

01174

11
29



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

**Factibilidad del uso de Medidores
Multifásicos en el Distrito Cárdenas,
Región Sur**

SALVADOR SARMIENTO MENDOZA

T E S I S
presentada a la División de Estudios de
Posgrado de la
FACULTAD DE INGENIERIA
de la
Universidad Nacional Autónoma de México
Como Requisito para Obtener
el grado de



**MAESTRO EN INGENIERIA
(PETROLERA)**

**Ciudad Universitaria
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.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**FACTIBILIDAD DEL USO DE MEDIDORES MULTIFÁSICOS
EN EL DISTRITO CÁRDENAS, REGIÓN SUR**

PRESENTADA POR:

Salvador Sarmiento Mendoza

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Noel Santamaria Guevara

**Un trabajo propuesto y realizado de acuerdo a los requerimientos para
obtener el grado de maestro en ingeniería petrolera.**

**CIUDAD UNIVERSITARIA
MÉXICO, D.F., 1996**

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

**A DIOS Y LA
VIRGEN DE GUADALUPE:
POR CUIDARME MIS PASOS Y
AYUDARME A TERMINAR MIS
ESTUDIOS.**

**A LA GERENCIA DE
PRODUCCIÓN REGIÓN SUR:
EN ESPECIAL AL ING. CARLOS
MORALES GIL POR SU APOYO Y
FACILIDADES PARA EL TÉRMINO
DE ÉSTA.**

**A PEMEX EXPLORACIÓN
Y PRODUCCIÓN (PEP):
POR LA CONFIANZA Y
OPORTUNIDAD QUE ME DIERON
PARA REALIZAR ESTE POSGRADO.**

**EN ESPECIAL MIS
AGREDECIMIENTOS AL:
M.I. NOEL SANTAMARIA
GUEVARA POR LA DIRECCIÓN
ATINADA A ESTE TRABAJO.**

**A LA FACULTAD DE INGENIERÍA
(DIVISIÓN DE POSGRADO),
Y A TODOS MIS PROFESORES:
POR SUS CONSEJOS Y
CONOCIMIENTOS.**

**A MIS PADRES:
SR. ARTURO SARMIENTO PASCACIO
SRA. FE MENDOZA MAZA
POR EL EJEMPLO QUE ME HAN DADO
DE SU SUPERACIÓN, AMOR Y
RESPECTO.**

**A MIS HERMANOS, CUÑADOS,
SOBRINOS Y A TODA MI FAMILIA:
POR QUE SIEMPRE ME HAN
APOYADO EN TODO MOMENTO.**

**A MIS SUEGROS:
POR SUS CONSEJOS Y COMPAÑÍA.**

**MI AGRADECIMIENTO AL:
ING. SANDRO FLAVIO MANCILLA
GUERRERO POR SU VALIOSA
COOPERACIÓN EN LA ELABORACIÓN
DEL PRESENTE TRABAJO.**

DEDICO ESTA TESIS A:

**MI ESPOSA ADA REYNA POR SU PACIENCIA,
AMOR, SACRIFICIO Y DESVELO Y A MIS HIJOS
ADA MARICELA, SALVADOR ENRIQUE Y JUAN ARTURO
QUE SON LA RAZÓN DE MI SUPERACIÓN.**

LOS AMO

CONTENIDO

	Página
LISTA DE FIGURAS _____	I
LISTA DE TABLAS _____	III
RESUMEN _____	IV
CAPITULO	
1. INTRODUCCIÓN _____	1
2. MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS _____	2
2.1 Medidores convencionales o de una fase _____	3
3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS _____	20
4. MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO _____	28
4.1 Medidores multifásicos _____	28
4.1.1 Medidor Fuente MPFM-1900 _____	29
4.1.2 Medidor Agar MPFM-301 _____	37
4.1.3 Medidor Jiskoot Starcut _____	42
4.1.4 Medidor Kongsberg KOS-MCF-351 _____	48
4.1.5 Sistema Fisher-Rosemount _____	50
4.1.6 Medidor Wellcomp _____	54
4.1.7 Medidor Framo _____	60
5. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DEL DISTRITO CÁRDENAS _____	64
5.1 Bateria Cárdenas Norte _____	66
5.2 Bateria Paredón _____	71
5.3 Bateria Jujo _____	76
5.4 Bateria Tecominoacán _____	82
5.5 Cabezal Alejado Edén _____	87
5.6 Cabezal Alejado Jolote _____	91

	Página
6. BASES DE USUARIO _____	95
7. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD _____	99
7.1 Análisis Técnico de los Medidores Multifásicos _____	99
7.2 Análisis Económico _____	115
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES _____	128
NOMENCLATURA _____	129
REFERENCIAS _____	131

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
2.1. Medición convencional en batería_____	7
2.2. Representación de la ecuación de continuidad (1) (2)_____	8
2.3. Orificio concéntrico con borde recto (3)_____	8
2.4. Principio de la medición por desplazamiento (4)_____	9
2.5. Principio de operación del medidor tipo vórtice (3)_____	12
2.6. Número de Strouhal y número de Reynolds (3)_____	12
2.7. Medidor Másico Micro Motion (4)_____	14
2.8. Generación de la fuerza de coriolis (4) _____	14
2.9. Conducto sometido a deformación por fuerza de coriolis (4)_____	16
2.10. Desplazamiento del conducto debido a la fuerza de coriolis (4)_____	16
2.11. Esquema de un medidor de turbina (4)_____	18
3.1. Patrones de flujo en tuberías horizontales (5)_____	26
3.2. Patrones de flujo en tuberías verticales (6)_____	27
4.1. Arreglo de los medidores de la serie 1900 (14)_____	34
4.2. Rangos de operación según regímenes de flujo (14)_____	35
4.3. Rangos de operación (14)_____	35
4.4. Rangos de medición para los sensores de capacitancia e inductancia (14)_____	36
4.5. Esquema del medidor Agar-MPFM-301 (17)_____	40
4.6. Diagrama de flujo medidor Agar-MPFM-301(17)_____	41
4.7. Medidor Jiskoot Starcur (18)_____	45

Figura	Página
4.8. Medidor Kongsberg KOS-351 (20) (21)_____	49
4.9. Sistema de medición multifásica Fisher-Rosemount (22) (23)_____	53
4.10. Componentes del sistema Wellcomp (24)_____	59
4.11. Medidor Framo (25)_____	63
5.1. Instalaciones o puntos de medición_____	65

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
5.1. Condiciones de operación y producción de pozos Batería Cárdenas Norte_____	70
5.2. Condiciones de operación y producción de pozos Batería Paredón_____	75
5.3. Condiciones de operación y producción de pozos Batería Jujo_____	81
5.4. Condiciones de operación y producción de pozos Batería Tecminoacán_____	86
5.5. Condiciones de operación y producción de pozos Cabezal alejado Edón_____	90
5.6. Condiciones de operación y producción de pozos Cabezal alejado Jolote_____	94
7.1. Principios de medición de diferentes tecnologías_____	113
7.2. Comparación de medidores_____	113

RESUMEN

En la industria petrolera, para cuantificar la producción de los pozos se han utilizado tradicionalmente procedimientos que implican el uso de sistemas de medición convencionales, compuestos por separadores bifásicos o trifásicos, tanques atmosféricos y elementos primarios de medición usados comúnmente para la medición de flujo en una sola fase. Estos procedimientos implican disponer de grandes espacios para la instalación del sistema, efectuar operaciones riesgosas para el personal operativo, demora en la obtención de resultados y pérdidas por el envío de gas a la atmósfera.

En los últimos años se han logrado avances significativos en el desarrollo de modernos sistemas de medición multifásica, que permiten determinar en tiempo real las producciones de aceite, agua y gas de los pozos petroleros, sin riesgos operativos ni contaminación del entorno ecológico, por lo cual muchas compañías en diferentes partes del mundo están llevando a cabo su implantación.

En este trabajo se describen los principios de operación de los sistemas de medición multifásicos, se analizan los modelos que han alcanzado un mayor grado de desarrollo a nivel mundial, y se presenta el estudio de factibilidad, en el cual se concluye que técnica y económicamente es factible implantar el uso de estas tecnologías en las instalaciones de producción del Distrito Cárdenas de la Región Sur de PEP.

1. INTRODUCCIÓN

La medición de los volúmenes de hidrocarburos producidos es de primordial importancia para Pemex Exploración y Producción, (PEP), ya que permite verificar el cumplimiento de los programas de producción establecidos, evaluar el potencial de los yacimientos para su explotación racional, programar intervenciones a pozos y diseñar adecuadamente los sistemas artificiales de producción, entre otros.

Las instalaciones para medir las producciones de los pozos en la Región Sur de PEP, al igual que en las otras Regiones, se localizan en las baterías de separación, y están constituidas por elementos usados tradicionalmente para este fin, como son los separadores de prueba, los tanques de medición, y los medidores de gas con placa de orificio. Esto implica disponer de grandes áreas para los tanques y desarrollar algunas actividades riesgosas para el personal operativo, además de los inconvenientes de no tener resultados oportunamente y contaminar el medio ambiente.

En los cabezales alejados generalmente no se cuenta con la infraestructura adecuada para llevar a cabo las mediciones de las producciones de cada pozo de manera independiente, por lo que es necesario enviar la producción de dos o más de ellos en forma de corriente, para su cuantificación como tal en la batería más cercana.

Por lo anterior, ha surgido la necesidad de medir la producción de los pozos, con sistemas modernos, capaces de cuantificar los volúmenes de cada fase aportados por los pozos, tanto en las baterías como en los cabezales alejados, con mayor rapidez, seguridad, y el grado de confiabilidad adecuado para estas mediciones, consideradas de referencia y no con fines de transferencia.

El alcance del presente trabajo comprende la revisión de los conceptos generales de la medición de hidrocarburos, de las instalaciones de producción que conforman el Distrito Cárdenas, de las tecnologías de medición multifásica disponibles a nivel mundial, y el análisis de factibilidad para definir la conveniencia y la forma de implantar esta nueva tecnología en dicho Distrito.

2. MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS

Las mediciones de los volúmenes de aceite, agua y gas producidos por los pozos petroleros se realizan generalmente en las baterías de recolección, o de separación, y pueden también llevarse a cabo en los cabezales alejados, cuando se tiene la infraestructura adecuada para tal fin

MEDICIONES EN BATERÍAS

Para conocer los volúmenes totales o gastos de cada fase manejados en una batería, se dispone de cabezales de recolección, separadores de producción general, denominados de grupo, medidores de gas total y de envío, y tanques de almacenamiento. Adicionalmente, para conocer los gastos de cada fase aportados por cada pozo, cuya producción converge a la batería, se cuenta con cabezales de medición, separadores de prueba, tanques medidores y los elementos primarios y resto del sistema de medición del gas, (Ver figura 2.1).

Cuando se lleva a cabo una medición general, las aportaciones de todos los pozos llegan al cabezal, o cabezales de recolección, de donde la corriente pasa a los separadores de producción general o de grupo, para separarse en fases líquida y gaseosa. El líquido pasa de aquí al tanque de almacenamiento, donde el total del mismo se determina a partir de mediciones manuales con una cinta métrica; para cuantificar los volúmenes de aceite y agua, se toman muestras del líquido a diferentes profundidades del tanque, y en laboratorio se determinan los porcentajes de agua contenidos en cada una; con esta información se calculan los gastos de aceite y agua producidos.

La medición del gas se realiza generalmente con medidores de placa de orificio, ubicados en los colectores de gas de descarga de los separadores; para cada etapa de separación se cuenta con un colector, de tal manera que si se tienen tres etapas de separación, se tendrán tres colectores de descarga de gas: alta, intermedia y baja presión.

Cuando se lleva a cabo la medición de la producción de un pozo particular, o la de una corriente proveniente de un cabezal alejado, ésta se aísla y se hace pasar primero por el cabezal de medición, de donde pasa al separador de prueba. El líquido descargado se envía al tanque medidor, mientras que el gas se mide a la salida del separador con un medidor también de placa de orificio. Para cuantificar las producciones de aceite y agua del pozo en prueba, se procede en forma similar a la descrita para la medición general, midiendo y tomando muestras de líquido en el tanque medidor.

MEDICIONES EN CABEZALES ALEJADOS

La producción recolectada en los cabezales alejados, generalmente se envía a una batería para su separación, medición y tratamiento, ya que en la mayoría de los casos no se cuenta con un colector de medición. Cuando se tiene la infraestructura para llevar a cabo la medición, ésta consiste básicamente en un colector para tal fin, con conexiones para carga y descarga, a las que puede conectarse un sistema integral de medición portátil, que consiste en un separador, un medidor de líquido, generalmente de tipo turbina o placa de orificio, y un medidor de gas con placa de orificio, ubicados en las líneas de descarga de cada fase. Los volúmenes o gastos de aceite y agua se determinan a partir de datos de laboratorio obtenidos de muestras de líquido tomadas a boca de pozo

2.1. MEDIDORES CONVENCIONALES O DE UNA FASE

A continuación se describen los medidores convencionales para una sola fase, más utilizados en la industria petrolera.

MEDIDORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL

Los medidores de carga o presión diferencial son de los más utilizados en la industria petrolera para medir gastos de líquido y principalmente de gas natural. Su versatilidad, bajo costo relativo y simplicidad los hacen muy atractivos para muchas aplicaciones, tanto para gas como para líquidos. Mediante el uso de correlaciones empíricas, se relaciona la presión diferencial con el gasto volumétrico que fluye por una restricción colocada en una tubería sin tener que medir directamente la masa, volumen o la velocidad.

MEDIDORES DE PLACA DE ORIFICIO

Estos medidores tienen como elementos primarios uno de los más simples y versátiles para la medición de flujo, además de ser preferidos por su facilidad para darles mantenimiento; sin embargo, para obtener resultados satisfactorios es necesario tomar en cuenta una gran cantidad de detalles relacionados con los elementos secundarios del sistema y aplicar todos los factores de corrección necesarios, de acuerdo a las recomendaciones al respecto (1)(2).

El principio de operación de estos medidores se deriva de la aplicación de la ecuación de Bernoulli, que para cualquier sección transversal de la tubería, esta dada por:

$$\frac{P}{\rho \cdot g} + \frac{v^2}{2g} + h = \text{constante} \quad (2.1)$$

donde g es la aceleración de la gravedad y h es la carga por elevación del fluido.

Para flujo incompresible, la ecuación de continuidad proporciona una relación entre la velocidad y el gasto. En una tubería, esto se puede representar como:

$$Q = A_1 \cdot v_1 = A_2 \cdot v_2 \quad (2.2)$$

La relación de continuidad requiere que la velocidad del fluido se incremente cuando se reduce el área de sección transversal de la tubería: (Ver fig. 2.2).

Aplicando la ecuación de Bernoulli a dos puntos ubicados corriente arriba y corriente abajo de una placa de orificio u otra restricción en una tubería horizontal; se tiene:

$$P_1 + \frac{\rho \cdot v_1^2}{2} = P_2 + \frac{\rho \cdot v_2^2}{2} \quad (2.3)$$

Combinando ésta y la ecuación de continuidad se obtiene:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho \left(\left(\frac{D}{d} \right)^4 - 1 \right)^2 \frac{Q^2}{A_1^2} \quad (2.4)$$

Lo anterior demuestra que la presión diferencial generada a través de un orificio es proporcional al cuadrado del flujo. Esta relación es válida también para fluidos compresibles, con algunas suposiciones que se toman en cuenta mediante la aplicación de factores de corrección considerados en el cálculo del gasto (1)(2). Cabe señalar que a la presión diferencial a través de un elemento restrictivo se le denomina presión dinámica, mientras que la presión en la tubería se conoce como presión estática.

De la expresión anterior, el flujo a través de una placa de orificio se puede representar como:

$$Q = \text{constante} \left(\frac{dp}{\rho} \right)^{1/2} \quad (2.5)$$

El valor de la constante toma en cuenta las unidades utilizadas, e involucra los ajustes por el comportamiento del fluido no ideal, coeficientes de descarga, localización de tomas de presión, condiciones de operación, factor de expansión del gas y número de Reynolds. Estas variaciones se han determinado empíricamente a partir de pruebas de laboratorio.

La placa de orificio más comúnmente utilizada es la construida con un orificio concéntrico y de borde recto. El orificio es circular, de tal manera que al instalarse, el círculo estará teóricamente ubicado en el centro de la tubería (3).

Generalmente la parte trasera del orificio es biselada para lograr que la placa sea delgada y poder predecir mejor su comportamiento (Ver fig. 2.3).

Las tomas de presión se localizan corriente arriba y corriente abajo de la placa con el fin de poder medir la presión diferencial generada. En algunos casos las tomas se ubican en la tubería y el arreglo más común, es aquel en que las mismas ya vienen integradas a bridas prefabricadas.

La precisión inherente a una placa de orificio de borde recto e instalado adecuadamente es del orden de $\pm 0.6\%$ del gasto; sin embargo, la precisión del medidor generalmente es más pobre debido a la influencia de otros factores. Adicionalmente hay que considerar las incertidumbres inherentes a parámetros del proceso, tales como presión, temperatura, compresibilidad, densidad y factor de expansión; las cuales incrementan la imprecisión de la medición.

MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

La medición por desplazamiento es una forma directa de la medición volumétrica. Los medidores tienen dos o más compartimientos de tal forma que cuando el fluido pasa a través del medidor, éstos se vacían y llenan alternadamente; de esta forma se activa un mecanismo conectado a un indicador que registra la suma de las cantidades de fluido desplazado por los compartimientos en un tiempo determinado.

El principio de operación puede ilustrarse con el diagrama de cilindros y pistones mostrados en la fig. 2.4. Al moverse los pistones en los cilindros, de la posición A a la B, una cantidad de fluido entrará a los cilindros por las aberturas de admisión. Al regresar los pistones de la posición B a la A, el fluido será expulsado de los cilindros a través de los orificios de descarga. De esta forma, en cada embolada se descargará el mismo volumen de fluido, a la presión y temperatura del sistema.

Si se conoce el volumen desplazado en cada embolada, basta conectar un mecanismo apropiado, contador o índice, para que indique el volumen acumulado de fluido desplazado. Si se colocan en los cilindros los manómetros y termómetros adecuados, se puede registrar la presión y temperatura del flujo, pudiendo entonces aplicarse los factores de corrección necesarios para convertir el volumen leído, al equivalente a las condiciones base.

Antes de dimensionar un medidor de desplazamiento positivo debe comprenderse bien la interacción entre la viscosidad y la caída de presión a través del medidor.

Al aumentar la viscosidad del fluido, la caída de presión a través del medidor también se incrementa y algunas veces en forma considerable; mientras que el resbalamiento disminuye, lo que permite una medición mas precisa cuando se manejan gastos bajos. Generalmente cuando se manejan fluidos con alta viscosidad, la capacidad máxima del medidor está limitada por la caída de presión.

Los medidores de desplazamiento positivo se instalan en la tubería conectándose con bridas y sin requerirse condiciones particulares corriente arriba o corriente abajo del mismo, en lo que el arreglo de tuberías se refiere. Debido a su principio de operación, si se tiene presencia de gas durante la medición de un líquido, el medidor registrará un volumen de gas como si fuera líquido. El cálculo de los volúmenes o gastos manejados se lleva a cabo siguiendo el procedimiento recomendado en la referencia (4).

Estos medidores pueden taponarse o dañarse debido a la suciedad o impurezas de los fluidos manejados. Este problema puede disminuirse si se colocan filtros corriente arriba del medidor; sin embargo, si el fluido es muy viscoso, la caída de presión a través del mencionado filtro puede ser muy significativa.

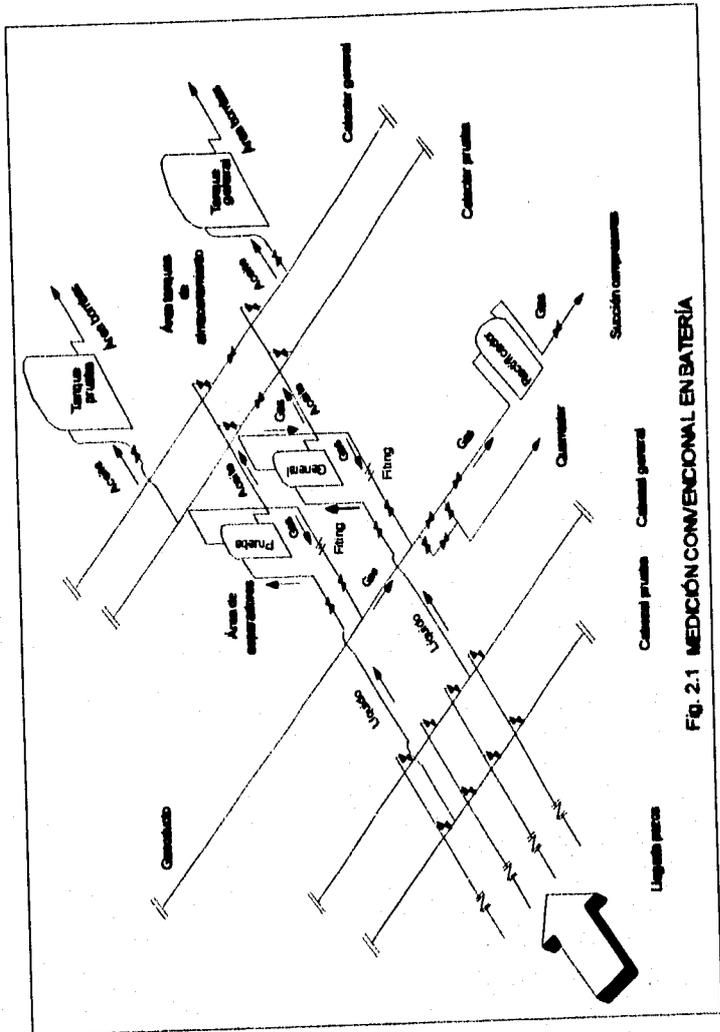
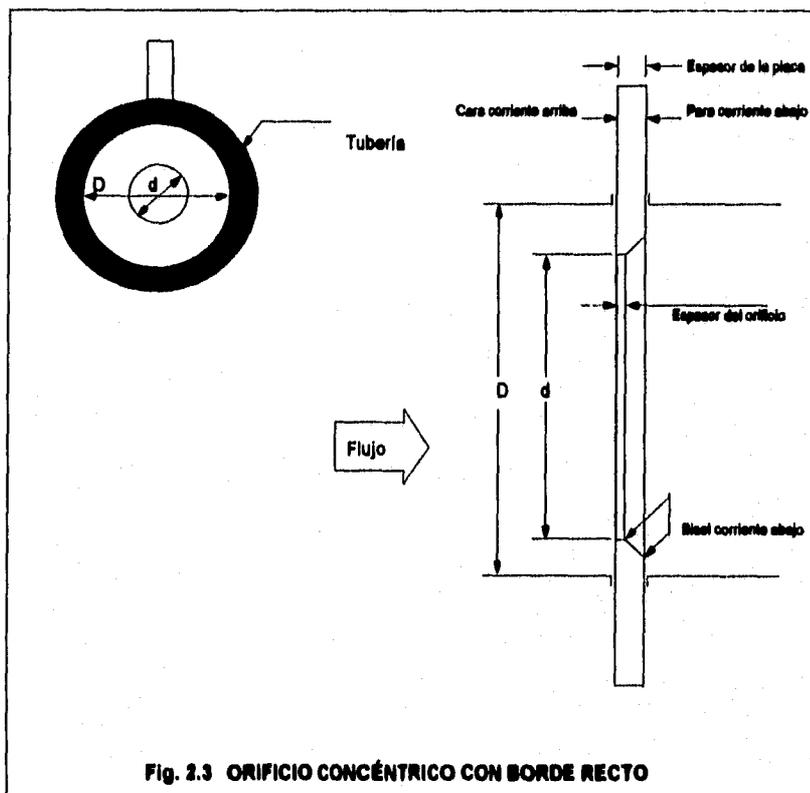
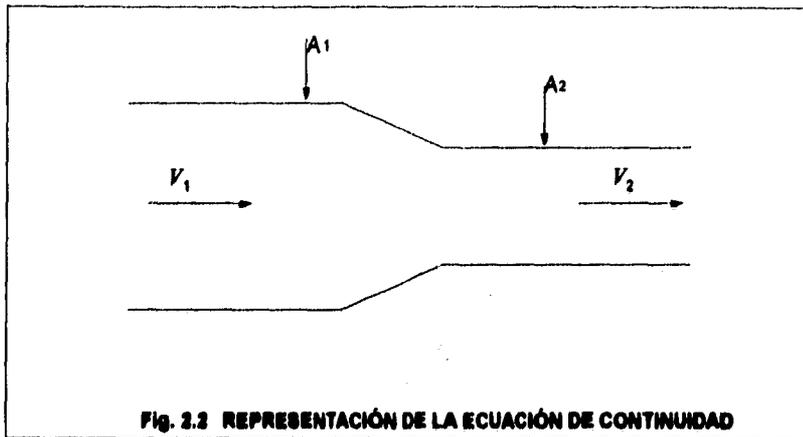


Fig. 2.1 MEDICIÓN CONVENCIONAL EN BATERÍA



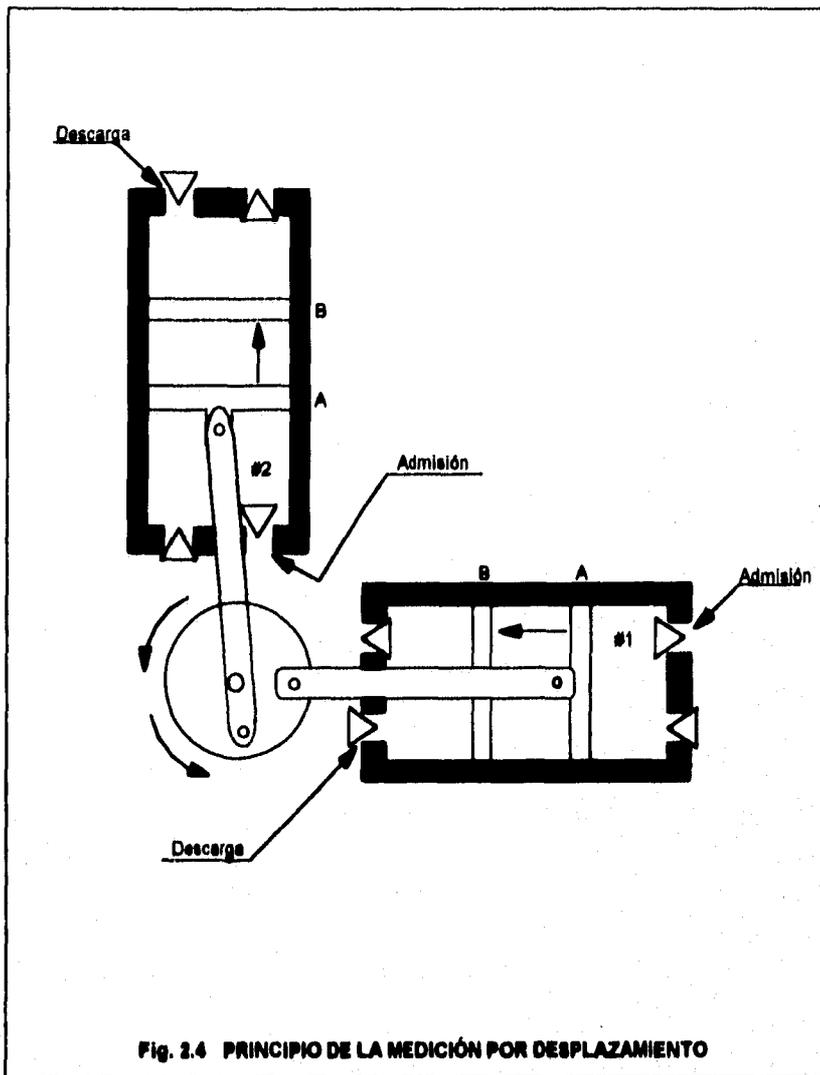


Fig. 2.4 PRINCIPIO DE LA MEDICIÓN POR DESPLAZAMIENTO

MEDIDORES DE FLUJO OSCILATORIO

Los medidores de flujo tipo oscilatorio hacen uso de un fenómeno físico que a su vez provoca cambios discretos en algunos parámetros que son función del flujo a través del medidor. De estos, los que se han utilizado en la industria petrolera para medir flujo en una fase, y particularmente gas natural, son los de tipo vórtice, los cuales están siendo considerados como elementos de algunos sistemas de medición multifásica.

MEDIDOR DE GAS TIPO VÓRTICE

El principio de operación de este medidor se basa en el fenómeno conocido como efecto von Karman, el cual se presenta cuando se coloca una obstrucción al flujo, tal como se muestra en la figura 2.5. La obstrucción que provoca los vórtices corriente abajo de ella es una barra que atraviesa diametralmente la sección transversal de área de flujo y puede tener diferentes configuraciones según el modelo y el fabricante. Los vórtices provocan fluctuaciones de presión corriente abajo de la barra, que son detectadas por un sensor, y la frecuencia con que se generan es directamente proporcional a la velocidad del fluido.

Una sección de la barra, corriente abajo, tiene cierta flexibilidad que le permite vibrar a la misma frecuencia que los vórtices; un elemento piezoeléctrico, que es parte del sensor, recibe este movimiento, crea un voltaje eléctrico y lo transmite a un módulo electrónico de tal manera que la frecuencia es convertida a una señal, en el rango de 4 a 20 miliamperios, proporcional al gasto volumétrico.

El valor de la señal de salida de un medidor tipo vórtice depende del valor del número de Strouhal, St , que relaciona la frecuencia de generación de los vórtices, f , el ancho de la barra, d , la velocidad del fluido, v .

$$f = \frac{(St)(v)}{d} \quad (2.6)$$

A su vez, el número de Strouhal varía con el número de Reynolds, pero es prácticamente constante dentro de un amplio rango de gastos, tal como se muestra en la figura 2.6.

