

01174



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

4
2ej.

"EFECTO QUE CAUSA LA PRESENCIA DE LIQUIDOS EN LA MEDICION DE GAS NATURAL"

T E S I S

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA

P R E S E N T A:

AARON MARINO GARRIDO HERNANDEZ

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. NOEL E. SANTAMARIA GUEVARA

267876



Ciudad Universitaria, México D. F. Octubre de 1998

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



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.

CONTENIDO

	PÁGINA
I.- DEDICATORIAS	3
II.- AGRADECIMIENTOS	4
III.- RESUMEN	6
IV.- LISTA DE TABLAS	7
V.- LISTA DE FIGURAS	8
CAPITULO No.- I INTRODUCCION	11
CAPITULO No.- II GENERALIDADES DEL GAS NATURAL	
2.1.- <i>Conceptos fundamentales</i>	2.14
2.1.1.- <i>Gas Ideal</i>	2.14
2.1.2.- <i>Ley de Charles</i>	2.14
2.1.3.- <i>Ley de Boyle</i>	2.15
2.1.4.- <i>Ley de los Gases</i>	2.15
2.1.5.- <i>Gas Real</i>	2.16
2.1.6.- <i>Ley de Avogadro</i>	2.17
2.1.7.- <i>Ley de Dalton</i>	2.17
2.1.8.- <i>Ley de Amagat</i>	2.17
2.2.- <i>Tipos de Yacimientos de Gas</i>	2.17
2.2.1.- <i>Yacimientos de Gas y Condensado</i>	2.17
2.2.2.- <i>Yacimientos de Gas y Condensado</i>	2.18
<i>cercanos al punto crítico</i>	
2.2.3.- <i>Yacimientos de Gas Húmedo</i>	2.18
2.2.4.- <i>Yacimientos de Gas Seco</i>	2.18
2.3.- <i>Propiedades y características del Gas Natural</i>	2.20
2.4.- <i>Especificaciones del Gas Natural</i>	2.21
2.4.1.- <i>Contenido de Agua</i>	2.22
2.4.2.- <i>Bióxido de Carbono</i>	2.22
2.4.3.- <i>Acido Sulfhídrico</i>	2.22
2.4.4.- <i>Poder Calorífico</i>	2.22

2.4.5.- Tratamiento del gas por contenido de agua 2.22

CAPITULO No.- III	MEDICION DE GAS NATURAL	3.23
	3.1.- <i>Medición de gas con placa de Orificio</i>	3.23
	3.1.1.- <i>Tomas de presión</i>	3.25
	3.1.2.- <i>Instalación del medidor</i>	3.26
	3.1.3.- <i>Fórmula para el cálculo de gasto</i>	3.27
	3.2.- <i>Características de los medidores de flujo</i>	3.28
CAPITULO No.- IV	EFFECTO QUE CAUSA LA PRESENCIA DE LIQUIDOS EN LA MEDICION DE GAS NATURAL	4.31
	4.1.- <i>Origen del problema</i>	4.31
	4.2.- <i>Estudios previos</i>	4.32
CAPITULO No.- V	DESARROLLO DE PRUEBAS DE CAMPO	5.60
	5.1.- <i>Descripción del modelo empleado</i>	5.60
	5.2.- <i>Condiciones de operación</i>	5.66
CAPITULO No.- VI	ANALISIS DE RESULTADOS	6.74
	6.1.- <i>Presentación de Resultados</i>	6.74
	6.2.- <i>Análisis de Resultados</i>	6.81
CAPITULO No.- VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	7.97
	7.1.- <i>Conclusiones</i>	7.97
	7.2.- <i>Recomendaciones</i>	7.99
NOMENCLATURA		100
REFERENCIAS		103

I.- DEDICATORIAS

A mi esposa Rosario y a mis hijas Carolina y Mariana, por su apoyo en este logro, gracias por sacrificar su tiempo, a cambio de muchas horas de motivación para salir adelante, que finalmente se ven cristalizados en este trabajo.

A mis padres Filiberto y Marina (Q.e.p.d.), y hermanos; Martín, Eleacer, Margarita, Alejandra, Carmen y Humberto, quiero compartir esta tesis con ustedes, ya que es el resultado de lo que han logrado sembrar a través de los años en mi persona.

Dedico de manera muy especial este trabajo a la memoria de un gran amigo y compañero.

Ing. Carlos Navarro Martínez.

(Q.e.p.d.).

Nuevamente gracias por ser el soporte de mi familia durante el tiempo que estuve ausente.

II.- AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente al M. I. Noel E. Santamaria Guevara, el brindarme parte de su valioso tiempo y sus conocimientos. Me encuentro en deuda con él, ya que sin su apoyo y motivación, este trabajo no sería una realidad.

Agradezco a los Drs. Fernando Samaniego V., Fernando Rodríguez De La G., Rodolfo Camacho V., Faustino Fuentes N., Jesús Rivera R., al M.I. Francisco Sánchez A., y al Ing. Horacio Zuñiga P., por sus valiosas observaciones para la realización final de esta tesis.

Deseo compartir los frutos de este trabajo con este gran equipo de profesores, que durante mi estancia en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, compartieron su invaluable conocimiento y gran calidad humana.

***Al Instituto Politécnico Nacional,
por haberme brindado la
oportunidad de formar parte de su
éxito, por ser una institución de
desarrollo humano y profesional sin
igual.***

***A la Universidad Nacional
Autónoma de México, por
aceptarme en formar parte de tan
importante Institución.***

***Agradezco a la empresa Petróleos
Mexicanos por brindarme la
oportunidad de cursar estudios de
maestría en Ingeniería Petrolera,
sin su ayuda y valiosa colaboración
estos estudios no se hubieran
realizado.***

***Y a todas aquellas personas que se
me escapan de la mente y que de
alguna manera tuvieron que ver en
la realización de este proyecto;
nuevamente, muchas gracias.***

III.- RESUMEN

Este estudio, está encaminado a evaluar el efecto que causa la presencia de líquidos, como lo son agua libre y condensados de gas natural (gasolina ligera), en la medición de gas natural a través de placa de orificio. Con los resultados obtenidos de este trabajo, se podrán definir las variaciones que se presentan en un proceso de medición, según las características y porcentajes de líquidos contenidos en una corriente de gas natural húmedo.

