



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

" MODELO PARA ANALISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE MEDICION DE HIDROCARBUROS "

T E S I S

Que para obtener el título de INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a :

Sandro Flavio Mancilla Guerrero

Director de Tesis:

M. en I. Noel E. Santamaría Guevara



Ciudad Universitaria
México, D.F., 2000

282165



Universidad Nacional
Autónoma de México



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

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-002

SR. SANDRO FLAVIO MANCILLA GUERRERO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Noel Santamaría Guevara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**MODELO PARA ANALISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE MEDICION DE
HIDROCARBUROS**

- I INTRODUCCION**
- II MEDICION POR DESPLAZAMIENTO POSITIVO**
- III MEDICION CON TURBINA**
- IV MEDICION CON PLACA DE ORIFICIO**
- V DESARROLLO Y ESTRUCTURA DEL MODELO**
- VI APLICACIÓN Y VALIDACION DEL MODELO**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, 25 de enero de 1999
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISION DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**" MODELO PARA ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE
MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS "**

REALIZADA POR:

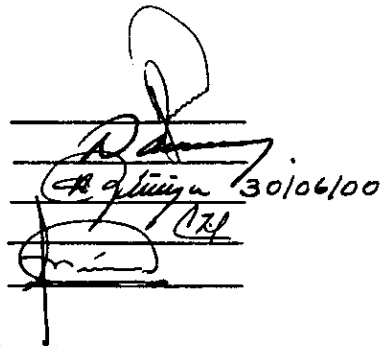
Sandro F. Mancilla Guerrero

DIRECTOR DE TESIS:

M. en I. Noel Santamaria Guevara

JURADO:

Presidente: Ing. Héctor Díaz Zertuche
Vocal: M. en I. Noel Santamaria Guevara
Secretario: Ing. Horacio Zuñiga Puente
1er. Spte: Ing. Carlos Lira Sil
2do. Spte: M. en I. Néstor Martínez Romero


The image shows a vertical stack of horizontal lines representing a document. There are several handwritten signatures and dates. The most prominent signature is at the top, followed by a date "30/06/00". Below that, there are more signatures and initials, including "CZ" and "NMR".

Ciudad Universitaria, México D.F., junio del 2000.

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

DOY GRACIAS A DIOS Y A LA VIDA:

Por permitirme terminar mis estudios.

A MIS PADRES:

Martiniano Mancilla R.

Maria del Refugio Guerrero O.

A quienes debo la vida y todo lo que ahora soy, lo cual nunca podre pagárselos y solo puedo decirles padres ¡Benditos Sean!

A MIS HERMANOS Y SUS ESPOSAS:

Por hacer de nuestra familia lo más hermoso de esta vida.

A MIS SUEGROS:

Por sus consejos y paciencia.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO:

En especial al *M.I. Noel Santamaria Guevara* por sus consejos, apoyo y por la Dirección atinada de este trabajo.

A LOS INGENIEROS DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DEL ACTIVO CANTARELL:

Ricardo L. Figueroa Pineda.

Andres Tafolla Hernandez.

Por la confianza y oportunidad que me dieron para realizar este trabajo.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y A TODOS MIS PROFESORES:

En especial al *M.I. Jose Martinez Perez* por sus consejos y conocimientos.

A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS:
Con quienes compartí alegrías y
sinsabores, triunfos y derrotas, tanto
dentro como fuera de las aulas.

MI SINCERO AGRADECIMIENTO A:

*Jaime del Rio, Ernesto Jofre,
Ana Gonzalez, Miguel Morales,
Luis Pizano, Jorge Alamilla,
Juan de la Cruz, Elvia Limon.*
Por su apoyo y consejos en el desarrollo
de este trabajo.

DEDICO ESTA TESIS A MI ESPOSA E HIJA:

Carolina Palomares Y Maria Fernanda Mancilla
Quienes llenan de amor y esperanza toda mi vida.
Ser madre es destruirse para erigir un porvenir mejor.
En este sacrificio reside la mas alta sublimidad y la más
pura belleza de Ti, Carolin.



Cuando el egoísmo no limite tu capacidad de amar...

Cuando confíes en ti mismo aunque todos duden de ti, y dejes de preocuparte por el que dirán.

Cuando tus acciones sean tan concisas en duración como largas en resultados.

Cuando puedas renunciar a la rutina sin que ello altere el metabolismo de tu vida.

Cuando sepas distinguir la sonrisa de la burla, y prefieras la eterna lucha que la compra de la falsa victoria.

Cuando el ser espontáneo te libre del método.

Cuando actúes por convicción y no por adulación.

Cuando puedas ser pobre sin perder tu riqueza y rico sin perder tu humildad.

Cuando sepas perdonar, tan fácilmente como ahora te disculpas.

Cuando puedas caminar junto al pobre sin alvidar que es un hombre y junto al rico sin pensar que es un Dios.

Cuando sepas enfrentar a tus errores tan difícil y positivamente como a tus aciertos.

Cuando halles satisfacción compartiendo tu riqueza.

Cuando sepas manejar tu libertad para pensar, hablar, leer, escribir y hasta escuchar sin caer en los excesos.

Cuando sepas obsequiar tu silencio a quien no te pide palabras, y tu ausencia a quien no te aprecia.

Cuando ya no debas sufrir para conocer la felicidad y no seas ya capaz de cambiar tus sentimientos o tus metas, por el placer.

Cuando no trates de hallar las respuestas en las cosas que te rodean, sino en tu propia persona.

Cuando aceptes los errores, cuando no pierdas la calma.

Entonces y sólo entonces, serás un

! TRIUNFADOR !

Anónimo.

CONTENIDO

	Pagina
LISTA DE FIGURAS _____	I
LISTA DE TABLAS _____	III
RESUMEN _____	IV
1. INTRODUCCIÓN _____	1
2. MEDICIÓN POR DESPLAZAMIENTO POSITIVO _____	3
2.1. Principio de operación _____	3
2.2. Características generales _____	5
2.3. Dimensionamiento y selección _____	7
2.4. Ecuaciones para el cálculo de gastos de líquido _____	8
2.5. Ecuaciones para el cálculo de gastos de gas _____	9
2.6. Medidor de engrane helicoidal _____	10
2.7. Medidores rotatorios _____	14
2.8. Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma _____	17
3. MEDICIÓN CON TURBINA _____	21
3.1. Principio de operación _____	21
3.2. Dimensionamiento _____	24
3.3. Ecuaciones para cálculo de gastos de gas _____	27
3.4. Ecuaciones para cálculo de gastos de líquido _____	28
4. MEDICIÓN CON PLACA DE ORIFICIO _____	29
4.1. Medición de gas natural _____	31
4.1.1. Propiedades del gas _____	31
4.1.2. Ecuaciones para determinación del gasto _____	33
4.1.3. Cálculo de parámetros _____	35
4.2. Medición de líquido _____	47
4.2.1. Ecuaciones para determinar el gasto de líquido _____	48
5. DESARROLLO Y ESTRUCTURA DEL MODELO _____	49
5.1. Módulo para aplicaciones a medidores de desplazamiento positivo _____	53
5.2. Módulo para aplicaciones a medidores de turbina _____	58
5.3. Módulo para aplicaciones a medidores de placa de orificio _____	64

	Página
6. APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO _____	75
6.1. Descripción general de los sistemas de de medición de la plataforma Akal-D_____	75
6.2. Análisis y diagnóstico de los sistemas de medición de gas y líquido_____	78
6.3. Sistema de medición para aforo de pozos_____	78
6.3.1. Análisis del sistema de medición de gas_____	80
6.3.2. Análisis del sistema de medición de líquido_____	85
6.4. Sistema de medición del separador remoto_____	91
6.4.1. Análisis del sistema de medición de gas_____	94
6.4.2. Análisis del sistema de medición de líquido_____	97
6.5. Sistema de medición de gas de bombeo neumático_____	100
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES _____	107
NOMENCLATURA _____	110
REFERENCIAS _____	113

LISTA DE FIGURAS

Figura	Pagina
2.1 Principio de medición por desplazamiento positivo_____	4
2.2 Medidor de engrane helicoidal_____	11
2.3 Efecto de la viscosidad en la precisión del medidor_____	13
2.4 Efecto de la viscosidad en la caída de presión del medidor_	13
2.5 Principio de operación de un medidor rotatorio_____	14
2.6 Curva típica de la capacidad de un medidor_____	17
2.7 Medidores de gas para uso domestico e industrial_____	19
2.8 Operación de un medidor de desplazamiento positivo tipo diafragma_____	20
3.1 Esquema de un medidor de turbina_____	21
4.1 Esquema de un medidor de placa de orificio_____	30
4.2 Incertidumbre en el cálculo del factor Z_____	41
4.3 Diagrama de flujo simplificado para calcular Z_____	46
5.1 Diagrama esquemático de las opciones de MAD-2000_____	51
5.2 Pantalla para seleccionar el elemento primario de medición_	52
5.3 Diagrama simplificado para determinar el gasto líquido usando un medidor de desplazamiento positivo_____	54
5.4 Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas usando un medidor de desplazamiento positivo_____	56, 57
5.5 Diagrama simplificado para determinar el gasto líquido usando un medidor de turbina_____	59
5.6 Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas usando un medidor de turbina_____	61, 62

Figura	Pagina
5.7 Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas_____	65
5.8 Diagrama de flujo simplificado para calcular Z_____	67
5.9 Diagrama simplificado para calcular el diámetro de placa__	68
6.1 Diagrama del separador de prueba instalado en la plataforma Akal-D_____	79
6.2 Configuración propuesta del sistema de medición de líquido con placa de orificio para condición futura_____	90
6.3 Diagrama del separador remoto de la plataforma Akal-D__	92
6.4 Configuración actual del tubo medidor de gas_____	95
6.5 Configuración propuesta del tubo medidor de gas_____	95
6.6 Configuración actual del tubo medidor de líquido_____	98
6.7 Diagrama de configuración y distribución del gas de bombeo neumático_____	102
6.8 Configuración del medidor de inyección de gas de bombeo neumático de los pozos_____	103, 104

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
4.1 Características de gases_____	40
6.1 Aforo de pozos de la plataforma Akal-D_____	76
6.2 Longitudes recomendadas para tubo medidor de 4pg_____	80
6.3 Rangos de gas factibles de manejar con el tubo medidor de 4pg en el separador de medición_____	81
6.4 Rangos de gas factibles de manejar con el tubo medidor de 6pg_____	83
6.5 Longitudes recomendadas para el tubo medidor de gas de 6pg_____	84
6.6 Longitudes para tubo medidor de gas de 6pg con venas rectificadoras_____	84
6.7 Longitudes recomendadas para un tubo medidor de líquido de 4pg_____	86
6.8 Gastos de líquido factibles de manejarse con el tubo medidor de 4pg_____	87
6.9 Producciones de aceite y gas registradas en los medidores de placa de orificio instalados en el separador remoto_____	93
6.10 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 18pg (condiciones actuales)_____	96
6.11 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 18pg_____	96
6.12 Gastos de líquido factibles de manejar con un tubo Medidor de 16pg (condiciones actuales)_____	98
6.13 Rangos de líquido factibles de manejar con un tubo Medidor de 16pg_____	99
6.14 Longitudes actuales en las líneas de medición de 2pg_____	101
6.15 Rangos factibles de manejar con un tubo medidor de 2pg_____	105
6.16 Rangos factibles de manejar con un tubo medidor de 8pg_____	106

RESUMEN

En la industria petrolera, los elementos primarios más comúnmente utilizados para medir los gastos de gas y líquido producidos, entregados o transferidos, son los medidores de placa de orificio, turbina y desplazamiento positivo, cuya instalación y operación se realiza de acuerdo a las recomendaciones del American Petroleum Institute API, y de la American Gas Association, AGA.

En las instalaciones de producción, recolección, o distribución de hidrocarburos, y particularmente en los sistemas de medición para aforo de pozos, es común que los amplios rangos de gastos manejados y los cambios de condiciones de operación, provoquen que dichos sistemas operen fuera de las recomendaciones establecidas, con el consecuente incremento en la incertidumbre de la medición. Esto obliga a disponer de una herramienta que permita analizar rápidamente sus condiciones de operación, identificar problemas operativos y definir qué modificaciones hay que realizar para optimizar la operación de los mismos.

En este trabajo se presenta el desarrollo y las aplicaciones de un modelo denominado MAD-2000, el cual permite en forma rápida y confiable analizar un sistema de medición de placa de orificio, turbina y desplazamiento positivo. Este modelo, puede ser utilizado para calcular el gasto de gas que se entrega con un medidor en operación; para determinar los gastos máximos y mínimos que pueden manejarse con un medidor instalado, o para definir el arreglo físico que deberá tener un sistema de medición a instalar, para cuantificar un gasto conocido cumpliendo con las recomendaciones aplicables.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente para la industria petrolera nacional, así como para las de otros países, la medición de los hidrocarburos se ha convertido en una de las principales preocupaciones para el personal operativo, debido a que la mala cuantificación de los hidrocarburos no permite conocer con buen grado de precisión los gastos de gas y líquido aportados por pozo o por campo, y por lo tanto se tienen problemas al realizar los balances de producción, al dimensionar las instalaciones superficiales y al diseñar los sistemas artificiales de explotación; así mismo, no permite tener información confiable al realizar estudios del comportamiento de los yacimientos.

Por lo anterior es importante contar con una herramienta que permita analizar rápidamente las condiciones de operación de los medidores, identificar problemas operativos y definir qué modificaciones hay que realizar para optimizar la operación de los mismos.

Los sistemas de medición mas comúnmente utilizados por Pemex Exploración y Producción (PEP), son los medidores de desplazamiento positivo, de turbina y los de placa de orificio, siendo en general este último el más utilizado para cuantificar los gastos de gas.

Para los sistemas de medición antes mencionados, se han desarrollado un gran numero proyectos para Petróleos Mexicanos, con el fin de disminuir en lo posible la incertidumbre en la cuantificación de los gastos medidos, con resultados satisfactorios al momento de concluir los estudios; sin embargo, debido a la dinámica de los cambios en las condiciones operativas, al poco tiempo los sistemas de medición requieren ser revisados y actualizados.

Para coadyuvar al buen funcionamiento de los sistemas de medición, se desarrolló el programa de computo MAD-2000, cuya aplicación al análisis y diseño de los sistemas de medición, hace que sea una herramienta que permite al ingeniero de campo y de gabinete optimizar los sistemas de medición y disminuir los errores en la cuantificación de los gastos.

El modelo, que se basa estrictamente en las recomendaciones del American Petroleum Institute (API) y de la American Gas Association (AGA), permite cuantificar los gastos de gas y líquido medidos con cualquiera de los elementos primarios considerados, analizar un sistema de medición en operación para emitir un diagnóstico de su arreglo físico y de su capacidad de manejo de gas o líquido, y seleccionar el arreglo físico de un sistema para manejar adecuadamente un gasto dado, a las condiciones de operación determinadas.

La aplicación de MAD-2000 a los sistemas de medición de la plataforma AkaI-D de la Región Marina Noreste de PEP, permite visualizar los beneficios potenciales de su aplicación.

2. MEDICIÓN POR DESPLAZAMIENTO POSITIVO

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

2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El principio de operación puede ilustrarse con la figura 2.1. 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 un volumen conocido 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.

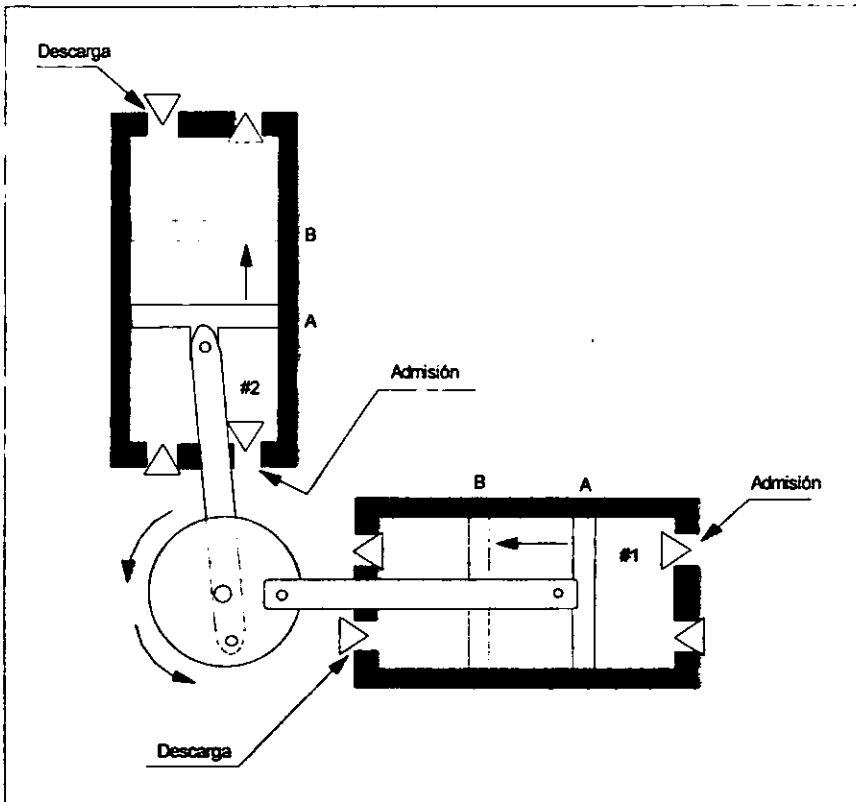


Figura 2.1 principio de medición por desplazamiento

2.2 CARACTERISTICAS GENERALES

Debido a su principio de operación, si se tiene presencia de gas durante la medición de líquido, el medidor registrará un volumen de gas como si fuera líquido

Estos medidores pueden taponarse o dañarse debido a la suciedad o impurezas de los fluidos manejados. Por esta razón, cuando se manejan líquidos, una condición importante para su uso es que dicho líquido no contenga cantidades considerables de sólidos. Este problema puede disminuirse si se colocan filtros corriente arriba del medidor; sin embargo, si el fluido es muy viscoso, la caída de presión puede ser muy significativa. En ocasiones puede requerirse también un dispositivo para eliminar aire o vapores, para evitar un posible daño al medidor.

La principal ventaja de estos medidores radica en su repetibilidad y en su linealidad; la repetibilidad de un medidor de este tipo es típicamente de $\pm 0.1\%$. En cualquier aplicación la linealidad de un medidor a lo largo de un rango de flujo es crítica. El medidor de desplazamiento positivo tiene una linealidad excelente para un amplio rango de gastos.

Debido a su linealidad este tipo de medidor es ideal para aplicaciones en las que el régimen de flujo no es constante. Esta aplicación es clara en las operaciones de carga y descarga de buques-tanque, o carros-tanque, su superioridad se hace más evidente en aplicaciones que involucran fluidos muy viscosos.

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

Los medidores de desplazamiento positivo requieren de mantenimiento a pesar de que es un medidor de diseño muy simple y para trabajo pesado. Deben ser calibrados al presentarse variaciones en la densidad o viscosidad del líquido. Las recomendaciones detalladas para su instalación, operación y cálculos de gastos pueden verse en las publicaciones del API⁽⁵⁾⁽¹⁴⁾⁽¹⁵⁾.

Los medidores de desplazamiento positivo se instalan en la tubería con bridas y sin requerirse condiciones particulares corriente arriba o corriente abajo del mismo, en lo que al arreglo de tuberías se refiere.

2.3 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN

Para el caso de medidores para gas, la selección se realiza de acuerdo a las capacidades de los diferentes modelos, publicadas en catálogos de fabricantes. Estas capacidades generalmente están expresadas en gastos volumétricos de aire, por lo que la capacidad para manejar un gas con una composición o densidad relativa dada se obtiene con la relación:

$$q_{gas} = q_{aire} \sqrt{\frac{1}{G_r}} \quad (2.1)$$

En el caso de líquidos, 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, algunas veces en forma considerable, mientras que el resbalamiento disminuye, lo que permite una medición más 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 siguientes factores deben ser considerados en la selección de un medidor de desplazamiento positivo:

- Tipo de fluido
 - Porción de contaminantes
 - Exactitud requerida
 - Máximo rango de flujo
 - Rangeabilidad
 - Caída de presión permisible
-

2.4 ECUACIONES PARA CALCULO DE GASTOS DE LÍQUIDO.

Independientemente del modelo del medidor utilizado, una vez registrado el volumen que ha pasado por éste, a condiciones de flujo, se puede obtener el mismo a condiciones base utilizando las siguientes ecuaciones.

$$Q_b = Q_f * MF * C_d * C_{pt} \quad (2.2)$$

donde:

$$C_{pt} = \frac{1}{1 - (P - P_e) * F} \quad (2.3)$$

$$F = \frac{1}{(A + \Delta P * B)} \quad (2.4)$$

$$C_d = \frac{\rho_f}{\rho_b} \quad (2.5)$$

C_{pt} Factor de corrección por presión en el líquido.