En la práctica en lugar del número de Strouhal, se utiliza como parámetro significativo el factor k el cual representa el número de vórtices generados por unidad de volumen, en función del cual se obtiene el gasto.

Los medidores de flujo tipo vórtice están limitados por los rangos de presión en las bridas, mientras que el sensor es usualmente un factor que está limitado por la

temperatura. El sensor operará en el rango de temperatura de -40 a 400°C, dependiendo del fabricante y el diseño.

La operación de los medidores de flujo tipo vórtice de metal, dependen del número de Reynolds y el momentum del fluido en la corriente de flujo.

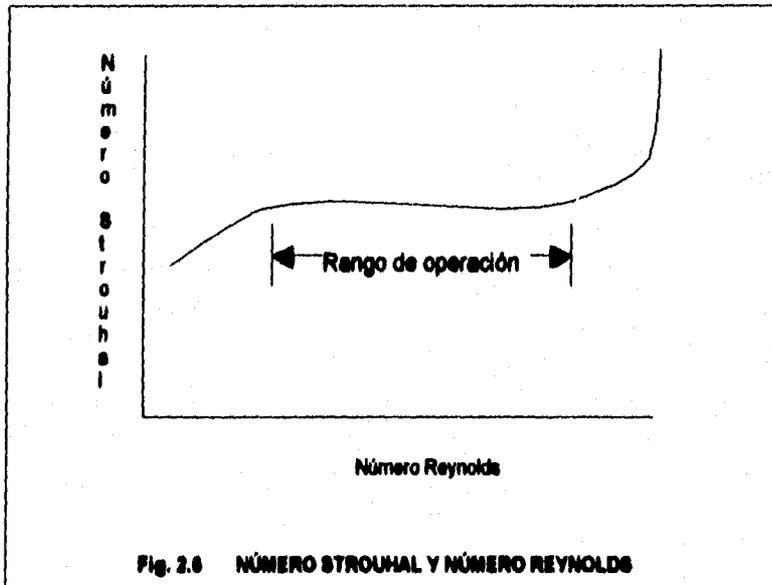
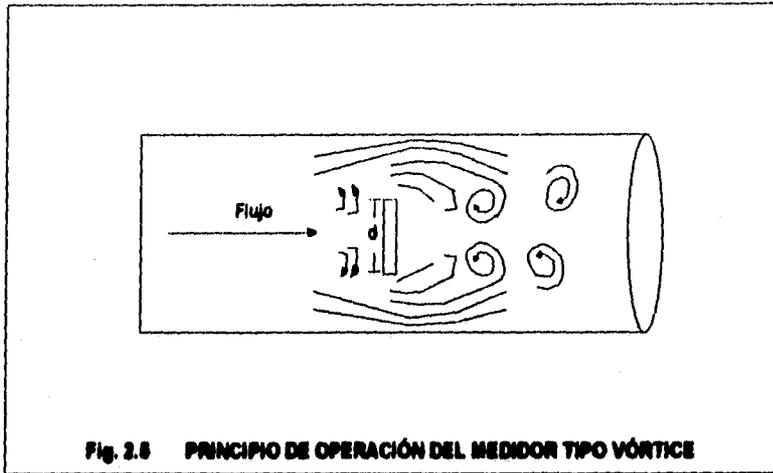
La mayoría de los sistemas de sensores son pasivos por naturaleza, esto es, el sistema sensor utiliza fuerzas o movimientos generados por el momentum del fluido a través del medidor de flujo con el fin de operar el sistema sensor.

Estos tipos de medidores tienen un momentum mínimo que el fluido podría generar y bajo el cual el medidor opera adecuadamente; esto es expresado comúnmente como el límite de velocidad mínima del medidor de flujo. Para líquidos, el límite de velocidad mínima es típicamente de 1 a 2 pie/seg., dependiendo del fabricante y el diseño. La gravedad específica puede afectar el límite mínimo, pero como la mayoría de los líquidos tienen gravedad específica entre 0.8 a 1.2, el límite mínimo no variará significativamente y algunas veces es considerado como una constante. Esto no es válido, cuando el servicio es para gas natural, donde la densidad de los diferentes gases puede variar en un rango muy amplio.

Los límites de velocidad máxima son usualmente expuestos para prevenir daños mecánicos al medidor de flujo y prevenir la cavitación.

Los medidores de flujo tipo vórtice son aplicables a fluidos que excedan la velocidad mínima y los límites del número de Reynolds en el rango de medición deseado. Esta tecnología es aplicada a líquidos de baja viscosidad que tengan altos números de Reynolds para operar linealmente y para gases que tengan altas densidades y momentum para operar el medidor de flujo.

El dimensionamiento de los medidores de flujo tipo vórtice implica determinar si el fluido suministrará suficiente momentum para operar al flujo mínimo deseado y que el número de Reynolds sea lo suficientemente grande para que el medidor opere linealmente.



MEDIDORES DE FLUJO MÁSICO POR EFECTO DE CORIOLIS

Existen diferentes configuraciones de medidores másicos por efecto de coriolis disponibles en el mercado; las más comúnmente utilizadas 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. En la figura 2.7 se muestra el modelo D-300 fabricado por Micro Motion.

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 proporcional al gasto másico que fluye por ellos durante cada ciclo. La segunda Ley de Newton describe la relación entre la resultante de un sistema de fuerzas externas que actúan sobre un objeto de masa m y la aceleración a del centro de masa de dicho objeto.

$$\Sigma F = m \cdot a \quad (2.7)$$

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 w . En la figura 2.8 se muestra un objeto de masa m que se mueve con la velocidad v , dentro del sistema mencionado; el objeto se encuentra sometido a una aceleración de coriolis dada por

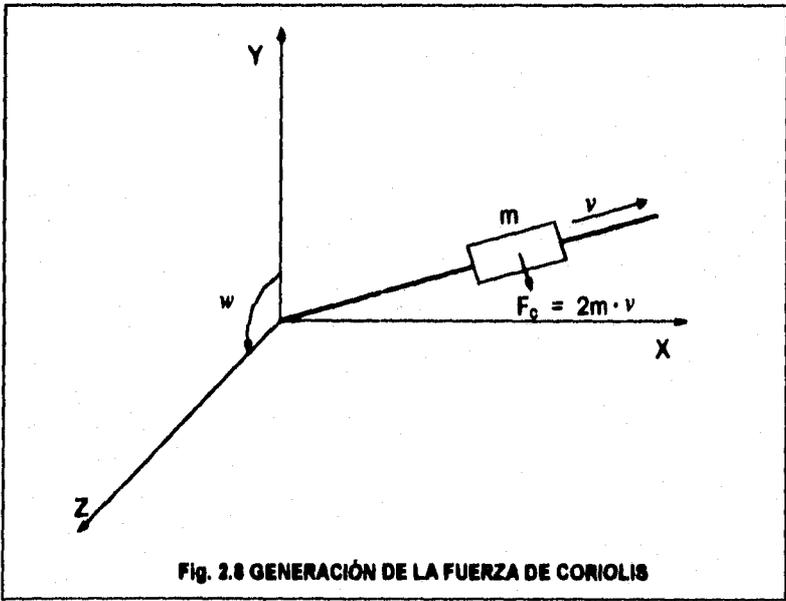
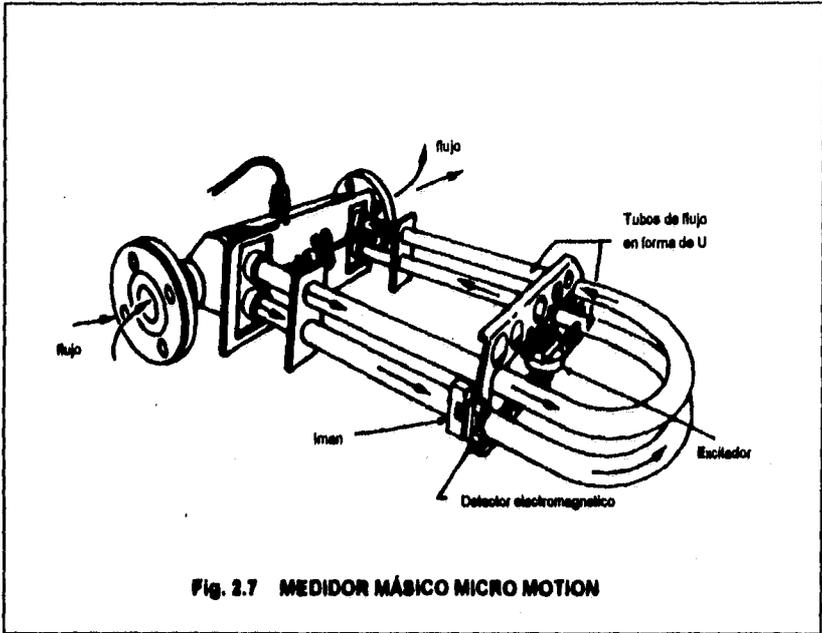
$$a_c = 2 \cdot v \cdot w \quad (2.8)$$

La fuerza de coriolis debida a esta aceleración es

$$F_c = 2m \cdot v \cdot w \quad (2.9)$$

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

En los medidores de flujo másico por efecto de coriolis, esta 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.



Un elemento diferencial de masa de fluido dm , que se encuentra sometido a una fuerza dF_c , que actúa perpendicularmente a la dirección del flujo, ejerce una presión sobre las paredes del conducto, provocando su deformación. Esto se ilustra gráficamente en la figura 2.9.

La velocidad en el tramo 1-B del medidor tiene igual dirección pero sentido contrario que el tramo 2-C. En el primero la aceleración de coriolis tiene dirección y sentido $-k$, mientras que segundo es de k . Esto provoca que las fuerzas de coriolis en ambos tramos sean opuestas, lo que origina un par de torsión sobre el tramo B-C (Ver fig. 2.10).

El desplazamiento total producido por la fuerzas de coriolis sobre los extremos A-B, se mide con sensores y es proporcional a dichas fuerzas.

$$F_c = K_t \cdot e \quad (2.10)$$

donde: K_t = Constante de torsión del medidor
 e = Desplazamiento total

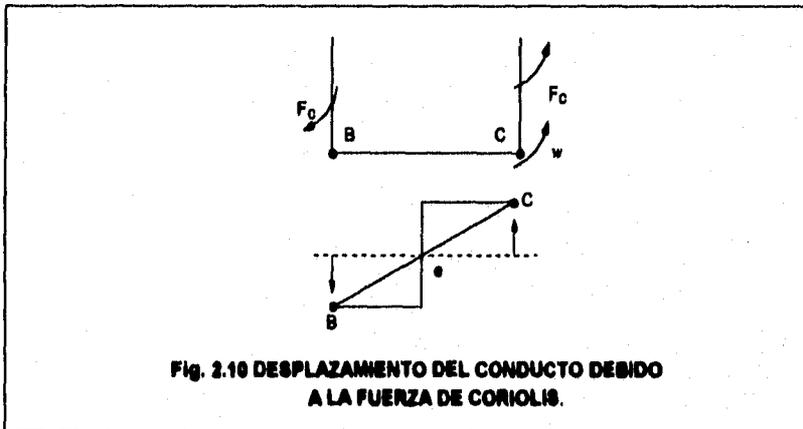
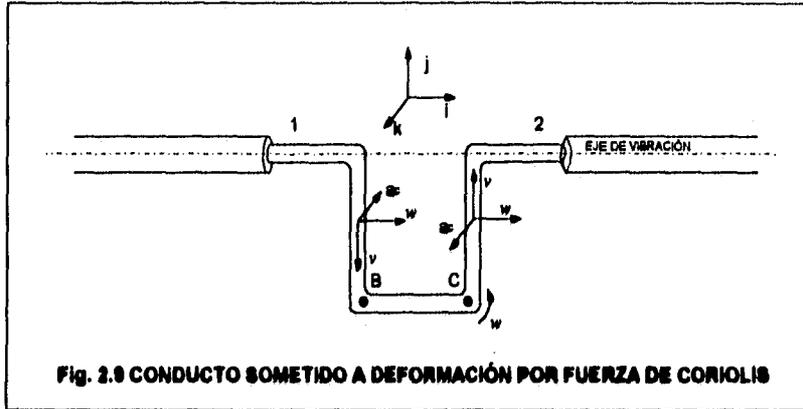
EL gasto másico de un fluido que fluye por un conducto de longitud L se puede expresar

$$W = \frac{dm}{dt} = \rho \cdot A \cdot v \quad (2.11)$$

donde: dm = Diferencial de masa del fluido en el conducto = $\rho \cdot A \cdot L$
 dt = Diferencial de tiempo
 ρ = Densidad del fluido
 A = Área de flujo
 v = Velocidad del fluido

Del cociente de las expresiones (2.11 y 2.9) se obtiene el gasto másico en función de la constante de torsión del medidor, K_t .

$$W = \frac{dm}{dt} = \frac{F_c}{2L \cdot w} = \frac{k_t}{2L \cdot w} e \quad (2.12)$$



Los medidores másicos tienen aplicaciones en líquidos, incluyendo compuestos químicos pesados, de baja a mediana viscosidad y combinaciones de ellos. Los costos son relativamente altos, sin embargo debido a que con un solo medidor pueden medirse varios fluidos, estos altos costos pueden justificarse. Las aplicaciones de esta tecnología para gases están limitadas por la densidad de los gases a baja presión, que son demasiado bajas para operarlos correctamente.

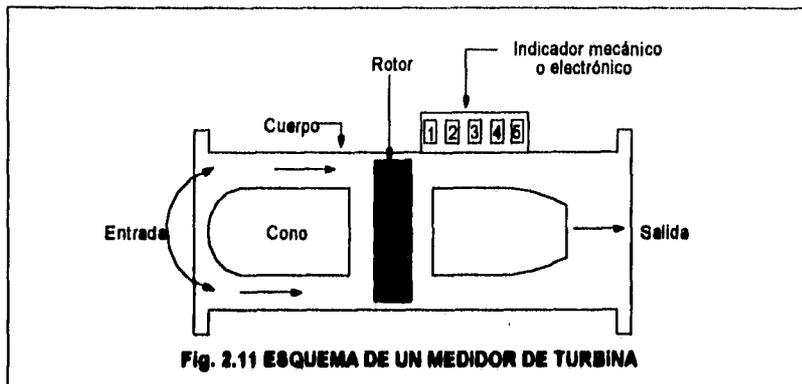
Las ventajas de la medición másica cuando se aplica en gases es que puede eliminar la necesidad de compensar por presión y temperatura y al hardware necesario para realizar estas funciones.

El dimensionamiento de un medidor de flujo másico por efecto de Coriolis, implica calcular el rango de medición de flujo másico deseado, seleccionar la dimensión o tamaño del medidor y verificar que la caída de presión a través del mismo no afecte el proceso.

MEDIDORES DE TURBINA

Los medidores de turbina han sido aceptados ampliamente como una tecnología probada, que es aplicable para medir flujos, con alta precisión y repetibilidad, a pesar de que contiene partes móviles y que cualquier alteración o daño puede conducir a pérdidas de precisión. Cuando se manejan flujos en régimen turbulento, la precisión de los medidores de turbina puede ser superior a la de otras tecnologías razón por la cual a un no han sido desplazados, a pesar de que la tendencia actual es desarrollar medidores sin partes móviles.

Estos medidores consisten de un elemento rotor colocado en la corriente flujo de tal manera que el mismo fluido le proporciona la energía necesaria para su movimiento. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del fluido y por lo tanto al gasto a través del medidor, (Ver fig. 2.11).



Este tipo de medidores se fabrican en diámetros de $\frac{1}{8}$ pg., y hasta 24 pg., con capacidades desde 0.06 hasta 50,000 galones por minuto. Su operación depende del número de Reynolds y en cierto grado del momento del fluido en la corriente, que debe ser suficiente para operar el rotor. La mayoría operan linealmente en régimen turbulento cuando se tienen números de Reynolds comprendidos entre 4000 y 20,000, alcanzando un rango de operación desde 10 hasta 100:1, dependiendo del medidor, diseño del sensor y la viscosidad del fluido. Se debe tener cuidado de no operar el medidor a gastos mayores que los recomendados por el fabricante ya que una sobrevelocidad del rotor puede destruir los baleros; así mismo deben evitarse los cambios bruscos de gastos, como los que presenta el flujo tipo bache.

La precisión esperada por los medidores de turbina, cuando manejan líquidos puede ser de $\pm 0.25\%$. En aplicaciones par manejo de gas es menor debido a las incertidumbres adicionales propias de la medición de gas. La repetibilidad es de $\pm 0.05\%$ del gasto en el caso de líquidos y de $\pm 0.1\%$ cuando se maneja gas.

La máxima caída de presión a través del medidor puede variar de 0.2 a 85 lb/pg² cuando se maneja gas y de 1 a 20 lb/pg² cuando se maneja líquido, dependiendo en ambos casos del diseño del medidor y las condiciones de operación.

Las aplicaciones en gas natural están limitadas por los gastos mínimos y máximos que pueden manejar, los cuales dependen de la densidad del gas, rozamiento y velocidad máxima del rotor. En vista de que los medidores registran velocidades y gastos a condiciones de flujo se pueden aplicar las leyes de los gases para convertir los gastos a máximos deseados, al gasto volumétrico equivalente a las condiciones de operación especificadas por el fabricante.

$$Q_{max} = Q_{max \text{ @ } ref} \cdot \frac{P}{P_{ref}} \cdot \frac{T_{ref}}{T} \cdot \frac{Z_{ref}}{Z} \quad (2.13)$$

El gasto mínimo es función de la raíz cuadrada de la Ley de los Gases:

$$Q_{min} = Q_{min \bullet ref} \cdot \left[\frac{P}{P_{ref}} \cdot \frac{T_{ref}}{T} \cdot \frac{Z_{ref}}{Z} \cdot \frac{SG_{ref}}{SG} \right] \quad (2.14)$$

El procedimiento de cálculo de los volúmenes medidos con estos elementos primarios se rige con el estándar de la referencia (4).

3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Cuando se tiene flujo multifásico en una tubería, aunque los gastos permanecen constantes, cada una de las fases fluye en forma diversa, las distribuciones de líquido y gas tanto en las secciones transversales como en las longitudinales son variables con el tiempo, constituyendo un patrón o tipo de flujo.

A continuación se relacionan los conceptos básicos más importantes del flujo multifásico en tuberías.

COLGAMIENTO

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente la velocidad a que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, propiciado un "resbalamiento" entre las fases.

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

Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática) es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases, el cual puede obtenerse con las expresiones establecidas por Mukherjee y Brill (7).

$$Y_L = \text{Exp} \left[C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \frac{N_{LV}^{0.5}}{N_{LV}^{0.6}} \right] \quad (3.1)$$

donde:

$$N_{L\mu}^2 = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25} \quad (3.2)$$

$$N_{LV} = 1.938 V_{sl} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (3.3)$$

$$N_{sv} = 1.938 V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (3.4)$$

Los valores de las constantes pueden verse en la referencia citada

VELOCIDAD SUPERFICIAL

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

$$V_{sL} = \frac{q'_L}{A} = \frac{0.119 (q_0 B_0 + q_w B_w)}{d^2} \quad (3.5)$$

$$V_{sG} = \frac{q'_G}{A} = \frac{0.002122 q_0 (R - R_s) B_s}{d^2} \quad (3.6)$$

$$V_m = \frac{q'_L + q'_G}{A} = V_{sL} + V_{sG} \quad (3.7)$$

Donde A es el área de flujo y q' es el gasto a condiciones de escurrimiento.

VELOCIDAD REAL

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

$$V_L = \frac{q_L}{A_L} = \frac{q_L}{A Y_L} = \frac{V_{sL}}{Y_L} \quad (3.8)$$

$$V_G = \frac{q_G}{A_G} = \frac{q_G}{A (1 - Y_L)} = \frac{V_{sG}}{(1 - Y_L)} \quad (3.9)$$

DENSIDAD DE LA MEZCLA

La densidad de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento con la expresión:

$$\rho_m = \rho_L Y_L + \rho_G (1 - Y_L) \quad (3.10)$$

GASTO MÁSSICO

Puede obtenerse con cualquiera de las ecuaciones siguientes:

$$W_m = \frac{q_o m}{86400} \quad (3.11)$$

$$W_m = W_o + W_w + W_g \quad (3.12)$$

$$W_o = \frac{\rho_o q_o B_o}{15388} \quad (3.13)$$

$$W_w = \frac{\rho_w q_w B_w}{15388} \quad (3.14)$$

$$W_g = \frac{\rho_g q_o (R - R_s) B_g}{86400} \quad (3.15)$$

VISCOSIDAD DE LA MEZCLA

Este parámetro se puede obtener con las siguientes expresiones:

$$\mu_{ms} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda) \quad (3.16)$$

$$\mu_m = \mu_L^{yz} + \mu_g^{(1-yz)} \quad (3.17)$$

donde:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (3.18)$$

$$f_o = \frac{q_o B_o}{q_w B_w + q_o B_o} \quad (3.19)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (3.20)$$

REGÍMENES DE FLUJO

En el flujo gas-líquido las dos fases pueden distribuirse en la tubería en una amplia variedad de regímenes de flujo. La distribución de las fases pueden variar dependiendo de los gastos, propiedades de los fluidos, configuración de la tubería y la inclinación.

Las figs. 3.1 y 3.2 muestran los diferentes patrones de flujo observados en tuberías horizontales y verticales, por Beggs (5) y Orkiszewsky (6), respectivamente, en sus trabajos experimentales. A continuación se describen las características principales de alguno de ellos.

FLUJO BURBUJA

En el flujo burbuja, la fase gaseosa se encuentra distribuida como pequeñas burbujas dispersas en una fase líquida continua. Generalmente ocurre cuando el gasto de gas es bajo comparado con el gasto de líquido. La diferencia de velocidad o deslizamiento, entre las pequeñas burbujas de gas y líquido pueden ser tan alto como 0.5 m/seg.

FLUJO BACHE

El flujo bache se desarrolla partiendo de un patrón de burbujeo cuando el gasto de gas se incrementa a tal grado que obliga a las burbujas dispersas a juntarse y formar volúmenes de gas más grandes. El flujo bache estable se genera en altos gastos de gas, en tramos largos de tuberías verticales u horizontales. Estimaciones analíticas confirmados por experimentos, indican para flujo vertical, una transición de flujo burbuja a flujo bache en fracciones de gas de 25% a 30% (8); las burbujas ocupan la mayor parte del área transversal y están separadas axialmente por un bache líquido que contiene pequeñas burbujas dispersas; estas burbujas en bache tienen un diámetro casi igual al de la tubería, con longitudes de 1 a 2 diámetros.

FLUJO DEFORME

El patrón de flujo deforme es un régimen de flujo muy complejo que se forma en las tuberías verticales y que hasta la fecha no está muy bien documentado en la literatura. En este tipo de flujo el bache de líquido es demasiado corto para sostener un puente de líquido estable entre dos burbujas consecutivas; entonces una burbuja alcanzará a la que le precede, dando como resultado que las dos burbujas se unan, el puente de líquido entre las dos se desintegrará y surge el patrón de flujo deforme. En muchos procesos reales este régimen subdesarrollado sucede con frecuencia debido a las longitudes finitas de la tubería vertical, demasiado cortas para generar un flujo bache totalmente desarrollado.

FLUJO ANULAR

El régimen de flujo anular ocurre cuando el gasto de gas es significativamente más alto que el de líquido. El espesor de la película de líquido es bastante reducido, algunos cuantos milímetros, aún en gastos de líquido relativamente altos(8). Además, el líquido atrapado en el gas se moverá con una velocidad menor que el gas, pero mayor que la delgada película en la pared.

En el caso de tuberías horizontales, numerosos autores han presentado correlaciones para evaluar el gradiente de presión. Las más utilizadas son:

- Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettman (9).
- Correlación de Eaton, Andrews y Knowles (10).
- Correlación de Beggs y Brill (11).
- Correlación de Dukler (12).

CONSECUENCIAS PARA LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

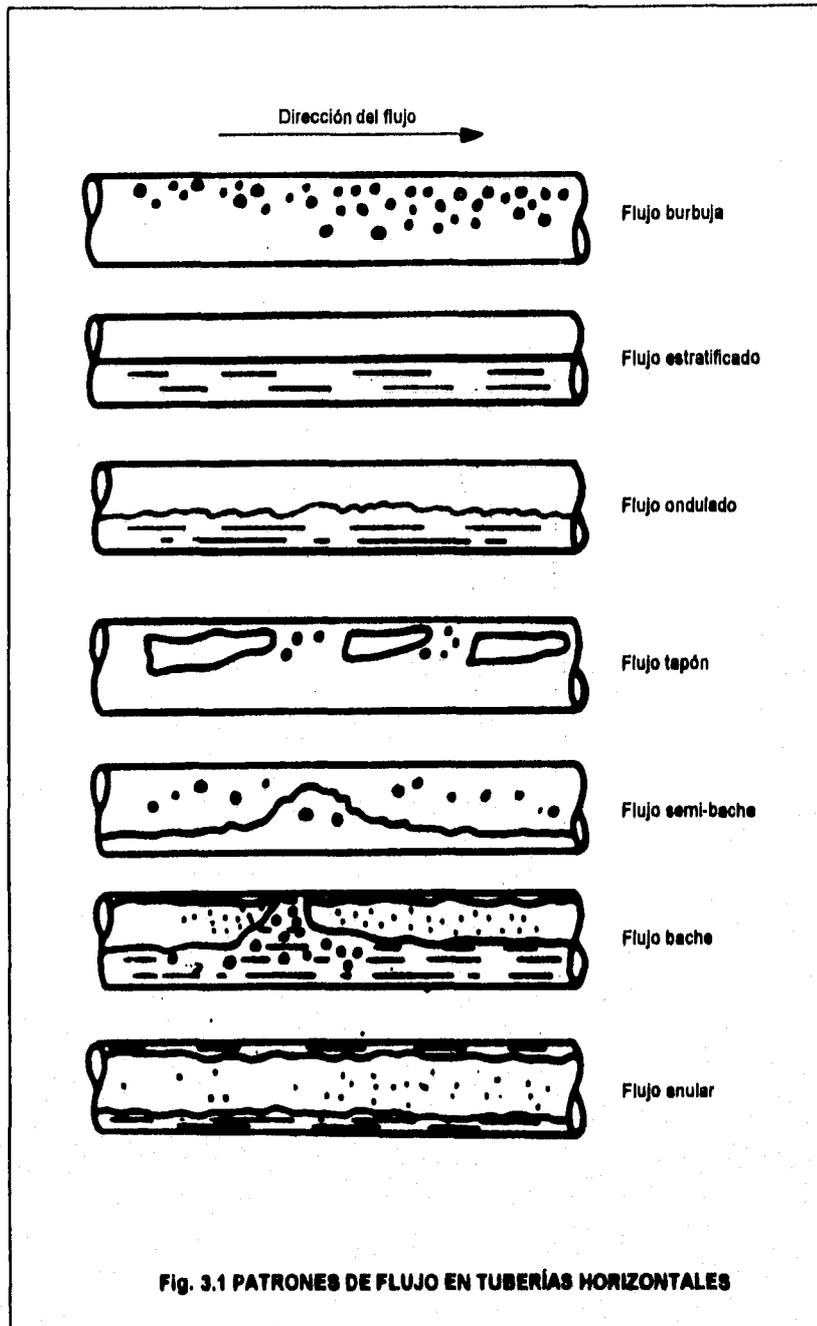
Como se presentó en la sección anterior, debe de esperarse que ocurra una variedad de diferentes patrones en un flujo multifásico; por lo tanto un medidor de flujo multifásico que no utiliza un mezclador corriente arriba, deberá poder manejar los diferentes regímenes de flujo.

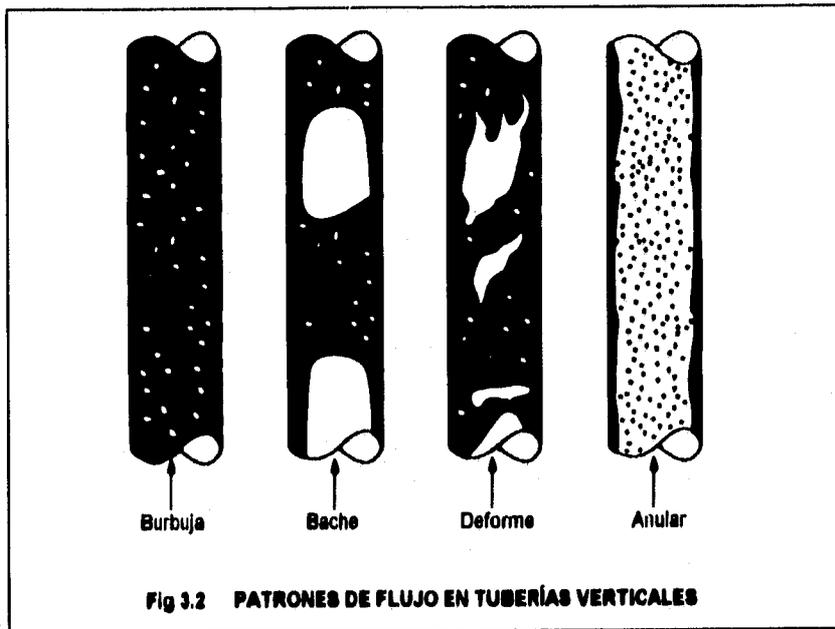
El impacto de los diferentes patrones de flujo en un medidor de fracciones de cada fase dependerá del principio específico de los sensores aplicados. Si el medidor tiene una sensibilidad casi igual a todos los elementos a través del área transversal de la tubería, entonces la influencia de diferentes regímenes de flujo sobre la propiedad física medida, puede no tomarse en cuenta. Sin embargo, en la práctica, en la mayoría de los casos, un medidor será sensible a una área limitada o volumen de la tubería.