Mediante trabajos experimentales se logró medir en campo el comportamiento del flujo en una corriente tanto de gas seco como de gas húmedo; es decir, en una misma tubería con dos Registrados de Flujo, conexiones, diámetros de placa de orificio e interior de tubería, en condiciones de operación iguales.

Para lograr esto, se efectuó una serie de pruebas sobre una línea de inyección de gas seco hacia el espacio anular en tres pozos que operaban por medio de bombeo neumático. Para lograr el objetivo deseado, el estudio se desarrollo en campos petroleros del distrito Agua Dulce (concretamente TONALÁ y OTATES), actualmente Activo de Producción Cinco Presidentes.

Con la finalidad de investigar la magnitud del error existente en la medición de corrientes de gas natural húmedo, se trabajo mediante un arreglo donde se instalaron dos medidores de 2" de diám. con placa de orificio de 1/2" de diám., sobre una corriente de gas seco; a una determinada distancia después del primer medidor se colocó un inyector de líquidos, esto con la finalidad de provocar la humedad y registrar en el segundo medidor un gasto de gas húmedo. Para alterar las condiciones de operación y características físicas de la corriente de gas seco, se inyectó de manera controlada un volumen de agua o diesel; el cual estaba siendo registrando y cuantificado.

Con los resultados de las pruebas realizadas directamente en campo, se logró determinar una forma de ajuste para los volúmenes de gas húmedo, empleando para ello paquetería común (como lo es el EXEL), software y computación aplicada.

IV.-LISTA DE TABLAS

		PAGINA
TABLA No.- 5.1	<i>Resultados de la Composición Cromatográfica del Gas Seco empleado en las pruebas; obtenido de las redes de Bombeo Neumático de los campos TONALÁ y OTATES.</i>	5.73
TABLA No.- 6.1	<i>Resultado de las pruebas de campo efectuadas en el pozo. TONALÁ No.- 201 – D</i>	6.76
TABLA No.- 6.2	<i>Resultado de las pruebas de campo efectuadas en el pozo. TONALÁ No.- 215</i>	6.77
TABLA No.- 6.3	<i>Resultados de las pruebas de campo efectuadas en el pozo. OTATES No.- 26</i>	6.79

V.- LISTA DE FIGURAS

	PAGINA
FIGURA No.- 2.1 <i>Diagrama de fases.</i>	2.19
FIGURA No.- 3.1 <i>Placa de Orificio Concéntrico.</i>	3.24
FIGURA No.- 3.2 <i>Placa de Orificio Concéntrico con salida biselada (perfil).</i>	3.25
FIGURA No.- 4.1 <i>Corrección por presencia de líquidos, según KATZ.</i>	4.34
FIGURA No.- 4.2 <i>Resultado del trabajo presentado por MURDOCK.</i>	4.37
FIGURA No.- 4.3 <i>Comparación de resultados entre los trabajos presentados por MURDOCK y CHISHOLM.</i>	4.37
FIGURA No.- 4.4 <i>Modelo empleado en el estudio de NANGEA.</i>	4.40
FIGURA No.- 4.5 <i>Desviación en la medición de gastos, para un medidor colocado en posición Horizontal.</i>	4.41
FIGURA No.- 4.6 <i>Desviación en la medición de gastos, para un medidor colocado en posición Vertical.</i>	4.41
FIGURA No.- 4.7 <i>Corrección por presencia de líquidos para el medidor colocado en posición Horizontal.</i>	4.42
FIGURA No.- 4.8 <i>Corrección por presencia de líquidos para el medidor colocado en posición Vertical.</i>	4.42
FIGURA No.- 4.9 <i>Representación gráfica de la relación entre gastos medidos reales y aparentes, así como de la relación líquido-gas (según el estudio de SCHUSTER).</i>	4.45

FIGURA No.- 4.10	<i>Diagrama del modelo empleado por TING.</i>	4.54
FIGURA No.- 4.11	<i>Representación gráfica de los resultados obtenidos del estudio de TING y SHEN.</i>	4.55
FIGURA No.- 4.12	<i>Arreglo del modelo empleado por TING, en campos de la Cía. CHEVRON (en el Habra, California).</i>	4.57
FIGURA No.- 5.1	<i>Distrito AGUA DULCE, en la Región Sur.</i>	5.63
FIGURA No.- 5.2	<i>Distribución de campos petroleros, Distrito AGUA DULCE.</i>	5.64
FIGURA No.- 5.3	<i>Prototipo del modelo empleado en campo para pruebas.</i>	5.65
FIGURA No.- 5.4	<i>Arreglo mecánico del pozo TONALA No.- 201-D</i>	5.67
FIGURA No.- 5.5	<i>Arreglo mecánico del pozo TONALA No.- 215</i>	5.68
FIGURA No.- 5.6	<i>Arreglo mecánico del pozo OTATES No.- 26</i>	5.69
FIGURA No.- 6.1	<i>Representación de resultados de pruebas en campo según la relación Líquido-Gas.</i>	6.83
FIGURA No.- 6.2	<i>Resultados de pruebas y su desviación en la medición.</i>	6.85
FIGURA No.- 6.3	<i>Curva de corrección del gasto de Gas Natural Seco, a partir del conocimiento del gasto de Gas Húmedo.</i>	6.86
FIGURA No.- 6.4	<i>Presentación del error en la medición, de los resultados obtenidos del pozo OTATES No.- 26</i>	6.88
FIGURA No.- 6.5	<i>Presentación de resultados gráficos.</i>	6.89
FIGURA No.- 6.6	<i>Pozo TONALÁ No.- 215, en condiciones normales.</i>	6.90

FIGURA No.- 6.7	<i>Pozo TONALÁ No.- 215, con inyección de líquido, (con una dosificación de 21.2 litros por día).</i>	6.91
FIGURA No.- 6.8	<i>Pozo TONALÁ No.- 215, con inyección de líquido, (con una dosificación de 8.5 litros por día).</i>	9.92
FIGURA No.- 6.9	<i>Pozo OTATES No.- 26, en condiciones normales.</i>	6.93
FIGURA No.- 6.10	<i>Pozo OTATES No.- 26, con una dosificación de 28.3 litros por día.</i>	6.94
FIGURA No.- 6.11	<i>Pozo OTATES No.- 26, donde se aprecia la linealidad en el error de medición para condiciones de máxima inyección de líquidos en la corriente.</i>	6.95
FIGURA No.- 6.12	<i>Pozo TONALÁ No.- 201-D, donde se aprecia en la parte de la diferencial la respuesta inmediata a la presencia de líquidos en la corriente.</i>	6.96

Capítulo No.- I INTRODUCCIÓN

La correcta medición de gastos de gas natural húmedo siempre ha representado un problema para el ingeniero de campo; por lo que su estudio, así como el desarrollo de nuevas técnicas de medición en centrales de recolección y distribución, plantas de proceso y puntos de transferencia o comercialización donde se manejan grandes volúmenes de gas, adquiere una mayor importancia.