C_d Factor de corrección por temperatura en el líquido.

F Factor de compresibilidad del líquido.

MF Factor del medidor.

P Presión.

P_e Presión de vapor.

Q_b Gasto a condiciones base.

Q_f Gasto a condiciones de flujo.

El factor de compresibilidad de líquido se obtiene con la expresión 2.4 que reproduce los valores de las tablas de la referencia 19.

2.5 ECUACIONES PARA CALCULO DE GASTOS DE GAS.

Una vez que se realiza la medición con un medidor de desplazamiento positivo para gas, el gasto es dado a condiciones de flujo, por lo que se tienen que aplicar las siguientes ecuaciones para llevarlo a condiciones base.

$$Q_b = Q_f * \frac{P_f}{P_b} * \frac{T_b}{T_f} * F_{pv}^2 * F_{HV} \quad (2.6)$$

donde:

$$F_{PV} = \frac{Z_b}{Z_f} \quad (2.7)$$

$$F_{HV} = \frac{H_{vc}}{H_{vb}} \quad (2.8)$$

F_{HV} Factor de corrección por poder calorífico.

F_{PV} Factor de corrección por supercompresibilidad.

H_{vb} Poder calorífico base.

H_{vc} Poder calorífico del gas leído en calorímetro.

$P_{f,b}$ Presión a condiciones de flujo y base.

$T_{f,b}$ Temperatura a condiciones de flujo y base.

Q_b Gasto a condiciones base.

Q_f Gasto a condiciones de flujo.

$Z_{b,f}$ Factor de compresibilidad a condiciones base y flujo.

2.6 MEDIDOR DE ENGRANE HELICOIDAL

Este modelo se utiliza en los casos en que se manejan líquidos altamente viscosos, para los que a menudo es difícil aplicar otro tipo de medidor.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

En estos medidores se utilizan dos engranes helicoidales, los cuales atrapan continuamente el líquido que pasa por el medidor provocando que los rotores giren en un plano longitudinal. El flujo a través del medidor es proporcional a la velocidad de rotación de los engranes. Ver figura 2.2

Debido a que las superficies sellantes están ubicadas en un plano longitudinal, la fuerza requerida para operar el medidor es relativamente pequeña y la caída de presión a través del medidor es relativamente baja.

CONSTRUCCIÓN

El cuerpo del medidor sirve para ensamblar los rotores y para alojar el sistema sensor. Los rotores giran sobre un eje debido a la fuerza ejercida por el fluido a través del medidor. Dado que estos deben formar un sello entre ellos y con el cuerpo del medidor, se fabrican de manera que cumplan con ciertas tolerancias que deben conservarse durante la vida útil del medidor, a fin de mantener el buen funcionamiento del mismo.

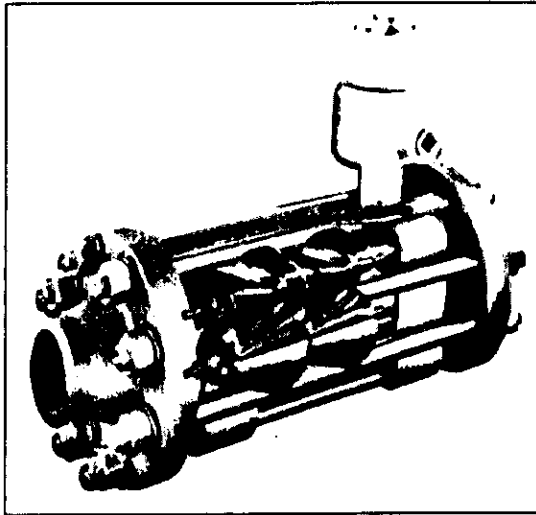


Figura 2.2 Medidor de engrane helicoidal

LIMITACIONES OPERATIVAS

Los medidores helicoidales están disponibles en diámetros de 1.5 a 10 pulgadas; sus presiones y temperaturas de operación están limitadas por el material utilizado en su construcción y por la temperatura que puede soportar el sensor. Los gastos que pueden manejar varían de 5 a 400 galones por minuto, con viscosidades mayores de 100 centipoises.

La caída de presión de estos medidores debe mantenerse generalmente por debajo de las 30 lb/pg², a fin de no causar desgaste y fallas prematuras de los cojinetes.

COMPORTAMIENTO

Los gastos volumétricos pueden medirse con precisiones de ± 0.2 a 0.4%, dependiendo de la aplicación y del diseño del medidor. Generalmente los fluidos no viscosos se miden con menor precisión que los viscosos, debido a que en los primeros el resbalamiento a través de las cámaras del medidor es mayor.

La figura 2.3 muestra de que manera afecta la viscosidad a la precisión del medidor, para los gastos máximos especificados.

DIMENSIONAMIENTO

En la figura 2.4 se muestra la relación entre la capacidad del medidor, la máxima caída de presión a través del medidor y la viscosidad del fluido. Esta gráfica puede utilizarse para seleccionar el medidor, ya que las curvas muestran como las caídas de presión a través del mismo limitan la máxima capacidad del medidor, cuando se manejan fluidos altamente viscosos.

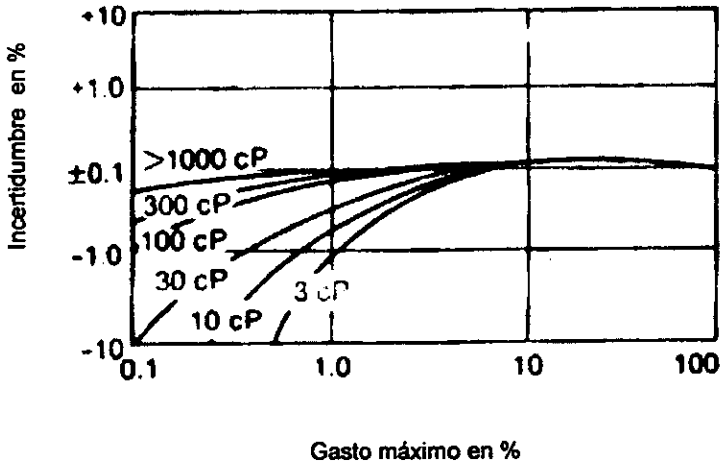


Figura 2.3 Efecto de la viscosidad en la precisión del medidor

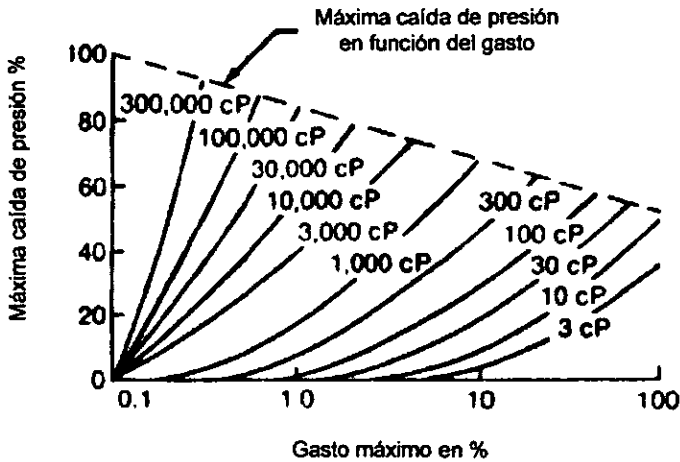


Figura 2.4 Efecto de la viscosidad en la caída de presión del medidor

2.7 MEDIDORES ROTATORIOS

Estos medidores se utilizan principalmente para medir gastos de líquido, cuando la precisión en la medición es un factor importante a considerar. Por su configuración, estos medidores toleran cierto grado de suciedad o impurezas dado que tienen pocas partes factibles de ser taponadas o bloqueadas. Sin embargo, el manejo de sólidos abrasivos en la corriente de líquido, o partículas muy grandes de éstos, puedan dañar los internos del medidor y el sello, de los que depende la precisión de la medición.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Cualquiera que sea la forma en que se implemente el uso de estos medidores, el entrapamiento de un volumen definido de líquido hace que la velocidad de rotación de los internos del medidor sea proporcional al gasto manejado por el mismo, ver figura 2.5.

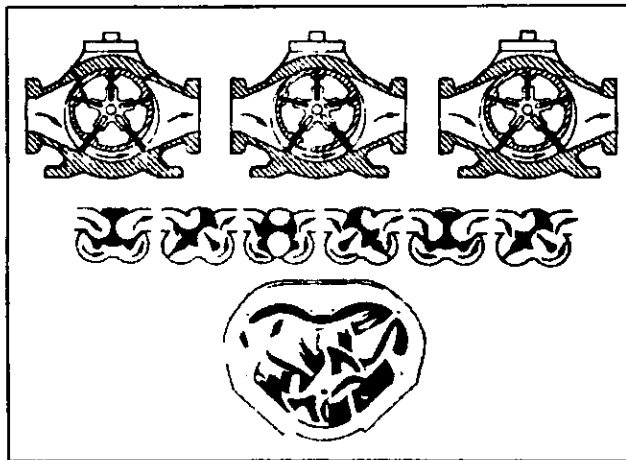


Figura 2.5 Principio de operación de un medidor rotatorio

CONSTRUCCIÓN

El cuerpo del medidor aloja las partes rotatorias interiores y el sistema sensor. Las partes internas del medidor giran alrededor de una flecha, debido a la fuerza ejercida por el líquido dentro del mismo. Dado que los internos forman un volumen definido por ellos y el cuerpo del medidor, estos deben estar fabricados de tal manera que se ajusten a ciertas tolerancias, las que deben mantener durante la vida útil del medidor.

La rotación de los internos del medidor esta acoplada mecánicamente al exterior del medidor, ya sea por engranes o por una flecha o eje. La rotación es sensada por un transmisor que típicamente genera un pulso por cada revolución de la misma.

Generalmente el cuerpo del medidor se fabrica en acero al carbón o inoxidable. Los internos pueden construirse del mismo metal que el cuerpo o de otros materiales como teflón. Los sellos son generalmente de vitón, neopreno o teflón.

Es importante señalar que en cada caso los materiales con lo que están contruidos los diferentes componentes, deben ser compatibles entre sí, ya que los efectos de desgaste y erosión pueden afectar de manera significativa la precisión de la medición.

LIMITACIONES OPERATIVAS

Los medidores rotatorios generalmente se fabrican en diámetros de 1 a 6 pulgadas, y sus especificaciones incluyen presiones de operación comprendidas entre 150 y 300 lb/pg². La capacidad de estos varia de 5 a 1,000 gpm; mientras que la máxima temperatura de operación es de

aproximadamente 230°C. Si el líquido a medir no lubrica las partes internas rotatorias del medidor, se puede disminuir la vida útil del mismo.

COMPORTAMIENTO

Estos medidores pueden medir gastos con una precisión comprendida en el rango de ± 0.1 a 2 %, dependiendo de la aplicación. Generalmente se logran menores precisiones si el líquido es poco viscoso debido a los errores provocados por el resbalamiento del mismo a través de los claros entre las partes móviles y la carcasa o cuerpo del medidor. Su rangeabilidad varía 5:1 a 10:1.

APLICACIONES

Los medidores rotatorios generalmente se aplican a líquidos limpios no abrasivos, con viscosidades comprendidas entre 1 y 25,000 centipoises.

DIMENSIONAMIENTO

En la figura 2.6 se muestra la precisión que se logra en todo el rango de operación de un medidor rotatorio al manejar líquido.

La caída de presión a través del medidor puede limitar el máximo gasto capaz de manejar cuando se trabaja con líquidos viscosos.

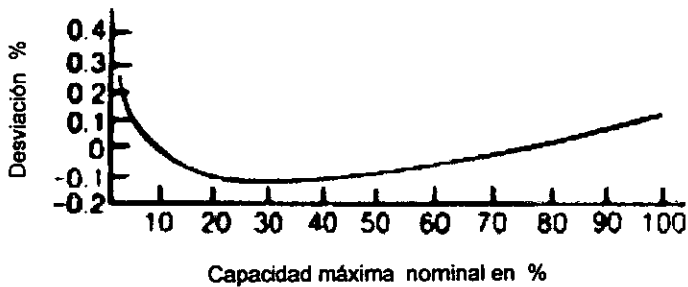


Figura 2.6 Curva típica de la capacidad de un medidor

2.8 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO TIPO DIAFRAGMA

Este medidor es un dispositivo utilizado en la medición de gas, muy preciso para gastos mínimos y para gastos equivalentes a su capacidad máxima. El más común de este tipo de medidores es el utilizado para distribución doméstica.

Los elementos principales de estos medidores son:

- a) Los diafragmas o compartimentos de medición.
- b) Las válvulas para controlar y dirigir el flujo de gas durante las etapas de vaciado y llenado de las cámaras.
- c) Un sistema de engrane apropiado, sincronizado con el movimiento de los diafragmas.
- d) Un contador de ciclos.

Para obtener un flujo continuo se requiere que dispongan de dos o más cámaras, con dos o más paredes móviles (fuelles) de material flexible que no reaccione con el gas.

En la figura 2.7 se muestran los medidores nacionales utilizados para uso doméstico y también un medidor importado, para uso comercial e industrial.

OPERACIÓN

El movimiento de los diafragmas es regulado de tal manera que los desplazamientos volumétricos en los ciclos sucesivos sean iguales. Al moverse hacia uno y otro lado, permiten que un compartimento se llene mientras que el opuesto se vacía, ver figura 2.8. Los diafragmas están conectados por medio de un sistema de engranes y conectores al índice del medidor, de tal manera que el volumen descargado en cada embolada del diafragma se puede totalizar continuamente; este sistema de engranes conecta también a las válvulas deslizables, para abrir y cerrar alternadamente los orificios de salida y entrada del gas al medidor, permitiendo de esta forma el llenado y vaciado de los compartimentos.

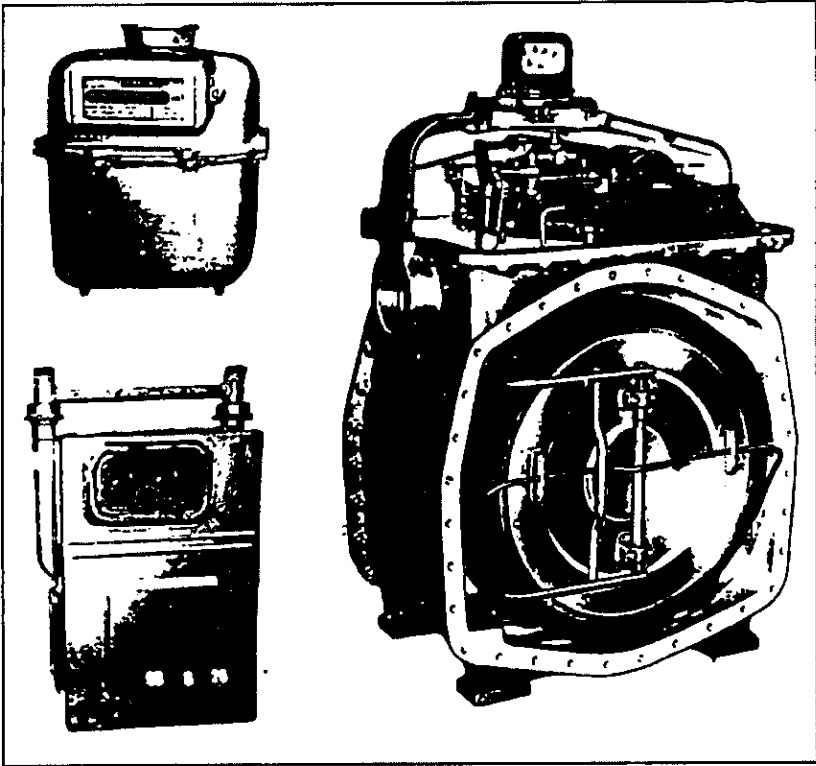


Figura 2.7. Medidores de gas para uso domestico e industrial

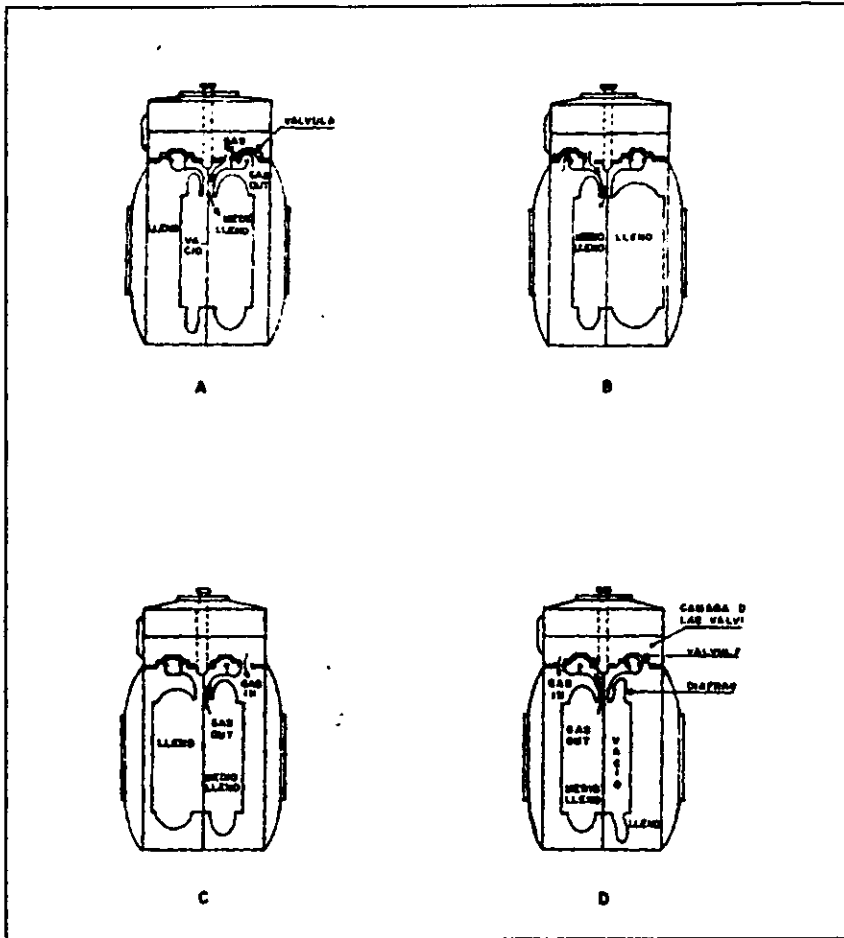


Figura 2.8 Operación de un medidor de desplazamiento positivo tipo diafragma

3. MEDICIÓN CON TURBINA

Los medidores de turbina han sido aceptados ampliamente como una tecnología probada 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 aun no han sido desplazados, a pesar de que la tendencia actual está orientada al uso de medidores sin partes móviles.

3.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Estos medidores cuentan con un elemento rotor colocado en la corriente de 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 que pasa a través del medidor, ver figura 3.1.

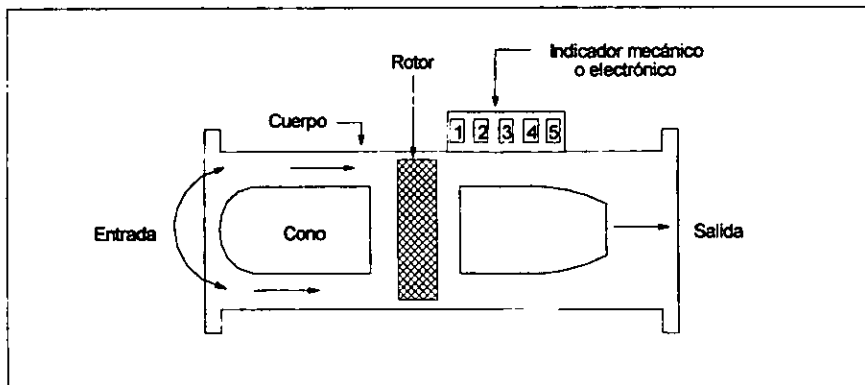


Figura 3.1 Esquema de un medidor de turbina

Los principales componentes de los medidores de turbina son los siguientes:

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

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

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

Cuando se utiliza este tipo de medidores, el gasto se obtiene a partir del movimiento rotatorio (velocidad angular) del rotor que se encuentra "suspendido" en la corriente del fluido. Este sistema de medición se basa en la suposición de que el gasto volumétrico es proporcional a la velocidad promedio del fluido y que esta velocidad promedio es a su vez proporcional a la velocidad angular del rotor.

