventaja de poder monitorear y llevar un control estadístico de las operaciones rutinarias, además de la adquisición confiable y oportuna de la información en tiempo real, así como toma de decisiones, optimización de la explotación de los pozos y disminución del deterioro ecológico.