Durante mucho tiempo, el empleo de técnicas convencionales de medición ha sido suficiente para obtener una buena exactitud en la cuantificación de los gastos de gas húmedo, pero debido a que en los últimos años el costo del gas se ha incrementado considerablemente, es importante efectuar una medición de mayor calidad.

Uno de los métodos indirectos más simples y usados por su versatilidad, facilidad, confiabilidad y que además se ha adoptado como estándar para el manejo de grandes volúmenes de gas natural, es el que consiste en la medición por medio de placa de orificio concéntrico; su aplicación se limita al manejo de fluidos homogéneos (agua, aire, gas natural, etc.), donde son conocidas sus propiedades físicas. Cabe hacer mención, que cuando este instrumento es empleado en presencia de dos o más fluidos se presentan serios errores en la medición, por lo tanto, no se recomienda su aplicación.

La medición de gastos de gas natural húmedo con placa de orificio y relaciones líquido-gas relativamente altas, deberá de ser gobernada por ciertos parámetros de ajuste, los cuales son considerados como factores de corrección, para lograr una mejor exactitud en la medición. Sin embargo, cuando esta relación es insignificante, no se altera el proceso de medición y estos factores no son aplicables, por lo que la presencia de la fase líquida se considera despreciable.

Como ya se menciona anteriormente, este trabajo se orientó a observar la desviación en el proceso de medición de gas natural húmedo al utilizar una placa de orificio, si se considera en las operaciones de campo como gas seco, así como definir correlaciones o factores de ajuste para corregir los volúmenes de gas afectados por la presencia de la fase líquida.

El estándar empleado para realizar la medición de flujos de gas está presentado en el capítulo 14 del A.P.I. Manual of Petroleum Measurement Standards ⁽³⁰⁾ ; se debe recordar que su aplicación para la medición de gas natural deberá de ser en una sola fase, esencialmente gas seco. Un método similar, es el empleado para la medición del flujo de líquidos; es importante hacer mención que hasta el momento no existen recomendaciones estandarizadas para efectuar la medición en sistemas de flujo multifásico.

Los diversos estudios efectuados para determinar los problemas más comunes en la medición con placa de orificio (realizados por investigadores en sistemas de flujo multifásico), han proporcionado resultados que permiten cuantificar la magnitud del error al involucrar más de una fase, no así, para definir un método de corrección aplicable a los gastos de gas húmedo medidos; por lo tanto, es importante buscar parámetros, factores de corrección y procedimientos que permitan predecir y compensar estos errores por medio de gráficas o correlaciones empíricas.

Existe una gran variedad de elementos primarios o dispositivos para provocar una restricción al flujo y crear una caída de presión. El método más común lo constituye una placa delgada con un orificio concéntrico, más pequeño que el diámetro interior de la tubería. Esta técnica se ha constituido como la forma más rápida y sencilla para realizar la cuantificación de volúmenes que fluyen por un ducto, por lo que ha sido adoptada como el estándar de mayor aplicación para la medición del gas natural.

El principio de operación de la placa de orificio se basa en provocar una caída de presión en una corriente (denominada presión diferencial), mediante una restricción sobre la línea de flujo. El desarrollo matemático y la deducción de las ecuaciones involucradas para el cálculo del gasto de gas con placa porta orificio, se obtienen a partir del principio de conservación de energía haciendo una serie de suposiciones en su derivación.

Con el fin de validar cualquiera de estos instrumentos de medición, es necesario realizar su calibración; esto es, hacer pasar secuencialmente un volumen conocido a través del medidor en prueba y comparar el resultado con un medidor de referencia o patrón.

Mediante trabajos experimentales, se logró evaluar el error en la medición de gastos de gas natural húmedo con placa de orificio (cuando éste se considera como gas seco), debido al efecto que causa la presencia de líquidos como lo son agua libre y condensados de gas natural. Para lograr ésto, se efectuó una serie de pruebas sobre una línea de inyección de gas hacia el espacio anular de un pozo que opera por medio de bombeo neumático.

Este trabajo de campo, se desarrollo directamente en tres pozos productores que operaban por medio del sistema de producción por bombeo neumático intermitente, y fue orientado a observar el comportamiento del flujo en una corriente tanto de gas seco como de gas húmedo, sobre una misma tubería con dos Registradores de Flujo nuevos, conexiones, diámetros de orificio de la placa e interior de tubería, en condiciones de operación iguales.

Mediante un arreglo similar se instalaron dos medidores para placa sobre la misma corriente de gas seco; para esto, a una determinada distancia después del primer medidor se colocó un inyector de líquidos (para inyectar agua y diesel), esto con la finalidad de provocar la humedad y registrar en el segundo medidor un gasto de gas húmedo. Es importante mencionar, que con el empleo del inyector de líquido fue más fácil alterar las condiciones de operación y características físicas de la corriente de gas natural.

Con el inyector, se pudo dosificar la cantidad de líquidos en el sistema de medición; por lo tanto, se logró obtener una variación de manera controlada en la humedad del gas natural y por consiguiente, diferentes condiciones de operación así como de relaciones líquido-gas.

Con la ayuda de estos parámetros, se analizaron los resultados para obtener la desviación existente en la medición de gastos de gas, así como una correlación o forma de ajuste para compensar el error presente debido a la presencia de líquidos.

Estos métodos de ajuste deben ser aplicados, debido a que los procedimientos estándares y ecuaciones empíricas fueron formulados solamente para la medición de gas seco (en una sola fase), de tal manera que cualquier volumen de gas natural húmedo deberá ser corregido.

Capítulo No.- II GENERALIDADES DEL GAS NATURAL

2.1.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos con algunas impurezas, como lo son el Nitrógeno, Ácido Sulfhídrico y Bióxido de Carbono. Los gases que contienen Ácido Sulfhídrico y Bióxido de Carbono son conocidos como gases amargos.