Dependiendo de la configuración del rotor, los extremos de los álabes o el anillo que cubre a estos, tienen incrustados botones magnéticos y una bobina de reactancia variable montada en el cuerpo del medidor para detectar el paso de los botones, generándose un voltaje pulsante cada vez que estos botones pasan a través del campo magnético.

Utilizando el convertidor de frecuencia y un transmisor, acoplados a un receptor para indicación y/o registro, el número total de pulsaciones integrado por un periodo de tiempo proporciona el volumen total que ha pasado por el medidor.

Todos los medidores de turbina deben ser calibrados de acuerdo a su flujo, determinado por el factor K, que son los pulsos por unidad de volumen que pasa por el rotor, utilizando un probador unidireccional o bidireccional.

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

- **Propiedades del fluido**
 - Densidad
 - Viscosidad
 - Presión de vapor
- **Velocidad**
- **Turbulencia**
- **Características dinámicas del medidor**
 - Masa del rotor
 - Fricción cojinetes
 - Fricción alabes-fluido

Las combinaciones de las propiedades de los fluidos y las características mecánicas del medidor producen una desviación de la linealidad ideal, por lo que estos medidores deben calibrarse periódicamente.

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

Aunque estos dispositivos son comúnmente utilizados para líquidos, también pueden ser utilizados para gases. La capacidad de los medidores de turbina para manejar fluidos de mayor viscosidad, mejorará cuando el tamaño del medidor aumente, mientras que se hace más crítica a medida que la turbina es más pequeña.

3.2 DIMENSIONAMIENTO

Este tipo de medidores se fabrican en diámetros desde 1 pg. hasta 24 pg., con capacidades desde 6 hasta 40,000 galones por minuto. Su operación depende del número de Reynolds y en cierto grado del momentum 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 para 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.

Las aplicaciones en gas natural están limitadas por los gastos mínimos y máximos que pueden manejar, los cuales dependen de la presión, temperatura, densidad del gas, rozamiento y velocidad máxima del rotor.

El procedimiento de cálculo de los volúmenes medidos con estos elementos primarios se rige con el estándar de la referencia (13).

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

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

Una ventaja adicional de las turbinas es que pueden emplearse para amplios rangos de gastos, en comparación con los medidores de desplazamiento positivo.

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

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

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

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

3.3 ECUACIONES PARA CALCULO DE GASTO DE GAS

Una vez obtenido el gasto de gas a condiciones de flujo, a partir de la determinación del número de pulsos generados en un período de tiempo conocido, habrá que determinar el gasto a condiciones base. Para esto se pueden aplicar las leyes de los gases, mediante las siguientes ecuaciones:

$$Q_h = Q_f * F_{pm} * F_{pb} * F_{tm} * F_{ib} * S \quad (3.1)$$

donde:

$$F_{pm} = \frac{P_f}{P_b} \quad (3.2)$$

$$F_{pb} = \frac{14.73}{P_b} \quad (3.3)$$

$$F_{tm} = \frac{520}{T_f + 459.67} \quad (3.4)$$

$$F_{ib} = \frac{T_b + 459.67}{520} \quad (3.5)$$

$$S = \frac{Z_b}{Z_f} \quad (3.6)$$

- F_{pb} Factor de corrección por presión base.
- F_{pm} Factor de corrección por presión a condiciones de flujo.
- F_{ib} Factor de corrección por temperatura base.
- F_{tm} Factor de corrección por temperatura a condiciones de flujo.
- $P_{f,b}$ Presión a condiciones de flujo y base.
- Q_b Gasto a condiciones base.
- Q_f Gasto a condiciones de flujo.
- $T_{f,b}$ Temperatura a condiciones de flujo y base.
- $Z_{b,f}$ Factor de compresibilidad del gas a condiciones base y flujo.

3.4 ECUACIONES PARA GASTO DE LÍQUIDO

Una vez que se ha registrado el volumen que ha pasado por el medidor, que está condiciones de flujo, se puede obtener el gasto a condiciones base utilizando la ecuación siguiente:

$$Q_b = Q_f * MF * C_{tl} * C_{pl} \quad (3.7)$$

donde:

$$C_{tl} = \frac{\rho_f}{\rho_b} \quad (3.8)$$

$$C_{pl} = \frac{1}{1 - (P - P_e) * F} \quad (3.9)$$

C_{pl} Factor de corrección por presión en el líquido.

C_{tl} Factor de corrección por temperatura en el líquido.

F Factor de compresibilidad del líquido.

MF Factor del medidor.

P Presión.

P_e Presión de vapor.

Q_b Gasto a condiciones base.

Q_f Gasto a condiciones de flujo.

4. MEDICIÓN CON PLACA DE ORIFICIO

En la actualidad, la medición de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en la mayoría de las instalaciones de Pemex Exploración y Producción se realiza con placas de orificio, debido en parte a la simplicidad de su diseño, facilidad de operación y confiabilidad en sus resultados. Su instalación y operación así como los procedimientos de cálculo para cuantificar los gastos medidos se rigen por las recomendaciones del American Petroleum Institute, API, y la American Gas Association, AGA.

El medidor de placa de orificio es un dispositivo mediante el cual se provoca una caída de presión, a partir de la cual se infiere o se obtiene el gasto. El elemento primario lo conforma el tubo medidor con o sin acondicionadores de flujo, la placa con agujero concéntrico, y el soporte de la misma con las tomas de presión asociadas, (ver figura 4.1). El elemento secundario lo constituye generalmente la instrumentación necesaria para registrar las presiones estática y diferencial, la temperatura del fluido, y la densidad absoluta o relativa del mismo; así como cualquier registrador mecánico o equipo electrónico utilizado para calcular el gasto.

En el caso de las placas colocadas en bridas, el centro de los agujeros para las tomas de presión debe estar colocado a una pulgada corriente arriba y corriente abajo de las caras anterior y posterior de la placa. La presión estática es la presión absoluta del fluido, medida en una de las tomas, y la presión diferencial es la diferencia entre las presiones estáticas medidas corriente arriba y corriente abajo de la placa.

La temperatura del fluido puede medirse corriente arriba o corriente abajo de la placa de orificio, siempre que se cumpla con las recomendaciones del API, ⁽²⁾ Éstas incluyen también las relacionadas con las instalaciones del tubo medidor, la placa de orificio y las venas alineadoras; así como las diversas tolerancias permitidas en distancias, espesores, excentricidades, rugosidades, etc..

En general, la medición utilizando este elemento primario se rige por las recomendaciones publicadas por el American Petroleum Institute (API) ⁽¹⁾.

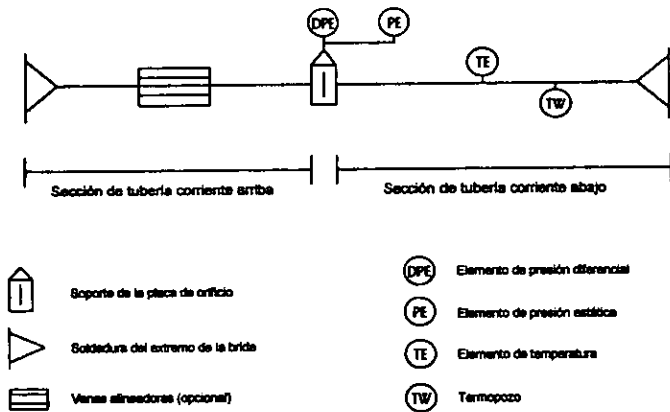


Figura 4.1. Esquema de un medidor de placa de orificio

4.1 MEDICIÓN DE GAS NATURAL

Para la medición de gas natural son aplicables las recomendaciones del Capítulo 14, Sección 3, Parte 3 del API ⁽³⁾, en el que se define el término gas natural, como el relacionado con hidrocarburos gaseosos, en una sola fase, con los porcentajes molares de componentes indicados en el Reporte No 8 de la American Gas Association, AGA ⁽⁴⁾, donde se establece como rango normal, un contenido de metano de 45 a 100% mol, y densidades relativas desde 0.554 hasta 0.87.

4.1.1 PROPIEDADES DEL GAS

La medición del gasto de gas en unidades diferentes a las consideradas como base, implica la necesidad de efectuar ajustes por presión, temperatura, y por compresibilidad; adicionalmente, en transacciones comerciales se requiere efectuar ajustes por poder calorífico. Dado que el gas natural es una mezcla de hidrocarburos, los cálculos de algunos de estos parámetros pueden obtenerse a partir de la composición. Otros pueden obtenerse en campo, a partir de muestras del gas, utilizando la instrumentación adecuada.

La desviación de los gases reales respecto al comportamiento de los ideales se conoce como *compresibilidad* y se denota con el símbolo Z ; los métodos para determinar su valor se presentan con detalle en la referencia (4).

La densidad relativa del gas expresa la relación entre la densidad del fluido y la densidad de un gas de referencia, ambos medidos a iguales valores de presión y temperatura. Históricamente el gas utilizado como referencia ha sido el aire, y las condiciones de presión y temperatura de referencia, se han considerado de 14.73 lb/pg² abs. Y 60 °F, respectivamente. La densidad

relativa puede determinarse por medición directa o calcularse a partir de la composición.

$$G_r = \left(\frac{M_{r \text{ gas}}}{M_{r \text{ ar}}} \right) \left(\frac{Z_b \text{ ar}}{Z_b \text{ gas}} \right) \quad (4.1)$$

La densidad a condiciones de flujo se define como la masa por unidad de volumen a la presión y temperatura de flujo, y se mide en uno de los puntos en que se toma la presión estática. Puede calcularse con ecuaciones de estado o puede medirse utilizando densímetros comerciales.

Cuando se conoce la composición de la mezcla de gas, las densidades a condiciones de flujo y a condiciones base se calculan, con las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{f,p} = \frac{144 P_{f1} M_{r \text{ gas}}}{Z_{f1} R T_f} \quad (4.2)$$

$$\rho_b = \frac{144 P_b M_{r \text{ gas}}}{Z_b R T_b} \quad (4.3)$$

- M_r Peso molecular del gas.
- P_b presión a condiciones base.
- R Constante universal de los gases.
- T_b Temperatura a condiciones base.
- Z_b factor de compresibilidad del gas a condiciones base.
- ρ_b Densidad del gas a condiciones base.

En función de la densidad relativa del gas real, estas densidades se obtienen de la siguiente forma:

$$\rho_{t,p} = \frac{2.69881 P_f G_r Z_{b,gr}}{Z_f T_f Z_{b,air}} \quad (4.4)$$

$$\rho_b = \frac{2.69881 P_b G_r}{T_b Z_{b,air}} \quad (4.5)$$

4.1.2 ECUACIONES PARA DETERMINACIÓN DEL GASTO

La derivación de la ecuación para determinar el gasto que ha pasado por un medidor de placa de orificio se basa en las leyes de conservación de masa y energía. La ecuación fundamental del flujo másico es ⁽¹⁾ :

$$q_m = C_d E_v Y (\pi / 4) d^2 \sqrt{2 g_c \rho_{t,p} \Delta P} \quad (4.6)$$

- C_d Coeficiente de descarga de la placa de orificio.
- d Diámetro del orificio, calculado a temperatura de flujo.
- ΔP Presión diferencial.
- E_v Factor de corrección por de velocidad de aproximación.
- g_c Constante adimensional.
- q_m Gasto másico.
- Y Factor de expansión.
- $\rho_{t,p}$ Densidad del fluido a condiciones de flujo.

La ecuación práctica que resulta de combinar las constantes numéricas y de conversión de unidades en un factor de conversión de unidades, N_1 , es :

$$q_m = N_1 C_d E_v Y d^2 \sqrt{\rho_{t,p} \Delta P} \quad (4.7)$$

Los gastos volumétricos a condiciones de flujo y condiciones base, se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$q_v = \frac{q_m}{\rho_{t,p}} \quad (4.8)$$

$$Q_b = \frac{q_m}{\rho_b} \quad (4.9)$$

En las siguientes ecuaciones para flujo másico y flujo volumétrico, en función de la densidad relativa del gas real, se asume que las condiciones base son iguales a las condiciones estándar (14.73 lb/pg² abs. y 60 °F).

$$Q_m = 590.006 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(\bar{Z}_s \bar{G}_r \bar{P}_{f1} \bar{h}_w) / (\bar{Z}_{f1} \bar{T}_f)} \quad (4.10)$$

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(\bar{P}_{f1} \bar{Z}_s \bar{h}_w) / (\bar{G}_r \bar{Z}_{f1} \bar{T}_f)} \quad (4.11)$$

$C_d(FT)$ Coeficiente de descarga a número de Reynolds especificado, para medidor con tomas en brida.

h_w Presión diferencial.

Q_v Gasto volumétrico a condiciones estándar.

Si las condiciones base son diferentes de las condiciones estándar, el gasto volumétrico calculado a condiciones estándar se convierte a condiciones base utilizando la siguiente relación:

$$Q_b = Q_v \frac{P_s T_b Z_b}{P_b T_s Z_s} \quad (4.12)$$

4.1.3 CÁLCULO DE PARÁMETROS.

A continuación se describen los parámetros que intervienen en el cálculo del gasto y las ecuaciones para calcularlos.

Relación de diámetros Beta, β .

Este parámetro, que interviene en el cálculo del coeficiente de descarga, del factor de velocidad de aproximación, y del factor de expansión, es la relación entre el diámetro del orificio y el diámetro del tubo medidor, ambos calculados a la temperatura de flujo, a partir de los respectivos diámetros, especificados a una temperatura de referencia, considerada igual a 68 °F.

$$d = d_r [1 + \alpha_1 (T_f - T_r)] \quad (4.13)$$

$$D = D_r [1 + \alpha_2 (T_f - T_r)] \quad (4.14)$$

$$\beta = d/D \quad (4.15)$$

Coefficiente de descarga para medidores con tomas de presión en bridas, $C_d(FT)$.

Este coeficiente ha sido determinado a partir de pruebas de laboratorio, en función de la relación de diámetros beta (β), el diámetro del tubo medidor y el número de Reynolds. La ecuación con la que se obtiene es aplicable a diámetros nominales de tubería de 2 pg. y mayores, relaciones beta de 0.1 a 0.75, diámetros de orificio mayores que 0.45 pg., y números de Reynolds iguales o mayores que 4,000. Para valores fuera de los rangos mencionados, la incertidumbre de la medición se incrementa de manera considerable.

$$C_d(FT) = C_i(FT) + 0.000511 \left[\frac{10^6 \beta}{Re_D} \right]^{0.7} + (0.0210 + 0.0049A)\beta^4 C \quad (4.16)$$

$$C_i(FT) = C_f(CT) + TapTerm \quad (4.17)$$

$$C_f(CT) = 0.5961 + 0.0291\beta^2 - 0.2290\beta^8 + 0.003(1 - \beta)M_1 \quad (4.18)$$

$$TapTerm = Upstrm + Dnstrm \quad (4.19)$$

$$Upstrm = [0.0433 + 0.712e^{-8.5L_1} - 0.1145e^{-6.0L_1}] (1 - 0.23A)B \quad (4.20)$$

$$Dnstrm = -0.0116 [M_2 - 0.5M_2^{1.3}] \beta^{1.1} (1 - 0.14A) \quad (4.21)$$

$$B = \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} \quad (4.22)$$

$$M_1 = \max\left(2.8 - \frac{D_r}{N_4}, 0.0\right) \quad (4.23)$$

$$M_2 = \frac{2L_2}{1-\beta} \quad (4.24)$$

$$A = \left[\frac{19,000\beta}{Re_D}\right]^{0.8} \quad (4.25)$$

$$C = \left[\frac{10^6}{Re_D}\right]^{0.35} \quad (4.26)$$

Factor de velocidad de aproximación, E_v .

Este factor es una expresión matemática que relaciona la velocidad del fluido en la sección corriente arriba del tubo medidor, con la velocidad del mismo en el orificio de la placa.

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \quad (4.27)$$

Número de Reynolds, Re_D .

Este número es utilizado como parámetro de correlación, para representar el cambio en el coeficiente de descarga del orificio, con respecto al diámetro del tubo medidor, el gasto, la densidad y la viscosidad del fluido. Es un parámetro adimensional, si se utilizan unidades consistentes. Dado que éste depende del gasto que se pretende conocer, su valor se obtiene mediante un

procedimiento iterativo, asumiendo un valor inicial del coeficiente de descarga igual a 0.6 para calcular el gasto, y con este último el número de Reynolds.

$$Re_D = \frac{4 q_m}{\pi \mu D} \quad (4.28)$$

Factor de expansión, Y .

Cuando un gas fluye a través de un orificio, el cambio en la velocidad del fluido y la presión estática es acompañada por un cambio en la densidad. Para efectuar los ajustes por este cambio, se aplica el factor de expansión, el cual es función de la relación de diámetros (B), de la relación entre las presiones diferencial y estática, y el exponente isentrópico (K). La forma de calcularlo depende del valor considerado de presión estática, que puede ser la medida corriente arriba o la medida corriente abajo de la placa.

Para presión estática corriente arriba

$$Y_1 = 1 - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{X_1}{k} \quad (4.29)$$

$$X_1 = \frac{\Delta P}{N_3 P_{f1}} \quad (4.30)$$

Para presión estática corriente abajo

$$Y_2 = \left[\sqrt{1 + X_2} - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{X_2}{k\sqrt{1 + X_2}} \right] \sqrt{\frac{Z_{f2}}{Z_{f1}}} \quad (4.31)$$

$$X_2 = \frac{\Delta P}{N_3 P_{f2} + \Delta P} \quad (4.32)$$

La aplicación de estos factores es válida para las siguientes relaciones:

$$0 < h_w / 27.707 P_f \leq 0.2$$

o

$$0.8 \leq P_{f2} / P_{f1} < 1.0$$

Estas ecuaciones son válidas para relaciones de diámetros comprendidas en el rango de 0.1 a 0.75. Para valores fuera de éstos, la incertidumbre aumenta considerablemente.

Factor de compresibilidad, Z

El Reporte N° 8 de la American Gas Association, AGA, presenta dos métodos recomendados para calcular con alta precisión el factor de compresibilidad y la densidad del gas natural⁽⁴⁾. Estos métodos se conocen como caracterización detallada y caracterización bruta.

El reporte es válido solamente para fase gaseosa, temperaturas comprendidas de -200 a 760° F, y presiones hasta de 40,000 lb/pg² abs. No se recomienda usar los procedimientos de cálculo para valores cercanos al punto crítico. Los métodos para calcular el factor de compresibilidad son aplicables para los siguientes rangos de características de gases.

	RANGO NORMAL	RANGO EXTENDIDO
Densidad relativa	0.554 – 0.87	0.07- 1.52
Poder calorífico bruto, BTU/pie ³	477 – 1150	0 – 1800
Por ciento mol C ₁	45 – 100	0 – 100
Por ciento mol N ₂	0 – 50	0 – 100
Por ciento mol CO ₂	0 – 30	0 – 100
Por ciento mol C ₂	0 – 10	0 – 100
Por ciento mol C ₃	0 – 4	0 – 12
Por ciento mol C ₄	0 – 1	0 – 6
Por ciento mol C ₅	0 – 0.3	0 - 4
Por ciento mol C ₆ +	0 – 0.2	0 - punto rocío
Por ciento mol He	0 – 0.2	0 - 3
Por ciento mol H	0 – 10	0 - 100
Por ciento mol CO	0 – 3	0 - 3
Por ciento mol H ₂ O	0 – 0.05	0 - punto rocío
Por ciento mol H ₂ S	0 – 0.02	0 – 100

Tabla 4.1 Características de gases

La incertidumbre en el cálculo del factor de compresibilidad correspondiente al rango normal, se muestra en la figura 4.2. Para el rango extendido la incertidumbre esperada es mayor, especialmente para valores fuera de los indicados para la región 1 de la figura 4.2.