Un densitómetro de rayos gamma es un ejemplo de un medidor que es sensible únicamente a la distribución del flujo dentro del volumen cubierto por el rayo gamma. Si el flujo a través del área transversal no es distribuida de manera homogénea, la densidad medida utilizando un medidor de rayos gamma, no será representativo de la verdadera densidad del flujo.

En un flujo vertical, es muy probable que el flujo sea compuesto por repentinos grupos de burbujas de gas, agitaciones o baches en el líquido que, a intervalos regulares y/o irregulares lleven el espacio que ocupa el gas al centro de la tubería.

En un flujo de gas-líquido vertical, las burbujas grandes ascenderán en el líquido más rápido en el centro de la tubería, otras burbujas pequeñas, estarán cerca de la pared y consecuentemente se moverán más lentamente. Así, en principio, para medir los gastos de flujo multifásico, es necesario medir la distribución de la velocidad total y deducir los gastos de flujo en base a estas mediciones. Si el medidor supone que no existe deslizamiento, el sistema con una sola velocidad, solamente será susceptible a una cierta parte de la distribución de la velocidad, el cual no corresponderá a la velocidad promedio real del flujo. Si el medidor no toma en cuenta la velocidad de deslizamiento, se debe esperar que las mediciones volumétricas tengan un alto grado de incertidumbre.





4. MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

La medición multifásica 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 separadores y elementos primarios de medición monofásica. En México, el primer medidor de flujo multifásico se instaló en 1993, en la Bateria Samaría II de la Región Sur de PEP, con el fin de cuantificar las producciones de pozos y corrientes que confluyen a la misma; el segundo se instaló en junio de 1996 en la plataforma Akal-D de la Región Marina.

Actualmente están en proceso las licitaciones públicas para adquirir un sistema para la Bateria Poza Rica X de la Región Norte, y contratar el servicio integral de medición para el Distrito Comalcalco de la Región Sur.

4.1 MEDIDORES MULTIFÁSICOS

En 1994 se llevó a cabo un estudio (13) cuyo objetivo fué identificar las tecnologías de medición multifásica, que a la fecha estuvieran suficientemente desarrolladas, con experiencia de campo, y que pudieran ser factibles de utilizarse en México.

Los medidores multifásicos son sistemas integrados que permiten conocer el gasto de cada una de las fases de una mezcla aceite-gas-agua, utilizándose en algunos diseños, elementos primarios de medición convencional, y en otros, nuevas tecnologías, que hasta hace poco tiempo no se utilizaban para fines de medición en la industria petrolera. 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.

Para obtener el gasto total se pueden utilizar medidores volumétricos, de presión diferencial, o máficos por efecto de coriolis, en el último caso se complementa con un elemento primario dedicado a la cuantificación del gas liberado en un separador colocado corriente arriba. Las fracciones de cada fase se pueden obtener a partir de mediciones y correlaciones de capacitancia, inductancia, microondas, velocidades de las fases, o densidades de la mezcla, por métodos nucleares o por efecto de coriolis.

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

- Con partes móviles.
- Sin partes móviles.
- Con separación de fases.

- Sin separación de fases.
- Intrusivos.
- No intrusivos.

El comportamiento de los medidores con partes móviles depende precisamente de las partes móviles de los mismos, las que a su vez están sujetas a desgaste y daño que pueden dar como resultado la falla del medidor. Cualquier alteración de la geometría de estas, aumentará la incertidumbre asociada con la medición.

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.

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, conservan una vida útil razonable si se aplican e instalan adecuadamente.

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

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

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. Generalmente son muy compactos y de fácil instalación pero tienen un costo mayor.

4.1.1 MEDIDOR FLUENTA MPFM-1900

Los medidores FLUENTA (14) de la serie 1900 son compactos, no intrusivos y miden gastos a condiciones de flujo, cubriendo rangos de medición muy amplios sin necesidad de separar las fases. Dependiendo del modelo se pueden medir flujos de bache, mezclas con más del 90% de gas o cualquier contenido de agua.

El modelo 1900, el más simple, consta básicamente de un sensor de capacitancia y un densitómetro de rayos gamma.

El modelo 1900-V incluye un medidor de tipo vnturi que actúa de manera redundante en cuanto a la medición de la velocidad que realiza el modelo 1900.

Con el modelo 1900-VI se incrementa el rango de medición, agregando al descrito anteriormente, un sensor de inductancia que permite cubrir el rango de contenido de agua, desde 0 hasta 100%. En la figura 4.1 se muestra la configuración de este modelo, el cual es el de más interés para el presente estudio.

En general, los sistemas se instalan directamente en la línea de conducción, trabajando en tiempo real, por lo que la instalación no requiere by-pass ni mezcladores. De acuerdo a información del fabricante, proporcionan mediciones precisas con incertidumbre muy cercana a $\pm 5\%$, aún en los casos en que se tengan velocidades notoriamente diferentes entre las fases líquida y gaseosa.

En la figura 4.2 se muestran los rangos de operación de los diferentes modelos de esta serie de medidores, según los patrones de flujo capaces de manejar y en la figura 4.3 los porcentajes de agua y gas que puede manejar cada modelo. En esta última figura la fracción o porcentaje de gas se refiere al volumen de gas libre que se tiene a las condiciones del medidor.

SENSOR DE CAPACITANCIA

El objetivo del sensor de capacitancia es considerar la mezcla de aceite-gas-agua como un medio dieléctrico en un capacitor, de tal manera que el campo eléctrico inducido pase a través de la mezcla. La permitividad es diferente para cada uno de los componentes de la mezcla, por lo 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 permitividad 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 conductor, se induce una corriente constante a través de la mezcla que fluye en 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 resultarán afectadas por la velocidad ni la presión del flujo.

MEDIDOR TIPO VÉNTURI

Para medir la velocidad de la mezcla total en los medidores de la serie MPFM-900, se utiliza un medidor vénturi estándar. La caída de presión en el vénturi se envía como señal de 4-20 miliamperios al sistema de cómputo y representa la velocidad multifásica.

DENSITÓMETRO DE RAYOS GAMMA

El propósito del densitómetro de rayos gamma es medir la densidad total de la mezcla fluyendo por la tubería. Dadas las diferencias significativas entre las densidades 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.

El densitómetro utilizado es denominado modelo ICI Tracerco Gammatrol PRI-116 que está colocado en el exterior del sensor de capacitancia. El convertidor de señal es un ICI Tracerco PRI-121 que viene montado en el sistema de cómputo. La fuente radioactiva utilizada es Celsio 137 (Cs 137).

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.

Para lograr conocer los gastos de cada una de las fases, se requieren 3 ecuaciones que se obtienen de la siguiente forma:

- a) Midiendo la permitividad promedio (para fase continua aceite) o la conductividad media (para fase continua agua) de la mezcla, mediante un sensor de capacitancia o inductancia, respectivamente.
- b) Midiendo la densidad promedio de la mezcla, con un densitómetro de rayos gamma.
- c) Tomando en cuenta el hecho de que la suma de las 3 fracciones siempre será igual a la unidad.

La velocidad de la mezcla total se determina con un medidor tipo vénturi a partir de la presión diferencial registrada a través del mismo.

DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES DE ACEITE, AGUA Y GAS

Las fracciones de cada una de las fases en una mezcla aceite-agua-gas puede determinarse si las permitividades y las densidades de cada una de las fases en la mezcla es conocida previamente y si durante el proceso se miden los valores correspondientes a la mezcla. Si la mezcla se usa como un medio dieléctrico entre dos electrodos, el campo eléctrico entre ellos será función de la permitividad 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 densidad de la mezcla. De esta forma, con el sensor de capacitancia se obtiene la permitividad de la mezcla y con el densitómetro de rayos gamma la densidad de la misma.

La teoría de la capacitancia no es aplicable a mezclas cuya fase continua es el agua, por lo cual se usa también un sensor de inductancia. El principio de operación es básicamente el mismo, excepto que en lugar de la permitividad se mide la conductividad. 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, (Ver fig. 4.4).

Las siguientes ecuaciones describen la relación entre la permitividad, conductividad y las fracciones; la densidad y las fracciones, así como la correlación entre dichas fracciones.

$$\begin{aligned} E_m &= f(\alpha E_g, \beta E_w, \gamma E_o) \\ \eta_m &= f(\alpha \eta_g, \beta \eta_w, \gamma \eta_o) \\ \rho_m &= f(\alpha \rho_g, \beta \rho_w, \gamma \rho_o) \end{aligned}$$

Donde: α, β y γ son las fracciones de gas, agua y aceite.

DETERMINACIÓN DE GASTOS DE LÍQUIDO Y GAS

El sistema MPFM-1900 determina las velocidades de las burbujas grandes y pequeñas, las que son representativas de las velocidades del gas y del líquido respectivamente. El sensor, contiene un número de electrodos de diferentes tamaños y formas colocados de tal manera que las dos velocidades se pueden determinar a partir de correlaciones cruzadas de las señales obtenidas de los diferentes pares de electrodos.

Una vez determinadas las velocidades, se combinan con información de la medición de fracciones, con el fin de determinar los gastos de las fases, aceite,

gas y agua. El algoritmo para esto, viene implementado en una computadora PC industrial.

Dado que el medidor está diseñado para manejar flujo con resbalamiento, no es necesario disponer de factores de calibración para este fin, ni se requiere el uso de mezcladores para las fases.

PRUEBAS DE CAMPO

Dado que la medición de las fracciones de cada fase representa el mayor reto a vencer para lograr una buena medición multifásica, previo a la evaluación del sistema MPFM-1900 se efectuaron pruebas en laboratorio del modelo MPFM-900, que contiene el medidor de fracciones multifásicas (19).

El modelo 1900 ha sido probado en diversas ocasiones; sin embargo, la mayoría de los reportes todavía son considerados confidenciales (15). Las pruebas reportadas en la literatura (16) se han llevado a cabo a nivel laboratorio, en el instituto Michelsen, con resultados satisfactorios, variando el contenido de gas de 20 a 60% y el contenido de agua de 0 a 42%.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

La mayoría de las especificaciones son las mismas para todos los medidores de flujo multifásico FLUENTA; sin embargo los rangos de medición, longitudes y pesos de los elementos que los conforman, son diferentes para cada modelo.

GENERALES

Suministro de energía	220/110 VAC, 50/60 Hz.
Consumo	300 VA (opcional 15 VA).
Diámetro de línea	1-18 pg. (diám. interior).
Temperatura de operación	0-200 °C (32-392 °F).
Presión de operación	Le que especifique el usuario.
Incertidumbre	±5 - 10% del gasto total (para gas, aceite y agua)

SECCIONES DEL MEDIDOR

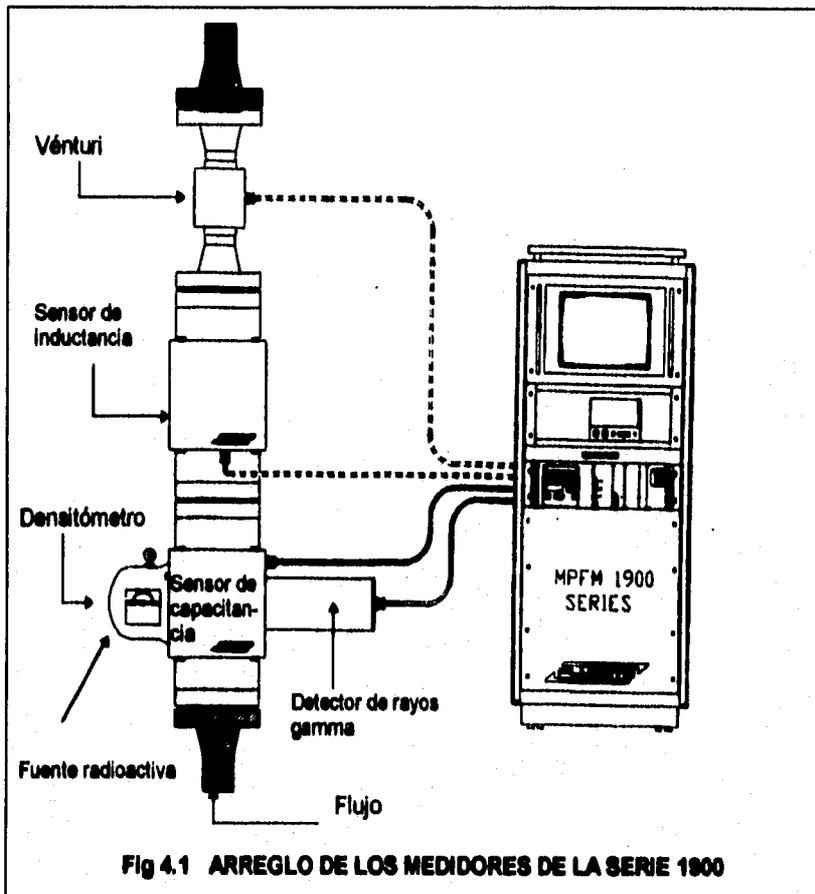
Sensor de capacitancia	L= 55 cm. (22 pg); peso = 80 Kg. (4 pg. ANSI 600).
Sensor de inductancia	L= 55 cm. (22 pg); peso = 80 Kg. (4 pg. ANSI 600).
Vénturi	L= 45 cm. (18 pg); peso = 60 Kg. (4 pg. ANSI 600).
Densitómetro gamma	Bridado al exterior del sensor de capacitancia.
Materiales	Carcaza de acero con especificaciones Liner: material no conductor A prueba de explosión.

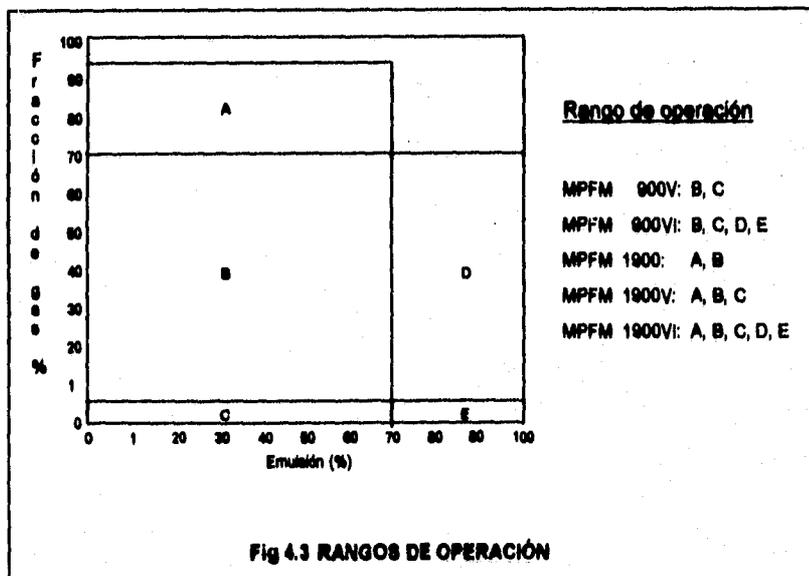
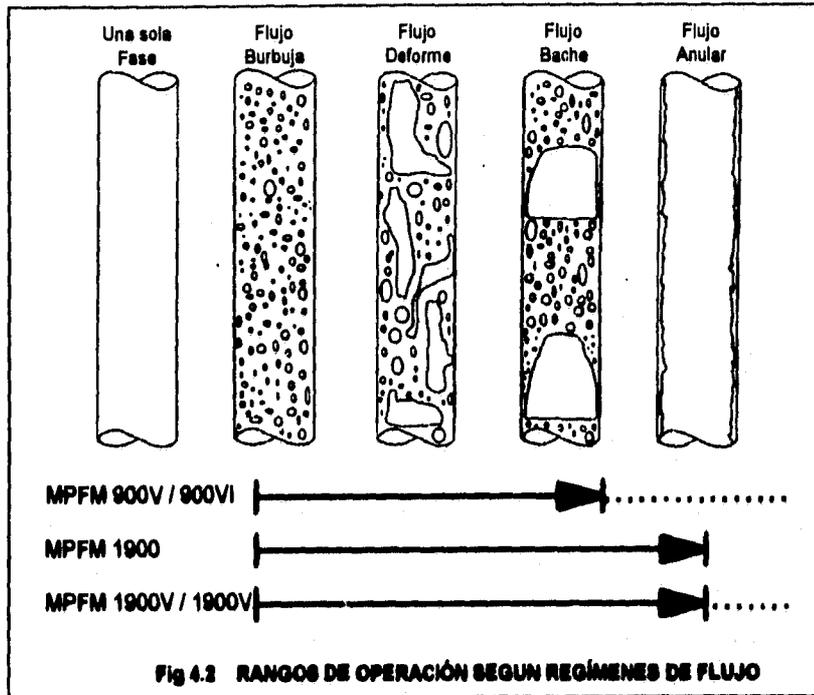
DENSITÓMETRO GAMMA

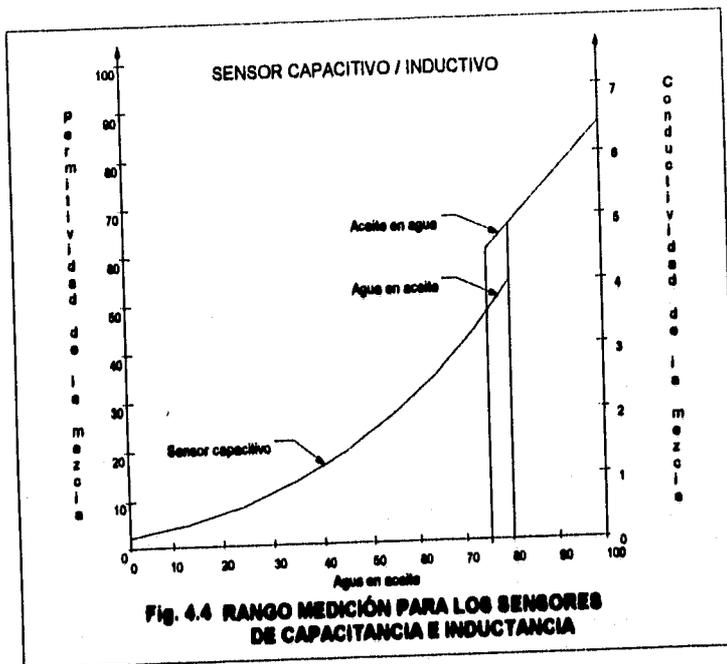
Carga primaria	ICI tracerco PRI-116.
Convertidor de señal	ICI tracerco PRI-121.
Fuente radioactiva	Celsio 137 (Cs 137).
Tipo de protección	IP-65 (DIN 40-050).

SISTEMA DE CÓMPUTO

PC industrial con monitor de 14 pg. y teclado.
Computadora para densitómetro gamma ICI tracerco PRI-121.
Salida: Analógica 4-20 mA; señales de pulso; RS-232 C/RS-422







4.1.2 MEDIDOR AGAR MPFM-301

Este medidor(17) proporciona medición de las fases agua, aceite y gas, sin separarlas físicamente. Es un sistema formado por dos subsistemas, que pueden ser instalados y operados independientemente, denominados: 2PFM-201 y OWM-201, (Ver fig. 4.5); el subsistema 2PFM-201 mide gastos de gas (Q_g) y líquido (Q_l), mientras que el OWM-201 mide el porcentaje de agua en la mezcla de líquido, de tal manera que el sistema MPFM-301 proporciona los gastos de aceite (Q_o), agua (Q_w) y gas (Q_g), en Sistema Inglés o en Sistema Métrico.

El sistema puede ser utilizado con cualquier patrón de flujo (burbuja, bache, etc.) y con emulsiones fase continua agua o fase continua aceite, siendo despreciable el efecto de los cambios en las propiedades de los fluidos, como la densidad o la salinidad.

SUBSISTEMA 2PFM-201

Este equipo es un medidor bifásico que mide los gastos de gas y líquido, para cualquier patrón de flujo, con un rango mayor que 25:1, y que no es afectado por los cambios en las propiedades de los fluidos, como la densidad, viscosidad, salinidad o temperatura. El principio de funcionamiento es convencional, muy conocido y ha sido probado ampliamente en campo, en otras aplicaciones.

Consta básicamente de dos sensores de flujo primarios, FS1 y FS2; uno de ellos puede ser cualquier tipo de medidor de flujo volumétrico, (turbina, desplazamiento positivo etc.) y el otro cualquier medidor que permita conocer el flujo a partir del momentum, (vénturi u otro); estos sensores presentan respuestas basadas en diferentes aspectos de la dinámica de fluidos.

En forma simplificada, de este subsistema se obtienen dos señales o salidas:

$$FS1 = F1(Q_g + Q_l)$$

$$FS2 = F2(Q_g + Q_l)$$

De lo anterior se tienen dos ecuaciones con dos incógnitas, las que pueden ser resueltas para conocer cada uno de los gastos. Cabe señalar que la señal FS2 también es función de la densidad; por lo tanto, para tomar en cuenta el efecto de los cambios de este parámetro, se dispone de otra medición de momentum, a demás de sensores de presión, temperatura, etc. La forma de efectuar los cálculos y las ecuaciones utilizadas se muestran en la figura 4.6.

SUBSISTEMA OWM-201

Este es un analizador de microondas mediante el cual se determina el contenido de agua en el aceite. Consiste en un transmisor de microondas a 2 gigahertz y un receptor. El porcentaje de agua se determina midiendo las propiedades eléctricas del fluido 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.

PRUEBAS DE CAMPO

Se han efectuado pruebas de este sistema, con resultados satisfactorios, en las instalaciones de Conoco, cercanas al campo North Maurice, en Lafayette, Louisiana, y en las instalaciones de Texaco, en Humble, Texas.

En las instalaciones de Conoco se han efectuado pruebas a una presión de 12 Bars y temperaturas variables de 20 a 40 °C. Se han manejado gastos de líquido hasta de 550 m³/d, variando los porcentajes de agua de 0 a 100% y el contenido de gas de 0 a 92%.

En las instalaciones de Texaco, se han probado gastos de hasta 650 m³/d, de agua fresca y aceite crudo de 24° API, variando las relaciones gas-líquido de 0 a 20 m³/m³. Las condiciones de prueba han sido de 75 lb/pg² y 90 °F.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE PROCESO

Contenido de gas	0-97%.
Contenido de agua	0-100%.
Patrones de flujo	Todos.
Porcentaje de agua	0-100%.
Presión máxima	710 psi o más si se requiere.
Temperatura máxima	300°F
Viscosidad del fluido	1-300 Cp.
Salinidad	0-7% en peso

SENSOR

Máxima caída de presión	14.5 psi.
Partes húmedas	Acero inoxidable 316, teflón, cerámica.
Longitud	2 pg. 3 pg. 4 pg.

ELECTRÓNICA

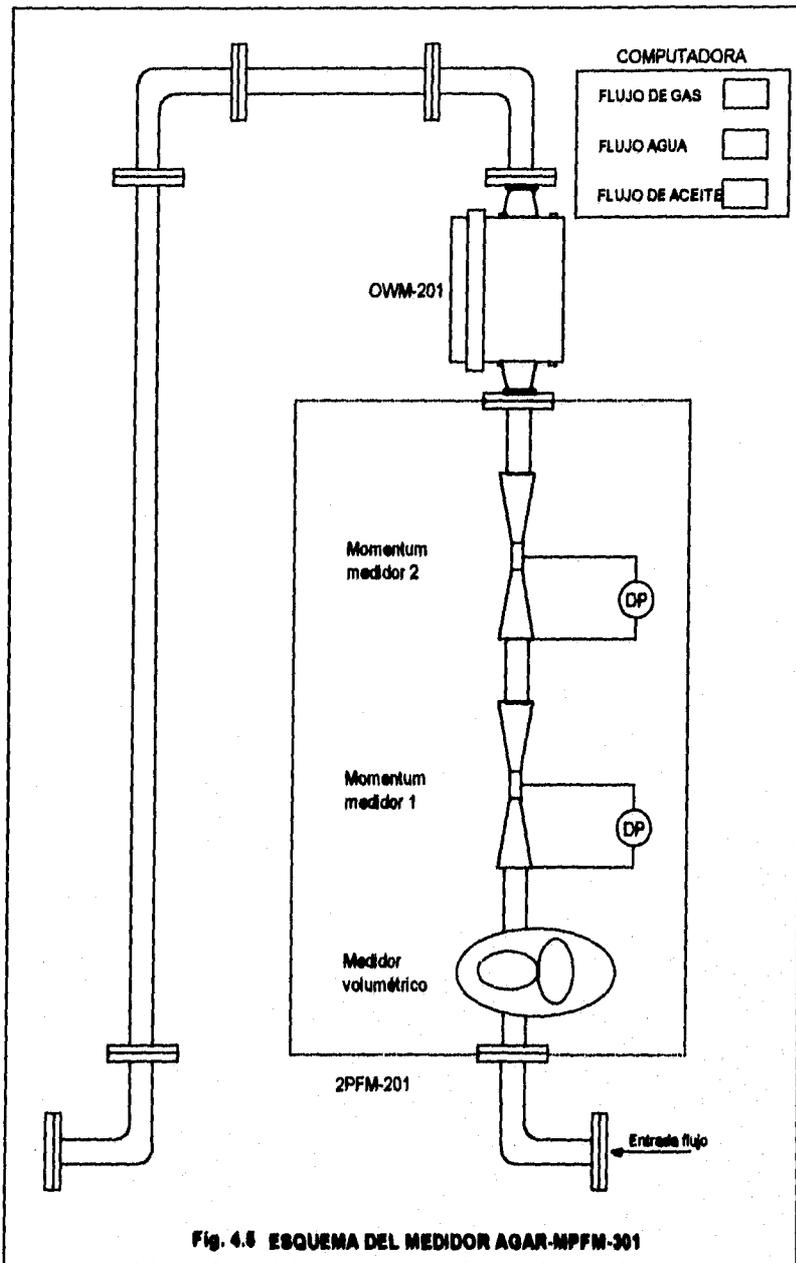
Computadora 80486 a 50 Mhz IBM compatible.
Energía 110 ó 220 VAC.

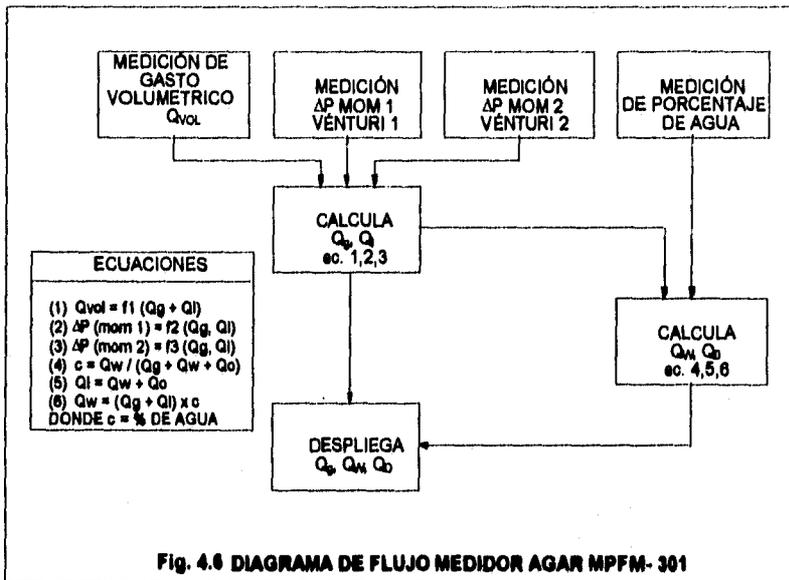
CAPACIDAD

Sensor 2 pg: 25-720 m³/d (flujo total).
3 pg: 50-1450 m³/d.
4 pg: 130-3850 m³/d.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Determinación de % de agua por microondas
Medición de flujo total por medidor de desplazamiento positivo y venturi.





4.1.3 MEDIDOR JISKOOT STARCUT

La compañía Jiskoot (18) fabrica el medidor Starcut que puede usarse en instalaciones que manejan cualquier cantidad de gas libre. Cuando la fracción de gas es menor que 20%, se dispone de una configuración que no requiere separar las fases. Para fracciones de gas mayores del 20%, se cuenta con un arreglo en el que 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 de las propiedades de los fluidos, como la gravedad API y la salinidad.

Cualquiera que sea la configuración, el sistema dispone de un monitor de contenido de agua que puede trabajar con fluidos que contengan de 0 a 100% de agua, aún con presencia de gas, independiente de las variaciones de salinidad, tipo de crudo, temperatura y presión del fluido.

OPERACIÓN DEL SENSOR

El sistema trabaja con una aplicación de energía de microondas de 10 gigahertz, tanto a la corriente de aceite crudo 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 cómputo se efectúan las compensaciones por cambios en la temperatura del fluido y del ambiente.

Los estudios de laboratorio realizados a mezclas de aceite, salmuera y gas, permiten 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.

El arranque del sistema pone en marcha la autocalibración del mismo que consiste básicamente en la selección de la curva de laboratorio que se ajusta a los datos de campo. Dado que las curvas fueron generadas a partir de muestras con salinidad y gravedad API conocidas, estas indican la salinidad y la densidad de los fluidos de campo. De esta forma, la fracción de gas es proporcional a la desviación de los datos del fluido a medir, con respecto a la curva correspondiente a la mezcla de líquido puro.

OPERACIÓN DEL SISTEMA PARA BAJO CONTENIDO DE GAS

Cuando se manejan bajos porcentajes de gas se utiliza el arreglo de "U" invertida, diseñado para operar corriente abajo de un separador bifásico; en este caso se dispone de un muestreador lateral que opera aprovechando el diferencial de presión provocado por una placa de orificio. (Ver fig. 4.7.a).