El gas natural está formado básicamente por Metano, Etano, Propano, Butano, Pentano y pequeñas cantidades de Hexano, Heptano y otras fracciones. En las mezclas de hidrocarburos gaseosos obtenidos de los diferentes yacimientos, se ha observado que se encuentran concentraciones de Metano que varían en proporciones desde un 80 hasta un 98 %.

El gas natural es normalmente considerado como una cadena lineal compuesta de hidrocarburos; su composición puede variar en varios rangos. El volumen de gas natural obtenido de un yacimiento cambia con el tiempo, debido a las variaciones en sus condiciones iniciales de presión y temperatura.

El transporte de gas natural desde el yacimiento hasta el lugar destinado para su entrega o proceso se realiza por medio de tuberías. Para efectuar los cálculos correspondientes sobre el manejo y comportamiento de la producción, es importante conocer las propiedades físicas del mismo. El gas natural, normalmente está asociado con líquidos como condensados o agua libre, por lo que, el efecto que causa la presencia de estos líquidos en las propiedades del gas tiene que ser necesariamente considerado y evaluado.

2.1.1.- GAS IDEAL.- *Es conocido como gas perfecto, se puede definir como un gas cuyo volumen se reduce a la mitad cuando se duplica su presión. Esta presión, también se duplica si se mantiene el volumen constante y se dobla su temperatura absoluta.*

La base para describir el comportamiento de un gas ideal se obtiene de las llamadas Leyes Generales de los Gases, en las que se considera como principales las siguientes características:

- 1.- El volumen real ocupado por las moléculas es insignificante con respecto al volumen ocupado por el gas en un recipiente contenedor.
- 2.- No existen fuerzas repulsivas o atractivas entre las moléculas o entre las moléculas del gas y las paredes del recipiente contenedor.
- 3.- Todas las colisiones entre las moléculas son perfectamente elásticas, así que no existen pérdidas de energía por colisión entre ellas.

2.1.2.- Ley de Charles.- La relación conocida como Ley de Charles, establece que el volumen de un gas es directamente proporcional a su temperatura absoluta, siempre y cuando la presión permanezca constante.

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad (2.1)$$

2.1.3.- Ley de Boyle.- Esta ley relaciona directamente la presión y el volumen, establece que el volumen de un gas varía inversamente proporcional a la presión cuando su temperatura permanece constante.

$$P_1 V_2 = P_2 V_1 \quad (2.2)$$

2.1.4.- Ley de los Gases.- Combinando las leyes de Boyle y Charles, se pueden obtener una relación directa entre la presión, volumen y temperatura de una cantidad determinada de gas. A esta relación se le denomina como "LEY GENERAL DE LOS GASES", y se expresa así:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \quad (2.3)$$

Siendo así, todo gas que cumple con la siguiente ecuación de estado es denominado como gas ideal.

$$P V = R T \quad (2.4)$$

También puede expresarse en términos del número de moles de gas presente.

$$P V = n R T \quad (2.5)$$

De donde: P = Presión [lb / pg² abs.].

V = Volumen [pie³].

T = Temperatura [°R].

R = Constante universal para gases [$R = 10.732$ (lb / pg² abs. - pie³ / mole-lb - °R)]

n = Número de moles de gas.

2.1.5.- GAS REAL.- Es aquel gas, cuyo volumen se reduce a la mitad del original, sin que la presión sea necesariamente dos veces la presión inicial. El gas real, generalmente es más compresible que un gas ideal o perfecto. A presiones bajas, las moléculas se encuentran distantes unas de otras, por lo que las fuerzas atractivas son insignificantes, y tiende a comportarse como un gas ideal.

El factor numérico que representa la medida en la desviación del comportamiento de un gas real respecto a un gas ideal, se denomina como Factor de Compresibilidad (normalmente se representa por la letra Z). El valor de este factor puede determinarse mediante un análisis de laboratorio, o por correlaciones empíricas partiendo del conocimiento de sus condiciones de presión y temperatura.

De la ecuación de estado para un gas ideal (2.4); incorporando este factor de desviación, se obtiene la expresión que define a un gas real.

$$P V = Z R T \quad (2.6)$$

Expresada la ecuación anterior en términos del número de moles del gas presente.

$$P V = n Z R T \quad (2.7)$$

2.1.6.- Ley de Avogadro.- Establece que volúmenes iguales de gases cualesquiera, en iguales condiciones de presión y temperatura, contienen el mismo número de moléculas.

2.1.7.- Ley de Dalton.- Ley de las presiones parciales, establece que a temperatura constante, la presión ejercida por una mezcla de gases en un volumen definido, es igual a la suma de las presiones individuales que cada gas ejercería si éste ocupase solo el volumen total. La presión total de una mezcla de gases, es igual a la suma de las presiones parciales de cada uno de los gases componentes que forman la mezcla.

2.1.8.- Ley de Amagat.- Ley de los volúmenes parciales, para una mezcla cualquiera de gases, el volumen total puede ser considerado como la suma de los volúmenes parciales de cada uno de los gases que constituyen la mezcla.

Hasta aquí se han discutido algunos de los principios sobre la conducta de los gases (obtenidos por experimentación), lo que llevó a formular la teoría cinética de los gases. Esta teoría, pretende predecir su conducta por procedimientos teóricos en función de la descripción postulada para un gas. Ésta fue propuesta por primera vez en el año de 1738 por **Bernoulli**, y más tarde **Boltzman**, **Clausius**, **Jean**, **Maxwell** y **van der Waals**, la ampliaron e incluso mejoraron.

2.2.- TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS

Los sistemas en que existen hidrocarburos en fase gaseosa dentro del yacimiento, son clasificados según sus características de la forma siguiente.

2.2.1.- YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

- Presentan un comportamiento retrógrado.
- Su temperatura es mayor a la crítica del yacimiento, pero menor a la cricondeterma.
- El volumen de líquido condensado es del orden de un 10 % del volumen producido.
- La relación gas-líquido, se encuentra entre 8 000 y 70 000 [pies³ / bl a.c. std.].
- Su densidad es superior a los 50° A.P.I.
- El color del líquido en la superficie, es como el agua o ligeramente coloreado.