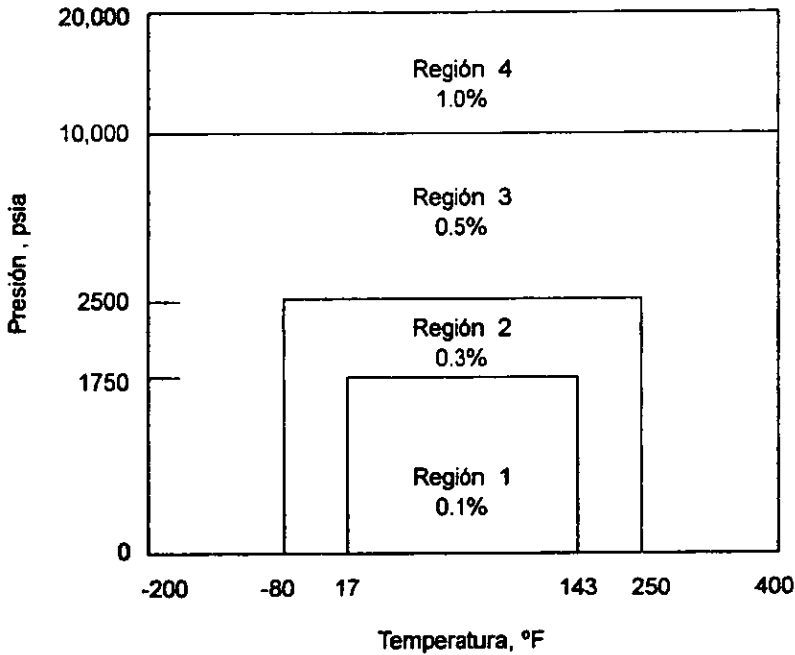


Figura 4.2 Incertidumbre en el cálculo del factor "z"

En el programa de computo desarrollado, el factor de compresibilidad se calcula con el método de caracterización bruta, debido a que su aplicación no requiere del conocimiento detallado de la composición del gas, siendo suficiente la información comúnmente disponible en campo como la densidad relativa y las fracciones de bióxido de carbono y nitrógeno, además de las condiciones de operación.

Las características del gas natural indicadas en la siguiente tabla fueron usadas para determinar experimentalmente los factores de compresibilidad con que se probaron los métodos de caracterización.

Densidad relativa	0.554 – 0.87
Poder calorífico bruto, BTU/pie ³	477 – 1150
Por ciento mol C ₁	45.2 – 98.3
Por ciento mol N ₂	0.3 – 53.6
Por ciento mol CO ₂	0.04 – 28.94
Por ciento mol C ₂	0.24 – 9.53
Por ciento mol C ₃	0.02 – 3.57
Por ciento mol C ₄	0.01 – 1.08
Por ciento mol C ₅	0.002 – 0.279
Por ciento mol C ₆₊	0.0005 – 0.1004
Por ciento mol He	0 – 0.158

En general la incertidumbre esperada con este procedimiento está dentro de la establecida para la Región I en la figura 4.2, para gases naturales con características identificadas en el rango normal de la tabla 4.1. Dada su simplicidad se recomienda utilizarlo para calcular factores de compresibilidad y densidades de gas natural, para temperatura de 32 a 130°F y presiones de hasta 1200 lb/pg² abs.

El método de caracterización bruta considera que la mezcla de gas natural está formada por tres componentes: un componente hidrocarburo equivalente (componente pseudo hidrocarburo), nitrógeno y bióxido de carbono. El método predice el factor de compresibilidad del gas natural a presión y temperaturas dadas, utilizando como datos la densidad relativa del gas, el contenido de bióxido de carbono y el contenido de nitrógeno.

El factor de compresibilidad se expresa en términos de la densidad molar, d , y los coeficientes B_{mix} y C_{mix} .

$$Z = 1 + B_{mix} * d + C_{mix} * d^2 \quad (4.33)$$

$$B_{mix} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N B_{ij} X_i X_j \quad (4.34)$$

$$C_{mix} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N C_{ijk} X_i X_j X_k \quad (4.35)$$

Las ecuaciones (4.34) y (4.35) expandidas pueden verse en el reporte de AGA (4).

Los valores B_{ij} para los términos que involucran solamente nitrógeno y bióxido de carbono están dados por:

$$B_{ij} = b_0 + b_1 T + b_2 T^2 \quad (4.36)$$

En forma similar los valores de C_{ijk} están dados por:

$$C_{ijk} = c_0 + c_1T + c_2T^2 \quad (4.37)$$

Los valores para b_0, b_1, b_2, c_0, c_1 y c_2 se pueden ver en la tabla 7 del Reporte 8 de AGA ⁽⁴⁾.

Las ecuaciones para el segundo y tercer coeficiente de interacción para el hidrocarburo equivalente son las siguientes:

$$B_{CHCH} = B_0 + B_1H_{CH} + B_2H_{CH}^2 \quad (4.38)$$

$$C_{CHCHCH} = C_0 + C_1H_{CH} + C_2H_{CH}^2 \quad (4.39)$$

Donde B_0, B_1, B_2, C_0, C_1 y C_2 son dependientes de la temperatura y están definidos como:

$$B_i = b_{i0} + b_{i1}T + b_{i2}T^2 ; i=0,1,2 \quad (4.40)$$

$$C_i = c_{i0} + c_{i1}T + c_{i2}T^2 ; i=0,1,2 \quad (4.41)$$

Las constantes pueden verse en la tabla 8 del Reporte N° 8 del AGA ⁽⁴⁾.

Las ecuaciones para calcular la presión se obtiene sustituyendo la ecuación (4.33) en la siguiente ecuación de la densidad molar:

$$d = \frac{P}{ZRT} \quad (4.42)$$

obteniéndose:

$$P = dRT(1 + B_{mix} d + C_{mix} d^2) \quad (4.43)$$

El procedimiento para calcular el factor de compresibilidad se ilustra con el diagrama de flujo simplificado de la figura 4.3.

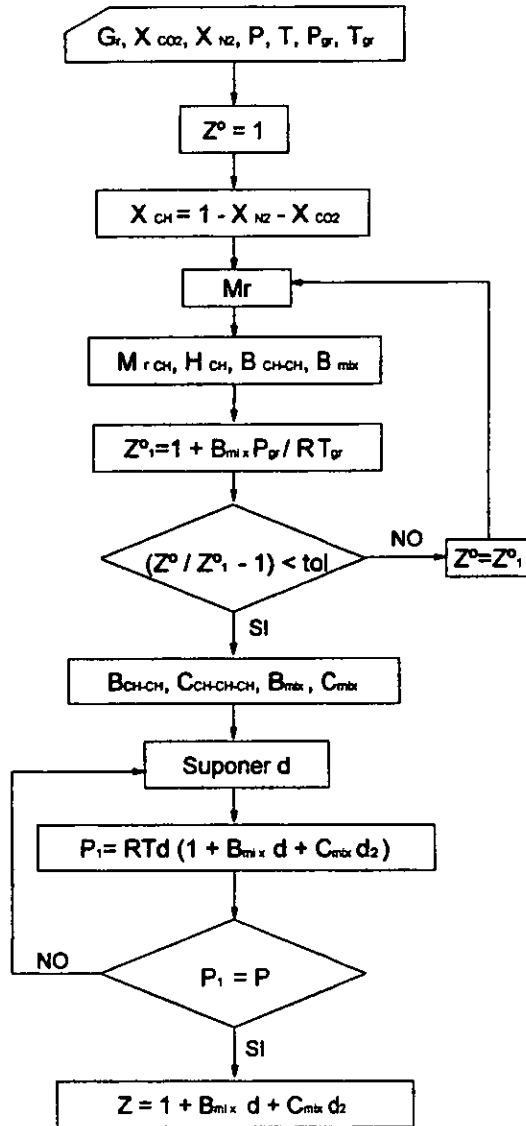


Figura 4.3 Diagrama de flujo simplificado para calcular "z"

4.2 MEDICIÓN DE LÍQUIDO

Las recomendaciones del Capítulo 14, sección 8 del API ⁽⁵⁾ para la medición de líquido con placa de orificio son aplicables a hidrocarburos líquidos, con densidades relativas comprendidas en el rango de 0.35 a 0.637.

Se deben tomar las previsiones necesarias para asegurar que las condiciones de presión y temperatura de medición sean las adecuadas para mantener el fluido totalmente en fase líquida. La presión a la entrada del medidor debe tener un valor de al menos 1.25 veces la presión de vapor a la temperatura de medición, más dos veces la caída de presión a través del medidor operando al gasto máximo, o una presión de 125 lb/pg² abs. más que la presión de vapor a la máxima temperatura de operación; de éstas hay que seleccionar la que sea menor.

Para la medición másica en un sistema dinámico se utiliza normalmente un dispositivo para la medición volumétrica a condiciones de flujo, un dispositivo para medir la densidad o la densidad relativa a las condiciones del medidor, y una muestra representativa del fluido en medición.

Los líquidos con densidades relativas menores que 0.35 y mayores que 0.637 quedan excluidos del alcance de estas recomendaciones establecidas en la referencia (5); sin embargo para estos pueden aplicarse los mismos principios con técnicas modificadas.

La densidad puede medirse directamente o determinarse con ecuaciones de estado o correlaciones empíricas a partir del análisis de los fluidos.

4.2.1 ECUACIONES PARA DETERMINAR EL GASTO DE LÍQUIDO

En la medición de líquido con placa de orificio también se aplican las ecuaciones para calcular el gasto másico mostradas en la sección 4.1.2 de este trabajo, mismas que se presentan en la referencia (1), haciendo notar que para fluidos incompresibles, como el agua a 60°F y presión atmosférica, el factor de expansión Y es igual a la unidad. Los gastos volumétricos, en pies cúbicos por hora, a condiciones de flujo y a condiciones base, se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$Q_f = 359.072 C_d E_v Y d^2 \sqrt{\Delta P / \rho_{f,p}} \quad (4.44)$$

$$Q_b = Q_f / \rho_b \quad (4.45)$$

Si las condiciones base son iguales a las condiciones estándar, 14.73 lb/pg.² abs. y 60 °F. :

$$Q_b = 359.072 C_d E_v Y d^2 \sqrt{\Delta P / \rho_{f,p}} C_d C_{\rho} \quad (4.46)$$

5. DESARROLLO Y ESTRUCTURA DEL MODELO

La necesidad de cuantificar los gastos de gas con un menor grado de incertidumbre ha obligado a los ingenieros de producción a aplicar técnicas de reingeniería, para modificar los sistemas de medición y a actualizar los procedimientos para calcular los gastos, de acuerdo a las últimas revisiones del API y la AGA. Con base en lo anterior surge la creación del programa de cómputo denominado MAD-2000, que es una herramienta innovadora y de gran utilidad para analizar sistemas de medición de hidrocarburos.

MAD-2000 fue creado para trabajar en ambiente Windows-95 o posterior, requiere de unidad de CD, un procesador Pentium a 200 Mhz y una memoria Ram de 32 MB, requisitos mínimos para tener buen rendimiento; puede ser ejecutado desde el CD o bien puede ser instalado en disco duro, se puede convertir a un programa para ser usado en red, compatible con sistemas de comunicación como lo son los sistemas SCADA.

El programa de cómputo fue desarrollado considerando las recomendaciones del American Petroleum Institute (API) y de la American Gas Association (AGA). Parte de la estructura de MAD-200, fue tomada de los programas de cómputo Gasto III⁽¹⁷⁾ y ANAGAS 2000⁽¹⁸⁾. Este programa se considera una herramienta muy útil para asistir al ingeniero de campo o de gabinete en el diseño o evaluación de sistemas de medición que tengan como elementos primarios placas de orificio, turbinas, o medidores de desplazamiento positivo.

Este programa es aplicable básicamente a los tres sistemas de medición antes expuestos, por ser los más utilizados en las instalaciones de Pemex. Su aplicación a medidores de desplazamiento positivo permite calcular gastos de gas o líquido pero solamente seleccionar un medidor para líquido y no uno de gas, debido a que estos últimos tienen poca aplicación en Pemex. Los medidores de turbina son incluidos para aplicarse a gas y líquido, al igual que la placa de orificio, la cual está presente en un 90% de las instalaciones de Pemex y es aplicada para transferencia de custodia. En todos los casos se incluyen en este programa los últimos procedimientos de cálculo recomendados por el API y AGA, a fin de poder hacer cuantificaciones de gastos de gas y líquido, evaluaciones y diseños de sistemas de medición basados en los procedimientos de cálculo vigentes.

En la figura 5.1 se muestran las principales opciones de uso del programa MAD-2000.

Este programa cuenta con un menú principal, en el que se puede hacer la selección de cualquiera de estos tres sistemas, como se puede ver en la figura 5.2.

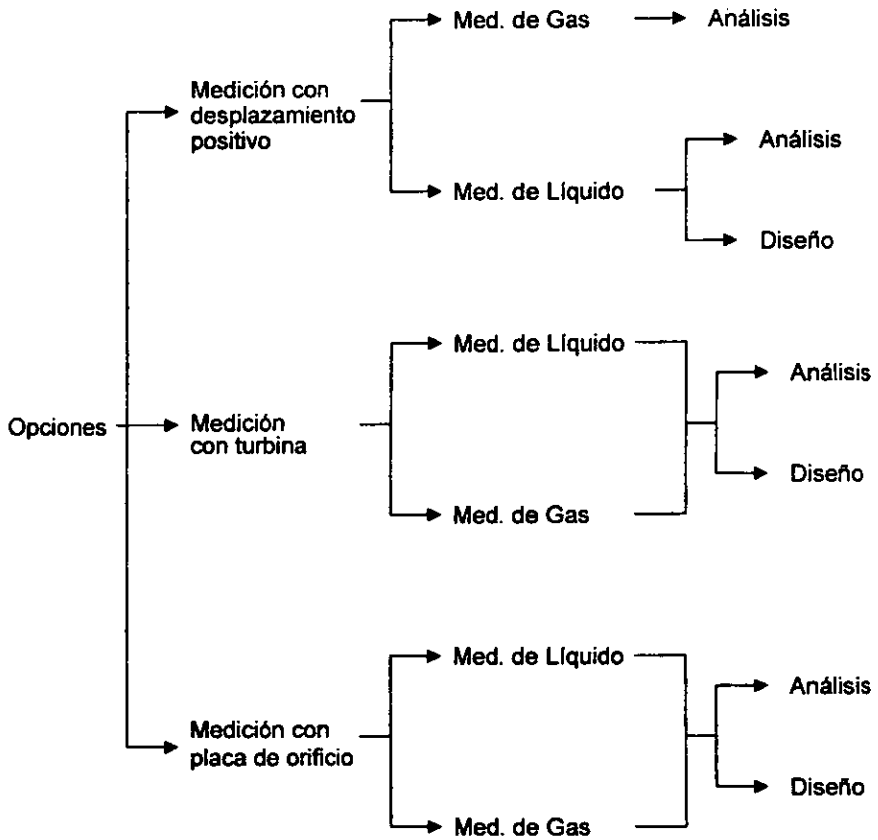


Figura 5.1 Diagrama esquemático de las opciones de MAD-2000

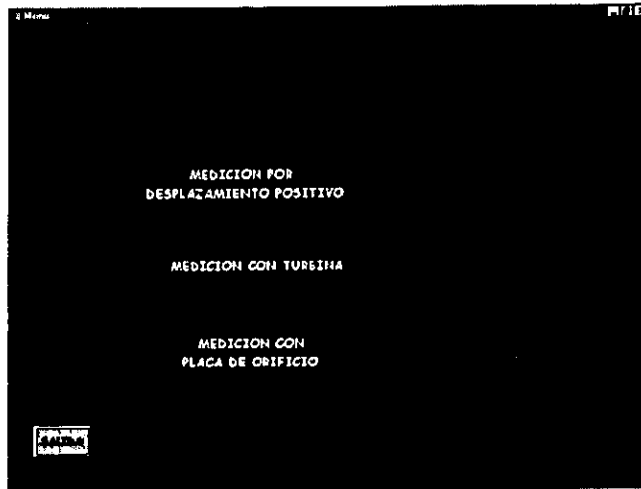


Figura 5.2 Pantalla para seleccionar elemento primario de medición

Una vez que se ha seleccionado cualquiera de las opciones, se presentarán ventanas diversas, donde el usuario en un ambiente amigable, podrá ir ejecutando los procedimientos que considere necesarios para la solución de su problema.

5.1 MÓDULO PARA APLICACIONES A MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

Para el caso de medidores de desplazamiento positivo, el programa permite calcular los gastos de líquido y gas, pero en el caso de gas no se considera la opción para selección de sistema.

Dado que este tipo de medidores al instalarse no requieren de un arreglo físico o una configuración predeterminada, no se incluyen diagramas de arreglos de tuberías, ni longitudes equivalentes a diámetros nominales requeridos antes y después del medidor.

Cálculo de gastos de líquido

Para la determinación del gasto de líquido a condiciones base se requiere de la siguiente información:

- Gasto registrado por el medidor a condiciones de flujo.
- Factor del medidor.
- Densidad relativa del líquido a condiciones de flujo y base.

Los cálculos son elaborados de acuerdo con las recomendaciones del API⁽¹⁴⁾⁽¹⁵⁾. En la figura 5.3, se muestra un diagrama de flujo simplificado para la determinación del gasto de líquido a condiciones base; cabe señalar que la sencillez de este procedimiento es debido a que se trata de crudos ya estabilizados.

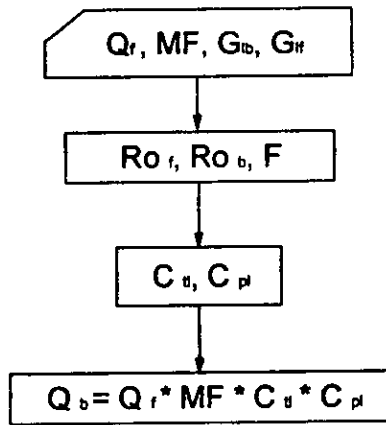


Figura 5.3 Diagrama simplificado para determinar el gasto de líquido cuando se usa un medidor de desplazamiento positivo.

Selección de un medidor para líquido.

Si se desea seleccionar un medidor, se tendrá que introducir como dato único el gasto a condiciones de flujo que se desea medir; con esta información el programa permite obtener:

- El diámetro del medidor, o de la línea en que debe instalarse.
- Las presiones de trabajo permitidas.
- Los gastos mínimos y máximos que pueden manejarse.

Para esto el programa recurre a una base de datos que contiene la información de los medidores, publicados en catálogos de fabricantes.

Calculo de gastos de gas.

La información requerida para determinar el gasto de gas a condiciones base es la siguiente:

- Volumen registrado por el medidor, a condiciones de flujo.
- Presión base.
- Presión a condiciones de flujo.
- Temperatura base.
- Temperatura a condiciones de flujo.
- Poder calorífico
- Densidad relativa del gas.
- Contenido de impurezas.

Para llevar a cabo este cálculo es necesario determinar el factor de compresibilidad, (Z), el cual debe ser calculado a condiciones base y condiciones de flujo para la obtención del gasto de gas. Este parámetro interviene directamente en la ecuación para calcular el flujo de gas. En el programa se calcula con el método propuesto por la AGA⁽⁴⁾. En la figura 5.4 se muestra un diagrama de flujo simplificado para la determinación del gasto de gas cuando se usa un medidor de desplazamiento positivo.