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 en que se determinan las fracciones de agua y gas, y posteriormente por un medidor de flujo industrial, también de placa de orificio, que contiene venas alineadoras.

OPERACIÓN DEL SISTEMA PARA ALTO CONTENIDO DE GAS

El modelo para corrientes con fracciones de gas mayores del 20% contiene un tramo de tubería 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, similar al que se presenta en canales abiertos, para el caso del líquido. Si la tubería ha sido dimensionada para velocidades de flujo turbulento, los cambios de gasto tienen muy poco efecto en las condiciones de muestreo. (Ver fig. 4.7.b).

CÁLCULO DE GASTOS

Para calcular las fracciones volumétricas de gas, agua y aceite se utilizan técnicas estadísticas desarrolladas por Texaco. La densidad de la mezcla se calcula con la ecuación (4.1) a partir de las densidades de cada una de las fases puras, ρ_i , y de las fracciones de las mismas en la mezcla, f_i

$$\rho_m = f_g \rho_g + f_o \rho_o + f_w \rho_w \quad (4.1)$$

El gasto másico total se calcula utilizando las ecuaciones de flujo para una placa de orificio estándar:

$$W_t = C \sqrt{\rho_m \cdot dp} \quad (4.2)$$

donde C es la constante de orificio y dp es la presión diferencial a través del mismo.

Los gastos volumétricos total y de cada una de las fases se calcula con las siguientes expresiones que son válidas para la presión de medición.

$$Q_t = W_t / \rho_m \quad (4.3)$$

$$Q_o = Q_t \cdot f_o \quad (4.4)$$

$$Q_g = Q_t \cdot f_g \quad (4.5)$$

$$Q_w = Q_t \cdot f_w \quad (4.6)$$

La precisión del sistema es proporcional a la cantidad de gas en el flujo. Cuando no hay presencia de gas, la precisión es del orden de 0.5% y cuando se tiene hasta un 10% de gas, ésta es de 1% con respecto al valor real.

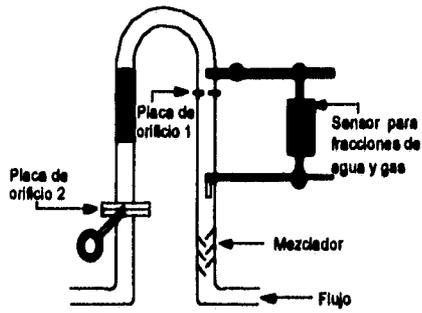
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN

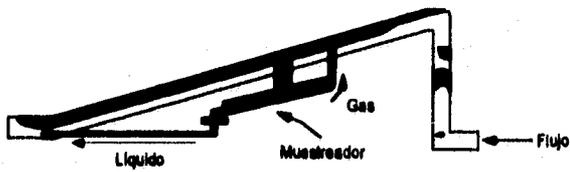
Porcentaje de agua.	0 a 100%.
Salinidad.	0 a 250,000 ppm.
Gas libre.	0 a 70% dependiendo de la configuración. Configuración de "U" invertida de 0 a 20%. Configuración con separador inclinado de 0 a 70%.
Temperatura de operación del sensor.	0 a 350 F (-18 a 177 C).
Temperatura de operación de la electrónica.	0 a 350 F (-18 a 177 C).
Presión máxima.	Según se requiera.
Caída de presión.	Disponible para la aplicación que se requiera.
Gasto.	0 a 200 barriles por día de flujo total, a través del equipo (aceite, agua y gas), el sensor detecta al total de la corriente. 0 a 100,000 barriles por día de flujo total o más, con muestreador lateral, el sensor detecta muestras de la corriente de manera continua.

DATOS DE SALIDA

Porcentaje de agua.
Temperatura de los fluidos.
Conductividad y salinidad.
Aceite neto (requiera de un medidor de flujo adicional).
Contenido de emulsión.
Gas libra estimado.



(a) CONFIGURACIÓN PARA BAJO CONTENIDO DE GAS



(b) CONFIGURACIÓN PARA ALTO CONTENIDO DE GAS

Fig. 4.7 MEDIDOR JISKOOT STARCUT

4.1.4 MEDIDOR KONGSBERG KOS-MCF-351

En general, este medidor (20) (21) está formado por un tramo de tubería recta que contiene unas placas con sensores y la electrónica correspondiente, una unidad para acondicionamiento de las señales y un sistema de cómputo para calcular y presentar los resultados.

El medidor se coloca bridado directamente en la línea y 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 caída de presión en el sistema.

La tecnología del medidor se basa en el uso de un venturi para la medición de flujo másico total, un densitómetro de rayos gamma para la medición de la densidad y una sección de medición de capacitancia para la determinación de la fracción de agua (Ver fig. 4.8).

Con el venturi se determina 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.

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 1.65 mm. y 4 cm. de ancho en la dirección del 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 y el gas.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La medición multifásica se lleva a cabo a partir de la determinación del colgamiento del líquido, la velocidad de la película de líquido en la parte inferior de la tubería y la velocidad del bache de 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 operación le permiten manejar condiciones de flujo intermitente. Los sensores capacitivos miden la constante dieléctrica del fluido en diferentes partes de la sección transversal de la tubería. Los sensores están calibrados de tal manera que se obtienen niveles de voltaje de 0 y 1 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 el fondo de la tubería. El porcentaje o la fracción de agua se determina a partir de la medición de la constante dieléctrica 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 bache, 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 de puerto serial o paralelo y la transferencia a otros sistemas, vía módem o satélite.

Todos estos medidores han sido diseñados para instalarse en áreas peligrosas. La cédula utilizada normalmente es la ANSI-600, aunque puede fabricarse hasta de ANSI-2500. El material con que se fabrica normalmente es acero inoxidable 316-L.

PRUEBAS DE CAMPO

Los medidores modelo KOS-MCF-350 han sido probados ampliamente en diversas instalaciones de la compañía Shell. En Omán, África Occidental, inicialmente se colocó corriente arriba de un separador de prueba para evaluar su funcionalidad y actualmente se encuentra en operación, midiendo la producción de pozos que operan con bombeo neumático. En Gabón, también en África Occidental, se instaló para medir la producción de pozos que producen crudos parafínicos, observándose depositación de material orgánico en las placas que se localizan inmersas en el fluido y que contienen los sensores principales del sistema de medición.

Del modelo KOS-MCF-351 aún no se tiene resultados de las pruebas de campo, programadas para realizarse en los últimos meses de 1994 en Nigeria, Gabón, Omán, Arabia Saudita, Dinamarca y Nueva Zelanda.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN

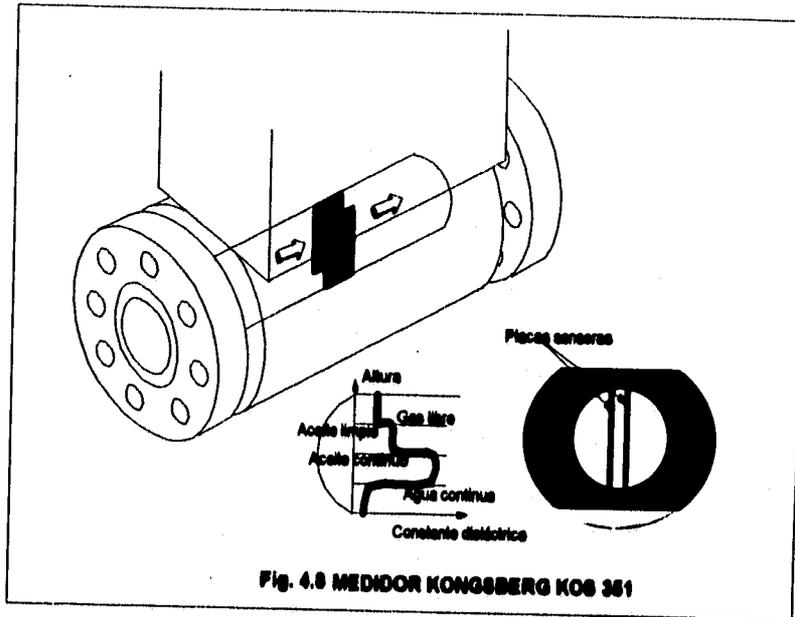
Porcentaje de agua	0 a 100%.
Temperatura de operación	32 a 176°F (0 a 80°C).
Temperatura ambiente	Hasta 158°F (hasta 70°C).
Presión máxima	70 bars o mas si es necesario.
Caída de presión.	Despreciable.
Gastos líquido	450 a 22050 BPD.
Gas	13.6 a 247.5 MPCD
	Disponible también para otros gastos según la aplicación, bajo diseño específico.

ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

Cuerpo de acero inoxidable 316.
Sensor de vidrio y cerámica con recubrimiento epóxico.
A prueba de explosión.
Salidas de datos RS-232, RS-422, Ethernet (opcional).
PC para despliegado de datos.

CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD

Aprobado para áreas consideradas peligrosas, de acuerdo a normas europeas.



4.1.5 SISTEMA FISHER-ROSEMOUNT

El sistema Fisher-Rosemount (22) (23) lo forman elementos que permiten la medición del aceite, agua y gas manejados en las baterías de separación, colocándolos en las líneas de descarga de un separador de prueba bifásico.

Los componentes que forman el sistema son los siguientes, (Ver fig. 4.9).

a) SENSOR DE FLUJO DE MASA, DENSIDAD Y TEMPERATURA:

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. ó 3 pg.

b) TRANSMISOR DE FLUJO, DENSIDAD Y TEMPERATURA (RTFB 9739):

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

c) UNIDAD COMPUTADORA DE CRUDO NETO (NOC):

Esta unidad recibe toda la información del transmisor, con la cual calcula lo siguiente:

- Porcentaje de agua en la mezcla.
- Flujo volumétrico de agua libre de crudo.
- Flujo volumétrico de crudo libre de agua.
- Total de agua libre de crudo.
- Total de crudo libre de agua.

Además exhibe esta información mediante una pantalla de cristal líquido incluyendo las variables de densidad y temperatura. Cuenta con un puerto serial RS-232 en el cual se transmite toda la información contenida en la unidad. Tiene capacidad en memoria para almacenar la información de 35 pozos de producción.

d) MEDIDOR DE FLUJO TIPO VÓRTICE (8800):

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

e) UNIDAD RTU (ROC):

Esta unidad recibe las señales enviadas por el NOC (RC-232) por el medidor de flujo gaseoso tipo vórtice (4-20 mA) las procesa y ordena, además puede calcular el flujo de gas. Tienen una señal de salida RC-232 con la cual puede interactuar 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 multiflexor es posible conectar varias de estas unidades a una computadora personal.

Cabe aclarar, que todos los equipos descritos anteriormente se deberán instalar de manera permanente en cada separador, es decir, el sistema no puede trabajar de manera portátil.

CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

De acuerdo al fabricante, el sistema propuesto únicamente deberá operar bajo las siguientes condiciones:

- a) El crudo que forma parte de la mezcla multifásica deberá tener un grado API mayor a 15.
- b) Los equipos deberán ser montados en un separador de prueba bifásico existente, es decir, solo podrá utilizarse para baterías de separación.
- c) El sistema puede operar para un porcentaje de agua entre 0 y 100% en la fase líquida.
- d) El contenido de sal podrá variar de 0 a 200,000 ppm.
- e) El rango de flujo de pozos por separador deberá estar contenido dentro de alguna de las siguientes tres categorías:

CATEGORÍA	FLUJO MÁXIMO (BPD)	FLUJO MÍNIMO (BPD)
1	15000	400
2	5000	150
3	2000	50

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Porcentaje de agua:	0 a 100%.
Salinidad:	0 a 200,000 ppm.
Temperatura de operación del vórtice:	-40° a 450°F (-40° a 177°C).
Temperatura de operación del medidor másico:	-400° a 400°F (-240° a 204°C).
Presión máxima:	740 psi (400 psi para modelos de alta presión)

Gastos líquidos: 50 a 2000 barriles por día (categoría 1).
150 a 5000 barriles por día (categoría 2).
400 a 15000 barriles por día (categoría 3).

ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

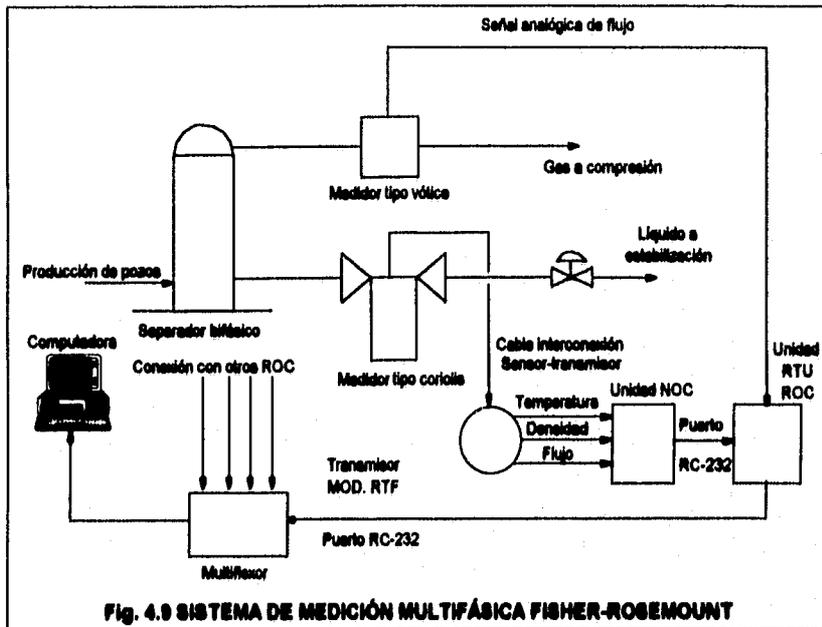
A prueba de explosión.
Pantalla de cristal líquido.
Computadora para cuarto de control.

ASPECTOS DE SEGURIDAD

Aprobado para clase 1 división 1 grupo C y D.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Medidor tipo coriolis para líquidos (medidor másico).
Medidor de vórtice para el gas.
Intrusivo.



4.1.6 MEDIDOR WELLCOMP

El medidor de flujo multifásico WELLCOMP (24) es un sistema automático para prueba de pozo, diseñado para medir y calcular gastos de aceite, gas y agua; porcentaje de agua, fracción de gas y relación gas-aceite producido. La configuración básica permite almacenar la información correspondiente a 24 o más pozos. Adicionalmente, puede configurarse para diferentes operaciones, incluyendo la automatización de cabezales de recolección y la transmisión de datos a través de cualquier sistema SCADA.

COMPONENTES

En la figura 4.10 se muestra un diagrama simplificado del sistema de medición. Los componentes básicos son: un separador o acondicionador de flujo (S), un medidor de gas tipo vórtice (V), un medidor de flujo másico por efecto de coriolis (M), una cámara muestreadora para determinar las fracciones de cada una de las fases (CM) y el sistema de cómputo para el control y la adquisición de datos.

A continuación se describe la configuración de cada uno de los componentes y se explica brevemente la teoría en que se apoya su funcionamiento.

ACONDICIONADOR DE FLUJO (S)

El acondicionador de flujo es un separador bifásico con características muy particulares, diseñado para separar la mayor parte del gas producido, amortiguar los efectos del flujo bache en el sistema y permitir una operación adecuada de los elementos primarios de medición ubicados corriente abajo, promoviendo especialmente un flujo continuo y estable en la descarga de líquidos.

A diferencia de los separadores convencionales, que se diseñan para separar más del 95% del gas en la mezcla, con este acondicionador de flujo se pretende separar al menos el 90% del mismo, de tal manera que en la descarga de líquido se tenga como máximo un 10% de gas, distribuido uniformemente en el líquido en forma de pequeñas burbujas.

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, someten los fluidos a una fuerza centrífuga que promueve la separación primaria.

En algunas aplicaciones, se han utilizado en la sección de almacenamiento de líquido, elementos metálicos o empaques ligeros de forma cilíndrica, que ayudan a disminuir el efecto de remolino en el líquido y promueven la ruptura de espuma

y la coalescencia de las partículas de líquido en esta sección, cuando se manejan crudos marcadamente espumosos.

En la parte superior del acondicionador, por donde fluye el gas que asciende hacia la boquilla de descarga ubicada en el interior del mismo, se han utilizado empaques como los descritos anteriormente de plástico rígido, con los cuales se pretende eliminar en lo posible el arrastre de partículas de líquido en la corriente hacia el medidor de tipo vórtice.

MEDIDOR DE GAS TIPO VÓRTICE (V)

Para medir el gas liberado en el acondicionador de flujo se cuenta con un medidor de gas tipo vórtice. El principio de operación de este medidor se basa en el fenómeno conocido como efecto von Karman, el cual se presenta cuando se coloca una obstrucción al flujo. La obstrucción que provoca los vórtices corriente abajo de ella es una barra que atraviesa diametralmente la sección transversal de área de flujo y puede tener diferentes configuraciones según el modelo y el fabricante. Los vórtices provocan fluctuaciones de presión corriente abajo de la barra, que son detectadas por un sensor, y la frecuencia con que se generan es directamente proporcional a la velocidad del fluido.

Una sección de la barra, corriente abajo, tiene cierta flexibilidad que le permita vibrar a la misma frecuencia que los vórtices; un elemento piezoeléctrico, que es parte del sensor, recibe este movimiento, crea un voltaje eléctrico y lo transmite a un módulo electrónico de tal manera que la frecuencia es convertida a una señal, en el rango de 4 a 20 miliamperios, proporcional al gasto volumétrico.

MEDIDOR DE FLUJO MÁSICO POR EFECTO CORIOLIS (M)

El elemento primario utilizado por el sistema Wellcomp para determinar el gasto másico que sale por la descarga de líquidos del acondicionador de flujo es un medidor de flujo másico por efecto de coriolis.

Existen diferentes configuraciones de medidores másicos por efecto de coriolis disponibles en el mercado; las más comúnmente utilizadas 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.

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 proporcional al gasto másico que fluye por ellos durante cada ciclo.

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 provee una salida que es proporcional al promedio de la densidad de la muestra.

En el centro y a lo largo de la celda se aloja un elemento sensor conocido como D-3, con el cual se determina o mide la capacitancia de dichos fluidos, y a partir de éstas, las fracciones de cada una de las fases (aceite, gas, agua) que constituyen la muestra.

Las densidades 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. La constante dieléctrica de la mezcla se determina durante la residencia de la muestra en la celda; mientras que las correspondientes a cada fase se determinan también en la misma celda, al calibrar el equipo antes de ponerlo en operación. Para esto último se requiere llenar la cámara completamente con aceite crudo y también con agua producida.

OPERACIÓN

La corriente proveniente de los pozos llega al WELLCOMP pasando inicialmente por el acondicionador de flujo, donde se separa la mayor parte del gas producido; este asciende por dicho acondicionador atravesando el bloque de empaques colocados en su parte superior, 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).

MODALIDAD DE PURGA Y MUESTREO

Cuando el líquido pasa por la celda o cámara muestreadora, CM, la válvula inferior que permite el paso a dicha cámara permanece abierta; mientras que la

superior ubicada a la descarga del medidor másico permanece cerrada. En esta modalidad, el flujo del líquido permite descargar la muestra anterior contenida en la cámara y que en la misma pueda introducirse una nueva muestra para ser analizada. El tiempo para esta operación es asignado por el usuario, introduciéndolo en la base de datos del sistema.

Mientras el sistema opera en esta modalidad no se efectúa medición alguna, ya que todo el fluido descargado del acondicionador de flujo estará circulando por la cámara de muestreo.

Una vez transcurrido el tiempo asignado para esta modalidad, se cierra la válvula inferior que permite el paso del fluido a la cámara, al tiempo que se abre la superior que permite el flujo por el medidor másico. De esta manera queda atrapada en la cámara una nueva muestra, a través de la cual se efectuarán mediciones de capacitancia, en función de las cuales se determinan las fracciones de agua, aceite y gas contenidas en dicha cámara.

MODALIDAD DE MEDICIÓN

Cuando el líquido fluye por el medidor másico (M), 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. En esta modalidad 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 constante dieléctrica a lo largo de la muestra en la cámara. Con estos parámetros se calcula la densidad de la muestra y las fracciones de aceite, agua y gas presentes en la misma.

CÁLCULO DE GASTOS

El gasto másico de aceite, agua y gas que sale por la descarga de líquido del acondicionador de flujo, a condiciones del medidor, 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 afectando los gastos másicos por la densidad, a condiciones de flujo, de cada una de las fases.

El gasto volumétrico de gas a condiciones de flujo, que ha pasado por el WELLCOMP se obtiene sumándole al medido en la forma indicada anteriormente, el gasto de gas cuantificado con el medidor de tipo vórtice.

Para obtener el gasto de aceite a condiciones estándar se requiere alimentar la base de datos del sistema, con el valor del factor de encogimiento del mismo, que relaciona gasto o volumen a condiciones de flujo con el correspondiente a las condiciones estándar.

Para el caso del gas se requiere convertir a condiciones estándar los volúmenes cuantificados por los medidores de vórtice y másico, y adicionalmente sumarle el volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a las condiciones de flujo, ya que éste 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, cuyo valor deberá formar parte de los parámetros disponibles en la base de datos del sistema de cómputo.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONDICIONES DE OPERACIÓN

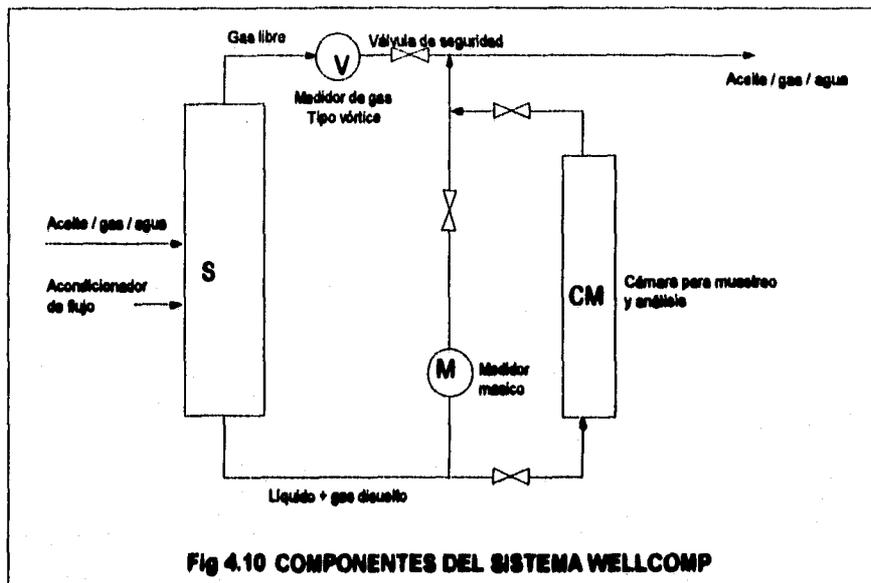
Gasto máximo en medidor másico	25,000 lb/min.
Gasto máximo de gas (vórtice)	6.5 mm scfd (ϕ 8") a 0 psig.
Presión máxima de operación	5700 lb/pg ² .
Temperatura máxima del fluido	400 °F.
Temperatura ambiente	140 °F.

REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Voltaje	120/220 volts.
Frecuencia	50/60 Hz.
Corriente	3 amperes.

AIRE O GAS INSTRUMENTOS

Gasto	2.5 pie ³ /min.
Presión mínima	80 lb/pg ² .
Presión máxima	175 lb/pg ² .



4.1.7 MEDIDOR FRAMO

El medidor FRAMO (25) consta de un mezclador de fluidos y una sección de medición con los principales elementos y sensores que se muestran en la figura 4.11.

El mezclador es un elemento estático cuyo propósito es proporcionar un flujo multifásico homogéneo a la sección de medición, independientemente de las condiciones del flujo corriente arriba del medidor. Está compuesto por una sección cilíndrica receptora del fluido y un eyector gas-líquido; el líquido o componente más denso de la mezcla se descarga directamente por el eyector en la parte inferior del cilindro, mientras que el gas asciende primero a la parte superior del mismo 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, proporcionándose a la sección de medición un flujo homogéneo.

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

El venturi permite determinar la velocidad promedio de la mezcla homogénea, y combinado con el densitómetro de rayos gamma, permite obtener el gasto másico de cada una de las fases. Como fuente de rayos gamma se utiliza el Bario 133 (Ba 133).

PRUEBAS DE CAMPO

El sistema FRAMO ha sido probado en campo con el fin de investigar su comportamiento al someterlo a diferentes regímenes de flujo y al variar la composición de los fluidos producidos; así como verificar los resultados obtenidos a nivel laboratorio y establecer los rangos y repetibilidad del medidor. Las pruebas se han llevado a cabo en las instalaciones de Texaco en Humble, Texas y en la plataforma Gullfaks-B de Statoil en el mar del norte.

PRUEBA EN GULLFAKS-B

Para esta prueba se utilizó un medidor diseñado para trabajar en los siguientes rangos operativos:

Presión	5-300 bars.
Temperatura	15 - 90°C.

Flujo total	20 - 300 m ³ /hr.
Contenido de gas	0 - 100%.
Contenido de agua	0 - 100%.

Aunque el modelo utilizado fue la versión para uso submarino, la prueba se llevó a cabo en la plataforma, colocándolo en serie y corriente arriba de un separador de prueba trifásico, el cual fue equipado con la instrumentación necesaria para cuantificar cada una de las fases por separado, mismas que fueron consideradas como referencia. Para el caso del gas se colocó un calentador corriente arriba del elemento primario, para evitar la presencia de líquido a las condiciones de medición.

Con el arreglo descrito se midieron las producciones de 6 pozos que se explotan mediante la inyección de agua al yacimiento y con los cuales se cubren los siguientes rangos de gastos:

Gasto total	55 - 200 m ³ /hr.
Contenido de gas	20 - 43%.
Contenido de agua	0 - 79%.

Los resultados fueron satisfactorios ya que al utilizar los mismos factores de calibración para todos los pozos, se obtuvieron diferencias, con respecto a la medición de referencia, que indican una buena repetibilidad del medidor. Adicionalmente, se observó que a pesar de que el contenido de sal afecta el coeficiente de atenuación de los rayos gamma, la sensibilidad a la salinidad del agua fue menor a la esperada.

PRUEBAS EN HUMBLE

El objetivo de estas pruebas fue investigar el comportamiento del medidor al someterlo a diferentes regímenes de flujo y gastos variables con diferentes contenidos de gas libre y agua. La matriz de prueba fue la siguiente:

Gasto total	55 - 300 m ³ /hr.
Contenido de agua	50, 60, 70, 80, 90%.
Contenido de gas	60, 80, 90, 96%.

El medidor utilizado fue una versión con vénturi de 2 pg., con las siguientes condiciones de diseño:

Gasto total	50 - 400 m ³ /hr.
Contenido de agua	0 - 100%.
Contenido de gas	0 - 100%.
Presión	4 - 250 bars.
Temperatura	15 - 70°C.

Para obtener las condiciones de flujo deseadas a la entrada del medidor, se utilizaron tres diferentes configuraciones. El flujo homogéneo se logró mezclando las tres fases corriente arriba del medidor. Los baches cortos se generaron mezclando las fases en un raiser de 100 metros de altura, mientras que los baches largos se generaron colocando corriente arriba del medidor y después del raiser mencionado anteriormente, un tramo de tubería horizontal de 600 metros de longitud.

Los resultados obtenidos mostraron que dentro de los rangos probados, los gastos de cada fase pueden predecirse con un buen grado de aproximación. Las diferencias con respecto a la medición de referencia fueron de $\pm 5\%$ para los gastos de aceite y agua. Esta misma diferencia se obtuvo para el gas cuando el contenido de esta fase en la mezcla fue menor de 70%; para mezclas con más de 70% de gas el medidor indicó gastos menores que los de referencia, teniéndose diferencias de hasta 50% cuando el contenido de gas es del 90%. En general el medidor presentó una buena repetibilidad en la predicción de los gastos para los rangos probados.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MEZCLADOR

Material: Acero inoxidable.
Tamaño: De acuerdo a longitudes de bache.

VÉNTURI

Material: Acero inoxidable.
Longitud: 555 mm.
Diámetro: Función de gasto y fracción de gas.
Diámetro garganta: 50 - 100 mm.

MEDIDOR GAMMA

Fuente: Ba 133.
Intensidad: 10 m Ci.
Tiempo de respuesta: 1 min.
Tensión: 1 mv.

GENERALES

Rango de medición: 0 - 100% para todas las fracciones.
Diámetro total: 600 mm.
Altura: 1500 mm.
Peso: 700 Kg (aprox.).
Precisión: $\pm 5\%$ (ref. gasto total).