2.2.2.- YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO CERCANOS AL PUNTO CRITICO

- *Presentan las mismas características del anterior.*
- *Otra característica importante, consiste en que forma un volumen considerable de líquidos (condensados de gas), cuando se presenta una pequeña caída de presión.*

2.2.3.- YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO

- *Dentro del diagrama de fases, su temperatura siempre será mayor a la cricondeterma.*
- *En el yacimiento siempre será en estado gaseoso.*
- *A las condiciones del separador, siempre habrá formación de condensados.*
- *La relación gas-líquido, se encuentra entre 60 000 y 100 000 [pies³/bl a.c. std.].*
- *Su densidad es mayor a 60° A.P.I. (a condiciones de superficie).*
- *Presenta un color del condensado transparente (como el agua).*
- *La producción del gas en la superficie es gobernada por la declinación en la presión y temperatura; normalmente la fase líquida se recupera mediante equipo de separación.*

2.2.4.- YACIMIENTOS DE GAS SECO

- *Siempre se encuentra en fase gaseosa, sin importar las condiciones de temperatura y de presión, tanto en el yacimiento como en la superficie.*
- *Generalmente su relación gas-líquido, es mayor a los 100 000 [pies³/bl a.c. std.].*
- *No existe formación de condensados; el líquido asociado al gas en el yacimiento es agua.*

Para entender el comportamiento del gas con respecto a los cambios de presión y temperatura, es importante conocer como se comporta este gas a las condiciones standard. A estas condiciones de operación, se dice que su comportamiento es ideal y muchos de los trabajos realizados sobre el aprovechamiento y comercialización del gas se efectúan considerándolas.

El estudio del comportamiento de las mezclas de hidrocarburos, con respecto a las variaciones de presión y temperatura es muy importante, por lo que se requiere entender y definir correctamente, las condiciones bajo las cuales puede presentar más de una fase.

Se denomina como fase, a la parte homogénea y con características diferentes de un sistema, que se separa de las otras a través de fronteras claramente definidas; el comportamiento de fase se refiere al estudio de la misma bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

Un diagrama de fases para sustancias puras, es decir un sólo componente, se puede ilustrar con la Figura No. 2.1. Las diferentes fases pueden estar presentes variando únicamente sus condiciones iniciales, tanto de presión como de temperatura.

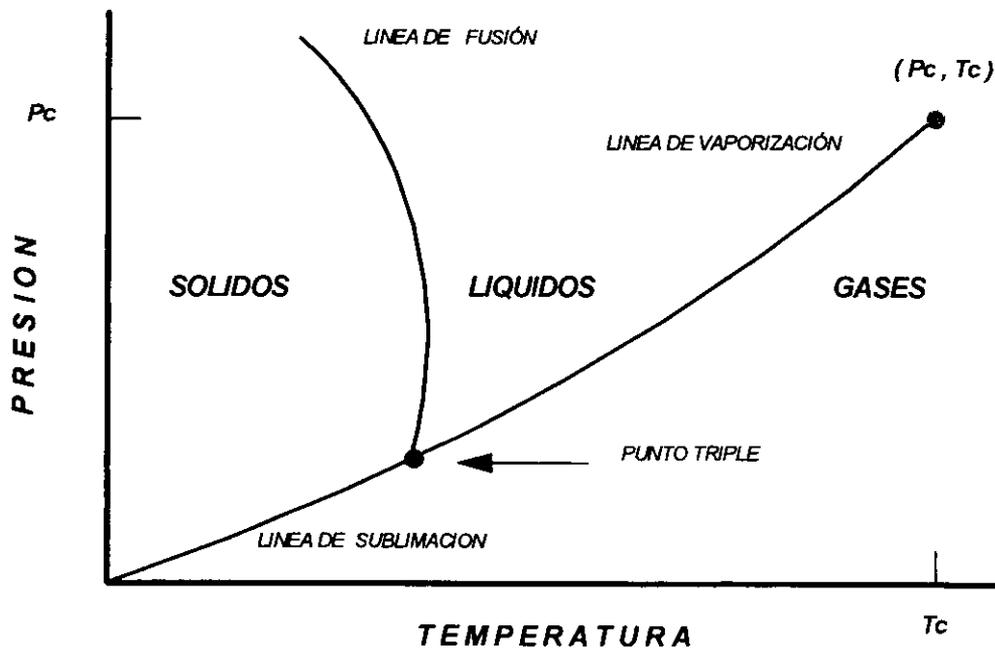


Figura No. 2.1
Diagrama de Fases.

Se observa, que la variación de las condiciones operativas de un sistema, constituyen un factor determinante para definir los volúmenes de gas, condensados o hidrocarburos en fase líquida.

En el área de la Ingeniería de Producción, el manejo de parámetros como presión y temperatura es importante, ya que en los diversos sistemas de separación líquido-gas, sólo éstos se pueden variar para realizar una separación eficiente de las fases presentes de acuerdo a los requerimientos deseados de trabajo. En el caso particular de la medición del gas natural, con éstos se puede determinar si a las condiciones del medidor se tiene o no presencia de líquido.

2.3.- PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

A continuación se describen algunos parámetros de interés para la medición del gas natural.

Densidad relativa del gas, a partir de la relación entre los pesos moleculares.

$$SG = \frac{PM_{GAS}}{PM_{AIRE}} \quad (2.8)$$

Densidad del gas.

$$\rho_g = \frac{2.7044 (P) (\gamma_{gf})}{Z (T + 460)} \quad (2.9)$$

Factor de volumen del gas, de la ecuación para los gases reales se tiene la expresión.

$$B_g = \frac{0.02825 (Z) (T + 460)}{P} \quad (2.10)$$

Viscosidad del gas, se puede determinar mediante la correlación de Lee.

$$\mu_g = K (10^{-4}) \text{ EXP} [(X) (162.428 \rho_g)^Y] \quad (2.11)$$

Donde:

$$K = [(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}] / (209 + 19 M + T) \quad (2.12)$$

$$X = 2.6 + (986 / T) + 0.01 M \quad (2.13)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad (2.14)$$

Recordando que:

$\gamma_{gf} = M$, Densidad relativa del gas libre.

$\rho_g =$ Densidad absoluta del gas [lbm / pie³].

$T =$ Temperatura, °F

$P =$ Presión del gas [lbs / pg² abs.].

$Z =$ Factor Z del gas o de Compresibilidad.

$\mu_g =$ Viscosidad del Gas [Cp.].