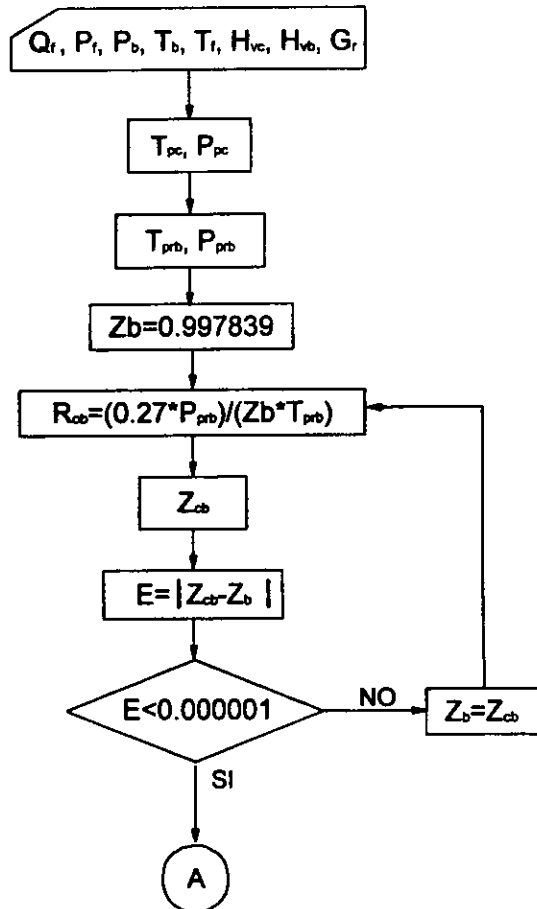


Figura 5.4 Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas cuando se usa un medidor de desplazamiento positivo.

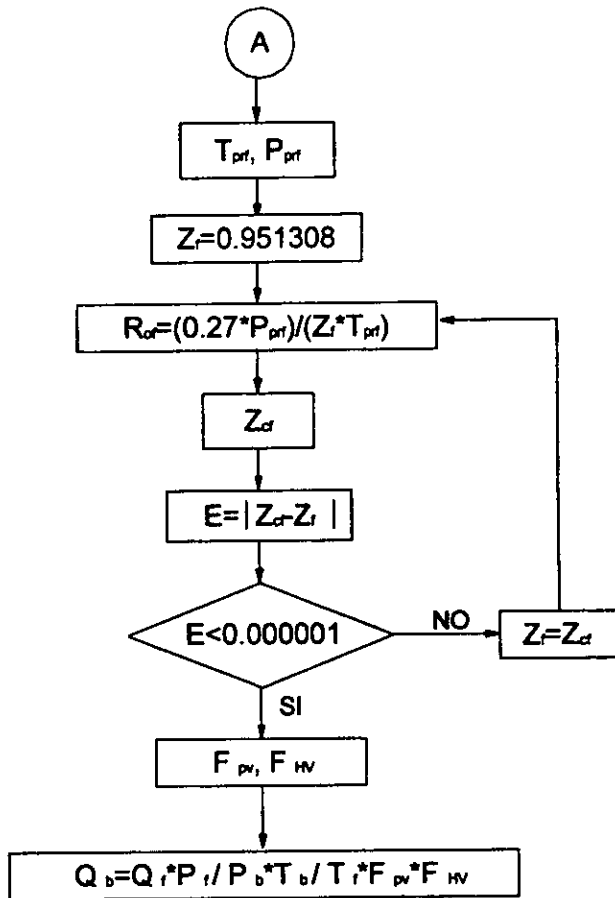


Figura 5.4 (Cont.) Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas cuando se usa un medidor de desplazamiento positivo.

5.2 MÓDULO PARA APLICACIONES A MEDIDORES DE TURBINA

En el caso de los medidores de turbina MAD-200 permite seleccionar un medidor y además definir o diseñar su instalación, ya que en este módulo se incluyen los arreglos físicos que deben tener las líneas al usar turbinas como elementos primarios de medición. Se consideran los cálculos para la obtención de los gastos de gas y líquido, así como los requerimientos de tubería recta, expresados en función del diámetro, que deben tenerse antes y después de un sistema de medición de este tipo.

Calculo de gastos de líquido.

Al igual que los medidores de desplazamiento positivo, ver figura 5.5, para llevar a cabo el cálculo del gasto de líquido a condiciones base, se requiere la siguiente información:

- Gasto registrado por el medidor a condiciones de flujo.
- Factor del medidor.
- Densidad relativa del líquido.

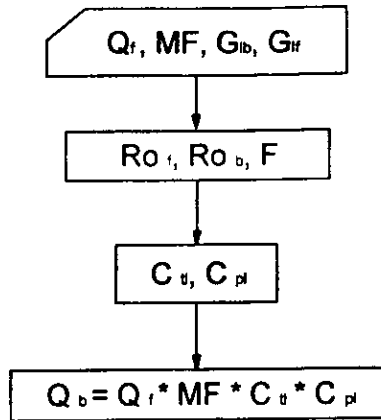


Figura 5.5 Diagrama simplificado para determinar el gasto de líquido cuando se usa un medidor de turbina.

Cálculos de gastos de gas.

La información que es requerida para determinar el gasto de gas a condiciones base es la siguiente:

- Volumen registrado por el medidor, a condiciones de flujo.
- Presión base.
- Presión a condiciones de flujo.
- Temperatura base.
- Temperatura a condiciones de flujo.
- Densidad relativa del gas.
- Contenido de impurezas.

Para llevar a cabo este calculo es requisito indispensable tener en cuenta el factor de compresibilidad, (Z), el cual debe ser calculado a las condiciones necesarias para la obtención del gasto de gas.

Este parámetro interviene directamente en la ecuación para calcular el flujo de gas. En el programa se calcula con el método propuesto por la AGA⁽⁴⁾. Ver figura 5.6 Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas, cuando se usa un medidor de turbina.

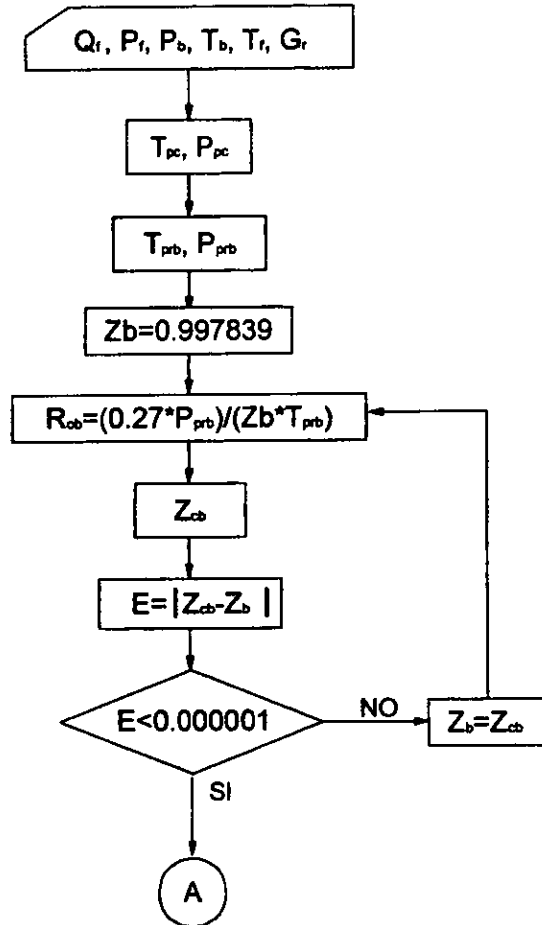


Figura 5.6 Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas cuando se usa un medidor de turbina.

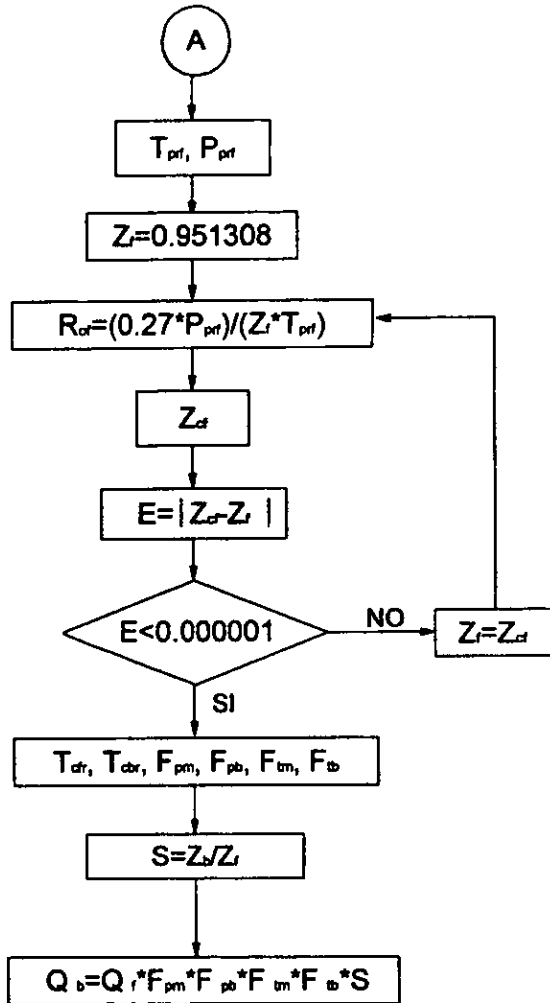


Figura 5.6 (Cont.) Diagrama simplificado para determinar el gasto de gas cuando se usa un medidor de turbina.

Selección de un medidor de turbina para líquido o gas.

El diseño de un medidor de turbina es función del rango de gastos de gas o líquido a manejar, y de la presión a que deberá operar; de acuerdo con estos gastos, se puede tener el diámetro que permite su manejo.

Al igual que en los medidores de desplazamiento positivo, MAD-200 dispone de una base de datos que contiene los rangos de gastos factibles de manejarse con medidores de turbina de diferentes diámetros. Los rangos de gastos de gas o líquido considerados son los indicados como "rangos normales" en los catálogos de fabricantes.

5.3 MÓDULO PARA APLICACIONES A MEDIDORES DE PLACA DE ORIFICIO

MAD-2000, en su opción aplicable a sistemas de medición con placa de orificio, permite calcular los gastos de gas y hacer el análisis de una instalación operando o fuera de operación, así mismo se puede analizar la configuración o arreglo físico de dicha instalación, para definir las modificaciones necesarias en cuanto a diámetro de tubería, longitudes y selección de placa.

Dentro de este módulo, se consideran como subrutinas importantes, los procedimientos para la determinación de gastos de gas y líquido, para seleccionar el diámetro del orificio, y para calcular el factor de compresibilidad.

Procedimiento para calculo de gastos de gas.

El procedimiento de calculo para la determinación de gastos se presenta en forma simplificada en el siguiente diagrama de flujo (figura 5.7), en él se puede apreciar que interviene el factor de compresibilidad (Z), el cual debe ser calculado a diversas condiciones.

El diagrama de flujo que se presenta, es aplicable para gas. En la cuantificación del gasto de líquido el procedimiento es el mismo que se presenta en la figura 5.7, solo que para este proceso se excluyen los factores de compresibilidad, (Z), factor de expansión, (Y), así como las fracciones de CO_2 , CO , H y N_2 .

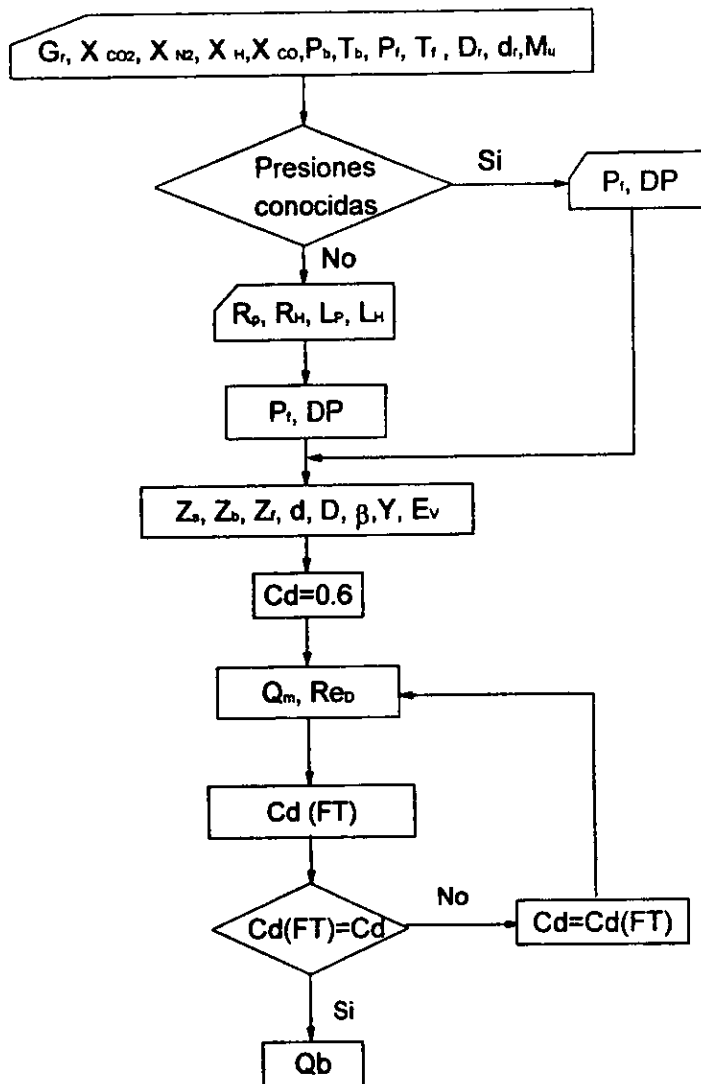


Figura 5.7 Diagrama simplificado para la determinación del gasto de gas

Calculo del factor de compresibilidad.

El factor de compresibilidad del gas que interviene en el procedimiento de calculo del gasto, es de gran importancia su determinación, ya que una mala aproximación de este factor o el no llegar a utilizarlo, puede significar errores de hasta un 10%. Es por ello que se empleo el método propuesto por la AGA, en el cual intervienen únicamente las fracciones de CO₂, CO, H y N₂. El procedimiento para la obtención de este factor a sus diversas condiciones puede verse en la figura 5.8.

El reporte presenta dos métodos recomendados para calcular con alta precisión los factores de compresibilidad y densidades del gas natural, tanto en operaciones de transferencia de custodia como en otras aplicaciones. Estos métodos se conocen como caracterización detallada y caracterización bruta.

En el programa de computo desarrollado se incluye el procedimiento 2 de la caracterización bruta debido a que su aplicación no requiere del conocimiento detallado de la composición del gas, siendo suficiente la información comúnmente disponible en campo como la densidad relativa y las fracciones de bióxido de carbono y nitrógeno, además de las condiciones de presión y temperatura.

Selección del diámetro del orificio.

Como una parte medular del programa, se considera la metodología para la selección del diámetro de la placa de orificio, misma que interactua con los procedimientos propuestos por el API para la determinación de longitudes a cumplir corriente arriba o corriente abajo del tubo medidor. En la figura 5.9 se presenta un diagrama de flujo simplificado para la determinación del diámetro de placa.

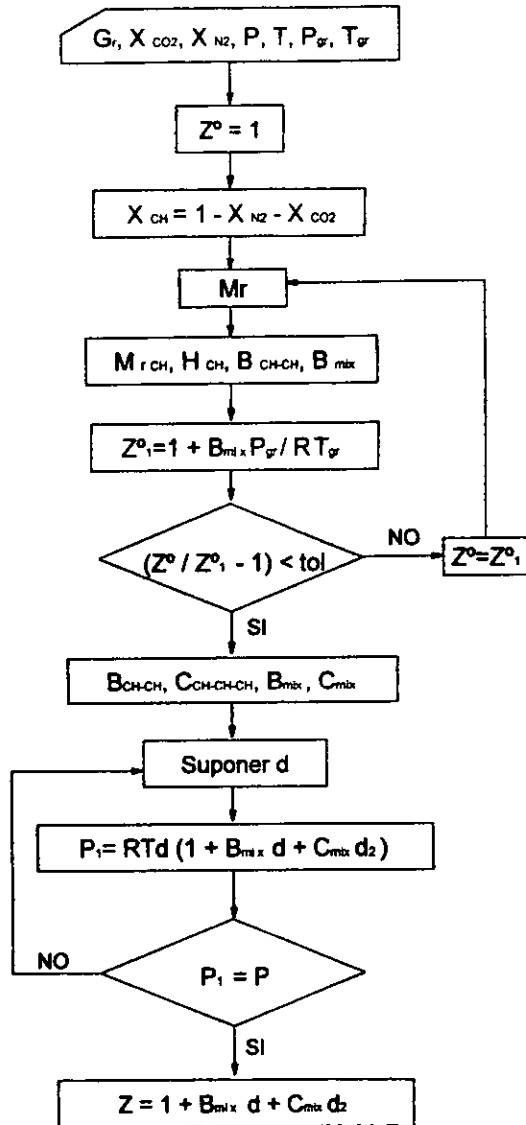


Figura 5.8 Diagrama de flujo simplificado para calcular "Z"

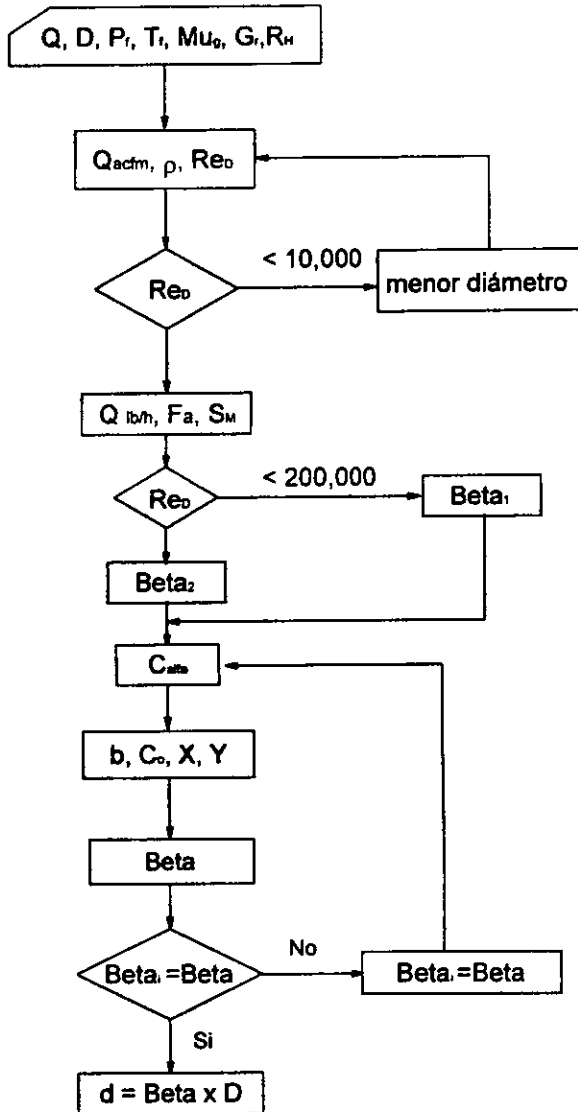


Figura 5.9 Diagrama simplificado para calcular el diámetro de placa

PARÁMETROS PREDETERMINADOS

En la ejecución del programa, los parámetros siguientes tienen asignados los valores indicados:

- Temperatura estándar	60 °F
- Temperatura de referencia para diámetros especificados	68 °F
- Presión estándar	14.73 lb/pg ² abs.
- Coeficiente de expansión térmica de la placa	9.25E-06 pg/pg-oF.
- Coeficiente de expansión térmica del tubo medidor	6.20E-06 pg/pg-oF.
- Factor de compresibilidad del aire a c. estándar	0.999 (adim.)

INFORMACIÓN REQUERIDA PARA ALIMENTAR EL PROGRAMA

Para utilizar el programa, no se requiere conocer la composición total de la mezcla de gas, siendo suficiente conocer las condiciones operativas y el contenido de impurezas.

Datos Generales

Como datos generales, para la medición de gas o de líquido, se requiere de la siguiente información, que se solicita en las pantallas correspondientes a la captura de datos.

- . Temperatura de flujo.
- . Temperatura base.
- . Presión base.
- . Diámetro del tubo medidor a temperatura de referencia de 68 °F.
- . Diámetro del orificio de la placa a temperatura de referencia de 68 °F.

El diámetro de la placa de orificio debe ser menor que el del tubo medidor, ya que en caso contrario el programa no puede ser ejecutado, presenta una advertencia y solicita de nuevo la información.

Cualquiera que sea el fluido a medir, el programa solicita las presiones estática y diferencial. Si éstas no se conocen, se solicita la siguiente información necesaria para calcularlas:

- . Rango Hidráulico.
- . Rango estático.
- . Lectura estática.
- . Lectura diferencial.

Medición de gas

Para el caso particular de la medición de gas, el programa solicita también la siguiente información.

- . Densidad relativa del gas.
- . Viscosidad del gas.
- . Contenido de CO₂ en el gas.
- . Contenido de N₂ en el gas.
- . Contenido de H en el gas.
- . Contenido de CO en el gas.