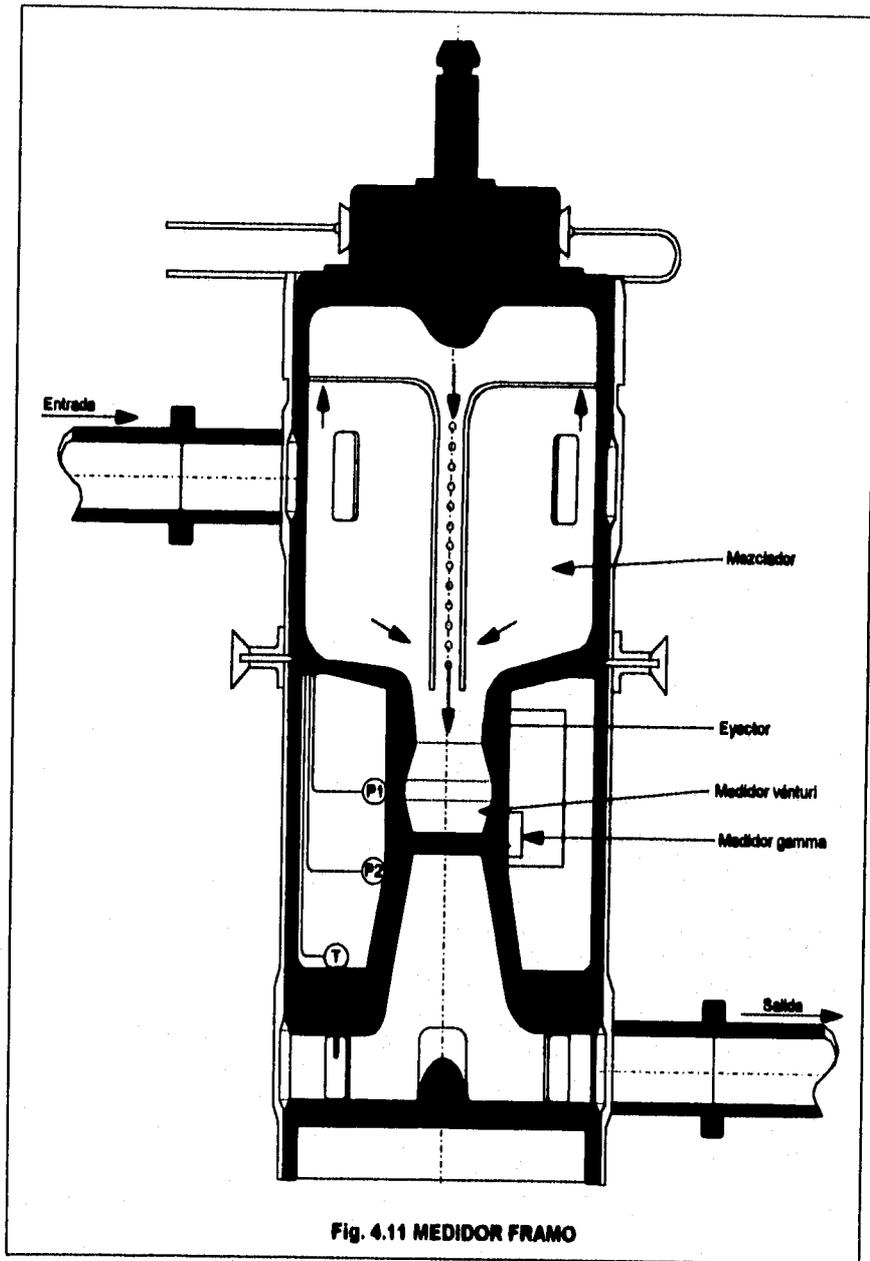


Fig. 4.11 MEDIDOR FRAMO

5. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DEL DISTRITO CÁRDENAS

Las instalaciones de producción del Distrito Cárdenas, consideradas en este estudio para analizar la factibilidad de implantar el uso de medidores de flujo multifásico, fueron definidas de acuerdo a las necesidades particulares de medición del Distrito. Estas instalaciones son cuatro baterías de recolección, Cárdenas Norte, Tecominoacán, Jujo y Paredón, y dos cabezales alejados, Jolote y Edén; sus posiciones relativas y distancias al centro control y supervisión, ubicado en las instalaciones de "El Castaño", se muestran en la figura 5.1.

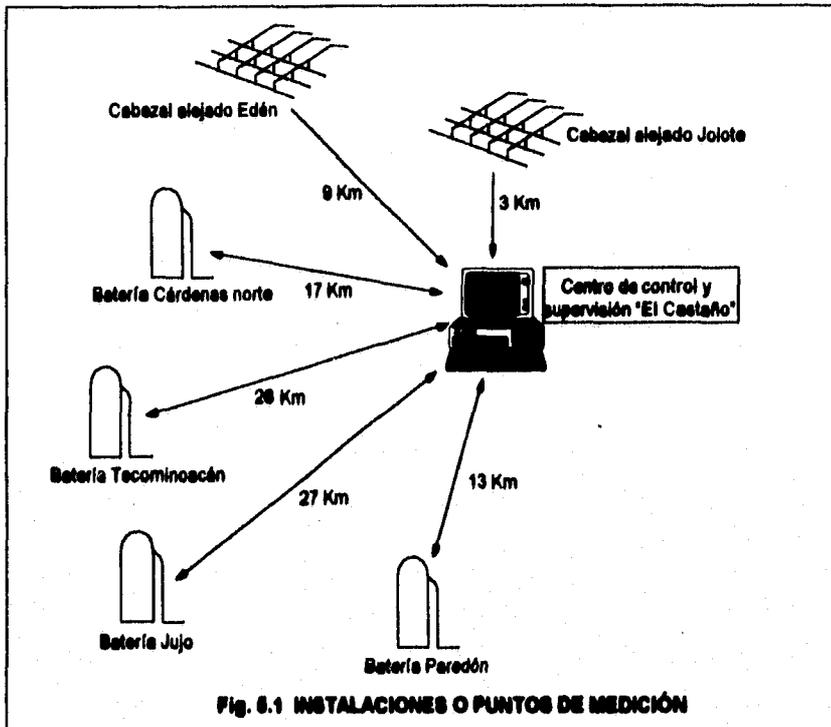
BATERÍAS DE RECOLECCIÓN

Una batería de recolección es una instalación a donde convergen los fluidos producidos, para ser sometidos a separación, tratamiento y medición de cada una de las fases, antes de ser almacenados o enviados a plantas de tratamiento. A los cabezales de las baterías fluyen las producciones de los pozos de manera independiente, cuyas fases aceite, agua y gas pueden cuantificarse con los sistemas de medición convencional disponibles, y fluyen también en corrientes, provenientes de los cabezales alejados; formadas por las producciones de varios pozos, en cuyo caso no pueden cuantificarse las producciones de cada pozo.

CABEZALES ALEJADOS

Los cabezales alejados o remotos, son colectores de hidrocarburos localizados a distancias considerables de las baterías de recolección, a los que convergen las producciones de varios pozos, las cuales se envían por uno o varios oleogasoductos hasta dichas baterías. Existen algunos cabezales alejados que cuentan con más de un colector de grupo en operación, para grupos de pozos que fluyen a presiones comunes. En algunos cabezales se dispone de línea de medición a la batería, a través de la cual se puede enviar la producción de un pozo particular para su cuantificación; en otros casos solo es posible cuantificar la producción de la corriente formada por la producción de varios de ellos.

A continuación se presenta la información disponible para cada una de las instalaciones, particularmente aquella que deberá ser considerada al estudiar la factibilidad técnica del uso de los medidores multifásicos estudiados.



6.1 BATERÍA DE RECOLECCIÓN CÁRDENAS NORTE

La batería de recolección Cárdenas Norte está ubicada en el Municipio de Cárdenas, Tab., aproximadamente a 55 kilómetros de la Ciudad de Villahermosa. El acceso a la misma es a través de la carretera federal Villahermosa-Coatzacoalcos y se localiza a la altura del kilómetro 114, aproximadamente a cinco kilómetros de la Ciudad de Cárdenas.

Es una instalación de separación, medición, almacenamiento y bombeo, que opera de manera continua, a la que fluyen las producciones de 25 pozos del campo del mismo nombre por líneas independientes, así como las producciones de tres corrientes de cabezales alejados. De estas últimas, cuatro corresponden al campo Cárdenas, una al cabezal Edén y dos al cabezal Mora del Distrito Comalcalco

Como parte del proceso, la instalación cuenta con tres etapas de separación gas-líquido que operan a presiones intermedia, baja y super baja, siendo los valores de estas: 35, 6.5 y 3.1 kg/cm², respectivamente. Solamente la producción de un pozo se separa inicialmente a presión intermedia, 21 de ellos llega a baja presión, y los tres restantes a super baja presión.

La medición de las producciones de pozos y corrientes se lleva a cabo de acuerdo a un programa mensual que no incluye a las corrientes provenientes de los cabezales alejados Mora y Edén, ya que estos no cuentan con línea de medición a la batería. Para llevar a cabo dichas mediciones se dispone de separadoras de medición horizontales, medidores de gas con placa de orificio, y tanque de medición atmosférico con capacidad de 10,000 barriles.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS

	MÁX.	PROM.	MÍN.
Temperatura ambiente (°C)	40	30	20
Número de días despejados	292		146
Número de días con tormenta eléctrica		50/año	
Precipitación media anual (mm)	2500		2000
Humedad (%)	95		90
Vientos dominantes		norte	
Vientos reinantes		noreste	
Altitud snm (m) : 7			
Topografía : planicie			

SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES

Suministro de energía eléctrica	si (x)	no ()
Voltaje	110 AC (x)	220 AC (x)
Frecuencia (hertz)	60	
Variaciones de voltaje para 110 volts (VAC)	90-145	
Variaciones de voltaje para 220 volts (VAC)	190-250	
Alumbrado	si (x)	no ()
Aire para instrumentos	si ()	no (x)
Gas natural p/instrumentos	si (x)	no ()
Presión gas combustible (kg/cm ²)	60	
Presión gas instrumentos (kg/cm ²)	7	
Disponibilidad de drenaje	pluvial (x)	aceitoso (x)
Registros eléctricos	si (x)	no ()
Línea telefónica	si ()	no (x)
Antena de radio	si (x)	no ()

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LAS CORRIENTES

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm ²):			
Presión intermedia:	35	38	34
Baja presión:	6.5	7.4	5.5
Super baja presión:	3.1	4.0	2.6
Temperatura, (°C):			
Presión intermedia	46	48	33
Baja presión	33	35	29
Super baja presión	30	33	28

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	3108	1244
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	3093	1240
Porcentaje de agua total, (% vol):	0.7	0.3
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	653 012	306 727
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	287	211
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----

Los máximos valores de producción corresponden a la corriente del cabezal alejado Mora del distrito Comalcalco, operando en presión intermedia, y los menores corresponden al cabezal alejado Edén, que opera en baja presión. Ninguno de estos cabezales cuenta con líneas de medición a la batería. Existen otras cuatro corrientes de pozos del campo Cárdenas de las cuales no se conoce su producción, pero éstas si disponen de líneas de medición.

La presión en los cabezales es aproximadamente 0.8 kg/cm² mayor a la presión medida en los separadores. El tiempo de medición para corrientes y pozos fluctúa de 6 a 8 horas.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.833	0.834	0.832
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	-----	3.7	3.09
Factor volumen aceite, (Bo):	2.299	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.059	1.02
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.817	0.855	0.788
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	40 000	5000
H ₂ S, (% mol):	-----	5.75	5.2
CO ₂ , (% mol):	-----	3.68	3.28
Arena, (% vol):	-----	0.2	Trazas
Asfaltenos, (% vol):	-----	1.68	0.6
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desemulsificante:	si ()	no (X)	

Los datos de propiedades de los fluidos de corrientes se tomaron del pozo Mora 1 y del cabezal Mora que fluye a la batería Cárdenas norte, ya que son los fluidos que presentan más volumen por corriente además de ser los campos más alejados a la batería.

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm ²):			
Presión intermedia:	35	38	34
Baja presión:	6.5	7.4	5.5
Super baja presión:	3.1	4.0	2.6

Temperatura, (°C):			
Presión intermedia	46	48	33
Baja presión	33	35	29
Super baja presión	30	33	28

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	476	35
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	475	35
Porcentaje de agua total, (% vol):	14	0.0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	228000	10600
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	702	104
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.828	0.840	0.815
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	3.09	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	2.299	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.171	1.004
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.841	0.8986	0.773
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	240 000	30000
H ₂ S, (% mol):	-----	4.4	0.25
CO ₂ , (% mol):	-----	2.8	1.81
Arena, (% vol):	-----	0.2	Trazas
Asfaltenos, (% vol):	-----	-----	-----
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desmulsificante:	si (X)	no ()	

Del total de pozos reportados, 6 producen en un rango de 30 a 100 m³/d @ c.e., y 19 producen de 100 a 500 m³/d @ c.e. (Ver tabla 5.1).

Las propiedades de los fluidos son en algunos casos de datos de pozos o bien de la corriente general que llega a la batería.

TABLA 5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS

**DISTRITO: CÁRDENAS
INSTALACION: BATERÍA CÁRDENAS NORTE**

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODUCCIÓN				GAS DE INV. (m ³ /d)	GAS TOTAL PROD. (m ³ /d)	ROA (m ³ /m ³)	PRESIÓN		MÓDULO DE FLUJO (kg/cm ²)	PRESIÓN SEPARACIÓN (kg/cm ²)	TEMP. SEPARACIÓN (°C)	
		BRUTA (m ³ /d)	NETA (m ³ /d)	AGUA (m ³ /d)	% AGUA				GAS (m ³ /d)	CABEZA POZO (kg/cm ²)				LÍNEA DE CARGA (kg/cm ²)
CÁRDENAS 104	BN	262	262	0	0	44540	17000	61540	170	12	4	1	3.1	32
CÁRDENAS 107B	F	50	50	0	0	19080	0	19080	380	20	8	3/8	7.4	33
CÁRDENAS 109	F	457	457	0	0	153085	0	153085	335	35	9	1	7.4	33
CÁRDENAS 111A	F	55	53	2	3.64	10880	0	10880	200	93	8	1/4	7.4	33
CÁRDENAS 112	F	485	485	0	0	167400	0	167400	380	42	9	1	7.4	33
CÁRDENAS 119	F	164	164	0	0	75932	0	75932	483	54	8	5/8	3.1	32
CÁRDENAS 121	F	376	376	0	0	142880	0	142880	380	44	35	7/8	33	33
CÁRDENAS 124	F	130	128	2	1.54	13312	0	13312	104	9	3	3/4	3.1	46
CÁRDENAS 129	F	410	410	0	0	123880	0	123880	380	35	9	1	7.4	32
CÁRDENAS 132	F	110	100	10	9.09	38880	0	38880	380	65	9	3/8	7.4	33
CÁRDENAS 134	F	475	475	0	0	228880	0	228880	480	70	10	3/4	7.4	33
CÁRDENAS 137	BN	74	73	1	1.35	27010	3700	30710	370	13	12		7.4	33
CÁRDENAS 139	F	476	473	3	0.63	141880	0	141880	380	35	9	1	7.4	33
CÁRDENAS 142	F	290	245	5	2	83300	0	83300	340	80	8	1/2	7.4	33
CÁRDENAS 143	F	58	58	0	0	28880	0	28880	580	35	8	3/8	7.4	33
CÁRDENAS 144	F	111	110	1	0.9	55080	0	55080	580	48	9	1/2	7.4	33
CÁRDENAS 182	F	125	107	18	14.4	29318	0	29318	274	65	8	3/8	7.4	33
CÁRDENAS 184	F	182	170	12	6.59	45380	0	45380	267	108	10	3/8	7.4	33
CÁRDENAS 182	F	35	35	0	0	14080	0	14080	480	28	3	5/16	7.4	33
CÁRDENAS 184	F	188	187	1	0.53	58279	0	58279	317	97	8	3/8	7.4	33
CÁRDENAS 308	F	342	340	2	0.58	98880	0	98880	280	35	9	3/4 1/2	7.4	33
CÁRDENAS 318	F	380	303	3	0.88	77871	0	77871	257	39	9	3/8 5/8	7.4	33
CÁRDENAS 338	F	134	128	5	3.73	48536	0	48536	384	35	9	1/2	7.4	33
CÁRDENAS 358	F	158	156	2	1.27	43388	0	43388	278	39	9	1/2	7.4	33
TEPEYL 101	F	50	50	0	0	35113	0	35113	702	118	11	3/8	7.4	33
CORRIENTES														
EDÉN		1244	1240	4	0.32	388727	0	388727	247					
MORA (PI)		3108	3893	15	0.48	853012	0	853012	211					
MORA (BP)		1794	1781	13	0.7	511823	0	511823	287					
		11889	11489	99		328888	20780	328878	8887.1					

F = Fluente BN = Bombeo neumático
Volumenes a condiciones estándar (1.033 kg/cm² y 20 °C)

5.2 BATERÍA DE RECOLECCIÓN PAREDÓN

La batería de recolección Paredón está ubicada en el Municipio de Huimanguillo, aproximadamente a 10 kilómetros de la ciudad de Cárdenas, al oeste de Villahermosa; el acceso a la misma es a través de la carretera Cárdenas-Huimanguillo, y el entronque está a la altura del kilómetro 107.

Esta batería es una instalación para separación, medición, almacenamiento y bombeo de crudo, a la que fluyen por líneas independientes las producciones de 16 pozos, todos ellos fluyentes, así como las dos corrientes provenientes de los cabezales alejados denominados Paredón 301, Jolote, Jacinto y Fenix-Giraldas; de estos cabezales, el único que no tiene colector de medición es el cabezal Jolote.

Como parte del proceso al que se somete la producción, en la batería se cuenta con dos etapas de separación gas-líquido que operan a presiones intermedia y baja, a valores de 33 y 7 kg/cm², respectivamente; la producción de dos pozos se separa a presión intermedia y la del resto de ellos a baja presión. Los cabezales alejados operan a baja presión, con excepción de Jolote que opera a presión intermedia; la producción de este último también puede fluir a la batería Bellota, por lo que la producción que llega a Paredón puede corresponder a uno o varios pozos.

La medición de pozos y corrientes se lleva a cabo de acuerdo a un programa mensual establecido, requiriéndose para cada uno un tiempo que fluctúa entre 6 y 8 horas. Para la medición de pozos y corrientes en batería se dispone de separadores bifásicos horizontales, placas de orificio con registrador gráfico para cuantificar el gas, y un tanque de medición atmosférico con capacidad de 10,000 barriles; el líquido se mide con cinta y los volúmenes de agua y aceite se determinan a partir de análisis de laboratorio a muestras de líquido. En el caso de los cabezales alejados, solamente Jolote no cuenta con colector de medición.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS

	MÁX.	PROM.	MÍN.
Temperatura ambiente (°C)	40	30	20
Número de días despejados	292		146
Número de días con tormenta eléctrica		50/año	
Precipitación media anual (mm)	2500		2000
Humedad (%)	95		90
Vientos dominantes		norte	
Vientos reinantes		noreste	
Altitud snm (m):	7		
Topografía:	planicie		

SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES

Suministro de energía eléctrica	si (x)	no ()
Voltaje	110 AC (x)	220 AC (x)
Frecuencia (hertz)	60	
Variaciones de voltaje para 110 volts (VAC)	90-145	
Variaciones de voltaje para 220 volts (VAC)	190-250	
Alumbrado	si (x)	no ()
Aire para instrumentos	si ()	no (x)
Gas natural p/instrumentos	si (x)	no ()
Presión gas combustible (kg/cm ²)	60	
Presión gas instrumentos (kg/cm ²)	7	
Disponibilidad de drenaje	pluvial (x)	aceitoso (x)
Registros eléctricos	si (x)	no ()
Línea telefónica	si (x)	no ()
Antena de radio	si (x)	no ()

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LAS CORRIENTES

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm ²):			
Presión intermedia:	33	35	30
Baja presión:	7.0	10	6.5
Temperatura, (°C):			
Presión intermedia	34	35	30
Baja presión	35	36	27

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e):	3907	116
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e):	3890	110
Porcentaje de agua total, (% vol):	5.2	0.4
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e):	1174646	331630
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	3015	302
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----

La máxima producción reportada corresponde al cabezal Jolote y la mínima a la corriente Giraldas.

La presión en los cabezales es aproximadamente 1.0 kg/cm² mayor a la presión medida en los separadores. El tiempo de medición para corrientes y pozos fluctúa de 6 a 8 horas.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.811	0.843	0.77
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	-----	1.00	0.38
Factor volumen aceite, (Bo):	2.635	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	0.7720	1.162	1.004
Densidad rel. gas, (aire = 1):	-----	0.8996	0.768
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	283 000	5000
H ₂ S, (% mol):	-----	2.05	0.2
CO ₂ , (% mol):	-----	3.03	-----
Arena, (% vol):	-----	0.2	Trazas
Asfaltinos, (% vol):	-----	-----	-----
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----

En este caso en particular se deben observar las fuertes variaciones en los gastos de líquidos y gas, respecto a las correspondientes de los pozos que llegan individualmente, así como los valores de densidades del crudo ya que se trata de crudos con características composicionales muy diferentes.

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión intermedia, (kg/cm ²):	33	35	30
Baja presión:	7.0	10	6.5
Temperatura, (°C):			
Presión intermedia	34	35	30
Baja presión	35	36	27

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	672	9
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	672	9
Porcentaje de agua total, (% vol):	35	0.0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e):	409920	5580
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	850	380

De los 16 pozos que actualmente se encuentran en operación; 8 pozos producen en un rango de 100 a 500 m³/d @ c.e., 3 pozos con más de 500 m³/d @ c.e. y los 5 restantes producen menos de 100 m³/d @ c.e. (Ver tabla 5.2).

En relación al contenido de agua en el crudo, solamente 2 pozos producen más del 10% en volumen. El promedio de producción de gas y líquido es aritmético e incluye a todos los pozos.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.811	0.833	0.770
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	-----	0.99	0.38
Factor volumen aceite, (Bo):	2.635	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.159	1.004
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.7720	0.7768	0.7680
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	283 000	5000
H ₂ S, (% mol):	-----	1.67	0.4
CO ₂ , (% mol):	-----	3.03	2.66
Arena, (% vol):	-----	0.2	Trazas
Asfaltenos, (% vol):	-----	-----	-----
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desemulsificante:	si (X)	no ()	-----

TABLA 5.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS

**DISTRITO: CÁRDENAS
INSTALACION: BATERÍA PAREDÓN**

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODUCCIÓN					GAS DE INY. (m ³ /d)	GAS TOTAL PROD. (m ³ /d)	RGA (m ³ /m ³)	PRESIÓN		DIAMETRO ESTRAI-GULADOR (pulg)	PRESIÓN SEPARA-CIÓN (kg/cm ²)	TEMP. SEPARA-CIÓN (°C)
		BRUTA (m ³ /d)	NETA (m ³ /d)	AGUA (m ³ /d)	% AGUA	GAS (m ³ /d)				CABEZA POZO (kg/cm ²)	LÍNEA ESCURRI-MIENTO (kg/cm ²)			
PAREDON 1D	F	97	96	1	1.03	76800	0	76800	800	54	32	1/2	33	33
PAREDON 2	F	73	71	2	2.74	40115	0	40115	565	16	8	1/2	6.9	32
PAREDON 3A	F	146	141	5	3.42	79665	0	79665	565	45	9	1/2	6.9	32
PAREDON 11	F	174	174	0	0.00	70296	0	70296	404	104	10	3/8	6.9	32
PAREDON 12	F	265	265	0	0.00	108650	0	108650	410	42	34	1	33	33
PAREDON 32A	F	79	76	3	3.80	64600	0	64600	850	104	34	1/4	6.9	33
PAREDON 34	F	126	126	0	0.00	63000	0	63000	500	56	9	3/8	6.9	32
PAREDON 54A	F	302	196	106	35.10	84280	0	84280	430	97	11	1/2	6.9	32
PAREDON 302	F	90	84	6	6.67	33264	0	33264	396	74	12	3/8	6.9	32
PAREDON 334	F	316	316	0	0.00	120080	0	120080	380	28	16	1	6.9	32
FENIX 2	F	596	526	70	11.74	345382	0	345382	657	70	15	7/8, 7/8	6.9	32
JACINTO 2	F	672	672	0	0.00	409820	0	409820	610	168	26	3/4	6.9	32
JACINTO 3A	F	534	534	0	0.00	282360	0	282360	529	89	20	5/8, 5/8	6.9	32
JACINTO 11	F	481	481	0	0.00	303030	0	303030	630	111	21	3/4	6.9	32
JACINTO 21	F	434	422	12	2.76	216064	0	216064	512	64	15	7/8	6.9	32
JACINTO 24	F	9	9	0	0.00	5580	0	5580	620	12	8	1/2	6.9	32
CORRIENTES														
GIRALDAS		116	110	6	5.17	331630	0	331630	3015					
JOLOTE		3907	3890	17	0.43	1174646	0	1174646	302					
		8417	8188	228		3888362	0	3888362						

F = Fluente BN = Bombao neumático
Volúmenes a condiciones estándar (1.033 kg/cm² y 20 °C)

6.3 BATERÍA DE RECOLECCIÓN JUJO

La batería Jujo está ubicada en el municipio de Huimanguillo, aproximadamente a dos kilómetros del poblado de Ocuapan, al oeste de la ciudad de Villahermosa; el acceso es a través de la carretera federal Villahermosa-Coatzacoalcos y el entronque se localiza a la altura del kilómetro 102. A esta batería confluyen las producciones de 24 pozos fluyentes y de dos cabezales alejados, Jujo 47 y Jujo 18, ambos con líneas de medición independientes hasta la batería.

Los fluidos producidos se someten a dos etapas de separación, denominadas de baja presión y super baja presión, que trabajan a 6.5 y 2.8 kg/cm², respectivamente. Del total de pozos, 20 se separan a baja presión y 4 a super baja, mientras que de los cabezales alejados, la producción de uno de ellos fluye a baja presión y el otro a super baja presión.

La medición de pozos y corrientes se lleva a cabo bajo un programa establecido, con una duración que varía de 6 a 8 horas, dependiendo del gasto de cada uno. Para esto se dispone de una infraestructura similar a la descrita para la batería Paredón, que consiste en separadores bifásicos horizontales, medidor de gas con placa de orificio y tanque atmosférico de 10,000 barriles de capacidad.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS

	MÁX.	PROM.	MÍN.
Temperatura ambiente (°C)	40	30	20
Número de días despejados	292		146
Número de días con tormenta eléctrica		50/año	
Precipitación media anual (mm)	2500		2000
Humedad (%)	95		90
Vientos dominantes		norte	
Vientos reinantes		noreste	
Altitud snm (m) : 8			
Topografía : planicie			

SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES

Suministro de energía eléctrica	si (x)	no ()
Voltaje	110 AC (x)	220 AC (x)
Frecuencia (hertz)	60	
Variaciones de voltaje para 110 volts (VAC)	90-145	
Variaciones de voltaje para 220 volts (VAC)	190-250	
Alumbrado	si (x)	no ()
Aire para instrumentos	si ()	no (x)
Gas natural p/instrumentos	si (x)	no ()
Presión gas combustible (kg/cm ²)	60	
Presión gas instrumentos (kg/cm ²)	7	
Disponibilidad de drenaje	pluvial (x)	aceitoso (x)
Registros eléctricos	si (x)	no ()
Línea telefónica	si (x)	no ()
Antena de radio	si (x)	no ()

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LAS CORRIENTES

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm²):			
Baja presión:	6.5	7.5	6.0
Super baja presión:	2.8	3.0	2.4
Temperatura, (°C):			
Baja presión	54	----	----
Super baja presión	36	----	----

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	450	40
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	450	40
Porcentaje de agua total, (% vol):	0.0	0.0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	54000	10800
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	270	120
Contenido de emulsión, (% vol):	----	----

El máximo dato de producción reportado corresponde al cabezal Jujo 47, del cual solo fluye el pozo Jujo 47 en baja presión y el mínimo al cabezal Jujo 18, también con un solo pozo operando y corresponde al pozo Jujo 459 en super baja presión. La distancia del cabezal Jujo 47 que es el más alejado es de aproximadamente 3.5 km. hasta el cabezal de la batería Jujo. Ambos cabezales cuentan con línea de medición hasta la batería.

La presión en los cabezales es aproximadamente 1.0 kg/cm² mayor a la presión medida en los separadores. El tiempo de medición para corrientes y pozos fluctúa de 6 a 8 horas.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.838	0.845	0.828
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	0.362	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	1.601	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	1.066	1.129	1.018
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.9032	0.9698	0.8367
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	220 000	30 000
H ₂ S, (% mol):	-----	1.2	0.47
CO ₂ , (% mol):	-----	2.6	1.53
Arena, (% vol):	-----	0.2	0.15
Asfaltenos, (% vol):	-----	0.5	0.4
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----

En este caso en particular se deben observar las fuertes variaciones en los gastos de líquidos y gas, respecto a las correspondientes de los pozos que llegan individualmente, así como los valores de densidades del crudo, ya que se trata de crudos con características composicionales muy diferentes.

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm ²):			
Baja presión:	6.5	7.5	6.0
Super baja presión:	2.8	3.0	2.4
Temperatura, (°C):			
Baja presión	54	-----	-----
Super baja presión	36	-----	-----

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	1205	28
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	1205	25
Porcentaje de agua total, (% vol):	11	0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	294020	10428
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	600	120
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----

De los 24 pozos que actualmente se encuentran en operación; 11 pozos producen en un rango de 100 a 500 m³/d @ c.e., 9 pozos con más de 500 m³/d @ c.e. y solo 4 producen menos de 100 m³/d @ c.e. (Ver tabla 5.3).

En relación al contenido de agua en el crudo, solamente 3 pozos producen más del 1% con un máximo de 11%.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.838	0.845	0.828
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	0.362	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	-----	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	1.086	1.129	1.018
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.9032	0.9698	0.8367
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	220 000	30 000
H ₂ S, (% mol):	-----	1.2	0.47
CO ₂ , (% mol):	-----	2.6	1.53

Arena, (% vol):	-----	0.2	0.15
Asfaltenos, (% vol):	-----	2.5	0.4
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desemulsificante:	si (X)	no ()	

Este campo en particular es el que presenta fuertes problemas de depositación orgánica de asfaltenos y parafinas por lo que se debe tomar en cuenta en la selección de equipos.