$B_g =$ [pie³ a.c. Yac. / pie³ a.c. std.].

2.4.- ESPECIFICACIONES DEL GAS

El gas natural generalmente es producido en la superficie asociado con líquidos, esta mezcla es normalmente rica en gasolinas naturales ligeras y crudo. A bajas condiciones de presión de separación, el contenido de pesados asociados al gas es alto. Durante un proceso típico de separación de gas, se obtienen productos líquidos (agua y condensados). Para comercializar el gas natural, éste deberá de cumplir con ciertas especificaciones de calidad tales como: poder calorífico, contenido de agua e impurezas como lo son; H_2S , CO_2 y otros.

2.4.1.- CONTENIDO DE AGUA.- El contenido de agua, es expresado normalmente en unidades de libras de agua por cada millón de pies cúbicos de gas a condiciones standard. La especificación para comercializar del gas natural está determinada en [lb / MMPC].

2.4.2.- BIÓXIDO DE CARBONO.- La determinación de Bióxido de Carbono en pozos que son productores de gas, se obtiene mediante análisis PVT o Cromatográfico. El máximo contenido permitido de este contaminante en el gas natural comercial es del 3 %.

2.4.3.- ÁCIDO SULFHÍDRICO.- El ácido sulfhídrico, es una impureza que provoca graves problemas de corrosión, además de ser tóxico. La especificación marcada para su manejo en el gas natural como combustible es con un contenido máximo de [5.7 mg / m³].

2.4.4.- PODER CALORÍFICO.- Este parámetro se determina por medio de un calorímetro o mediante un análisis cromatográfico. El poder calorífico base para fines de transferencia comercial es de 8460 Kcal / m³.

2.4.5.- TRATAMIENTO DE GAS POR CONTENIDO DE AGUA.- El tratamiento más común consiste en eliminar el agua del gas natural. El remover el agua es importante y necesario, esto permite prever una mayor condensación de líquidos y formación de hidratos en ductos. El agua en estado líquido, causa problemas de corrosión en tuberías, en válvulas y equipos (particularmente cuando existe presencia de Bióxido de Carbono y Ácido Sulfhídrico).

Capítulo No.- III MEDICIÓN DE GAS NATURAL

La medición de hidrocarburos es de primordial importancia para las diferentes áreas de una Empresa como lo es Petróleos Mexicanos; ya que es fundamental conocer con exactitud los volúmenes producidos de los diferentes yacimientos petrolíferos, transportados o bien comercializados.

En el caso particular del gas natural, es importante también conocer los volúmenes transportados, procesados e incluso los que se envían a la atmósfera sin aprovecharse.

Los métodos o procedimientos para realizar la medición de gas natural pueden ser directos o indirectos. Los métodos directos son aquellos en que se emplea un elemento primario de medición para cuantificar directamente el volumen por unidad de tiempo que pasa por el mismo. Este es el caso de la medición por desplazamiento positivo en cualquiera de sus diferentes modalidades.

Los métodos indirectos, como ya se menciona, requieren de la medición de algún parámetro relacionado con el gasto, ya sea una carga manométrica, una diferencial de presiones o la velocidad, para que en base a esta información se determine el volumen por unidad de tiempo.

3.1.- MEDICIÓN DE GAS CON PLACA DE ORIFICIO

La medición de volúmenes que se obtiene en función de la caída de presión a través de una placa de orificio, es conocida como medición por presión diferencial.

Esta diferencial es registrada por un elemento secundario de medición (el cual generalmente es un Registrador de Flujo), con el se logra obtener información de las presiones tanto estática como diferencial, las cuales se involucran en ecuaciones empíricas establecidas por los estándares de medición para obtener datos de presión, volumen y gasto. La medición del gas natural a través de placa de orificio, es tratada más a fondo en el capítulo 14 del Manual de Medición A.P.I. ⁽³⁰⁾.

La placa de orificio generalmente está construida de metal, acero al carbón, acero inoxidable o acero monel; en su interior cuenta con una apertura de un tamaño predeterminado y bien definido, realizado bajo cierta tolerancia de exactitud. Esta se instala de tal forma que el orificio de la placa sea concéntrico en el tubo medidor y perpendicular al flujo (observar la figura No. 3.1).

La placa es de un espesor determinado y se diseña para resistir diversas condiciones de presión y temperatura, pudiéndose obtener una relación entre el diámetro del orificio y diámetro interior del medidor (relación β), que sirve para caracterizar y seleccionar la placa de orificio más adecuada según las condiciones de operación y de acuerdo a las recomendaciones del A.G.A. y los estándares de medición internacionales, A.P.I.

Por construcción y diseño, la placa de orificio concéntrico deberá contener un biselado en la parte corriente abajo con un ángulo aproximado de 45° (véase la figura No. 3.2). Existen otros tipos de placas de orificio, como las que tienen entrada cónica, orificio excéntrico, segmental, etc, los cuales no han sido adoptados debido a que no son de uso común en la medición del gas natural.