Cabe señalar que los contenidos de H y CO no son indispensables para efectuar los cálculos. Si la mezcla no contiene estos componentes, o si no se conocen sus valores, deben introducirse ceros.

Si la viscosidad del gas no es conocida, el programa la calcula mediante una correlación empírica ⁽⁶⁾.

Medición de líquido

Si el fluido a medir es líquido, particularmente aceite.

- . Viscosidad del aceite a condiciones de flujo, o la del aceite muerto a T_f .
- . Densidad relativa del aceite a condiciones de flujo.
- . Densidad relativa del aceite a condiciones base.
- . Densidad relativa del gas libre.
- . Factor volumétrico del aceite.
- . Gasto de gas inyectado.
- . Gasto de gas total medido.

Si la viscosidad del aceite a condiciones de flujo no es dato, se introduce cero y el programa solicita la viscosidad del aceite muerto a la temperatura de interés. Si esta última tampoco es dato, también habrá que introducir cero, para que se calculen con correlaciones empíricas.

Por la aplicación particular que se dará al programa, no se establecieron limitaciones en cuanto a la densidad que debe tener el líquido a medir, pero de acuerdo a la normatividad, el procedimiento de cálculo programado, estrictamente debe aplicarse a líquidos con densidades relativas comprendidas en el rango de 0.35 a 0.637.

El factor volumétrico del aceite no es un parámetro considerado por el API en el procedimiento para calcular el gasto de líquido, debido a que sus recomendaciones son aplicables a la medición de líquido estabilizado y no para aceite saturado.

Los gastos medidos de gas inyectado y gas total se introducen como datos en la medición de líquido, para que el usuario conozca al momento de ejecutar el programa, la relación gas-aceite producido, y la relación gas inyectado-líquido.

Cálculos.

En general, los parámetros y factores que intervienen en el procedimiento para obtener los gastos de gas o líquido, se calculan de acuerdo a las recomendaciones del API aplicables. Para casos particularidades, a continuación se indica la forma en que se calculan algunos de ellos, y se emiten otros comentarios que pueden ser de utilidad al usuario.

μ_g : Viscosidad del gas.

Cuando no se conoce este parámetro, el programa lo calcula utilizando la correlación de Lee ⁽⁶⁾ .

Y : Factor de expansión.

Para fluidos compresibles, el factor de expansión Y es calculado utilizando las ecuaciones recomendadas por el API, dependiendo del punto en que se consideró la presión estática, corriente arriba o corriente debajo de la placa. El exponente isentrópico K , involucrado en estos cálculos, se obtiene con el método recomendado por la GPSA ⁽⁷⁾ , cuando no se conoce la composición. Para el caso de líquidos estabilizados, este factor se considera igual a la unidad.

μ_o : Viscosidad del aceite

Este parámetro se utiliza para calcular el número de Reynolds, el que a su vez se utiliza para calcular el coeficiente de descarga. Si la viscosidad a condiciones de flujo no es conocida, el programa la calcula con la correlación de Beggs-Robinson ⁽¹⁰⁾, a partir de la viscosidad del aceite muerto y de la relación gas disuelto-aceite; esta última se calcula con la correlación de Standing ⁽¹¹⁾, ya que de las correlaciones evaluadas fue la que más se aproximó a datos disponibles de laboratorio. Si la viscosidad del aceite muerto tampoco se conoce, se puede obtener también con la correlación de Beggs-Robinson ⁽¹⁰⁾.

B_o : Factor volumétrico del aceite

Este factor se utiliza para convertir el gasto de aceite, de condiciones de flujo a condiciones estándar. Si no es dato, el programa lo calcula con la correlación de Standing ⁽¹²⁾.

β : Relación de diámetros.

Si el valor de la relación β calculado es menor que 0.2 o mayor que 0.6, se presenta un mensaje indicando que está fuera del rango recomendado, para que el usuario tome en consideración que los resultados tienen una mayor incertidumbre.

N_{Re} : Número de Reynolds

Los valores obtenidos para el número de Reynolds no interrumpen el proceso de cálculo del gasto, aunque se tengan valores indicadores de régimen de flujo no turbulento; sin embargo, cuando éste es menor que 4,000 se presenta un mensaje, para que el usuario tome en consideración que la incertidumbre en la medición, por este concepto, es muy alta.

ρ : Densidades.

Las densidades del gas y del líquido, a cualquier condición, se calculan con expresiones analíticas, en función de las densidades relativas de los mismos. La densidad del gas disuelto, que se utiliza para calcular la relación de solubilidad R_s se obtiene con una correlación empírica.

6. APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO

El programa es aplicable a cualquier sistema de medición que contenga como elemento primario una turbina, placa de orificio o medidor de desplazamiento positivo.

Para validarlo se aplicó a los sistemas de medición de la Plataforma Akal-D, de la Región Marina Noreste de PEP; la cual fue seleccionada porque cuenta con medidores de placa de orificio en un separador de prueba (de aforo), en uno de producción general, y para cuantificar el gas de Bombeo Neumático.

Todos los sistemas de medición instalados fueron analizados, emitiéndose en cada caso el diagnóstico de la situación actual, que sirve como base para el planteamiento de alternativas de solución. A continuación se presenta lo que es la descripción general de la plataforma.

6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE LA PLATAFORMA AKAL-D.

Akal-D es una plataforma satélite que cuenta con diez pozos, de los cuales 8 son productores y dos están cerrados. En la tabla 6.1 se presentan los aforos máximos y mínimos de producción registrados hasta la fecha, indicando las condiciones de operación y las producciones de gas y aceite; además puede observarse que la producción promedio que maneja la plataforma es de 50,000 bpd de aceite y 38.36 MMpcd de gas (producido y de bombeo neumático).

Los sistemas de medición instalados en esta plataforma son los siguientes:

a) Medición para Aforo de Pozos.

En la plataforma Akal-D el aforo de pozos se lleva a cabo con un sistema de medición convencional, el cual está constituido por un separador horizontal de 72 pg de diámetro y dos medidores de placa de orificio de 4 pg de diámetro, para cuantificar los gastos de aceite y gas.

b) Medición de Gas y Aceite del Separador Remoto.

La plataforma tiene instalado un separador remoto de 102 pg de diámetro por 30 pies de longitud, donde confluyen las producciones de todos los pozos de la plataforma. Las descargas de líquido y gas son cuantificadas en forma independiente con medidores de placa de orificio de 16 y 18 pg respectivamente.

c) Medición del Gas de Bombeo Neumático.

En esta plataforma se inyectan diariamente un promedio de 15 MMpcd de gas a los pozos que producen con Bombeo Neumático. Para cuantificar este gasto se tiene instalado en el cabezal de llegada un medidor de placa de orificio bridada de 8 pg de diámetro, además de medidores del mismo tipo, de 2 pg de diámetro, para cuantificar el gasto del gas inyectado a cada pozo.

6.2 ANÁLISIS Y DIAGNOSTICO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS Y LÍQUIDO.

Para el análisis técnico se realizó la evaluación de los sistemas de medición considerando los diámetros, configuraciones y longitudes de las tuberías; adicionalmente se obtuvieron los flujos máximos y mínimos de gas y líquido que pueden manejarse con los tubos medidores actuales variando los diámetros de placas de orificio.

Este análisis se realizó para todos los tubos de medición con placa de orificio instalados en la plataforma Akal-D, tanto para el aforo de pozos como los medidores instalados en el separador remoto y gas de bombeo neumático.

6.3 SISTEMA DE MEDICIÓN PARA AFORO DE POZOS.

El aforo de pozos en la plataforma, se lleva a cabo con un separador horizontal de medición de 72 pg de diámetro y 30 pies de longitud, el cual tiene instalado en las descargas de gas y líquido medidores de placa de orificio de 4 pg de diámetro. En la figura 6.1 se muestra el diagrama del separador de medición y la configuración de las tuberías y ubicación de los medidores de gas y líquido.

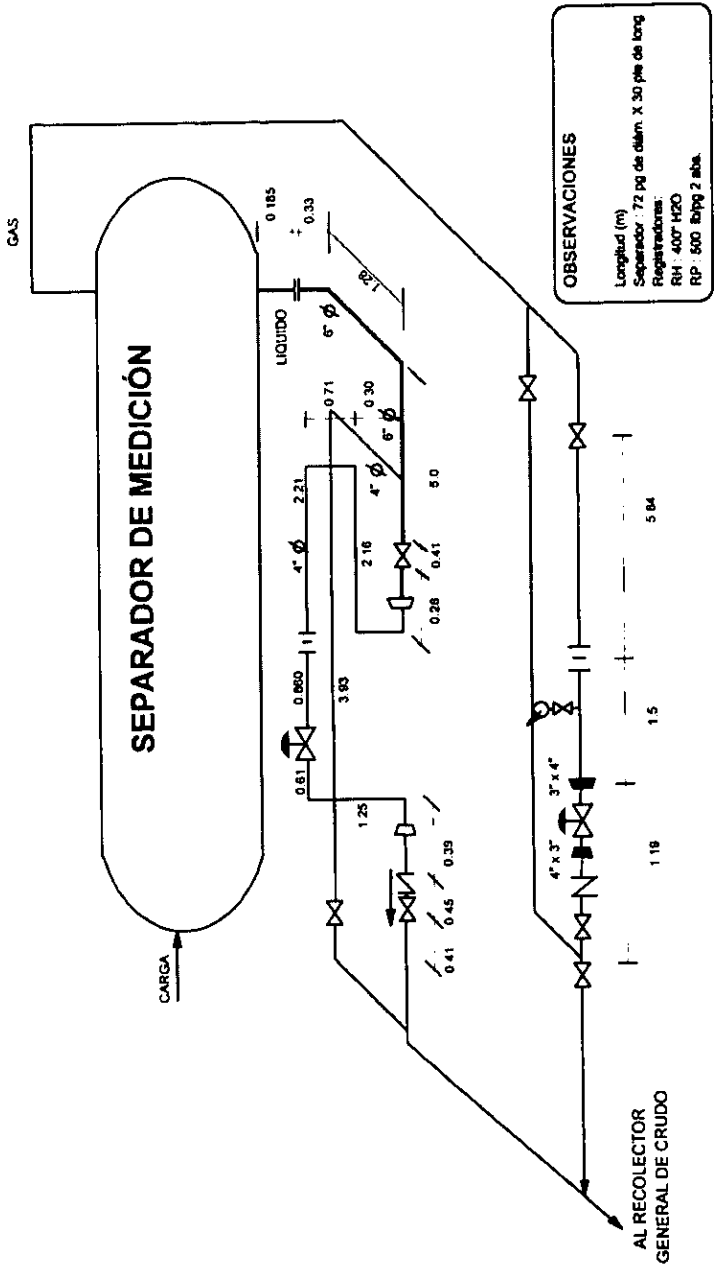


Figura 6.1. Diagrama del Separador de Prueba instalado en la Plataforma Akal - D

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

6.3.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS.

La medición de gas de descarga del separador de medición, se realiza con un tubo medidor de 4 pg de diámetro. El análisis de la configuración consistió en determinar las distancias de tubería recta corriente arriba y abajo del tubo medidor, para diferentes diámetros de placa, instalado actualmente en la descarga de gas del separador, y determinar de esta manera si cumple con las recomendaciones del API⁽²⁾. Los resultados obtenidos de aplicar el programa MAD-2000 se muestran en la Tabla 6.2.

Diam. de placa (pg)	Beta	Longitud (m)	
		Corriente Arriba	Corriente Abajo
1	0.248	1.83	0.304
1 ¼	0.310	1.93	0.304
1 ½	0.373	2.03	0.304
1 ¾	0.435	2.24	0.3048
2	0.497	2.5	0.356
2 ¼	0.683	3.66	0.406
2 ½	0.75	4.47	0.450

Tabla 6.2 Longitudes recomendadas para tubo medidor de 4 pg

El API⁽²⁾ establece que las longitudes mínimas sean determinadas para una relación de diámetros Beta (β) de 0.75; siendo este valor el considerado para el análisis; como se observa en la Tabla 6.2 las longitudes mínimas requeridas corriente arriba y corriente abajo de la placa son 4.47 y 0.45 metros, respectivamente.

Comparando estas longitudes con las mostradas en la figura 6.1 se concluye que el medidor cumple con las recomendaciones relacionadas con la configuración.

CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN.

Actualmente en la plataforma se aforan pozos que producen desde 0.5 a 7.5 MMpcd de gas en el separador de medición, cuya descarga debe ser capaz de medirse con el tubo medidor de 4 pg de diámetro.

Con la finalidad de conocer la capacidad del tubo medidor y determinar los rangos de gastos de gas factibles de manejarse; se aplicó el programa de computo MAD-2000, considerando los rangos del registrador de 400 pg de H₂O y 500 lb/pg² abs., lectura estática registrada de 5 y variaciones en las lecturas diferenciales mínima y máxima aceptables de 4 y 8 para los diferentes diámetros de placa, obteniéndose los rangos de gastos de gas mostrados en la Tabla 6.3.

Diam. de placa (pg)	Beta	Gastos de gas (MMpcd)	
		Mínimo	Máximo
1	0.248	0.43	0.84
1 ¼	0.310	0.62	1.32
1 ½	0.373	0.98	1.92
1 ¾	0.435	1.34	2.64
2	0.497	1.79	3.51
2 ¼	0.559	2.31	4.53
2 ½	0.621	2.95	5.77

Tabla 6.3 Rangos de gas factibles de manejar con el tubo medidor de 4 pg instalado en el separador de medición.

De los resultados obtenidos puede observarse que dependiendo del diámetro de placa, los gastos de gas mínimo y máximo que pueden medirse adecuadamente varían desde 0.43 hasta 5.77 MMpcd.

Esto significa que los pozos con producciones de gas superiores a 5.7 MMpcd, son cuantificados con mayor grado de incertidumbre, debido a que el API establece que los medidores se operen con relaciones de diámetros Beta comprendidas entre 0.2 a 0.6, para garantizar valores de incertidumbre de $\pm 0.5\%$ ⁽¹⁾.

Nótese que el diámetro de placa de 2.5 pg estaría operando en los límites de la relación de diámetros recomendada y no cumpliría con lo recomendado por el API⁽¹⁾.

Comparando los gastos calculados en la tabla 6.3 y los gastos actuales manejados en la plataforma que se muestran en la tabla 6.1, se concluye que los gastos de gas producidos por los pozos pueden cuantificarse adecuadamente con el medidor instalado en el separador de aforos de pozos.

CONDICIONES FUTURAS DE OPERACIÓN

Como parte del programa de desarrollo de esta plataforma, se tiene contemplado la perforación de nuevos pozos a fin de incrementar la producción de aceite y gas, por lo tanto los sistemas actuales de medición deberán ser modificados de acuerdo a los nuevos pronósticos de producción, el cual consiste en dos formas de explotación de desarrollo:

- Con inyección de gas de bombeo neumático se estima una producción de 16,000 bpd de aceite y 14 MMpcd de gas total.
- Sin inyección de gas de bombeo neumático se estima una producción de 10,000 a 12,000 bpd de aceite y de 10 MMpcd de gas total.

De acuerdo a los gastos mostrados en la tabla 6.3 esto implicaría cambiar el tubo medidor de gas actualmente instalado de 4 pg de diámetro, por uno de 6 pg, con el que se manejarían mayores flujos, como se puede apreciar en la Tabla 6.4.

Los gastos mínimos y máximos también fueron calculados con el programa MAD-2000, considerando los rangos hidráulico y estático de 400 pg de H₂O y 500 lb/pg² abs. del registrador actualmente instalado, obteniéndose los siguientes resultados:

Diam. de placa (pg)	Gastos de gas (MMpcd)		
	Beta	Mínimo	Máximo
1 ¼	0.206	0.67	1.32
1 ½	0.247	0.97	1.90
1 ¾	0.289	1.32	2.59
2	0.330	1.73	3.40
2 ¼	0.371	2.20	4.32
2 ½	0.412	2.74	5.37
2 ¾	0.453	3.34	6.55
3	0.495	4.02	7.88
3 ¼	0.536	4.78	9.37
3 ½	0.577	5.64	11.05
3 ¾	0.618	6.61	12.94
3 7/8	0.639	7.14	13.97

Tabla 6.4 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 6 pg

Los gastos mínimos y máximos que podría manejar el tubo medidor de 6 pg, son: 0.67 y 14 MMpcd. con lo que se cubre el rango de gastos esperados a futuro por lo tanto, si los flujos de gas a manejarse serán los calculados en la tabla 6.4, se tendrán que revisar también las líneas de descarga del separador

de medición para garantizar que la instalación del tubo medidor de 6 pg de diámetro cumpla con las longitudes recomendadas por el API⁽²⁾. Para este caso las longitudes de tubería recta corriente arriba y corriente abajo de la placa son las siguientes

Diam. de placa (pg)	Beta	Longitud en metros	
		Corriente arriba de placa A	Corriente abajo de placa B
4 ½	0.75	6.7	0.65

Tabla 6.5 Longitudes recomendadas para tubo medidor de gas de 6 pg, (condiciones futuras de operación).

Se puede considerar la instalación de venas rectificadoras en el tubo medidor como se marca en el Capítulo 14.3.3 del API. De considerarse la aplicación de estas venas rectificadoras, se requieren las longitudes siguientes:

Diam. de placa (pg)	Beta	Longitud en metros	
		Corriente arriba de placa A	Corriente abajo de placa B
4 ½	0.75	2.62	0.65

Tabla 6.6 Longitudes recomendadas para tubo medidor de gas de 6 pg, considerando venas rectificadoras (condiciones futuras de operación).

De las tablas 6.5 y 6.6 y de la figura 6.1 se concluye que si se cambia el tubo medidor de 4 pg por uno de 6 pg, las longitudes de tubería recta corriente arriba y corriente abajo de la placa de orificio cumplen con las recomendaciones aplicables, solamente si se instalan venas alineadoras.

Cabe señalar que si los pozos tendrán producciones de gas mayores que las calculadas, se deberá elegir un mayor diámetro para el tubo medidor.

6.3.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LÍQUIDO.

La medición con placa de orificio no es lo mas recomendable para el tipo de fluido que se maneja en esta plataforma, sin embargo con las modificaciones que se propongan para la configuración del mismo se disminuirá en lo posible la incertidumbre de la medición.

En la Figura 6.1 del diagrama del separador de medición, puede observarse que la descarga de líquido se realiza por una línea de 6 pg. de diámetro, reduciéndose posteriormente a 4 pg. en la sección de medición.

En la Tabla 6.7 se indican las longitudes recomendadas para el tubo medidor de líquido, corriente arriba y abajo de la placa; comparándolas con las longitudes disponibles se concluye que no se cumple con las recomendaciones del API, por lo cual se recomienda modificar su configuración, de tal manera que la longitud de tubería recta corriente arriba de la placa de orificio sea de al menos 4.5 m y corriente abajo de 0.5 m.

Diam. de placa (pg)	Beta	Longitud (metros)	
		Corriente Arriba (A)	Corriente Abajo (B)
1	0.248	1.83	0.3048
1 ¼	0.310	1.93	0.3048
1 ½	0.373	2.03	0.3048
1 ¾	0.435	2.24	0.3048
2	0.497	2.50	0.3560
2 ¼	0.559	2.74	0.386
2 ½	0.621	3.15	0.406
2 ¾	0.687	3.66	0.406
3	0.75	4.47	0.45

Tabla 6.7 Longitudes recomendadas para un tubo medidor de líquido de 4 pg.

CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

Durante el aforo de los pozos se han registrado producciones de aceite desde 2,100 bpd hasta 11,200 bpd (ver Tabla 6.1), los cuales deben ser cuantificados con el medidor de líquido actualmente instalado en el separador de medición; por lo tanto se requiere conocer los flujos de líquido máximo y mínimo que puede manejarse al variar la placa de orificio. Estos gastos de líquido fueron calculados con el programa MAD-2000, considerando los rangos hidráulico y estático de 400 pg de H₂O y 500 lb/pg² abs., con lectura estática de 5 y diferenciales entre 4 y 8 obteniéndose los gastos de presentados en la Tabla 6.8.

Adicionalmente en esta tabla se reportan los valores del **Número de Reynolds**, siendo este un parámetro importante a considerar para la medición de líquido con placa de orificio de acuerdo al API, el cual recomienda valores superiores a 4,000.