TABLA 5.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS

**DISTRITO: CÁRDENAS
INSTALACION: BATERÍA JUJO**

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODUCCIÓN					GAS DE INV. (m ³ /d)	GAS TOTAL PROD. (m ³ /d)	RGA (m ³ /m ³)	PRESIÓN		DIAMETR O ESTRAN- GALADOR (pulg)	PRESIO N SEPARA- CION (kg/cm ²)	TEMP. SEPARA- CION (°C)
		BRUTA (m ³ /d)	META (m ³ /d)	AGUA (m ³ /d)	% AGUA	GAS (m ³ /d)				CABEZA POZO (kg/cm ²)	LÍNEA ESCURRI- MIENTO (kg/cm ²)			
JUJO 2A	F	991	991	0	0.00	235858	0	235858	236	34	8	1, 1	6.5	33
JUJO 3	F	1043	1043	0	0.00	255535	0	255535	245	31	14	104/64, 3/4	6.5	57
JUJO 4	F	507	507	0	0.00	116610	0	116610	230	30	8	1/2, 1	6.5	57
JUJO 6	F	125	125	0	0.00	21250	0	21250	170	19	8	3/4	6.5	57
JUJO 12	F	810	810	0	0.00	226800	0	226800	280	28	12	1, 1	2.8	33
JUJO 13A	F	945	945	0	0.00	247590	0	247590	262	35	14	1, 1	6.5	33
JUJO 16	F	357	357	0	0.00	89250	0	89250	250	33	7	1, 7/8	6.5	57
JUJO 22A	F	473	473	0	0.00	99330	0	99330	210	16	8	80/64	6.5	57
JUJO 23A	F	1205	1205	0	0.00	294020	0	294020	244	41	8	80/64, 5/8	6.5	57
JUJO 24	F	1092	1092	0	0.00	262080	0	262080	240	30	17	104/64, 7/8	6.5	57
JUJO 25	F	976	976	0	0.00	208864	0	208864	214	34	14	1, 1	6.5	57
JUJO 26	F	28	25	3	10.71	11250	0	11250	450	45	8	3/8	6.5	57
JUJO 27	F	243	235	8	3.29	59690	0	59690	254	54	12	5/8	6.5	57
JUJO 32	F	564	564	0	0.00	112800	0	112800	230	19	10	1, 1	6.5	57
JUJO 34	F	348	348	0	0.00	87000	0	87000	250	36	9	80/64	6.5	57
JUJO 38	F	455	425	30	6.59	120700	0	120700	284	45	12	1	6.5	57
JUJO 42	F	120	120	0	0.00	24000	0	24000	200	18	3	5/8	6.5	57
JUJO 45	F	223	223	0	0.00	53520	0	53520	240	19	9	7/8	2.8	57
JUJO 47	F	450	450	0	0.00	54000	0	54000	120	56	10	3/4	6.5	57
JUJO 52	F	405	405	0	0.00	97200	0	97200	240	49	9	3/4	6.5	57
JUJO 56	F	66	66	0	0.00	10428	0	10428	158	12	8	5/8	6.5	57
JUJO 58	F	145	144	1	0.69	43200	0	43200	300	30	9	5/8	6.5	57
JUJO 438	F	30	30	0	0.00	18000	0	18000	600	16	3	3/8	2.8	57
JUJO 459	F	40	40	0	0.00	10600	0	10600	270	18	3	1/4	2.8	57
		11641	11688	42		2768776	0	2768776						

F = Fluente BN = Bombeo neumático
Volumenes a condiciones estándar (1.033 kg/cm² y 20 °C)

5.4 BATERÍA DE RECOLECCIÓN TECOMINOACÁN

Esta batería se ubica en el municipio de Huimanguillo, aproximadamente a dos kilómetros del poblado de Mecatepec, al oeste de la ciudad de Villahermosa. El acceso es por la carretera federal Villahermosa-Coatzacoalcos y el entronque se localiza a la altura del kilómetro 102.

En la batería se maneja la producción del campo Tecominoacán, misma que converge a la batería a través de las líneas de descarga de 16 pozos, todos fluyentes, y una corriente proveniente del único cabezal alejado, formada por la producción de dos pozos. La producción de 14 pozos y la corriente del cabezal alejado se separan a baja presión, (6.5 kg/cm²), mientras que la de los 2 pozos restantes se separa a presión super baja, (3.1 kg/cm²).

Al igual que en las baterías descritas anteriormente, se tiene un programa de medición mensual para los pozos y corrientes, para lo cual se cuenta también con separadores horizontales bifásicos, medidores de gas con placa de orificio, y un tanque atmosférico con capacidad de 10,000 barriles.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS

	MÁX.	PROM.	MÍN.
Temperatura ambiente (°C)	40	30	20
Número de días despejados	292		146
Número de días con tormenta eléctrica		50/año	
Precipitación media anual (mm)	2500		2000
Humedad (%)	95		90
Vientos dominantes		norte	
Vientos reinantes		noreste	
Altitud snm (m) : 9			
Topografía : planicie			

SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES

Suministro de energía eléctrica	si (x)	no ()
Voltaje	110 AC (x)	220 AC (x)
Frecuencia (hertz)	60	
Variaciones de voltaje para 110 volts (VAC)	90-145	
Variaciones de voltaje para 220 volts (VAC)	190-250	
Alumbrado	si (x)	no ()
Aire para instrumentos	si ()	no (x)
Gas natural p/instrumentos	si (x)	no ()
Presión gas combustible (kg/cm ²)	60	
Presión gas instrumentos (kg/cm ²)	7	
Disponibilidad de drenaje	pluvial (x)	aceitoso (x)
Registros eléctricos	si (x)	no ()
Línea telefónica	si (x)	no ()
Antena de radio	si (x)	no ()

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LAS CORRIENTES

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm²):			
Baja presión:	6.5	8.0	5.0
Super baja presión:	3.1	4.0	2.6
Temperatura, (°C):			
Baja presión	56	75	55
Super baja presión	37	46	-----

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	935
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	819
Porcentaje de agua total, (% vol):	0.0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	262820
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	281
Contenido de emulsión, (% vol):	0.0

La mayor producción reportada corresponde al único cabezal alejado que fluye como corriente a la batería Tecominoacán, éste es el cabezal 101 Tecominoacán, al cual convergen 4 pozos, de los cuales actualmente fluyen 2 (Tecominoacán 101 y 123) y cuenta con un oleoducto de grupo de 16 pg. y uno de medición de 8 pg.

La presión en los cabezales es aproximadamente 1.0 kg/cm² mayor a la presión medida en los separadores. El tiempo de medición para corrientes y pozos fluctúa de 6 a 8 horas.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.836	0.855	0.826
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	0.37	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	1.623	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.095	1.001
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.962	-----	-----
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	160 000	3000
H ₂ S, (% mol):	1.6	-----	-----
CO ₂ , (% mol):	2.2	-----	-----
Arena, (% vol):	0.1	-----	-----
Asfaltenos, (% vol):	-----	3.5	-----
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desmulsificante:	si ()	no (X)	

PARÁMETROS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

CONDICIONES DE SEPARACIÓN

	NORMAL	MÁXIMA	MÍNIMA
Presión, (kg/cm ²):			
Baja presión:	6.5	6.0	5.0
Super baja presión:	3.1	4.0	2.6
Temperatura, (°C):			
Baja presión	56	75	55
Super baja presión	37	46	-----

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	947	119
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	947	119
Porcentaje de agua total, (% vol):	2.38	0.0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	312510	20196
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):	330	108
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.836	0.855	0.826
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	0.37	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	1.623	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.095	1.001
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.962	-----	-----
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	160 000	3000
H ₂ S, (% mol):	1.6	-----	-----
CO ₂ , (% mol):	2.2	-----	-----
Arena, (% vol):	0.1	-----	-----
Asfaltenos, (% vol):	-----	3.5	-----
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desmulsificante:	si (X)	no ()	

De los 16 pozos reportados, 8 producen en un rango de 100 a 500 m³/d @ c.e., y 8 pozos de 50 a 100 m³/d @ c.e. (Ver tabla 5.4).

TABLA 5.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS
DISTRITO: CÁRDENAS
INSTALACION: BATERIA TECOMINOACÁN

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODUCCIÓN					GAS DE INV. (m ³ /d)	GAS TOTAL (m ³ /d)	ROA (m ³ /h)	PRESIÓN			TEMP. SEPARACIÓN (°C)	
		BRUTA (m ³ /d)	NETA (m ³ /d)	AGUA (m ³ /d)	% AGUA	GAS (m ³ /d)				CABEZA POZO (kg/cm ²)	LÍNEA ESCURRI-ACERVO (kg/cm ²)	DIÁMETRO ESTIM. OULADOR (pulg)		PRESIÓN SEPARACIÓN (kg/cm ²)
TECOMINOACÁN 101B	F	816	816	0	0.00	238640	0	238640	280	38	8	5364	3.1	35.3
TECOMINOACÁN 105	F	247	247	0	0.00	61750	0	61750	250	19	7	111	3.1	35.3
TECOMINOACÁN 107	F	620	620	0	0.00	168000	0	168000	300	25	7	178	3.1	35.3
TECOMINOACÁN 108	F	722	722	0	0.00	191330	0	191330	285	23	8	10464, 112	2.8	35.3
TECOMINOACÁN 123	F	119	119	0	0.00	28180	0	28180	220	28	9	1	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 127	F	469	469	0	0.00	138620	0	138620	280	38	8	1	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 129	F	947	947	0	0.00	312510	0	312510	330	36	7	1	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 148	F	252	246	6	2.38	58626	0	58626	231	46	7	58	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 169	F	154	152	2	1.30	38624	0	38624	282	25	8	7/8, 3/4	3.1	35.3
TECOMINOACÁN 428	F	548	548	0	0.00	150700	0	150700	275	29	7	8384, 112	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 429	F	686	684	2	0.29	191520	0	191520	280	32	8	1	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 444	F	587	587	0	0.00	159480	0	159480	270	21	8	8064	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 446	F	318	315	3	0.94	78750	0	78750	250	18	8	158	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 448	F	625	625	0	0.00	179375	0	179375	287	29	7	7/8, 7/8	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 456	F	288	261	5	1.68	60785	0	60785	267	16	8	1	6.5	35.3
TECOMINOACÁN 458	F	189	187	2	1.06	20196	0	20196	108	14	7	1	6.5	35.3
		7888	7866	28		2386278		2386278						

F = Flujo BN = Bomba neumática
 Voltímetros a condiciones estándar (1.033 kg/cm² y 20 °C)

5.5 CABEZAL ALEJADO EDÉN

Este cabezal está ubicado al noroeste de la ciudad de Villahermosa, en el municipio de Cárdenas, Tab., aproximadamente a cinco kilómetros de la ciudad de Cárdenas. El acceso al mismo es por la carretera Cárdenas-Comalcalco, y el entronque se localiza a la altura del kilómetro 132.

El cabezal cuenta con dos colectores de 12 pulgadas de diámetro, uno general y otro de medición, a los que convergen las producciones de 5 pozos fluyentes; se cuenta también con una línea de carga a medición y una de descarga, ambas de 6 pulgadas de diámetro, que permiten la instalación de un sistema de medición portátil. La presión en los colectores es de aproximadamente 10 kg/cm², mientras que la temperatura es en promedio de 48 °C.

La producción de los 5 pozos se envía por un oleoducto hasta la batería Cárdenas Norte, donde se mide como corriente, ya que no se cuenta con línea de medición a dicha batería.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS

	MÁX.	PROM.	MÍN.
Temperatura ambiente (°C)	40	30	20
Número de días despejados	292		146
Número de días con tormenta eléctrica		50/año	
Precipitación media anual (mm)	2500		2000
Humedad (%)	95		90
Vientos dominantes		norte	
Vientos reinantes		noreste	
Altitud snm (m) :	7		
Topografía :	planicie		

SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES

Suministro de energía eléctrica	si ()	no (x)
Voltaje	110 AC (x)	220 AC (x)
Variaciones de voltaje para 110 volts (VAC)	--	
Variaciones de voltaje para 220 volts (VAC)	--	
Alumbrado	si ()	no (x)
Aire para instrumentos	si ()	no (x)
Gas natural p/instrumentos	si ()	no (x)
Presión gas combustible (kg/cm ²)	--	
Presión gas instrumentos (kg/cm ²)	--	
Disponibilidad de drenaje	pluvial ()	aceitoso ()
Registros eléctricos	si ()	no (x)
Línea telefónica	si ()	no (x)
Antena de radio	si ()	no (x)

CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e):		500	129
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e):		500	127
Porcentaje de agua total, (% vol):		1.6	0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e):		136000	34290
Presión de separación, (kg/cm ²):	6.5	7.4	5.5
Temperatura de separación, (°C):	33	35	29
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):		272	154
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desémulsificante:	si ()	no (X)	

De los 5 pozos que fluyen al cabezal, 2 producen agua cuyo porcentaje en volumen no rebasa el 2 %. (Ver tabla 5.5).

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.834	0.839	0.829
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	3.09	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	-----	-----	-----
Relación de solubilidad, (m ³ /m ³):	-----	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.028	1.022
Densidad rel. gas, (aire = 1):	0.78	-----	-----

Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	45 000	35 000
H ₂ S, (% mol):	-----	5.75	-----
CO ₂ , (% mol):	-----	3.28	-----
Arena, (% vol):	Trazas	-----	-----
Asfaltenos, (% vol):	-----	0.9	0.4
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desmulsificante:	si ()	no (X)	

Le información de viscosidad y densidad del aceite, H₂S y CO₂ corresponden a datos de la corriente. La densidad relativa del gas es de datos de pozos.

TABLA 5.5 CONDICIONES DE OPERACION Y PRODUCCION DE POZOS
DISTRITO: CÁRDENAS
INSTALACION: CABEZAL ALEJADO EDÉN

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODUCCION					GAS DE INV. (m ³ /d)	GAS TOTAL PROD. (m ³ /d)	AGUA (m ³ /d)	PRESION			TEMP. SEMANA-CIEN (°C)	
		BRUTA (m ³ /d)	NETA (m ³ /d)	AGUA (m ³ /d)	% AGUA	GAS (m ³ /d)				CABEZA POZO (kg/cm ²)	LINEA ESCURRI-HERNANDEZ (kg/cm ²)	DIAMETRO ESTIMAD. OIL-LANDER (in)		PRESION ESTIMAD. OIL-LANDER (kg/cm ²)
EDEN 1	F	129	127	2	1.55	34290	0	34290	270	31	10	5/8	7.4	33
EDEN 21	F	142	140	2	1.41	36400	0	36400	260	36	10	1/2	7.4	33
EDEN 41	F	245	245	0	0	64625	0	64625	265	33	10	5/8	7.4	33
EDEN 43	F	228	228	0	0	35112	0	35112	154	33	10	5/8	7.4	33
EDEN 47	F	500	500	0	0	136000	0	136000	272	68	11	3/4	7.4	33
		1304	1300	4		308727	0	308727						

F = Fugante
 BN = Borrado permanente
 Volúmenes a condiciones estándar (1.0131 kg/cm² y 20 °C)

5.6 CABEZAL ALEJADO JOLOTE

Este cabezal se ubica al oeste de la ciudad de Villahermosa, en el municipio de Cárdenas y tiene su acceso por la autopista Villahermosa-Cárdenas, estando el entronque en el kilómetro 129, aproximadamente a la altura de las oficinas de "El Castaño", a 7 kilómetros de la Ciudad de Cárdenas.

Se cuenta con tres colectores de 12 pulgadas de diámetro, dos generales o de grupo y uno de medición, a los que convergen las producciones de 11 pozos fluyentes; se cuenta también con líneas de carga y descarga para la instalación de un sistema de medición portátil. De aquí se pueden enviar los fluidos a la batería Paredón, por un oleogasoducto de 12 pulgadas, o a la batería Bellota, por uno de 10 pulgadas, pero en ninguno de los casos se cuenta con línea de medición a estas baterías; por esta razón, cuando se quiere medir la producción de un solo pozo, ésta se envía por una de las líneas a una de estas baterías, mientras que el resto de la producción se envía a la otra.

Uno de los colectores de grupo, de presión intermedia, opera a 56 kg/cm² y 48 °C., aproximadamente, y el otro a 10 kg/cm² y 38 °C.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS

	MÁX.	PROM.	MÍN.
Temperatura ambiente (°C)	40	30	20
Número de días despejados	292		146
Número de días con tormenta eléctrica		50/año	
Precipitación media anual (mm)	2500		2000
Humedad (%)	95		90
Vientos dominantes		norte	
Vientos reinantes		noreste	
Altitud snm (m) : 6			
Topografía : planicie			

SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES

Suministro de energía eléctrica	si ()	no (x)
Voltaje	110 AC (x)	220 AC (x)
Variaciones de voltaje para 110 volts (VAC)	-.-	
Variaciones de voltaje para 220 volts (VAC)	-.-	
Alumbrado	si ()	no (x)
Aire para instrumentos	si ()	no (x)
Gas natural p/instrumentos	si ()	no (x)
Presión gas combustible (kg/cm ²)	-.-	
Presión gas instrumentos (kg/cm ²)	-.-	
Disponibilidad de drenaje	pluvial ()	aceitoso ()
Registros eléctricos	si ()	no (x)
Línea telefónica	si ()	no (x)
Antena de radio	si ()	no (x)

CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

	PROMEDIO	MÁXIMO	MÍNIMO
Gasto bruto de líquido, (m ³ /d @ c.e.):	-----	608	102
Gasto neto de aceite, (m ³ /d @ c.e.):	-----	608	92
Porcentaje de agua total, (% vol):	-----	9.8	0
Gasto de gas, (m ³ /d @ c.e.):	-----	184224	33000
Presión de separación, (kg/cm ²):		54	5.8
Temperatura de separación, (°C):		55	27
Relación gas aceite, (m ³ /m ³):		430	200
Contenido de emulsión, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desemulsificante:	si ()	no (X)	

De los 11 pozos que fluyen al cabezal, 10 producen en un rango de 100 a 500 m³/d @ c.e y solo uno produce más de 500. Así mismo, la presión de operación de 9 pozos es de presión intermedia y 2 de baja presión. (Ver tabla 5.6).

Respecto al contenido de agua en el crudo, 4 pozos producen en porcentajes que no rebasan el 10% en volumen, el resto no producen agua.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA
Densidad rel. aceite, @ 20/4 °C (agua = 1)	0.837	0.843	0.831
Viscosidad aceite, (cp @ 37.8 °C):	-----	-----	-----
Factor volumen aceite, (Bo):	-----	-----	-----
Relación de solubilidad, (m ³ , m ³):	-----	-----	-----
Densidad agua, (gr/cm ³ @ 20/4 °C):	-----	1.028	1.022
Densidad rel. gas, (aire = 1):	-----	0.8986	0.7649
Fac. supercompresibilidad gas, (adim.)	-----	-----	-----
Salinidad, (ppm):	-----	-----	-----
H ₂ S, (% mol):	-----	4.18	-----
CO ₂ , (% mol):	-----	3.5	-----
Arena, (% vol):	-----	Trazas	Trazas
Asfaltenos, (% vol):	-----	0.8	0.2
Parafinas, (% vol):	-----	-----	-----
Se emplea desemulsificante:	si ()	no (X)	-----

La información de H₂S y CO₂ corresponden a datos de la corriente en la descarga del rectificador secundario. La densidad relativa del gas es de datos de pozos, la mayor corresponde a presión intermedia y la menor a baja presión. Los datos de densidad del crudo corresponden al promedio de tres pozos.

TABLA 5.6 CONDICIONES DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN DE POZOS
DISTRITO: CÁRDENAS
INSTALACION: CABEZAL ALEJADO JOLOTE

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODUCCIÓN					GAS DE INV. (m ³ /kg)	GAS TOTAL PERD. (m ³ /kg)	RECA (m ³ /h)	PRESIÓN			TEMP. SUPERF. (°C)	
		RETA (m ³ /kg)	AGUA (m ³ /kg)	% AGUA	GAS (m ³ /kg)	CABEZA POZO (kg/cm ²)				LÍNEA ESCUDO (kg/cm ²)	DIÁMETRO ESTIM. OVALADO (mm)			
JOLOTE 1E	F	381	379	2	0.52	98285	0	98285	254	75	36	34	33	32.2
JOLOTE 2A	F	383	391	2	0.51	116127	0	116127	297	70	51	34	33	32.2
JOLOTE 21	F	412	412	0	0.00	115380	0	115380	280	74	56	1116	53	32.2
JOLOTE 21-3	F	440	440	0	0.00	161820	0	161820	385	69	8	58	7.1	32.2
JOLOTE 23	F	608	608	0	0.00	184224	0	184224	303	64	53	7/8	33	32.2
JOLOTE 41	F	168	165	3	1.79	33000	0	33000	200	75	51	1/2	33	32.2
JOLOTE 43	F	451	451	0	0.00	143989	0	143989	319	68	56	7/8	53	32.2
JOLOTE 45	F	210	210	0	0.00	67980	0	67980	324	22	8	3/8	53	32.2
JOLOTE 63	F	457	457	0	0.00	150810	0	150810	330	80	54	3/4	53	32.2
JOLOTE 65	F	102	92	10	9.80	39560	0	39560	430	160	50	1/4	33	32.2
JOLOTE 85	F	285	285	0	0.00	65550	0	65550	230	93	53	1/2	33	32.2
		3887	3888	17		1176488	0	1176488						

F = Fugante BN = Bombeo neumático
 Volúmenes a condiciones estándar (1.033 kg/cm² y 20 °C)

6. BASES DE USUARIO

A continuación se describen las especificaciones técnicas requeridas de los equipos de medición fijos y móviles, para las instalaciones seleccionadas del Distrito Cárdenas.

*** CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS, METEOROLÓGICAS Y SISMOLÓGICAS**

Los equipos deberán estar diseñados para operar a las condiciones ambientales descritas en cada una de las instalaciones del Distrito Cárdenas, del capítulo 5.

*** REQUERIMIENTOS DE MEDICIÓN DE LOS POZOS Y CORRIENTES**

Los equipos serán ubicados en el cabezal de llegada de los pozos y corrientes a la batería, y estarán destinados a medir cada uno de los pozos y corrientes, por lo menos dos veces por mes, como una incertidumbre no mayor de $\pm 5\%$ para cada fase, con respecto al sistema de medición convencional.

*** RANGOS DE OPERACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS POZOS**

Los equipos deberán ser diseñados para cubrir los rangos de producción y operación de los pozos y corrientes de cada batería y cabezal alejado descritos en el capítulo 5.

*** CONDICIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE SEPARACIÓN EN LA BATERÍA**

Los equipos deberán operar bajo las condiciones de presión y temperatura de cada batería y cabezal alejado descritos en el capítulo 5.

*** PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS**

Los equipos deberán operar sin cambio en su precisión establecida para los rangos de propiedades de fluidos de los pozos y corrientes, mencionados en el capítulo 5.

*** PATRONES DE FLUJO Y CAIDA DE PRESIÓN EN EL EQUIPO**

Los equipos deberán ser capaces de manejar cualquier tipo de patrón de flujo que presenten los pozos, estos patrones no han sido cuantificados, así mismo, la caída de presión en los equipos no deberá ser mayor de 0.5 kg/cm^2 .

*** SERVICIOS AUXILIARES DISPONIBLES EN LA BATERÍA**

El fabricante deberá considerar los servicios disponibles en cada batería, y cabezal alejado descrito en el capítulo 5.

Los equipos deberán disponer de una unidad ininterrumpible de energía a base de baterías recargables selladas con autonomía a un régimen de descarga mínimo de 12 horas. Las unidades deberán soportar los picos extremos de voltaje y ruido que se presenten en la instalación.

Opcionalmente, el equipo podrá contar con una fuente de energía propia, de preferencia de tipo panel solar, con capacidad para abastecer todo el sistema.

*** COMUNICACIÓN**

Los equipos deberán tener la opción de manejar la información de manera local y remota vía radio.

*** COMUNICACIÓN LOCAL**

Deberán contar con una conexión serial RS-232 para establecer comunicación mediante cable a una computadora de tipo notebook, a fin de recuperar información a un disco flexible, de resultados de las mediciones de pozos y corrientes, y de características de los fluidos así como de las condiciones de operación y producción de los pozos.

*** CONTROL DE OPERACIÓN REMOTA**

Los equipos deberán tener capacidad de comunicación vía radio hasta un centro de control y supervisión, el cual estará ubicado en la oficina del departamento de operación del Distrito Cárdenas en "El Castaño".

En el mismo se podrá recibir información de equipos portátiles sobre los que no se ejercerá control, también se recibirá información de equipos fijos sobre los que será posible tener control total.

El centro de control y supervisión "El Castaño" deberá contener el software de todos los equipos fijos y portátiles que operarán en el Distrito y la memoria suficiente para almacenar y manejar la información de los pozos de cuatro baterías y dos cabezales alejados.

• HARDWARE

El hardware de los equipos estarán conformados por una computadora 80486 de 66 Mhz, con monitor a color VGA y memoria ram suficiente para manejar el equipo, disco duro, dos puertos seriales, dos paralelos, drive de 3.5 pg de 1.44 MB, ratón, teclado de 102 teclas, con rutina de iniciación por falla de alimentación, método de respaldo de memoria. Deberán contar con una impresora tipo chorro de tinta a color para la impresión de gráficos, bases de datos y resultados de las mediciones, también deberán contar con una fuente de poder ininterrumpible (UPS).

• SOFTWARE

El software deberá ser cargado en la memoria residente tanto para los programas de proceso como las bases de datos para calibración y ejecución. El software en general debe ser completamente amigable. Todas las instrucciones deberán estar en idioma español y los resultados deberán presentarse en el sistema internacional.

La base de datos debe ser fácilmente modificable según las necesidades del usuario ya sea para modificar los datos o para introducir al sistema los datos de un nuevo pozo o corriente.

Los resultados de las pruebas se deberán poder exportar en formatos de archivos de bases de datos y hojas electrónicas de cálculo.

El fabricante deberá especificar los términos de la licencia para el uso del software de los equipos.

• REQUERIMIENTOS DE AUTOMATIZACIÓN Y TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN

Si el fabricante cuenta con la opción de automatización de las válvulas de llegada de los pozos a la batería, deberá especificar si el software tiene la capacidad de manejar todos los pozos de manera secuencial, para programar su medición de manera automática sin la intervención del operador para el movimiento de válvulas.

En caso positivo el fabricante deberá suministrar todas las válvulas, actuadores, accesorios y materiales diversos necesarios para establecer el control automático, de acuerdo a los requerimientos que se indican a continuación para cada una de las instalaciones.

BATERÍA CÁRDENAS NORTE

Se requiere automatización del cabezal si (X) no ()
Transmisión de información si (X) no ()
Distancia aproximada al centro de recepción y
control de información: 17 km a la oficina de operación en "El Castaño"

BATERÍA PAREDÓN

Se requiere automatización del cabezal si (X) no ()
Transmisión de información si (X) no ()
Distancia aproximada al centro de recepción y
control de información: 13 km a la oficina de operación en "El Castaño"

BATERÍA JUJO

Se requiere automatización del cabezal si (X) no ()
Transmisión de información si (X) no ()
Distancia aproximada al centro de recepción y
control de información: 27 km a la oficina de operación en "El Castaño"

BATERÍA TECOMINOACÁN

Se requiere automatización del cabezal si (X) no ()
Transmisión de información si (X) no ()
Distancia aproximada al centro de recepción y
control de información: 26 km a la oficina de operación en "El Castaño"

CABEZAL ALEJADO EDÉN

Se requiere automatización del cabezal si () no (X)
Transmisión de información si (X) no ()
Distancia aproximada al centro de recepción y
control de información: 9 km a la oficina de operación en "El Castaño"

CABEZAL ALEJADO JOLOTE

Se requiere automatización del cabezal si () no (X)
Transmisión de información si (X) no ()
Distancia aproximada al centro de recepción y
control de información: 3 km a la oficina de operación "El Castaño"

7. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

En el presente capítulo se realiza el análisis de las tecnologías de medición multifásica que han alcanzado un mayor grado de avance en su desarrollo, la factibilidad de utilizarlos en las baterías y cabezales alejados que conforman el Distrito Cárdenas de la Región Sur, así como un análisis económico en las modalidades de adquisición y renta de sistemas de medición multifásica, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

<u>No. de instalaciones en que se efectuarán las mediciones</u>	6
<u>No. de pozos</u>	20
<u>No. de corrientes de flujo</u>	14
<u>No. de mediciones por mes por cada pozo o corriente</u>	2
<u>Periodo de medición (años)</u>	2
<u>No. de mediciones durante dos años</u>	5280

Para esto se estableció que se requieren 5 equipos de medición multifásica, 4 fijos que se instalarían en cada una de las baterías de separación y 1 portátil que prestaría servicio a los dos cabezales alejados.

7.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS

Es importante mencionar que la tecnología relacionada con la medición multifásica se encuentra en pleno proceso de evolución y que el dinamismo actual del avance tecnológico puede conducir a que los medidores multifásicos que a la fecha se consideran como las mejores tecnologías, dejen de serlo a corto o mediano plazo, dependiendo de la celeridad con que cada diseñador o fabricante lleve a cabo sus investigaciones orientadas a mejorarlas.

Los criterios que se siguieron para definir los sistemas más adecuados se basaron en el análisis de las características generales y particulares de cada componente, de los principios teóricos en que se fundamenta su operación, de la experiencia de su aplicación en campo, así como de su capacidad para manejar los gastos y patrones de flujo de los diferentes tipos de fluidos.

Generalmente, el diseñador o fabricante especifica la precisión de sus equipos al medir el gasto total o el de cada fase; sin embargo, aunque éste es uno de los factores más importantes a considerar en la selección de un medidor, en el presente estudio no fue determinante para definir cual sistema es el más recomendable para usar en las instalaciones del Distrito Cárdenas de la Región Sur.