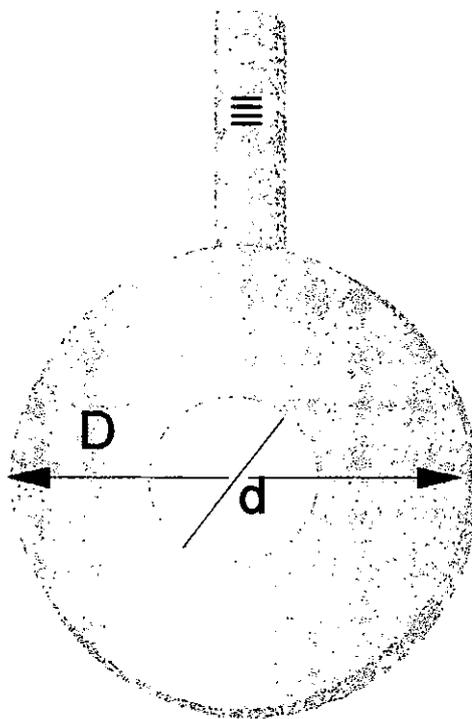


Figura No.- 3.1

PLACA CON ORIFICIO CONCÉNTRICO

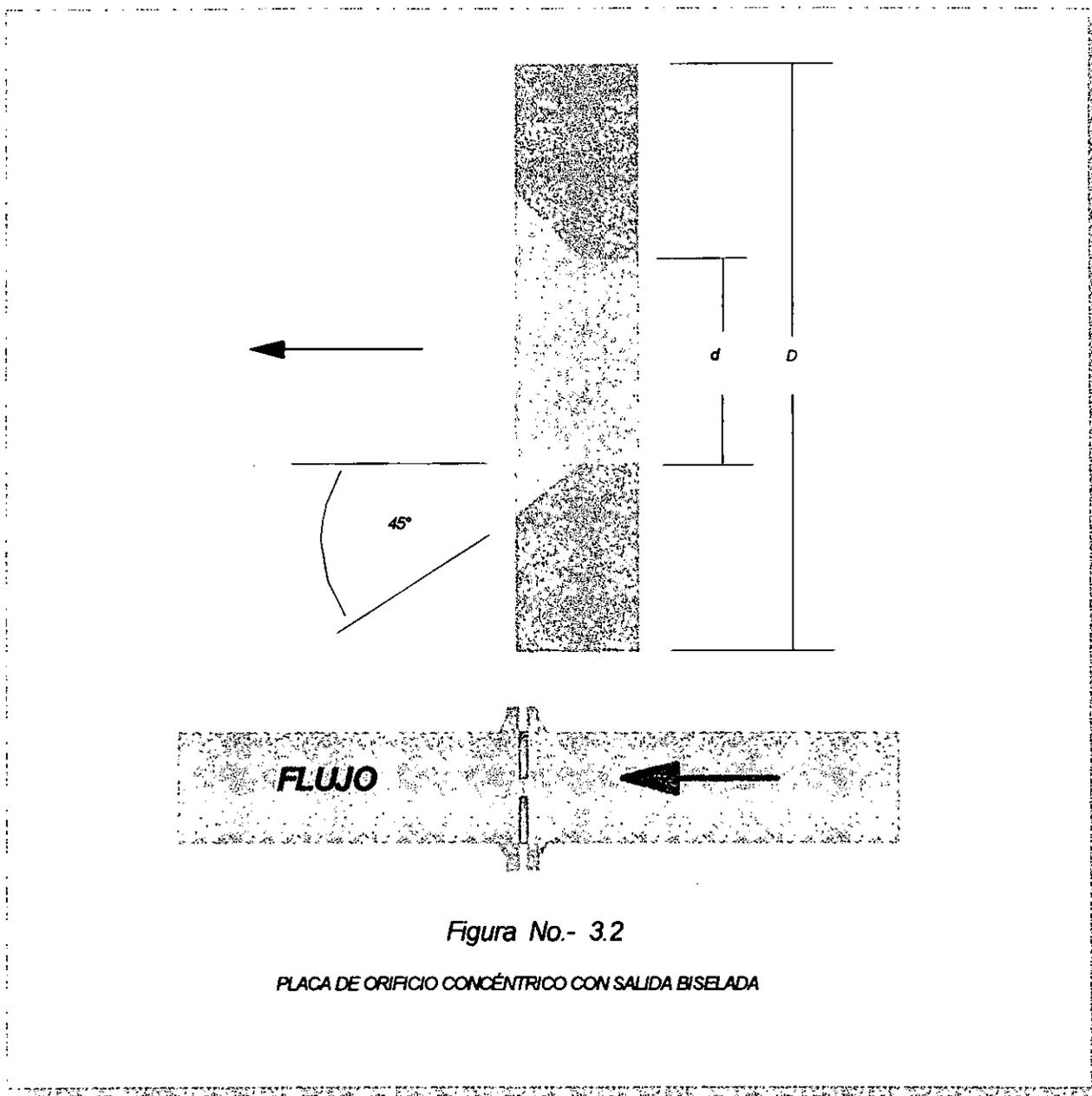


Figura No.- 3.2

PLACA DE ORIFICIO CONCÉNTRICO CON SALIDA BISELADA

3.1.1.- TOMAS DE PRESIÓN

La magnitud de la medición por presión diferencial es afectada por la localización de las tomas de presión, por lo que se recomienda tener especial cuidado al considerar los puntos para obtener la información necesaria de presión corriente arriba y corriente abajo. A continuación se mencionan algunas características de los tipos de tomas de presión más utilizados y comunes en la medición.

TOMAS EN LA CARA DE LA PLACA

Este tipo de tomas de presión también es conocido como Tomas de Presión en Bridas. Se localizan a una pulgada de las caras de la placa en ambos lados y por lo general son las más empleadas principalmente en tuberías de pequeños diámetros (2" y 3" pgs. de diámetro).

TOMAS EN TUBERÍA

En estas tomas, los sensores de presión se localizan a una distancia de 2.5 veces el diámetro interior de la tubería corriente arriba, y a 8 veces el diámetro en la parte corriente abajo.

TOMAS DEL TIPO DE VENA CONTRACTA

La localización de este punto puede variar con respecto a la relación beta, por lo que generalmente se utiliza en sistemas donde se manejan gastos constantes, es muy común en instalaciones donde no se requieren frecuentes cambios de la placa de orificio.

La localización del punto de toma de presión se tendrá a una distancia que dependerá del tamaño de orificio, ya que es seleccionado en gran medida por el gasto que se pretenda manejar. Con este tipo de tomas se logra una buena exactitud, obteniéndose valores de presión diferencial significativos.

Debido a que la localización de la vena contracta es función de la relación entre los diámetros (orificio y tubería), cuando se realice un cambio en el diámetro del orificio de la placa, es necesario recalcular esta relación; esto con la finalidad de reubicar la nueva toma en vena contracta.

3.1.2.- INSTALACIÓN DEL MEDIDOR

La instalación del medidor de placa de orificio se efectúa sobre la línea de flujo y puede ser en forma permanente o temporal, cuidando siempre que la colocación de éste se lleve a cabo de tal manera que la placa forme un ángulo de 90° con respecto al eje del tubo medidor.

Existen dispositivos especialmente diseñados para realizar la instalación de placas de orificio sobre líneas de corriente (denominados "FITTING"), estos son empleados en sistemas donde es necesario variar continuamente los diámetros del orificio de la placa sin tener que suspender el flujo, e incluso, en condiciones de alta presión de operación, ya que cuentan en su interior con una cámara especial de cierre hermético. La apertura, cierre y colocación de placa en su interior se realiza accionando mecánicamente un sistema de elevadores por medio de engranes.