Diam. de Orificio (pg)	Beta	Gasto de Líquido (Bl/día)		Número de Reynolds	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1 ¼	0.310	2,500	3,300	1,200	1,600
1 ½	0.373	3,600	4,700	1,700	2,300
2	0.497	6,600	8,700	3,200	4,200
2 ¼	0.559	8,600	11,400	4,200	5,500
2 ½	0.621	11,000	14,600	5,400	7,000

$\mu_o = 40 \text{ cp. @ } T = 66^\circ\text{C}$

Tabla 6.8 Gastos de líquido factibles de manejarse con el tubo medidor de 4 pg, instalado en el separador de medición.

Analizando los resultados obtenidos de la Tabla 6.8 se deduce lo siguiente:

- El Número de Reynolds tiene valores abajo de los 4,000 para diámetros de 1¼ y 1½ , por lo cual no es recomendable utilizar estos diámetros de placa de orificio.
- Se recomienda utilizar las placas de orificio de 2 y 2¼, con las cuales se obtienen valores del Número de Reynolds arriba de 4,000, y se pueden manejar flujos de aceite de 6,600 a 11,400 bpd, con lo cual se puede manejar el máximo gasto actual de 11,200 bpd.
- Con diámetro de orificio de 2½ puede ser factible para medir gastos de aceite entre 11,000 a 14,000 bpd, ya que tiene valores de Reynolds arriba de 4,000, aunque la relación beta de 0.62 incrementaría la incertidumbre de de la medición a un poco mas de 0.5 %.

Cabe señalar que se han realizado aforos con producciones de aceite hasta de 2,100 bpd con el tubo medidor actual de 4 pg. de diámetro (ver Tabla 6.1), obteniendo un Número de Reynolds de 1,200, siendo este valor inferior al recomendado de 4,000, lo cual permite concluir que se estaría operando con muy alto grado de incertidumbre y por lo tanto se recomienda que para medir los gastos menores que 8,000 bpd se utilice un tubo medidor de 3 pg de diámetro

Es importante mencionar y aclarar que la viscosidad del aceite juega un papel muy importante en los cálculos del Número de Reynolds, ya que este parámetro puede variar significativamente con pequeñas variaciones de viscosidad. El Número de Reynolds se calcula con la expresión:

$$R_{eD} = \frac{N_2 qm}{\mu D}$$

Debido a la sensibilidad de la medición de aceite originado por la viscosidad, y como afecta el Número de Reynolds, se recomienda tomar muestras de aceite para conocer con precisión el valor de esta variable.

CONDICIONES FUTURAS DE OPERACIÓN

Como se mencionó anteriormente en esta plataforma se tiene contemplado la perforación de nuevos pozos e incrementar la producción de aceite y gas, por lo tanto los sistemas actuales de medición deberán ser revisados y en su caso modificados.

- Se estima manejar producciones de aceite de 16,000 bpd con inyección de gas de bombeo neumático, y de 10,000 a 12,000 bpd sin inyección de gas.

Esta situación implica modificar la infraestructura actual de los sistemas de medición, de líquido y una alternativa a futuro sería la instalación de medidores de desplazamiento positivo debido principalmente ha que no es recomendable medir este tipo de aceites con placas de orificio.

En caso de no disponer en forma inmediata de estos medidores, entonces se sugiere modificar los actuales, para que cumplan con las recomendaciones mínimas, y tratar de disminuir los errores e incertidumbre actual.

Para lograr cubrir los gastos futuros de producción de aceite de los pozos con el tubo medidor actual, se recomienda instalar otro sistema de medición en paralelo de 4 pg. Esta recomendación se debe a que el rango de gastos de líquido es amplio desde 2,100 hasta 16,000 bpd, y utilizando un tubo medidor de 6 pg no permitiría asegurar flujo turbulento para gastos bajos.

En la Figura 6.2 se presenta la configuración propuesta de instalar dos tubos medidores de 4 pg. de diámetro

Esta modificación incluye construir un cantiliver debido al espacio reducido en la plataforma Akal-D. La nueva tubería deberá pasar atrás del separador en paralelo al tubo medidor de gas actual con una configuración que cumpla satisfactoriamente con las longitudes de tubería corriente arriba y abajo de la placa determinadas en la Tabla 6.7, para una relación de diámetros beta de 0.75.

PLATAFORMA AKAL - D

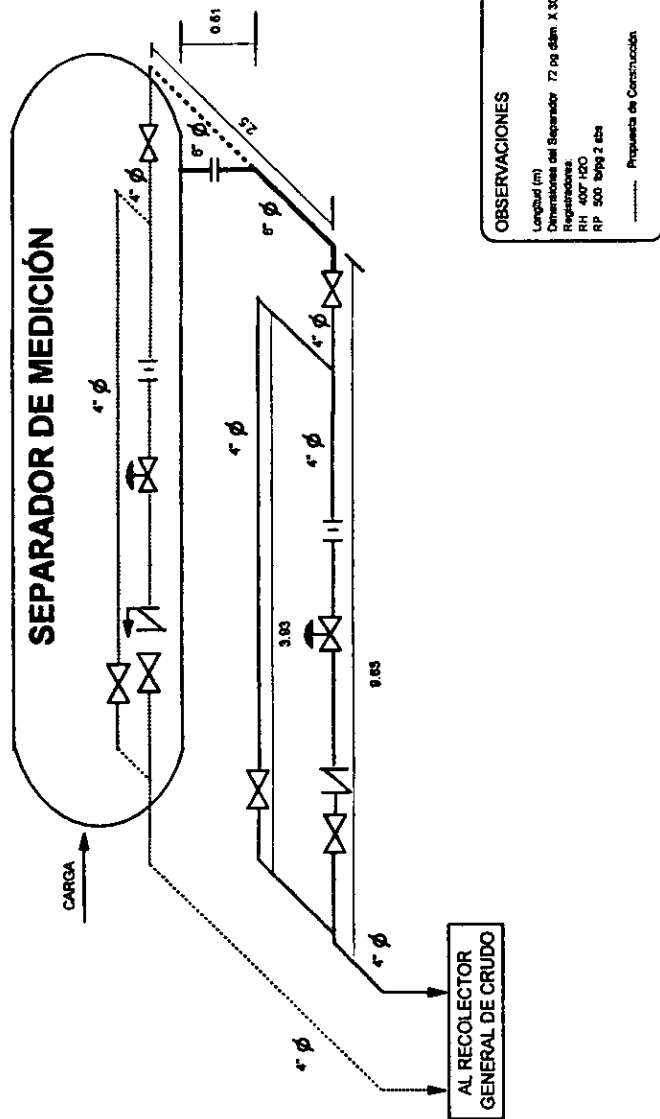


Figura 6.2. Configuración propuesta del sistema de medición de líquido con placa de orificio, para las condiciones futuras de operación.

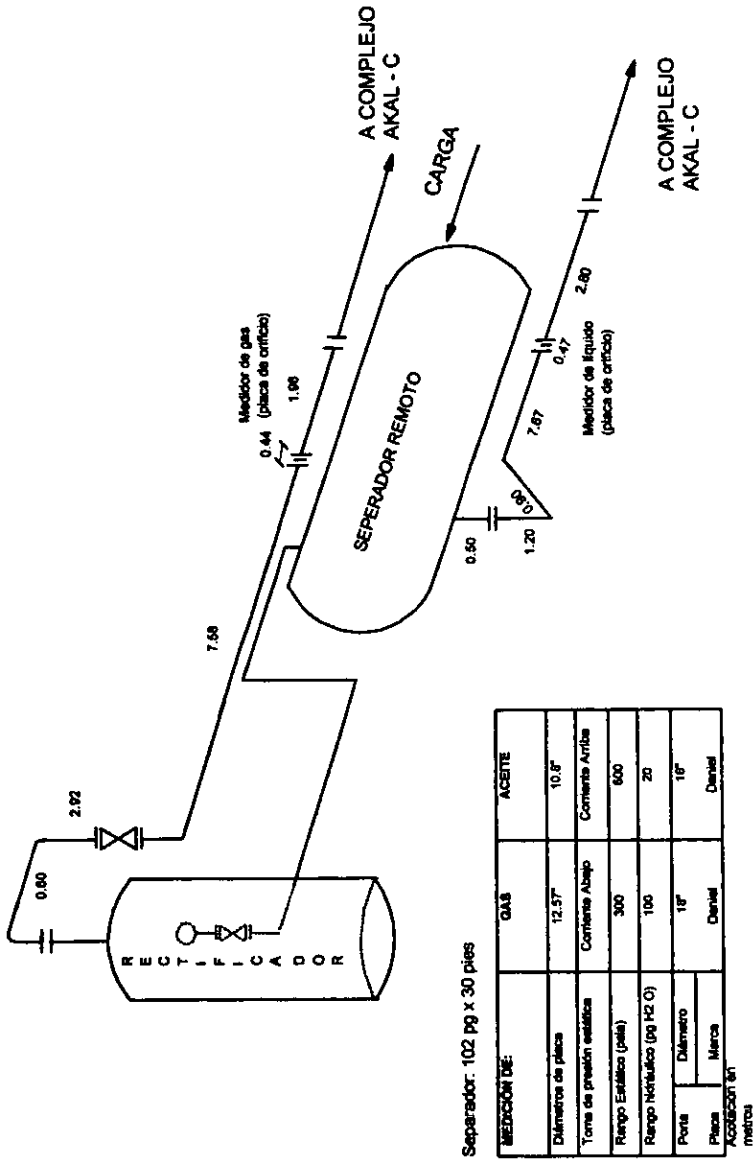
Por otra parte se recomienda realizar una evaluación técnica y análisis de factibilidad Técnico - Económica, entre los medidores de placa de orificio y desplazamiento positivo, para determinar la variación de incertidumbre entre un sistema y otro, y proponer a largo plazo un nuevo sistema de medición para líquido, considerando las características del fluido que se manejan en esta plataforma.

6.4 SISTEMA DE MEDICIÓN DEL SEPARADOR REMOTO.

En la plataforma Akal-D se tiene instalado un separador remoto al que confluye la producción de todos los pozos de la plataforma, el cual esta operando como primera etapa de separación para manejar las producciones de aceite y gas en forma independiente hacia el Complejo de Producción Akal-C, y continuar en esta última con el proceso de separación y estabilización.

Las dimensiones del separador son de 102 pg. de diámetro por 30 pies de longitud, en cuyas líneas de descarga de líquido y gas se tienen instalados medidores de placa de orificio.

La plataforma Akal-D maneja una producción promedio de 60,000 bpd de aceite y 40MMpcd de gas, como se muestra en la Tabla 6.9. En la Figura 6.3 se muestra la configuración de los sistemas de medición de gas y líquido actualmente instalados en el separador remoto.



Separador: 102 pg x 30 pies

MECCION DE:	GRAS	ACEITE
Diametro de placa	12.57"	10.8"
Torne de presión estática	Contente Abajo	Contente Arriba
Rango Estático (psi)	300	600
Rango Netuatico (pg H2 O)	100	20
Porte	18"	16"
Placa	Daniel	Daniel
ACCESION EN metros		

Figura 6.3 Diagrama del Separador Remoto de la Plataforma Akal - D

FECHA	GAS (MMPie3/d)	ACEITE (bl/d)
02/09/98	40.20	60202
03/09/98	43.10	59454
04/09/98	42.10	56794
06/09/98	39.90	57324
07/09/98	43.10	60354
08/09/98	41.10	61338
09/09/98	40.30	64362
10/09/98	40.30	64367
12/09/98	39.00	56416
14/09/98	39.70	55658
15/09/98	39.60	60581
16/09/98	39.60	60581
17/09/98	39.60	59823
18/09/98	39.60	60202
19/09/98	39.60	59445
20/09/98	40.38	59066
21/09/98	40.01	59445
22/09/98	40.01	59829
23/09/98	39.87	58923
24/09/98	39.87	59970
25/09/98	39.65	60384
26/06/98	39.25	59440
27/09/98	39.25	59440
28/09/98	38.60	59823
29/09/98	38.00	59818
30/09/98	39.20	59445
01/10/98	39.00	56567
PROMEDIO	39.99	59,594.48

Tabla 6.9 Producciones de aceite y gas registradas en los medidores de placa de orificio instalados en el separador remoto.

6.4.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS.

La medición de gas descargado del separador es cuantificado con un "fitting" de medición de 18 pg. de diámetro. Para esta configuración se calcularon las distancias de tubería recta que deben cumplir corriente arriba y abajo de la placa de orificio para diferentes diámetros, obteniéndose que las longitudes mínimas son de 8.23 y 1.97 metros, respectivamente.

En la Figura 6.4 se presenta la configuración actual del tubo medidor de gas instalado en la descarga del separador remoto de la plataforma Akal-D, observándose que las longitudes corriente arriba y abajo de la placa de orificio no cumplen con las longitudes mínimas establecidas del API⁽³⁾.

Dado que la aplicación de venas rectificadoras reducen de manera considerable los requerimientos de longitud recta de tubería corriente arriba de la placa, se consideró como una opción su instalación, para determinar si con esto se logra cumplir con las recomendaciones sin modificar el arreglo de tuberías. Las longitudes requeridas corriente arriba y abajo de la placa, así como la configuración pueden verse en la figura 6.5, en la que se observa que con la inclusión de venas rectificadoras la configuración cumple con las recomendaciones.

PLATAFORMA AKAL-D
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DEL SEPARADOR REMOTO

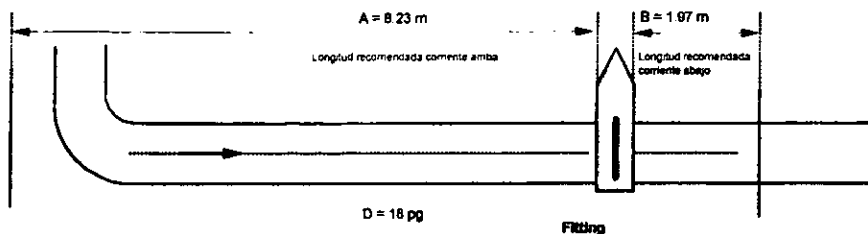


Figura 6.4 Configuración actual del tubo medidor de gas

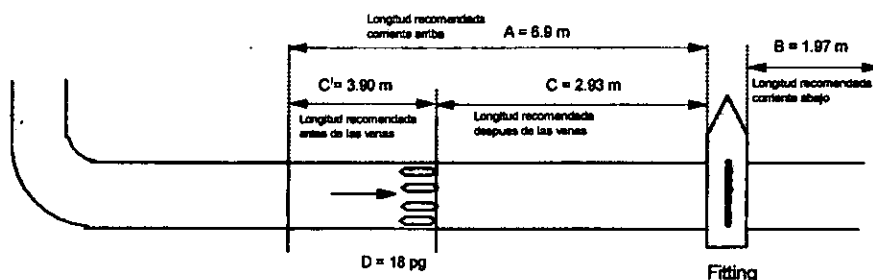


Figura 6.5 Configuración propuesta del tubo medidor de gas

CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

Actualmente en la plataforma se maneja una producción de 38.36MMpcd de gas; con la finalidad de conocer la capacidad del tubo medidor, se aplicó el programa de computo MAD-2000, considerando los rangos del registrador de 100 pg de H_2O y 300 lb/pg² abs., lectura estática registrada de 5 y variaciones en las lecturas diferenciales mínima y máxima aceptables de 4 y 8 para los diferentes diámetros de placa, obteniéndose los rangos de gastos de gas mostrados en la Tabla 6.10.

Diam. de placa (pg)	Beta	Gastos de gas (MMpcd)	
		Mínimo	Máximo
10	0.593	18.01	35.68
12.57	0.745	31.52	62.32

Tabla 6.10 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 18 pg (condiciones actuales)

Para este diámetro de tubo de medición se está utilizando una placa de 12.57 pg de diámetro de orificio; como se puede ver en la Tabla 6.10, no es factible su aplicación por tener una relación de diámetros beta de 0.745, para la cual la incertidumbre en la medición es mayor a 0.5%.

Con la finalidad de realizar una medición más confiable, se simularon diferentes condiciones de operación del tubo de medición, rangos de aparatos y diferentes diámetros de placa. Los rangos de aparatos utilizados fueron de 200 pg de H₂O y 300 lb/pg², para las lecturas estática y diferencial antes mencionadas, los resultados se muestran en la tabla 6.11.

Diam. de placa (pg)	Beta	Gastos de gas (MMpcd)	
		Mínimo	Máximo
4	0.237	4.72	9.32
6	0.356	10.74	21.16
8	0.474	19.52	38.45
10	0.593	31.82	62.62
12.57	0.745	55.66	109.2

Tabla 6.11 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 18 pg

Comparado los gastos calculados en la Tabla 6.11 y el gasto manejado en la plataforma que es de 38.36 MMpcd, este último puede ser manejado sin problema y cumpliendo con las recomendaciones aplicables, con una placa de 10 pg. de diámetro, y cambiando el rango hidráulico del aparato de 100 a 200 pg de H₂O.

CONDICIONES FUTURAS DE OPERACIÓN

Como se menciona anteriormente, como parte del programa de desarrollo de esta plataforma se contempla la perforación de nuevos pozos, por lo que se espera un incremento de 14 MMpcd en los volúmenes de gas total aproximadamente, lo que sumado a la producción actual resultará en un gasto de 52.5 MMpcd de gas total, aproximadamente.

De los resultados de la tabla 6.11 se concluye que los gastos de gas esperados a futuro podrán manejarse adecuadamente con solo cambiar la placa de orificio de 12.57 pg a una de 10 pg, y además cambiando el rango hidráulico del registrador de 100 a 200 pg de H₂O.

6.4.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LÍQUIDO.

La medición total de la producción de aceite de los pozos es cuantificada con un "fitting" de medición de 16 pg. de diámetro instalado en la descarga del separador remoto, registrando en promedio 50,000 bpd de aceite que es enviado hacia la plataforma Akal-C, para continuar con su procesamiento. Como se observa en la Figura 6.6, las longitudes mínimas requeridas corriente arriba y abajo del tubo de medición cumplen satisfactoriamente con las recomendaciones del API.

PLATAFORMA AKAL-D
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DEL SEPARADOR REMOTO

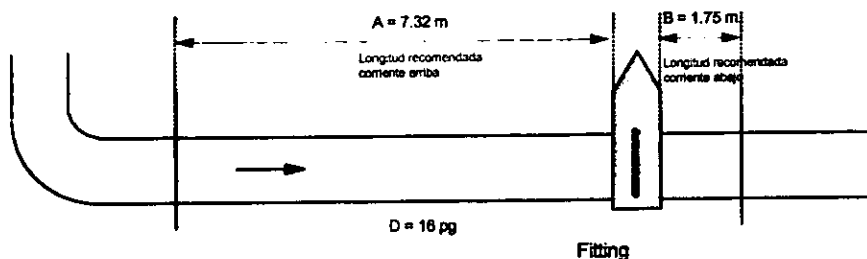


Figura 6.6 Configuración actual del tubo medidor de líquido

CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

La producción de aceite crudo manejado en esta plataforma es de 50,000 bpd, tal cuantificación se hace con un tubo de medición de 16 pg, y una placa de orificio de 10.8 pg, rangos de aparatos de 20 pg de H₂O y 600 lb/pg². A fin de conocer la capacidad de medición de esta línea; se consideraron lecturas diferenciales de 4 y 8, lectura estática de 5; para estas condiciones, se obtuvieron los valores mostrados en la tabla 6.12.

Diam. de placa (pg)	Beta	Gastos de gas (bpd)	
		Mínimo	Máximo
10.8	0.72	30,202.5	59,397.3

Tabla 6.12 Gastos de líquido factibles de manejar con un tubo medidor de 16 pg (condiciones actuales)

De la tabla se observa que el gasto actual se cuantifica con una placa de orificio de 10.8 pg, pero con una relación de diámetros Beta mayor a 0.7, lo que implica tener una medición con una incertidumbre cercana al $\pm 1\%$.

Para determinar los rangos del registrador y los diámetros de placa de orificio con los cuales se puede manejar adecuadamente la producción actual se consideraron rangos de 100 pg de H₂O y de 600 lb/pg², para las mismas lecturas diferenciales y estáticas; los resultados se muestran en la Tabla 6.13.