Lo anterior, debido a que no siempre se dispone de suficiente información que avale o permita corroborar la precisión especificada, ya que no se publican todos los detalles de las pruebas realizadas para su establecimiento; no se conocen las condiciones de operación o los rangos de gastos para los que son válidos; no se indica qué elementos primarios se utilizaron en la medición de referencia o la metodología seguida para evaluar los resultados, ni los patrones de flujo a que se sometió el equipo, o las propiedades de los fluidos manejados, etc.

7.1.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA FLUENTA MPFM-1900 VI

Este sistema no requiere de la separación de fases para su cuantificación y por lo tanto no dispone de elementos primarios que las midan independientemente. Los gastos de cada una de ellas se obtienen correlacionando la información de los diferentes sensores del sistema.

Con el medidor FLUENTA modelo 1900-VI, el flujo total se determina por dos métodos diferentes. Uno de ellos utiliza las velocidades del gas y el líquido, obtenidas a partir de correlaciones cruzadas de las señales recibidas de los pares de electrodos colocados en el sensor de capacitancia; el otro utiliza los valores de presión registrados en el venturi; antes y después del segmento de diámetro reducido.

La técnica del venturi es muy conocida y ha sido utilizada por décadas para la medición de flujo en una sola fase. Adicionalmente, desde que se iniciaron las primeras investigaciones relacionadas con flujo multifásico en venturis (26) (27), se demostró que 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.

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/seg. Esto es particularmente importante tomarlo en cuenta cuando se tienen bajos gastos y alta relación gas-aceite, que pueda favorecer el resbalamiento de líquido e interpretarse como gasto negativo, lo cual no puede ser compensado por el medidor.

En general, los principios utilizados por este sistema para determinar el gasto total y las fracciones de cada fase son técnicamente conocidos y su aplicación cuenta con el apoyo de resultados favorables publicados en la literatura.

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

El sistema FLUENTA no cuenta con un sensor dedicado particularmente a la determinación del contenido de agua. Las fracciones de aceite, agua y gas se determinan simultáneamente a partir de la solución de las tres ecuaciones, que relacionan las fracciones de las tres fases con las permitividades, conductividades y densidades de cada una de ellas y de la mezcla total.

Las permitividades, conductividades y densidades de cada fase deben determinarse en laboratorio e introducirse como datos al sistema.

La densidad de la mezcla se obtiene correlacionando la atenuación de los rayos gamma con la composición de la 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. Este es un principio bien conocido que se ha aplicado desde hace mucho tiempo en el campo de la medicina por los equipos de Rayos X.

En general, el densitómetro de rayos gamma ha probado ser una excelente herramienta; sin embargo, se presentan algunos errores cuando no se tiene una distribución uniforme de las fases; adicionalmente, para lograr una mejor precisión se requiere una elevada frecuencia de registros o pulsos, lo que implica disponer de una fuente emisora muy fuerte o de largos períodos de registro (28). Las consideraciones electrónicas limitan la frecuencia de registro a 80,000 pulsos por segundo.

Por otra parte, el uso simultáneo de sensores de capacitancia e inductancia permite obtener mejores resultados en el estimado de las fracciones de agua en la fase líquida, independientemente de que la fase continua sea agua o aceite.

Una dispersión de agua y/o gas en aceite tiene una permitividad que varía de manera diferente a la conductividad de una mezcla en que se tenga aceite disperso en agua. Si los cambios en la fase continua pueden ser reconocidos a partir de la respuesta de los sensores, se pueden utilizar las curvas de calibración correspondientes para cada caso.

En la literatura se reporta que el principal problema que se presenta al utilizar la técnica de capacitancia es su sensibilidad a los patrones de flujo gas-líquido (28). A medida que el contenido de gas es mayor, se obtendrán valores de permitividad menores. A pesar de esto se considera que es una buena técnica para definir las fracciones de aceite y agua en una mezcla de hidrocarburos.

Este sistema no cuenta con un elemento particular para determinar el gasto de gas. Este se obtiene a partir de las ecuaciones y metodología descrita anteriormente y tomando en cuenta que la suma de las fracciones de agua, aceite y gas, es igual a la unidad.

El arreglo vertical con flujo ascendente de este sistema promueve la formación de flujo homogéneo en el mismo; sin embargo se considera que no es capaz de romper el bacheo severo que pudiera presentarse en el sistema, afectando la operación de los elementos mencionados anteriormente. Exceptuando los casos en que se tenga este tipo de flujo, el sistema FLUENTA se considera un equipo confiable para medir los gastos de aceite, agua y gas de una mezcla multifásica.

En general los medidores de la serie 1900 son equipos compactos, fácilmente transportables y disponibles comercialmente; aunque el fabricante recomienda que en cada instalación en que se pretenda instalar, se lleve a cabo previamente una prueba de campo.

El modelo 1900 VI mejora los reportados para el modelo 1900, en el laboratorio y campo; por lo tanto es factible utilizarlo como sistema de medición de la producción de los pozos y corrientes de las instalaciones del Distrito Cárdenas.

7.1.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA AGAR MPFM-301

Este sistema lo conforman dos bloques o subsistemas bien definidos; uno permite calcular los gastos de gas y líquido, y el otro determinar la fracción de agua en la fase líquida; por lo compacto, podría adecuarse para ser fácilmente transportable.

Para medir el flujo total, aceite, agua y gas, este sistema utiliza como elemento primario un medidor volumétrico convencional de los que normalmente se usan para medir solamente líquido o solamente gas; este puede ser de tipo turbina o desplazamiento positivo; no se especifica alguno en particular debido a que el sistema AGAR MPFM-301 aun no se comercializa regularmente.

Los elementos primarios mencionados son tecnologías ampliamente conocidas y con respaldo técnico para efectuar mediciones de flujo en una fase, por lo que su confiabilidad como medidores volumétricos de mezclas gas-líquido dependerá, además de las condiciones propias del medidor, de las características de la mezcla multifásica y de los patrones de flujo que se manejen. La capacidad del sistema para manejar flujo en bache es relativa, particularmente si éste tiene magnitudes de severidad. En estos casos no es admisible el uso de medidores de turbina como elementos primarios para cuantificar el gasto total.

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 venturís corriente abajo del mismo.

La teoría de los medidores tipo venturi es muy conocida y es muy confiable siempre que se tenga flujo homogéneo a través del mismo y que éste provoque una diferencial de presión de 15 lb/pg² o mayor. En el sistema AGAR el flujo

homogéneo se logra colocando los venturís en serie y en un arreglo vertical ascendente corriente abajo del medidor volumétrico; la caída de presión mínima depende del gasto, para un diámetro definido, por lo que puede lograrse fácilmente si el venturi se dimensiona adecuadamente. La consideración de dos venturís permite tomar en cuenta el efecto de la densidad de la mezcla.

La confiabilidad en la medición de líquido dependerá del tipo de medidor volumétrico seleccionado y de que se cumplan los requerimientos o recomendaciones para la operación adecuada de los venturís.

En el sistema AGAR el contenido de agua se determina con un analizador de microondas, que es una tecnología conocida y confiable, según se deriva de pruebas reportadas en la literatura. Esta técnica consiste básicamente de un oscilador de frecuencia constante con salida para transmitir la energía, un sensor medidor y un receptor con indicación y salida. La operación es similar a la de un horno de microondas de uso doméstico.

La estructura molecular y la conductividad de un fluido determinan el comportamiento de las microondas. Dado que el agua está formada por moléculas altamente polares y puede ser muy conductiva, y que el aceite es esencialmente no polar y no conductivo, las propiedades relativas de las microondas son diferentes. Teóricamente se puede obtener una correlación entre la atenuación de la onda y la concentración de agua en una mezcla.

La transmisión de microondas a través de un fluido, así como la reflexión de las mismas, es función de la polaridad de los fluidos (29). Dado que el agua tiene una polaridad muy alta y la de los aceites es baja, la fracción de agua es un parámetro clave para el comportamiento de las microondas en los líquidos.

El uso de esta tecnología en la medición multifásica permite determinar la concentración de agua, hasta 100%, en sistemas bifásicos aceite-agua o trifásicos aceite-agua-gas. Se ha comprobado que su aplicación no es sensible a la temperatura o la salinidad (30).

Los errores provocados por el resbalamiento de las fases líquida y gaseosa pueden ser evitados si se utiliza un mezclador corriente arriba del sistema. Dado el arreglo de este sistema, se considera que no se tiene un resbalamiento de fases que provoque errores considerables en la determinación del porcentaje de agua.

La medición del gas se logra a partir de la solución del sistema de ecuaciones obtenidas para el medidor volumétrico y los venturís que conforman el subsistema 2PFM-201. La confiabilidad en la medición del gas dependerá de los mismos factores mencionados para el caso del líquido.

En general con el sistema AGAR pueden tenerse resultados que satisfagan los requerimientos para la prueba de pozos; sin embargo el hecho de que no sea un equipo de fabricación comercial disponible en el mercado y que no se tenga experiencia en operación de campo, no es conveniente utilizarlo en las instalaciones del Distrito Cárdenas. Las experiencias de su funcionalidad se limitan a instalaciones de prueba y no a resultados de su operación en campo. Las pruebas se han realizado con gastos de hasta 550 m³/d a 12 Kg/cm², mientras que las producciones de los pozos que se pretenden medir con sistemas multifásicos ascienden hasta 1205 m³/d y 168 Kg/cm².

7.1.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA JISKOOT STARCUT

Con las pruebas de campo (31) de estos equipos se han identificado tres tipos de condiciones de flujo que no son fácilmente detectadas por el operador:

1. Generalmente se obtiene presencia de gas libre en la descarga de líquidos de los separadores bifásicos.
2. El porcentaje de agua en la emulsión puede cambiar de 0 a 100% y viceversa, varias veces en pocos minutos.
3. Las fugas en las válvulas de los cabezales de recolección provoca errores en la medición de un pozo. Esto ha sido identificado por los cambios en la salinidad del agua.

En este medidor se utiliza la tecnología de microondas aplicándola a la corriente en medición y a un fluido de referencia. El sistema correlaciona los cambios relativos en la atenuación de las ondas que pasan a través del fluido de proceso, con respecto al fluido de referencia, lo que permite determinar y efectuar correcciones por salinidad, densidad y contenido de gas libre.

El sistema dispone de una base de datos con ecuaciones y coeficientes que representan curvas que caracterizan la respuesta de la mezcla de fluidos a las microondas. El ajuste de los datos de campo determina cual es la mejor curva a utilizar, obteniéndose por extrapolación las propiedades del aceite y del agua pura.

El sistema determina también la situación instantánea de la emulsión, en base a lo cual puede seleccionar entre las curvas correspondientes a fase continua agua o fase continua aceite para efectuar los cálculos de la fracción de agua.

Se han efectuado pruebas en laboratorio, con crudos comprendidos en el rango de 14 a 50 °API, a temperaturas de 4 a 75°C, encontrándose que con este sistema se pueden manejar mezclas de líquido conteniendo hasta 25% de gas, hasta 250,000 ppm. de sal en el agua y baches alternos de aceite y agua, sin disminución significativa en la precisión de las lecturas de fracciones de agua.

Este sistema cuenta, en cualquiera de sus dos configuraciones, con un elemento autocalibrable muy confiable para la determinación de la fracción de agua en la fase líquida, independientemente del patrón de flujo que se maneje y de cual sea la fase continua en la emulsión.

En la versión compacta de este sistema, la medición de flujo total, aceite, agua y gas, se lleva a cabo con un medidor de placa de orificio, lo cual no está normalizado y por lo tanto sujeto a imprecisiones no evaluadas en la estimación del gasto.

Esta versión requiere instalarse corriente abajo de un separador bifásico convencional o directamente en la línea de medición si la producción de gas es menor del 20% en volumen.

La configuración con separador inclinado puede manejar hasta 70% de gas y se puede instalar directamente en la línea de medición; sin embargo, presenta el inconveniente de que no es un equipo compacto. Adicionalmente, la muestra líquida enviada al sensor no contiene la fracción total de gas requerida para calcular la densidad de la mezcla y el gasto másico total, lo que implica separar y medir corriente abajo el gas producido.

No es un equipo de líneas disponible en el mercado y no se tiene experiencia de su operación en campo que avale su funcionalidad.

En general el sistema Jiskoot no es factible utilizarlo debido principalmente a que no es un equipo disponible comercialmente; no se tiene suficiente experiencia de su comportamiento en campo; además carece de un elemento integrado para cuantificar adecuadamente la fase gaseosa.

7.1.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA KONGSBERG KOS-351

Los principios de operación de los sensores, capacitancia, vónturi y densitómetro de rayos gamma, son ampliamente conocidos; sin embargo, la presencia de flujo no homogéneo y la carencia de dispositivos para lograrlo, no aseguran la operación adecuada de los mismos. Para este caso son válidos los comentarios hechos anteriormente para otras tecnologías que utilizan medidores vónturi y sensores de rayos gamma.

El sistema Kongsberg es uno de los sistemas de medición multifásica más compactos que se conocen, por lo que fácilmente puede adecuarse para hacerlo portátil. Aunque es de tipo intrusivo la colocación de los sensores inmersos en el flujo no provocan caída de presión que pueda considerarse significativa. El gasto de cada una se obtiene sin necesidad de separar las fases, correlacionando información de los diferentes sensores. El modelo KOS-351 es el de mayor

interés para el estudio ya que de acuerdo a especificaciones puede manejar cualquier fracción de agua.

Del sistema KOS-351 no se tienen resultados de pruebas de campo; sin embargo, se han probado otros modelos anteriores como el KOS-350, que contiene elementos comunes, como el multicapacitor y el densitómetro de rayos gamma. En pruebas de este último se ha encontrado que los depósitos orgánicos no permiten su operación adecuada.

El densitómetro de rayos gamma ha sido probado satisfactoriamente, correspondiendo las densidades obtenidas a las composiciones de los fluidos (33). Sin embargo, también se ha publicado que este elemento presenta errores cuando en el flujo no se tiene una distribución uniforme de las fases (28), como es el caso del medidor Kongsberg que no cuenta con un homogenizador de flujo. La medición de flujo total con este sistema podría lograrse con mayor precisión si se dispusiera de un mezclador corriente arriba del venturi y particularmente, si se definieran factores de resbalamiento cuando se manejan altas relaciones gas-aceite y bajas presiones.

El multicapacitor, desarrollado para medir gastos de un flujo multifásico tipo bache, ha sido probado en campo cubriendo un amplio rango de condiciones operativas y propiedades de los fluidos, mostrando excelente repetibilidad y buena precisión para la medición de los gastos de las fases líquidas, pero no para la fase gaseosa (32).

Por otra parte, la medición de la constante dieléctrica, utilizada para determinar la fracción de agua, está sujeta a errores cuando se efectúa directamente en la línea de flujo, debido a su sensibilidad a los patrones de flujo gas-líquido (28).

La parte del medidor que más problemas ha presentado es la de los capacitores, ubicados en las placas inmersas en el seno del líquido; sin embargo, se han realizado estudios y pruebas de erosión acelerada con 50 ppm de arena para evaluar el efecto en el material que cubre los electrodos, obteniéndose resultados que demuestran que estos pueden durar más de cinco años (33). Cuando se manejan crudos parafínicos, la depositación de material orgánico, que evita el buen funcionamiento del sensor, se puede prevenir con la aplicación periódica de técnicas como la inyección de vapor recalentado o productos químicos.

En general, el sistema Kongsberg no es factible utilizarlo en las instalaciones del Distrito Cárdenas debido a que el modelo 351, de mayor interés para el estudio, aún está en proceso de evaluación, efectuándose actualmente pruebas de campo cuyos resultados todavía no están disponibles. El modelo 350, con más limitaciones técnicas, ha sido probado únicamente con gastos que no exceden los 350 m³/d de líquido y 27,000 m³/d a c.s. de gas; mientras que los pozos que se

pretenden medir con nuevas tecnologías, producen hasta 1205 m³/d de líquido y 312510 m³/d a c.s. de gas. Adicionalmente, con cualquiera de estos modelos fácilmente se puede tener una respuesta errónea de los sensores, debido a la presencia de flujo no homogéneo o a la formación de depósitos orgánicos en los capacitores inmersos en el fluido.

7.1.5 SISTEMA FISHER-ROSEMOUNT

Este sistema no ha sido diseñado para usarse como medidor multifásico; sin embargo, la integración de sus elementos en las descargas de un separador de prueba bifásico, permite utilizarlo para los mismos fines.

Dada la configuración del sistema, no se dispone de un elemento primario que mida el flujo total o los parámetros que permitan calcularlo mediante correlaciones.

Este sistema 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 una 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 configuraciones. El movimiento del líquido a través de estos tubos induce una fuerza denominada de coriolis, que provoca que cada una 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.

Dado el principio de operación de este sistema, las mediciones de flujo másico y densidad pueden resultar afectadas si la frecuencia de una vibración externa tiene una amplitud significativa y es cercana a la natural de los tubos del elemento primario de medición.

La presencia de gas en el líquido es interpretada por el sensor como un líquido de muy baja densidad, lo que conduce a una sobreestimación del gasto volumétrico. Esta sensibilidad al contenido de gas libre en el líquido se ha reportado en la literatura, desde que se efectuaron las primeras pruebas de campo. Aún en los casos en que se ha medido la producción líquida de pozos a la descarga de tratadores de emulsión o separadores bifásicos, con bajas producciones de aceite y alto contenido de agua, se ha resaltado el problema que representa la presencia de gas libre en el medidor (34).

Para calcular la fracción de agua en una mezcla líquida, el sistema Fisher-Rosemount utiliza un componente electrónico denominado Medidor de Contenido de Agua (Net Oil Computer-NOC). Este es una computadora que utiliza la información del medidor de flujo másico por efecto de coriolis. La densidad de la mezcla es función de la frecuencia de vibración 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.

Los resultados de pruebas de campo reportados en la literatura para el contenido de agua en emulsiones sin presencia de gas libre han sido muy satisfactorias (35).

En evaluaciones de campo (35) (36), colocando el sistema corriente abajo de separadores, se ha demostrado que la incertidumbre en la determinación del contenido de agua en una emulsión es inversamente proporcional a la fracción de ésta en la mezcla y a su vez es mayor si la gravedad API del crudo es menor. Adicionalmente, si la salinidad del agua es mayor, se tiene una disminución de esta incertidumbre, debido a que una mayor diferencia entre las densidades del aceite y el agua producida favorece la operación del sistema.

Las pruebas se llevaron a cabo con aceites de gravedad API comprendida entre 13 y 39 y variando los contenidos de agua de tal forma que permitiera graficar la incertidumbre en la determinación de las fracciones agua-aceite para emulsiones con porcentajes de agua cercanos al 100%. Por otra parte, de la ecuación para calcular la fracción de agua se deduce que la presencia de gas libre afecta de manera considerable el estimado de dicha fracción ya que ésta depende directamente del valor de la densidad de la mezcla, la que a su vez se determina con gran imprecisión si en la mezcla se tiene gas libre.

Lo expuesto anteriormente y lo comentado en la medición de líquido son indicadores de la poca confiabilidad de este sistema para cuantificar el líquido total y el contenido de agua cuando no se maneja líquido completamente estabilizado, como es el caso del que se mide en las baterías de separación y cabezales de recolección.

El sistema Fisher-Rosemount utiliza para cuantificar el gas, un medidor tipo vórtice en el cual se tiene una obstrucción al paso del gas, que genera corriente abajo del mismo, áreas con movimiento de torbellino y velocidad local elevada y por lo tanto de menor presión que la que tiene el fluido circundante. La frecuencia de generación de 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.

Este tipo de medidores requieren que el flujo genere un momentum mínimo, por debajo del cual el medidor deja de operar, o sea que existe una velocidad mínima limitante para la operación del medidor, la cual sin embargo puede ser salvada si se dimensiona adecuadamente. Adicionalmente, en pruebas realizadas recientemente en la región sur de P.E.P. (37) se pudo comprobar que con este equipo se tienen resultados muy satisfactorios al medir la producción de gas de los pozos, por lo cual se considera que es un elemento primario confiable.

En resumen este sistema debe utilizarse únicamente si en la fase líquida se manejan estrictamente dos fases, 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, provoca la reducción de la densidad medida de la emulsión, lo que conduce a una estimación mayor del gasto de líquido y a un menor del porcentaje de agua.

No es factible utilizarlo para medir el porcentaje o contenido de agua de emulsiones que contienen aceite pesado, con bajos valores de gravedad API, ni se recomienda su uso para la medición de hidrocarburos con arena, ya que ésta afecta notoriamente la precisión, además de erosionar al equipo.

Para obtener mejores resultados con este sistema, cuando se aplica a pozos que producen muy altos porcentajes de agua, se recomienda utilizar separadores trifásicos, que no se tienen en el Distrito Cárdenas.

Debido a que este sistema podría utilizarse únicamente en baterías de separación o instalaciones que dispongan de separadores instalados, y en vista de que con éstos no se logra una separación eficiente que garantice la ausencia de gas libre en el líquido, y por lo tanto una buena operación del sistema, no es factible su uso para evaluar la producción de los pozos petroleros, ya que se tendrían errores considerables, particularmente en el estimado de la fracción de agua en el líquido.

Este sistema no es conveniente utilizarlo debido básicamente a que no está integrado como medidor multifásico, ni se tiene experiencia de su uso como tal. Sus componentes no cumplen los requerimientos de portabilidad y debe instalarse a la descarga del gas y del líquido de separadores existentes, que operen con una eficiencia tan alta, que no permitan la presencia de gas libre en el líquido, lo cual no es posible de lograr con los separadores de prueba disponibles en las baterías del Distrito Cárdenas.

7.1.6 ANÁLISIS DEL SISTEMA WELLCOMP

Con este sistema se lleva cabo inicialmente una separación bifásica gas-líquido, a partir de la cual se mide la mayor parte del gas con un elemento primario tipo vórtice y el líquido, con gas disuelto, con un medidor másico. Este sistema ofrece la ventaja de poder manejar cualquier patrón de flujo ya que el separador bifásico cumple la función de acondicionador para que en los elementos primarios se tenga un flujo uniforme.

Los principios de operación de sus elementos primarios de medición son conocidos y se tienen referencias de su operación como elementos independientes; la disponibilidad de un acondicionador de flujo promueve su mejor funcionamiento al estar sometidos a un flujo más uniforme. 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 cuenta con un sensor que cuantifique el flujo total de las tres fases, agua, aceite y gas. Este flujo total se obtiene después de que con el software se ha calculado el correspondiente a cada fase.

La cuantificación de líquido se logra a partir de la medición del gasto másico a la descarga del acondicionador de flujo y de la fracción de líquido (agua + aceite) determinada en la cámara de muestreo a partir de la medición de capacitancia de la muestra.

En el análisis de otros sistemas que utilizan también los medidores másicos se comentaron los efectos negativos que sobre la medición pueden tener las vibraciones externas; la sensibilidad de los mismos al contenido de gas libre en el líquido (34) y particularmente los errores en la determinación de la densidad de la mezcla. Para evitar los errores en la determinación de la densidad, atribuibles a la presencia de gas libre, este parámetro se determina en la celda o cámara de muestreo, a partir de las mediciones de presión y temperatura de la muestra.

Las fracciones de agua y aceite de la mezcla y por consiguiente la del líquido se determinan a partir de las mediciones de capacitancia de la muestra en la celda; esto se lleva a cabo en condiciones estáticas del fluido, después de haber permitido la separación de fases durante un período fijado por el usuario. 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 es que permite analizar el efecto de la inyección de productos desemulsificantes para la separación de las fases aceite-agua y optimizar su dosificación.

Es importante mencionar que el software disponible en el WELLCOMP permite conocer el gasto de aceite a condiciones estándar, mediante la aplicación del factor de encogimiento, que debe ser determinado previamente en laboratorio e introducirse, como una constante de cada pozo o corriente, en la base de datos del sistema. Conociendo el gasto másico total y las fracciones de las fases, se puede obtener el gasto de aceite a condiciones de flujo.

Para medir la mayor parte del gas que se maneja en el sistema WELLCOMP, se utiliza un medidor tipo vórtice, cuyo principio de funcionamiento ha sido validado con pruebas de laboratorio y respaldado por resultados de pruebas de campo publicados en la literatura técnica (37).

En general los resultados de las pruebas de campo en la Batería Samaria II han demostrado que con este sistema se obtienen resultados satisfactorios en la cuantificación de la producción de los pozos petroleros; sin embargo, la operación del sistema no es muy confiable ya que algunos de sus componentes presentan fallas con mucha frecuencia, particularmente el sensor de capacitancia, por lo que no es conveniente utilizarlo en el Distrito Cárdenas. Se ha encontrado también que la operación de este sistema se ve afectada por la presencia o formación de espuma, lo que se logra corregir con la inyección de un producto antiespumante.

7.1.7 SISTEMA FRAMO

Con este sistema no se requiere separar las fases para cuantificarlas y por lo tanto no dispone de elementos primarios dedicados a su medición. Los gastos de cada una se obtienen correlacionando la información del vórtice y del densitómetro de rayos gamma.

El dimensionamiento del mezclador utilizado en este sistema depende de las longitudes del bache, que se presenten en la línea de producción. Cuando el medidor se localiza cerca de la cabeza del pozo, se esperan baches de menor longitud que los que se forman a lo largo de las líneas de descarga y por lo tanto se requerirá un mezclador más compacto.

Con el vénturi se mide el incremento en la presión dinámica y no directamente la velocidad del fluido; ésta se calcula en función de la densidad promedio de la mezcla, obtenida a partir de la medición de fracción de cada fase. Por lo anterior, la confiabilidad de los resultados obtenidos con el vénturi dependerá de la precisión del medidor de fracciones.

El medidor de fracciones de tipo rayos gamma utiliza dos niveles de energía, lo que permite optimizar la determinación de las fracciones de cada una de las fases. Los dos niveles de energía son suficientes para determinar las tres fracciones de interés ya que la tercera se deduce por la condición de que la suma de las tres es el 100%.

En general, para esta tecnología son válidos los comentarios plasmados anteriormente, en el análisis de otros sistemas que también utilizan los principios de la medición con venturi y densitómetro de rayos gamma. Sin embargo, este sistema 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 venturi y del densitómetro de rayos gamma.

Las pruebas en la plataforma Gullfaks demostraron que el medidor de flujo multifásico FRAMO opera satisfactoriamente a las condiciones de campo y que no es sensible al patrón de flujo, a la arena producida o al uso de agentes químicos. La desviación con respecto a los valores medidos de las producciones de referencia, indican que el medidor posee una buena repetibilidad.

Los principios teóricos utilizados por este sistema para determinar el gasto total y el de cada fase son conocidos y los resultados obtenidos en pruebas de campo respaldan su aplicación.

Se dispone de un mezclador, patentado por el fabricante, que permite homogeneizar el flujo antes que pase por la sección de medición, venturi y rayos gamma, lo que promueve su operación adecuada.

Aunque la caída de presión que este sistema provoca al flujo se ha clasificado como considerable, no es de magnitud mayor que las que se presentan actualmente en los sistemas de medición convencionales, por lo cual no es una limitante para su aplicación.

En general, el sistema FRAMO es compacto, fácilmente transportable, disponible comercialmente y con resultados de prueba de campo que justifican la conveniencia de utilizarlo como una tecnología factible de implementar para cuantificar la producción de los pozos y corrientes de las instalaciones del Distrito Cárdenas.

En la tabla 7.1 se presenta un resumen de las técnicas o principios utilizados por los diferentes medidores, para medir el flujo total, el gasto de gas y el contenido de agua, y en la tabla 7.2 se muestran las ventajas y desventajas de cada uno.

TABLA 7.1 PRINCIPIOS DE MEDICIÓN DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS

MEDIDOR	FLUJO TOTAL	CONTENIDO DE GAS	CONTENIDO DE AGUA
AGAR MPFM-301	Medición volumétrica	Medición con venturi	Medición con microondas
FLUENTA MPFM-1900	Medición con venturi	Medición de densidad (técnica nuclear)	Medición de capacitancia e inductancia
FRAMO	Medición con venturi	Medición de densidad (técnica nuclear)	Medición de densidad (técnica nuclear)
KONGSBERG KOS-351	Medición con venturi	Medición de velocidad y técnica nuclear	Medición de capacitancia y técnica nuclear
JISKOOT STARCUT	Medición con placa de orificio	Correlación	Medición por microondas
WELLCOMP	Medición másica* (coriolis) y medición con vórtice	Medición con vórtice y capacitancia	Medición de capacitancia
FISHER ROSEMOUNT	Medición másica* (coriolis) y medición con vórtice	Medición con vórtice	Medición de densidad (coriolis)

* MEDICIÓN DE LÍQUIDO TOTAL

TABLA 7.2 COMPARACIÓN DE MEDIDORES

MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
FLUENTA MPFM-1900	<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. • Experiencia de campo 	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles inconvenientes por uso de material radioactivo. • Sensible a cambios en las propiedades de los fluidos.
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 radioactivo. • Sensible a cambios en las propiedades de los fluidos. • Respuesta lenta ante variaciones de flujo o densidad. • Intrusivo. • Caída de presión considerable.

TABLA 7.2 COMPARACIÓN DE MEDIDORES (Continuación)

MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
FISHER ROSEMOUNT	<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 líquidas y gaseosas. • Experiencia reconocida como elementos de medición monofásica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin experiencia como sistema multifásico. • Requiere fases separadas con alta eficiencia. • Aplicable solo a baterías con separador medidor. • Sistema no integrado comercialmente como medidor multifásico. • Caída de presión considerable. • Partes móviles. • Intrusivo.
JISKOOT STARCUT	<ul style="list-style-type: none"> • No sensible a cambios en las propiedades de los fluidos. • Patrón de flujo no afecta la precisión en la determinación de fracciones de agua. • Sin partes móviles. • Autocalibrable. • Buena confiabilidad en la determinación del contenido de agua. • Maneja emulsión fase continua aceite o agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • No compacto. • La versión compacta requiere de separador corriente arriba. • Sin experiencia de campo. • Caída de presión considerable. • Medición de flujo total es sensible al patrón de flujo. • Intrusivo. • No es equipo comercial. • Fracción de gas limitada al 70%.
WELLCOMP	<ul style="list-style-type: none"> • Experiencia de campo. • Maneja cualquier patrón de flujo. • Permite optimizar la inyección de gas en el bombeo neumático y la de productos desulfurantes. • Equipo comercial. • Precisión alta en fases líquida y gaseosa. • Autooperable y con automatización de cabezales. 	<ul style="list-style-type: none"> • No compacto. • Partes móviles. • Sensible a altas relaciones gas disuelto-aceite. • Caidas de presión considerables. • Requiere suministro aire / gas para operación. • Intrusivo.
AGAR MPFM-301	<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 a instalaciones de prueba. • No es equipo comercial. • Caída de presión considerable.
KONGSBERG KOS-351	<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"> • Poca precisión en método para determinar velocidad - gasto. • Intrusivo. • Velocidad de flujo limitada. • Sensor susceptible a falla por depositación orgánica. • No se tienen resultados de experiencia de campo.

7.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico se estudiaron las opciones siguientes, considerando para todos los casos un período de dos años y 2640 mediciones por año.

- Adquisición del sistema de medición multifásica.
- Renta del sistema de medición multifásica.
- Contratación del servicio integral de medición.

Adicionalmente, se presenta también el costo de reposición de todo el sistema de medición convencional, con el fin de disponer de un punto de referencia y determinar el costo relativo de la implantación de las nuevas tecnologías, en sus diferentes modalidades.

7.2.1 ADQUISICIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

7.2.1.1 ADQUISICIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

En esta sección se presenta el detalle de los costos de adquisición del sistema de medición, conformado por los costos de:

- El medidor propiamente dicho.
- El equipo de transmisión de información.
- Acondicionamiento del medidor en una unidad móvil.
- Mantenimiento, transporte e instalaciones del medidor.
- Capacitación a operadores.
- Acondicionamiento de instalaciones.
- Operación del medidor.
- Gasto de oficina y administración.

MEDIDOR

Este es el costo directo del medidor multifásico, el cual deberá tener la capacidad de medir volúmenes de producción en los rangos y con las características señaladas en las bases de usuario.

El medidor consta de:

- Elemento primario.
- Elemento transmisor.
- Unidad de proceso lógico. (Hardware y Software).
- Unidad de salida de información.

El costo de adquisición promedio por equipo, se estima aproximadamente en:

U.S.D. 266,750.00

DERECHOS DE IMPORTACIÓN

Es el pago de los impuestos que se generan por la adquisición del equipo en el extranjero y su traslado a suelo mexicano. Se estima un 12% sobre el costo de adquisición.

U.S.D. 32,010.00

DERECHOS ADUANALES

Consiste en el pago para la tramitación de los permisos de importación. Se estima un 2.75% sobre el costo de adquisición.

U.S.D. 6,762.00

IMPUESTO AL VALOR AGREGADO

Se estima un 10% sobre el costo total.

U.S.D. 26,675.00

FLETES

Consiste en el pago a efectuar por el traslado de equipos de medición multifásica, desde Nuevo Laredo hasta la ciudad de Villahermosa, Tab. Mex.

\$ 5,000.00 en total

HONORARIOS DEL AGENTE ADUANAL

Se consideran los honorarios que deberán ser cubiertos a la compañía dedicada a la tramitación de permisos de importación y embarque.

\$ 2,000.00 en total

SEGUROS

Es el pago del seguro de transportación de equipos de medición multifásica desde Nuevo Laredo Tamp. hasta la ciudad de Villahermosa Tab. Mex. Se estima un porcentaje sobre el precio de adquisición de 0.2%.

U.S.D. 533.50

FUENTE DE ENERGÍA

Consiste en la adquisición de equipos generadores de energía eléctrica capaz de producir 5 Kw/día; cableado y dispositivos de conexión y transmisión de energía.

\$ 10,000.00 por equipo

**UNIDAD ININTERRUMPIBLE DE ENERGÍA
(U.P.S. UNINTERRUPTED POWERED SYSTEM)**

Es la adquisición de baterías selladas, con capacidad de almacenamiento para permitir la operación del sistema de medición sin interrupciones, durante al menos 24 horas después de una falla generalizada del sistema de energía. Se estimó un costo total de

\$ 300.00/batería/equipo

7.2.1.2 ADQUISICIÓN DE EQUIPO DE TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN

CONTRATO RED TELEFÓNICA

Consiste en el pago de derechos a la compañía operadora del sistema de comunicación celular para la renta de dispositivos de comunicación y transmisión de información empleando módem apoyado en el sistema de cómputo. El costo estimado es de:

\$ 23,000.00

ANTENA

Consiste en la compra de antenas portátiles a ser instaladas en una unidad móvil y que deberán tener la capacidad suficiente para transmisión y recepción de información entre las instalaciones señaladas. El costo estimado es de:

\$ 1,725.00 por cada equipo móvil

TELÉFONO CELULAR

Adquisición de dispositivos de telefonía celular para transmisión y recepción de información vía módem.

\$ 575.00 por dispositivo

MODEMS PARA TRANSMISIÓN DE INFORMACIÓN VÍA TELEFONÍA CELULAR

Adquisición de módem para transmisión remota de información vía telefonía celular-computadora personal. El costo estimado es:

\$ 2,875.00 por cada unidad

7.2.1 3 ACONDICIONAMIENTO DE EQUIPO DE MEDICIÓN EN UNIDAD MÓVIL

ASESORÍA TÉCNICA

Contempla el pago de viáticos, transportación, alojamiento y alimentación de un técnico especialista que brindará el apoyo requerido para el acondicionamiento de equipos e instalaciones para la operación de equipos de medición multifásica. Se estima un costo de:

U.S.D. 6,686.00

(El costo es para estadía de una semana)

ADQUISICIÓN DE UNIDAD MÓVIL

En la compra de transportes con capacidad de carga de 10 toneladas.

\$ 192,000.00 por unidad

ACONDICIONAMIENTO DEL SISTEMA DE NIVELACIÓN Y ANCLAJE

Considera la ingeniería de diseño, mano de obra, materiales, herramientas y equipo, requeridos para la instalación y acondicionamiento de sistemas de amortiguamiento, nivelación, anclaje.

Se estimó: \$ 57,500.00 por unidad.

ACONDICIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ENERGÍA Y OTROS

Contempla la ingeniería de diseño, mano de obra, materiales, herramientas y equipo, requeridos para la instalación y acondicionamiento del sistema de energía y equipos accesorios.

\$ 2,000.57 por unidad

CAMPER

Considera el acondicionamiento de un "Camper", que incluya cocina y baño, a ser empleado por un operador y un ayudante encargados de la operación de medición. Se estimó en:

\$ 17,250.00 por unidad

7.2.1.4 MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE MEDICIÓN, TRANSPORTE E INSTALACIONES

MANO DE OBRA ESPECIALIZADA

Salario de técnicos especialistas en equipos de medición multifásica que efectúan el mantenimiento, diagnóstico y reparación de equipos. Gasto de traslado, alojamiento y alimentación.

U.S.D. 26,924.00 en total.

REPUESTOS Y REFACCIONAMIENTO DE EQUIPO

Es el costo de partes y repuestos de equipos de medición multifásica que han cumplido un ciclo de vida útil fuera ya de su período de garantía. Contempla también el refaccionamiento de equipos accesorios de la plataforma móvil.

U.S.D. 53,350.00 por equipo

SERVICIO DE MANTENIMIENTO AL TRANSPORTE

Costo de cambios de aceite, lavado, engrasado, lubricación, afinación y partes en los transportes de equipos, material y mano de obra.

\$ 14,720.00 por equipo

MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE ENERGÍA

Limpieza y mantenimiento del generador y elementos accesorios, materiales y mano de obra.

\$ 200.054 por equipo

7.2.1.5 CAPACITACIÓN A OPERADORES DE EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

HONORARIOS DEL INSTRUCTOR

Consiste en el pago a un técnico especialista para la instrucción y capacitación de operadores y ayudantes para la operación, cuidado y mantenimiento de equipos de medición multifásica. (El costo está incluido en el costo del equipo).

VIÁTICOS Y TRASLADO DEL INSTRUCTOR

Son los gastos efectuados por el traslado, alojamiento, alimentación y estadía de un instructor especialista en equipos de medición multifásica. El costo estimado es de:

U.S.D. 1,886.00

RENTA DE AULA Y EQUIPO

Pago del local, equipo audiovisual, mesa, sillas y servicio de café y refrescos durante el tiempo de instrucción a operarios. El costo estimado es de:

\$ 11,500.00

MATERIALES DE APOYO

Pago de material didáctico, manuales, transparencia acetatos, etc. requeridos para la instrucción de operadores y ayudantes. Costo estimado:

\$ 5,750.00

SALARIO DE OPERADORES

Es el pago de salarios de operadores y ayudantes durante una semana, tiempo que dura su instrucción. Costo estimado:

\$ 1,191.51 por cuadrilla

7.2.1.6 ACONDICIONAMIENTO DE INSTALACIONES PARA OPERACIÓN DE EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

INGENIERÍA DE DISEÑO

Honorarios de técnicos especialistas en diseño de instalaciones, por el cálculo y elaboración de planos para el acondicionamiento de conexiones en instalaciones para equipo de medición multifásica.

VÁLVULAS Y CONECTORES

Adquisición e instalación de válvulas y elementos de conexión necesarios para el acondicionamiento de instalaciones para el empleo de equipos de medición multifásica portátil.

TUBERÍAS

Adquisición e instalación de tuberías de 4 y 6" de diámetro, para ser utilizada en el acondicionamiento de instalaciones.

SOLDADURA

Instalación de uniones de soldadura radiografiadas en tuberías y conexiones de las instalaciones para medición multifásica.

RENTA DE AULA Y EQUIPO

Pago del local, equipo audiovisual, mesa, sillas y servicio de café y refrescos durante el tiempo de instrucción a operarios. El costo estimado es de:

\$ 11,500.00

MATERIALES DE APOYO

Pago de material didáctico, manuales, transparencia acetatos, etc. requeridos para la instrucción de operadores y ayudantes. Costo estimado:

\$ 5,750.00

SALARIO DE OPERADORES

Es el pago de salarios de operadores y ayudantes durante una semana, tiempo que dura su instrucción. Costo estimado:

\$ 1,191.51 por cuadrilla

7.2.1.6 ACONDICIONAMIENTO DE INSTALACIONES PARA OPERACIÓN DE EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

INGENIERÍA DE DISEÑO

Honorarios de técnicos especialistas en diseño de instalaciones, por el cálculo y elaboración de planos para el acondicionamiento de conexiones en instalaciones para equipo de medición multifásica.

VÁLVULAS Y CONECTORES

Adquisición e instalación de válvulas y elementos de conexión necesarios para el acondicionamiento de instalaciones para el empleo de equipos de medición multifásica portátil.

TUBERÍAS

Adquisición e instalación de tuberías de 4 y 6" de diámetro, para ser utilizada en el acondicionamiento de instalaciones.

SOLDADURA

Instalación de uniones de soldadura radiografiadas en tuberías y conexiones de las instalaciones para medición multifásica.

MANO DE OBRA

Salarios de las cuadrillas encargadas de la instalación de tuberías, conexiones, bridas, enclajes, para el acondicionamiento de instalaciones.

El costo estimado por cada localización, batería o cabezal alejado, de los conceptos enunciados es de:

\$ 65,264.80

7.2.1.7 OPERACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

ADQUISICIÓN DE TRANSPORTE PARA PERSONAL

Consiste en la compra de una camioneta para el transporte de cada cuadrilla y supervisor hasta las localizaciones donde se efectuará la medición.

\$ 59,500.00 por transporte

COMBUSTIBLE PARA LOS SISTEMAS Y EQUIPOS

Gastos por combustibles gasolina y diesel necesarios para la operación de equipos, generadores de energía, y accesorios, en la operación de los sistemas de medición multifásica.

\$ 13,910.40

COMBUSTIBLES PARA TRANSPORTES

Gastos por combustibles necesarios para el transporte de cuadrillas de operación y supervisor a las localizaciones donde se efectuará medición multifásica.

\$ 14,490.00 por transporte

ACEITES

Gastos por el consumo de aceites y lubricantes necesarios.

\$ 2,839.35 por equipo

BATERÍAS

Gastos por la adquisición de baterías necesarias para el suministro de energía a los sistemas de medición.

\$ 172.50 pieza

RENTA DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN

Consiste del pago de derechos a la compañía operadora del sistema de comunicación celular por el uso en renta de 6 dispositivos de comunicación y transmisión de información.

Estimado por equipo:

\$ 14,522.80

HERRAMIENTAS

Gastos por el empleo de herramientas de consumo, necesarias para la instalación y conexión de equipos de medición multifásica y la operación de los sistemas auxiliares.

Estimado como lote por equipo:

\$ 9,918.75

MANO DE OBRA

Pago del salario de operadores y ayudantes, encargados de la operación del transporte, instalación del equipo, conexión, medición de pozos, operación de sistemas auxiliares para la transmisión de información, desconexión de equipo y transporte hasta su resguardo. Estimado por cuadrilla:

\$ 123,917.32

SALARIOS A PERSONAL DE RESGUARDO

Pago al salario integrado de vigilantes encargados del resguardo de los transportes y equipos integrados de medición multifásica.

\$ 28,046.75

SUPERVISIÓN

Salario de un profesional técnico, especialista en la operación de equipos de medición multifásica, responsable de la supervisión de la operación y mantenimiento de equipos de medición multifásica así como de los reportes de operación y resultados de la medición.

\$ 137,476.29

EQUIPO DE CÓMPUTO

Se contempla la adquisición de una computadora Notebook 80486,33 Mhz, disco duro de 340 Megabytes, memoria RAM de 4 Megabytes, para ser usado por el supervisor durante su labor. El costo estimado es de:

U.S.D. 6,567.00

7.2.1.8 GASTOS DE OFICINA Y ADMINISTRACIÓN

PAPELERÍA Y MATERIALES DE OFICINA

Gastos de papelería, materiales y equipo de oficina consumibles, necesarios para el control y administración del servicio de medición multifásica.

\$ 5,750.00 al año

RENTA DE OFICINAS

Pago por la renta de un local para oficinas en la ciudad de Villahermosa, Tab.

\$ 10,350.00

RENTA DE LOCAL PARA RESGUARDO DE EQUIPOS

Pago por la renta de un local para estacionamiento y resguardo de transportes y sus equipos integrados de medición multifásica.

\$ 6,900.00

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Gastos indirectos que se efectúan por la administración del servicio de medición. Estimado como un porcentaje de los servicios de la medición.

\$ 150,004.16

EQUIPO DE CÓMPUTO EN INSTALACIONES

Contempla la adquisición de computadoras personales compatibles con IBM 80486, a 66 Mhz, disco duro de 250 Megabytes y 16 Megabytes de memoria RAM. Un drive de 3 1/2"

U.S.D. 3,279.00

IMPRESORAS

Una impresora de matriz de puntos.

U.S.D. 729.00

PAPELERÍA

Papelería. Hojas continuas para impresora. Disquetes 3 1/2"

\$ 143.75

CINTAS

Cintas para impresora de matriz de punto.

U.S.D. 32.64

MANO DE OBRA

Salario de tres técnicos responsables del monitoreo de la medición en instalaciones. Se considera la parte proporcional que corresponda al prorratear entre las diversas actividades de su encargo.

\$ 10,212.55

7.2.1.9 RESUMEN

CONCEPTO	COSTO \$
1.- Adquisición del sistema de medición multifásica.	12,069,081.25
2.- Adquisición de equipo de transmisión de información	48,875.00
3.- Acondicionamiento de equipo de medición en unidad móvil	1,393,897.85
4.- Mantenimiento de equipo de medición, transporte e instalaciones.	2,277,155.27
5.- Capacitación a operadores de equipo de medición multifásica.	37,352.55
6.- Acondicionamiento de instalaciones para operación de equipo de medición multifásica.	1,044,236.80
7.- Operación del equipo de medición multifásica.	1,352,164.43
8.- Gastos de oficina y administración.	414,649.71
TOTAL	18,637,412.86
Costo/Medición	3,829.81

Tipo de cambio \$ 7.86/dollar
(Noviembre/86)

7.2.2 RENTA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

Esta modalidad implica la operación del equipo por parte de personal de PEP o contratado para este fin, previa capacitación.

Para determinar los costos de esta opción se tomó en cuenta el costo promedio proporcionado por los fabricantes, de la renta de los equipos considerados técnicamente factibles de usarse en las instalaciones del Distrito Cárdenas. Los costos de operación y mantenimiento del sistema, así como los de administración se obtuvieron en forma similar a la mostrada en la opción de adquisición del sistema, por lo que a continuación se presenta únicamente el resumen de dichos costos.

7.2.2.1 RESUMEN

CONCEPTO	COSTO \$
1.- Renta de equipo de medición multifásica.	12,239,238.65
2.- Renta de equipo de comunicación.	48,875.00
3.- Renta de equipo de cómputo.	36,958.97
4.- Mantenimiento a equipos.	2,284,524.80
5.- Mano de obra directa.	759,820.55
6.- Supervisión.	531,428.87
7.- Gastos de administración.	416,597.78
TOTAL	16,317,444.62
Costo/Medición	3080.43

Tipo de cambio \$ 7.68/dollar
(Noviembre/86)

7.2.3 CONTRATACIÓN DEL SERVICIO INTEGRAL DE MEDICIÓN

Bajo esta modalidad, se contrataría a una compañía especializada para que efectúe el trabajo de medición en su totalidad, entregándole a P.E.P. los resultados de dichas mediciones, que se llevarían a cabo bajo un programa previamente establecido y bajo la supervisión del personal de P.E.P..

7.2.3.1 RESUMEN

CONCEPTO	COSTO \$
1.- 4 equipos de medición fijos.	1,536,000.00
2.- 1 equipo móvil.	404,000.00
3.- Acondicionamiento equipo en unidad móvil.	39,000.00
4.- Operación equipo móvil.	19,000.00
5.- Equipo de comunicación.	28,900.00
6.- Equipo de cómputo.	18,500.00
7.- Mantenimiento a equipo.	246,000.00
8.- Mano de obra directa.	293,000.00
9.- Supervisión.	47,000.00
10.- Gastos de administración.	88,000.00
SUBTOTAL	2,719,400.00
Gastos por financiamiento (2 años).	225,000.00
Utilidad.	299,100.00
TOTAL	3,243,500.00
Costo/Medición	614.30

7.2.4 COSTOS POR MEDICIÓN CONVENCIONAL

Bajo esta modalidad se considera en la inversión inicial todo el sistema de medición convencional nuevo, considerando una vida útil del equipo de 10 años y para fines comparativos, el correspondiente a dos años de operación.

7.2.4.1 RESUMEN

CONCEPTO	COSTO \$
1.- Inversión inicial.	3,269,150.00
2.- Operación del sistema.	2,293,098.88
3.- Mantenimiento del sistema.	258,388.00
4.- Gastos de oficina.	15,000.00
TOTAL	5,835,636.88
Costo/Medición	1,105.00

Nota: Información proporcionada por la Gerencia de Servicios Técnicos, R.S.

7.2.5 RESUMEN DE COSTOS DE LAS DIFERENTES MODALIDADES

Adquisición del sistema de medición. Costo por medición.	18,637,412.00 3,529.81
Renta del sistema de medición. Costo por medición.	16,317,44.00 3,090.43
Contratación del servicio integral de medición. Costo por medición.	3,243,500.00 614.30
Reposición del sistema convencional. Costo por medición.	5,835,636.00 1,105.00

COMENTARIOS

Del resumen de costos se puede apreciar que el costo unitario de las mediciones resulta más bajo si se contrata el servicio integral de medición y que el más alto corresponde a la adquisición del equipo. Por lo tanto la mejor opción desde el punto de vista económico es la contratación del servicio. Ésta presenta la ventaja adicional de poder exigir al proveedor la actualización o modernización permanente del sistema para evitar su obsolescencia.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Como resultado del análisis técnico, y de acuerdo a las características y especificaciones de los sistemas de medición estudiados, así como de las condiciones de operación de las instalaciones de producción del Distrito Cárdenas, se concluye que solamente dos medidores cumplen los requisitos de precisión, operación, funcionalidad, seguridad y experiencia, necesarios para ser considerados factibles de implantarse en este Distrito. Estos medidores son los modelos:
 - FLUENTA MPFM-1900 VI.
 - FRAMO.
- De los resultados obtenidos de la evaluación económica de las diferentes modalidades para la implantación de las tecnologías estudiadas, se concluye que ésta debe llevarse a cabo mediante la contratación del servicio integral de medición de la producción de los pozos y corrientes, para lo cual se recomienda llevar a cabo una licitación pública internacional. Esta modalidad evitaría también la adquisición de equipo que pueda quedar obsoleto en poco tiempo, debido a que el desarrollo de estas tecnologías se encuentran en etapa de evolución y perfeccionamiento
- De lo anterior, se concluye que es factible la implantación de sistemas de medición multifásica, para cuantificar la producción de pozos y corrientes de hidrocarburos, en el Distrito Cárdenas de la Región Sur de PEP.
- Con la implantación de sistemas de medición multifásica se tienen las siguientes ventajas:
 - Es posible prescindir de tanques de medición, con lo que se evita la contaminación del entorno ecológico y la posibilidad de accidentes del personal operativo, al no realizar mediciones sobre la cúpula de los mismos.
 - Se obtiene información oportuna, confiable y suficiente de la producción de pozos, que es importante para la explotación óptima de los yacimientos.
 - La medición de aceite, gas y agua se realiza en tiempo real.
 - Permite diagnosticar pozos con problemas de operación y sus resultados después de su reparación.
 - Es posible obtener considerables ahorros en costos de operación y mantenimiento, al prescindir de separadores y tanques de medición.
 - Permiten el monitoreo y transmisión remota de información de medición, captando parámetros de producción importantes para diferentes áreas.
 - Es factible automatizar totalmente la medición de pozos.

NOMENCLATURA

<i>A</i>	área
<i>a</i>	aceleración
<i>B</i>	factor volumétrico
<i>C</i>	constante
<i>D</i>	diámetro de tubo medidor
<i>d</i>	diámetro, ancho de barra en medidores vórtice
<i>dm</i>	diferencial de masa
<i>dp</i>	diferencial de presión
<i>dt</i>	diferencial de tiempo
<i>E</i>	permitividad
<i>e</i>	desplazamiento
<i>F</i>	fuerza
<i>f</i>	frecuencia, fracción de cada fase
<i>g</i>	aceleración de la gravedad
<i>h</i>	carga por elevación
<i>K_t</i>	constante de torsión
<i>L</i>	longitud
<i>m</i>	masa
<i>N_{gV}</i>	número de la velocidad del gas
<i>N_{L,V}</i>	número de la velocidad del líquido
<i>N_{L,μ}</i>	número de la viscosidad del líquido
<i>N_{gV}</i>	número de la velocidad del gas
<i>P</i>	presión
<i>Q, q</i>	gasto volumétrico
<i>R</i>	relación gas aceite
<i>R_s</i>	relación de solubilidad del gas
<i>SG</i>	densidad relativa
<i>St</i>	número de Strouhal
<i>T</i>	temperatura
<i>V, v</i>	velocidad
<i>V_{sg}</i>	velocidad superficial del gas
<i>V_{sl}</i>	velocidad superficial del líquido
<i>W</i>	gasto másico
<i>w</i>	velocidad angular
<i>Y_L</i>	colgamiento de líquido
<i>Z</i>	factor de compresibilidad del gas

SUBÍNDICES

c	coriolis
g	gas
L	líquido
m	mezcla
o	aceite
w	agua
ns	mezcla sin resbalamiento
t	total

GRIEGAS

α	fracción de gas
β	fracción de agua
γ	fracción de aceite
θ	ángulo
ρ	densidad
Σ	sumatoria
μ	viscosidad
σ	tensión superficial
λ	colgamiento de líquido sin resbalamiento
η	conductividad

REFERENCIAS

- (1) Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14.3, Part 1, "General Equations and Uncertainty Guidelines", Third Edition, september 1991. (ANSI/API 2530, part 1, 1991).
- (2) Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14.3, Part 3, "Natural Gas Applications", Third Edition, august 1992. (ANSI/API 2530, Part 3, 1992).
- (3) Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14.3, Part 2, "Specification and Installation Requirements", Third Edition, february 1991. (ANSI/API 2530, part 2, 1991).
- (4) Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 12.2, "Calculation of Liquid Petroleum Quantities Measured by Turbine or Displacement Meters", First Edition, september 1981. Reaffirmed August 1987 (ANSI/API MPMS 12.2, 1981).
- (5) Beggs H. D., and Brill J.P.; "A study of two phase flow in inclined pipes"; Transactions, AIME, 1973.
- (6) Orkiszewski, "Predicting two-phase pressure drops in vertical pipes"; JPT, april 1967.
- (7) Mukherjee, H. And Brill, J. P.; "Liquid holdup correlations for inclined two - phase flow"; JPT, may 1983.
- (8) Taitel Y., Barnea D., Dukler A. E.; "Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquido flow in vertical tubes". AIChE Journal, vol 26, No 3, 1980.
- (9) Bertuzzi A. F., Tek M. R., and Poettmann F. H.; "Simultaneous flow liquid and gas through horizontal pipes" Trans. AIME, 1956.
- (10) Eaton B.A. et. al; "The prediction of flow patterns, liquid holdup and pressure losses during two-phase in horizontal pipelines"; JPT., June, 1967.
- (11) Beggs H.D., and Brill J.P.; "A study of two-phase flow in inclined pipes"; Trans. AIME, 1973.
- (12) Dukler A.E.; Wicks and Cleveland, R.G.; "Frictional pressure drop in two-phase flow"; AIChE, Journal, january, 1964.

- (13) Santamaria G.N.; et al.; "Estudio de tecnologías de medición multifásica"; Proyecto CDC-0303, Instituto Mexicano del Petróleo, 1994.
- (14) Fluenta MPFM 1900, Multiphase flow meter for non-intrusive real-time measurement of unprocessed well streams; Catálogo de fabricante, Bergen, Norway, 1993.
- (15) Fluenta multiphase flow meter-product information; december 1993.
- (16) Aspelum A.; "Test of Fluenta MPFM 1900"; Report for Amerada Hess; Christian Michelsen Research Institute, Norway, 1993.
- (17) AGAR MPFM-301-Multiphase (oil/water/gas) Flow Meter; AGAR Corporation, USA, 1994.
- (18) STARCUT-Low-gas Three-phase Watercut Meter Operations Manual; Texaco Starcut, Manual -45, USA, 1993.
- (19) Millington B. C.; "The performance of the Fluenta MPFM-900 phase fraction meter"; North Sea Flow Measurement Workshop, Norway, 1993.
- (20) MCF, Technology Seminar-Pemex; Kongsberg Offshore a.s., México, 1994.
- (21) KOS MCF 351-Multi Component Flow Meter, Kongsberg Offshore a.s., Norway, 1994.
- (22) NOC, Net Oil Computer; Micro Motion Rosemount, USA, 1994.
- (23) Coriolis Flow and Density Measurement in Petroleum, Refining, Blending, and Transfer; Micro Motion-Rosemount, USA, 1993.
- (24) Wellcomp-Automatic Well Testing System; Paul-Munroe Engineering International, USA, 1993.
- (25) Multiphase Boosting and Metering, the Products of Today for Tomorrow; Framo Engineering A.S., Norway, 1994.
- (26) Smith R. V. et al.; "The use of a venturi as a quality meter"; J. Basic Eng.; 1972.
- (27) Harris D.M., and Shires G.L.; "Two-phase pressure drop in a venturi."; Symposium on Two-Phase Flow Through Orifices and Nozzles, 1972.

- (28) G. F. Hewitt; "Developments in multiphase metering."; Conference on Developments in Production Separation Systems; London, march, 1993.
- (29) G.J. Hatton, D.A. Helms, J.D. Marrelli and M.G. Durrett; "A new microwave-based water-cut monitor technology."; OTC 6426, 1990.
- (30) Feng Ling Xuejun and Fangde Zhou; "The measurement of crude oil/natural gas/water flow rates by using microwave technique."; SPE 20655, 1990.
- (31) J.D. Marrelli, G.J. Hatton, F. Siddiqui, L.L. Pepin, and D.A. Helms; "Continuous determination of oil pipeline watercut, salinity and API gravity regardless of gas fraction: The microwave watercut monitor."; SPE 22401, 1992.
- (32) D. Brown; "Field experience with the multi-capacitor multiphase flow meter."; North Sea Flow Measurement Workshop, Bergen, Norway, 1993.
- (33) E. H. Lunde and J. Grendstad, "Multiphase metering."; Multiphase Meters and Their Subsea Applications, London, England, april 1993.
- (34) R.M. Flahive and P. J. Hickey, "Production well testing utilizing a mass flow meter."; SPE 16882, 1987.
- (35) K.T. Liu and David E. Revus; "Net oil computer improves water-cut determination."; Oil and Gas Journal; december.19, 1988.
- (36) K.T. Liu and G.E. Kouba, "Coriolis-based net oil computers gain acceptance at the wellhead."; Oil and Gas Journal; june 27, 1994.
- (37) Santemaría N.; Ramírez F.; Hernández M. y otros; "Prueba y evaluación de sistemas de medición multifásica."; Proyecto CDB-3197, Instituto Mexicano del Petróleo, septiembre, 1994.