Diam. de placa (pg)	Beta	Gastos de aceite (bpd)	
		Mínimo	Máximo
8	0.533	32,266	64,080
8 ½	0.567	36,967	73,382
8 ¾	0.583	39,500	78,390

Tabla 6.13 Rangos de aceite factibles de manejar con un tubo medidor de 16 pg

Se observa que el gasto actual se puede manejar con placas de orificio de 8, 8 ½ ó 8 ¾ pg, pero cambiando el rango hidráulico del registrador, de 20 a 100 pg de H₂O.

CONDICIONES FUTURAS DE OPERACIÓN

Se considera que la producción de aceite a manejar a futuro se incrementará de 50,000 bpd a 66,000 bpd. Analizando los resultados mostrados en la Tabla 6.13, se concluye que la producción futura podría ser manejada con una placa de orificio de 8 ½ ó de 8 ¾ de pg, y con un rango hidráulico de 100 pg de H₂O.

6.5 SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

En la plataforma Akal-D se cuantifica diariamente una producción promedio de 15 MMpcd de gas de inyección de bombeo neumático, el cual llega a una presión de 72 kg/cm² y una temperatura de 24°C aproximadamente. La configuración del sistema de medición general está indicada en la Figura 6.7, donde se muestra el manejo y distribución del gas de inyección hacia pozos; en esta misma figura se puede observar que los pozos cuentan también con medidores de placa de orificio, para cuantificar los flujos que se inyectan a cada pozo.

ANÁLISIS DE LA CONFIGURACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

La medición general de gas de bombeo neumático, se realiza con un tubo medidor de 8 pg en la línea de llegada, y la medición individual por pozo se realiza con tubos medidores de 2 pg.

Durante la recopilación de información, no fue posible obtener las longitudes corriente arriba y abajo de la placa instalada en el tubo de medición de 8 pg; debido a que está localizado abajo del piso de producción. Por esta razón no se realizó el análisis de su configuración.

En el caso de los tubos medidores de 2 pg, con los cuales se cuantifica el gasto de gas inyectado a cada pozo, las longitudes de tubería recta que se tienen actualmente corriente arriba y corriente abajo de la placa se presentan en la Tabla 6.14.

Pozo	Longitud (m)	
	Corriente arriba	Corriente abajo
33	1.02	0.66
77	1.02	4.78
55	1.03	0.66
178	1.62	2.15
97	1.02	0.66
59	1.22	0.89
79	1.01	1.87
75	1.03	0.42

Tabla 6.14 Longitudes actuales en las líneas de medición de 2 pg.

Comparando estas longitudes con las mostradas para cada medidor en la Figura 6.8, se concluye que las tuberías de medición cumplen perfectamente con las recomendaciones del API, no presentándose problemas en la configuración de los sistemas.

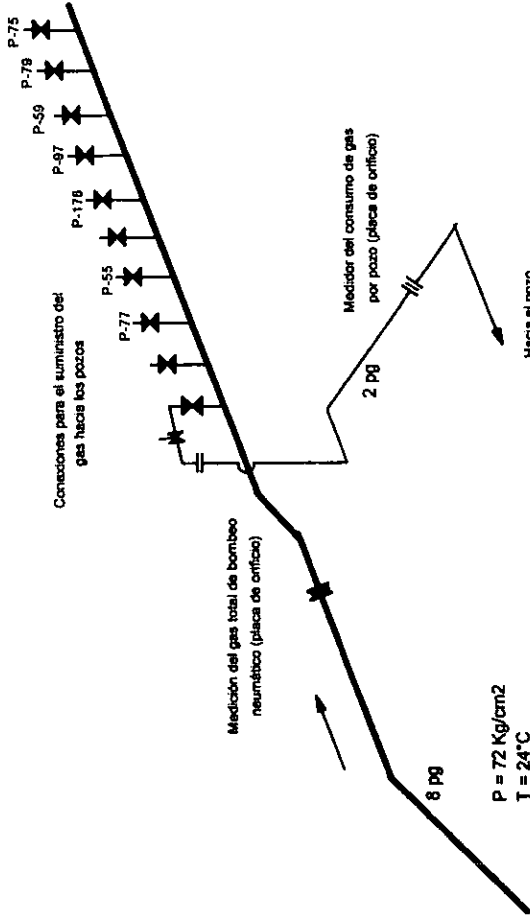


Figura 6.7 Diagrama de configuración y distribución del gas de bombeo neumático.

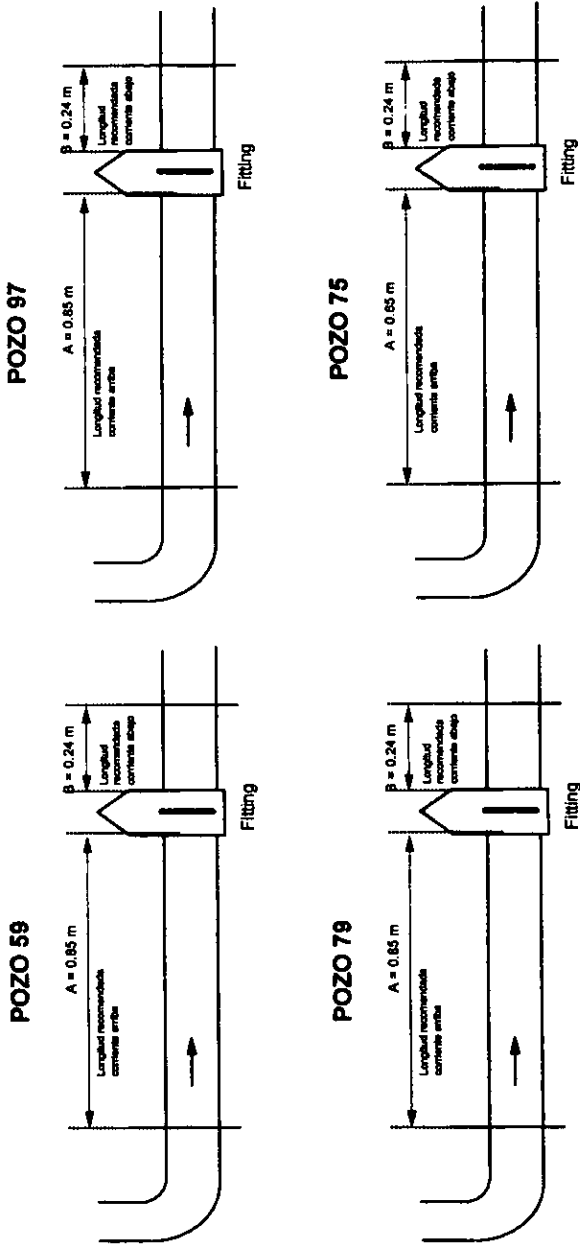


Figura 6.8 Configuración del medidor de inyección de gas de bombeo neumático de los pozos instalados en la Plataforma Akai-D

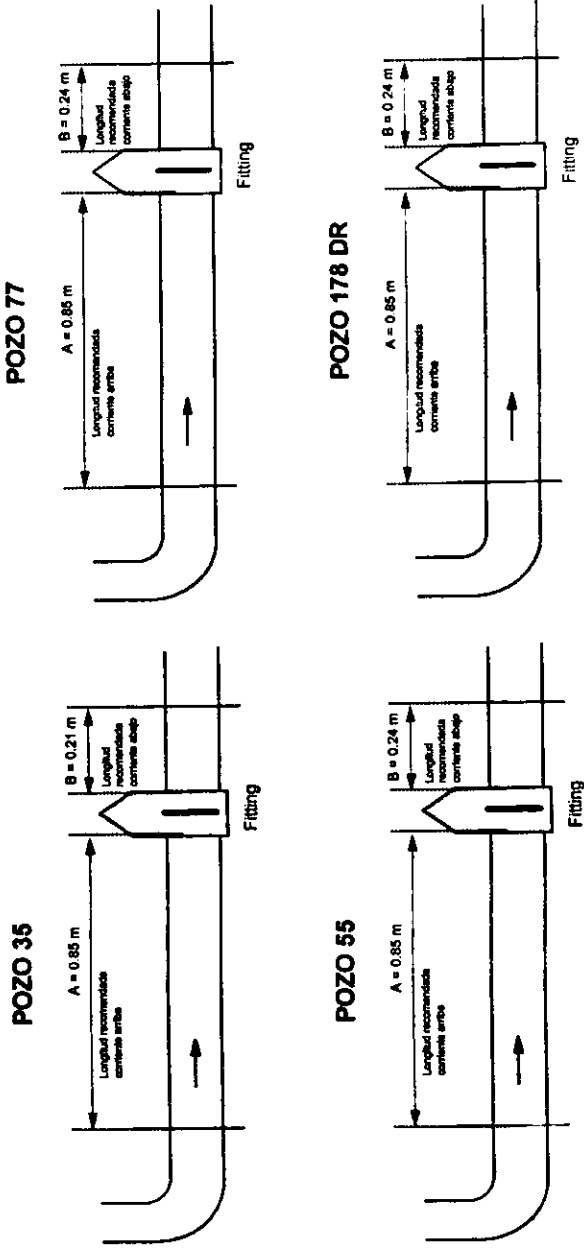


Figura 6.8 (Cont.) Configuración del medidor de inyección de gas de bombeo neumático de los pozos instalados en la Plataforma Akal-D

CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN

Medidores de gas por pozo

Los sistemas de medición de gas para bombeo neumático, por pozo, los conforman tubos de medición de 2 pg, con registradores de flujo de rango hidráulico de 400 pg de H₂O y estático de 1,500 lb/pg² abs.. La presión y temperatura de flujo del gas para bombeo neumático son de 72 kg/cm² y 24°C respectivamente.

Los gastos de gas de inyección por pozo que actualmente se manejan se presentan en la Tabla 6.1 y observándose que el gasto mínimo es de 1 MMpcd y el máximo es de 4.1 MMpcd. Para analizar si estos gastos pueden ser medidos adecuadamente por los tubos medidores instalados, se calcularon los gastos mínimos y máximos factibles de manejar, ver tabla 6.15.

Diam. de placa (pg)	Gastos de gas (MMpcd)		
	Beta	Mínimo	Máximo
1/2	0.258	0.4	0.79
5/8	0.322	0.62	1.24
3/4	0.387	0.91	1.81
7/8	0.451	1.25	2.49
1	0.516	1.66	3.31
1 1/8	0.58	2.16	4.30

Tabla 6.15 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 2 pg

De los resultados obtenidos en la Tabla 6.15 y los gastos reportados en la Tabla 6.1, se observa que las capacidades del sistema de medición de 2 pg están comprendidos entre 0.4 y 4.3 MMpcd, y por lo tanto los gastos se miden adecuadamente.

Actualmente en el medidor general se manejan 15 MMpcpd. En la Tabla 6.16, se pueden apreciar los gastos mínimos y máximos que se pueden manejarse con esta línea.

Diam. de placa (pg)	Gastos de gas (MMpcd)		
	Beta	Mínimo	Máximo
2	0.262	6.84	13.64
4 ½	0.590	37.22	74.22

Tabla 6.16 Rangos de gas factibles de manejar con un tubo medidor de 8 pg

Se observa que el tubo medidor de 8 pg puede cuantificarse adecuadamente el gasto de gas total inyectado a los pozos de esta plataforma.

CONDICIONES FUTURAS DE OPERACIÓN

Medición general

Referente a las condiciones futuras de operación de la inyección de gas para bombeo neumático, se considera incrementar el gasto de gas de inyección en 11 MMpcd aproximadamente, que se usarán para incorporar pozos nuevos a producción general, con lo cual su gasto total será de 26 MMpcd. De acuerdo a la tabla 6.16 el gasto esperado a futuro puede ser manejado adecuadamente con el tubo medidor instalado.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se desarrolló un programa de cómputo único en su clase denominado MAD-2000, capaz de permitir al usuario cuantificar los gastos de gas o líquido, y analizar o diseñar un sistema de medición que cumpla con las recomendaciones del API y de la AGA.
- La aplicación de MAD-2000 para la evaluación de los sistemas de medición de la plataforma Akal-D, confirma que es una herramienta poderosa para la solución de problemas prácticos de campo, ya que se pudo dictaminar cuáles eran las fallas de los sistemas de medición y definir las modificaciones necesarias para que operen de acuerdo a las recomendaciones.

Sistema de medición para aforo de pozos.

- Al comparar las longitudes actuales del tubo medidor de gas, corriente arriba y corriente abajo de la placa de orificio, con las calculadas con MAD-2000, se concluye que la configuración del sistema de medición cumple con las recomendaciones aplicables del API.
- Los gastos de gas producidos actualmente por los pozos pueden cuantificarse adecuadamente, con el tubo medidor instalado en el separador de medición.

- Como se tiene planeada la perforación de nuevos pozos, se espera un incremento en los gastos de gas a manejar, el cual no podrá ser manejado por el medidor instalado, por lo tanto se recomienda cambiar el tubo medidor actual de 4pg por uno de 6pg.
- La configuración del tubo medidor de líquido de 4pg, no cumple con las longitudes mínimas requeridas corriente arriba y corriente abajo de la placa de orificio; por lo que se recomienda cambiar su configuración.
- El gasto de líquido manejado actualmente en el separador de prueba puede ser medido adecuadamente en el tubo medidor instalado; sin embargo para el manejo de la producción futura esperada, se recomienda la instalación de otro tubo medidor de 4 pg, que deberá operar en paralelo al actual cuando se cuantifiquen gastos que excedan la capacidad del primero.

Sistema de medición del separador remoto.

- La configuración actual del tubo medidor de gas no cumple con los requerimientos aplicables del API, por lo que se recomienda la instalación de venas rectificadoras a fin de que se cumpla con dichos requerimientos.
- La producción de gas no puede ser cuantificada adecuadamente con la placa de orificio que actualmente se tiene instalada, por lo que se recomienda aumentar el rango hidráulico de 100 a 200 pg de H₂O y utilizar una placa de orificio de 10 pg. Los gastos de gas esperados a futuro podrían manejarse adecuadamente, aplicando estas recomendaciones.

- La configuración del tubo medidor de líquido cumple con las longitudes mínimas requeridas corriente arriba y corriente abajo de la placa de orificio.
- La producción de líquido no puede ser cuantificada adecuadamente con la placa de orificio que se tiene instalada, y con el rango hidráulico del registrador, por lo que se recomienda aumentar el rango hidráulico de 20 a 100 pg de H₂O y utilizar placas de orificio de 8, 8 ½ ó 8 ¾ pg. Con estas modificaciones se podría manejar la producción de aceite esperada a futuro.

Sistema de medición de gas de bombeo neumático.

- Del análisis de las configuraciones de los tubos medidores de gas de bombeo neumático por pozo, se concluye que la cuantificación de las líneas de medición cumplen perfectamente con las recomendaciones del API.
- Así mismo, al analizar las capacidades de los tubos medidores de gas de bombeo neumático por pozo, se concluye que estos pueden medir los gastos adecuadamente.
- Del análisis del tubo de medición general de gas de bombeo neumático de 8pg, se concluye que éste puede cuantificar adecuadamente los gastos actuales, y los esperados a futuro para esta plataforma.

NOMENCLATURA

B_y	Componente de interacción del segundo coeficiente viral.
B_{mix}	Segundo coeficiente viral.
C_d	Coficiente de descarga
$C_d(FT)$	Coficiente de descarga a número de Reynolds especificado para medidor con tomas en brida.
C_y	Componente de interacción del tercer coeficiente viral.
C_{mix}	Tercer coeficiente viral.
C_{pt}	Factor de corrección por presión en el líquido
C_t	Factor de corrección por temperatura en el líquido
d	Diámetro del orificio; densidad molar
D	Diámetro del tubo medidor.
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
F	Factor de compresibilidad del líquido.
F_{HV}	Factor de corrección por poder calorífico.
F_{pb}	Factor de corrección por presión base.
F_{pm}	Factor de corrección por presión a condiciones de flujo.
F_{PV}	Factor de corrección por supercompresibilidad.
F_{tb}	Factor de corrección por temperatura base.
F_{tm}	Factor de corrección por temperatura a condiciones de flujo.
g_c	Constante de aceleración gravitacional.
G_r	Densidad relativa del gas real.
H_{vb}	Poder calorífico base.
H_{vc}	Poder calorífico del gas leído en calorímetro.
hw	Presión diferencial.
K	Exponente isentrópico.
MF	Factor del medidor.
M_r	Peso molecular.

n	Número de componentes de la mezcla.
N_1	Factor de conversión de unidades
P_e	Presión de vapor.
P	Presión.
Q_b	Gasto volumétrico a condiciones base.
q^m, Q^m	Gasto másico.
q_v	Gasto volumétrico a condiciones de flujo.
Q_v	Gasto volumétrico a condiciones estándar.
R	Constante universal de los gases.
Re_D	Número de Reynolds.
S	Relación de factores de compresibilidad del gas
T	Temperatura.
X_1, X_j, X_k	Fracción molar de los componentes del gas.
Y	Factor de expansión.
Z	Factor de compresibilidad.

SUBÍNDICES

1	Condición corriente arriba
2	condición corriente abajo
b	Condición base
f	Condición de flujo
f_1	Condición de flujo corriente arriba de la placa
f_2	Condición de flujo corriente abajo de la placa
g	Gas
s	Condición estándar
t, p	Condiciones de presión y temperatura de flujo

GRIEGAS

α	Coefficiente de expansión térmica del material.
β	Relación de diámetros, d/D
Δ	Diferencial
π	Constante = 3.14159
ρ	Densidad absoluta.

REFERENCIAS

1. **Manual of Petroleum Measurement Standards**
Chapter 14-Natural Gas Fluids Measurement, Section 3.-Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 1.-General Equations and Uncertainty Guidelines. Third Edition, September 1990.
 2. **Manual of Petroleum Measurement Standards**
Chapter 14- Natural Gas Fluids Measurement, Section 3.-Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 2.-Specification and Installation Requirements, Third Edition, February 1991.
 3. **Manual of Petroleum Measurement Standards**
Chapter 14-Natural Gas Fluids Measurement, Section 3.-Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 3-Natural Gas Applications, Third Edition, 1992.
 4. **AGA.-American Gas Association, Report No 8.**
Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Second Edition, November 1992.
 5. **Manual of Petroleum Measurement Standards**
Chapter 14.-Natural Gas Fluids Measurement, Section 8.-Liquefied Petroleum Gas Measurement, Second Edition, July 1997.
 6. **Lee A.L., Gonzales M.H. and Eakin B.E.**
The Viscosity of Natural Gases
Trans.. AIME (1966)
 7. **ENGINEERING DATA BOOK**
Gas Processors Association, Tenth Edition, 1987.
 8. **Dranchuk P.M. and Abou-Kassem J.H.**
Calculation of Z-Factors for Natural Gases Using Equations of State.
J. Can. Pet. Tech., July-September, 1975.
-

-
9. Wichert E. and Aziz K.
Calculate z's for Sour Gases
Hydrocarbon Processing, (51), May 1972.
 10. Beggs H.D. and Robinson J.R.
Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems
J. Pet. Tech. (September),27.1975
 11. Standing M.B.
A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil
and Gases.
Drill. and Prod. Prac., API (1947).
 12. Standing M.B.
Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems.
SPE, Dallas (1977).
 13. AGA.-American Gas Association, Report No 7.
Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters, 1981.
 14. Manual of Petroleum Measurement Standards
Chapter 5-Metering, Section 2-Measurement of Liquid Hydrocarbons by
Displacement Meter Systems. First Edition, January 1997.
 15. Manual of Petroleum Measurement Standards
Chapter 12-Calculation of Petroleum Quantities, Section 2-Calculation of
Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and
Volumetric Correction Factors.
 16. K. Arnold. and M. Stewart.
Surface Production Operations.
Volume 1, Desing of Oil-handling Systems and Facilities.
Gulf Publishing Company, 1989.

-
17. Santamaria N. y Mancilla S.
GASTO III, Programa de Computo para Calcular Gastos de Gas Medidos con Placas de Orificio.
Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, 1999.

 18. Santamaria N. y Mancilla S.
Anagas 2000: A Powerful Tool to Analyze Orifice Metering Systems Used for Flow Measurement of Natural Gas.
Paper SPE 59034 presented at SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, February 2000.

 19. **Manual of Petroleum Measurement Standards**
Chapter 11, Section 2, Part 2.-Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350-0.637 Relative Density (60°F/60°F) and -50°F to 140°F Metering Temperature. Second Edition, October 1986.