La exactitud en la medición dependerá en parte de la forma en que llegan los fluidos al medidor, es decir, como se desarrollan los perfiles de flujo corriente arriba. Las mejores condiciones se lograrán cuando se obtenga flujo en régimen turbulento pero sin efectos de remolino, por lo cual es importante determinar la distancia mínima de sección recta necesaria para evitar estos problemas corriente arriba de la placa. En muchas ocasiones es necesario disponer de dispositivos encausadores de flujo, los cuales son instalados en el interior del tubo medidor, cumpliendo siempre con las especificaciones recomendadas en los procesos de medición.

Algunos de los tipos de instalaciones más comunes según estudios realizados y que se han tomado como estándares, se pueden observar en las recomendaciones propuestas por A.G.A. en su reporte No. 3. Estas permiten determinar las distancias máximas y mínimas requeridas para efectuar la correcta instalación del medidor después de cualquier accesorio, ramificación, ensanchamiento, codo, reducción u otro tipo de conexión en la tubería, teniendo como parámetro de referencia las diferentes relaciones entre diámetros del orificio y tubo medidor, conocida como relación beta.

3.1.3.- FORMULA GENERAL PARA EL CALCULO DEL GASTO

La ecuación general para efectuar el cálculo del gasto de gas en un medidor con placa de orificio, se derivada de la ecuación de energía, aplicada a dos puntos en una corriente de flujo (el primer punto representa la parte corriente arriba en la placa de orificio y el segundo la parte de estrangulamiento).

La ecuación fundamental de la hidrodinámica es la correspondiente al teorema de Bernoulli, la cual es empleada en la deducción de la fórmula general de cálculo; ésta relaciona a la presión, velocidad, área de flujo y altura entre dos puntos situados a lo largo de una línea de corriente.

Para el cálculo de los volúmenes de gas natural, se recomienda la siguiente ecuación (No.- 3.1).

$$Q_H = C' \sqrt{h w P f}$$

En donde: Q_H = Es el Gasto volumétrico a condiciones base [pie³ / hr.].

C' = Constante de flujo del orificio.

$h w$ = Presión diferencial registrada en el medidor [pulgadas de agua].

$P f$ = Presión estática absoluta del flujo [lb / pg² abs.].

La presión diferencial " $h w$ ", como ya se mencionó, es provocada por la placa de orificio (corriente abajo, en la restricción al flujo), y se obtiene de la gráfica del Registrador de Flujo en la denominada lectura diferencial. La presión estática " $P f$ " es la presión de flujo o presión de entrega del gas, la cual se obtiene a partir de la lectura estática en la gráfica del Registrador.

El Registrador de Flujo, es el instrumento que reproduce las fluctuaciones de flujo y las registra como lecturas (son obtenidas generalmente en una gráfica de raíz cuadrada). Es importante recordar, que este aparato no proporciona información directa, ya que las fórmulas y procedimiento de cálculo se aplican directamente a las lecturas de la gráfica (tanto diferencial como estática), así como a los método de calibración y rango del aparato registrador.

La constante "C", es denominada constante de flujo del orificio y es igual al producto de los siguientes factores de corrección que intervienen en el cálculo.

$$C' = F_n (F_c + F_{sL}) Y_1 F_{pb} F_{tf} F_{gr} F_{pv} \quad (3.2)$$

Sin duda alguna, el buen empleo de la técnica de medición por medio de placa de orificio, así como la correcta aplicación e interpretación de todos aquellos parámetros y factores de ajuste que intervienen en ella, contribuyen a lograr una correcta medición; pero también es importante, considerar los siguientes factores al momento de realizar la instalación de las placas de orificio, Fitting y paquetes de medición, ya que son causa de un mal procedimiento en la medición de gas natural.

- 1.- *Estimación incorrecta del diámetro de orificio.*
- 2.- *Deformación de la placa, si está cóncava o convexa.*
- 3.- *Excentricidad del orificio con respecto a la tubería.*
- 4.- *Excesiva rugosidad en el interior de la tubería.*
- 5.- *Espesor y forma de la placa en el borde del orificio (deberá de ser biselado).*
- 6.- *Acumulación de líquidos e impurezas en el fondo, corriente arriba del tubo medidor.*
- 7.- *Calibración deficiente del aparato Registrador de Flujo.*
- 8.- *Presencia de líquidos en la corriente.*
- 9.- *Presencia de hidratos en el medidor.*
- 10.- *Existencia de fugas a través de la placa de orificio.*
- 11.- *Incorrecto movimiento de la carta del Registrador de Flujo.*
- 12.- *Mala interpretación de la información.*
- 13.- *Manejo de fluidos en más de una fase.*

Cabe señalar que también es importante tomar en cuenta las características y propiedades físicas de los fluidos que se estén midiendo, así como seguir las recomendaciones generales de la A.G.A. y A.P.I., para lograr una correcta medición.

3.2.- CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO

Los diferentes dispositivos empleados como medidores de flujo poseen las siguientes características:

EXACTITUD

Es la característica que presenta un medidor para reproducir información dentro de un rango de error y tolerancia, es un indicativo de la confiabilidad del medidor para cuantificar el gasto. Representa una medida en la desviación del gasto medido con respecto al real y se define como.

$$\text{Exactitud} = \frac{\text{Abs. [Gasto real - Gasto medido]}}{\text{Gasto real}} \times 100 \% \quad (3.3)$$

Donde *Abs. (x)*, representa el valor absoluto. La exactitud es reportada de dos formas, como un porcentaje respecto a una escala total, o como porcentaje respecto a una lectura. El porcentaje de exactitud respecto a una lectura resulta mejor (para fines de evaluación del medidor), ya que el error que se obtiene en un proceso de medición generalmente es proporcional a la magnitud del gasto.

RANGEABILIDAD

Es conocida como la relación entre el máximo gasto y el mínimo gasto de flujo, para ciertas especificaciones de exactitud, a través de la cual una precisión es mantenida.

$$\text{Rangeabilidad} = \frac{\text{Máximo gasto que se puede medir}}{\text{Mínimo gasto que se puede medir}} \quad (3.4)$$

REPETIBILIDAD

Es la característica de un medidor para reproducir lecturas de medición iguales en condiciones de flujo idénticas durante un determinado período de tiempo. Esto es evaluado como la máxima diferencia entre las lecturas de medición y se expresa como un porcentaje dentro de una escala total; este concepto no es sinónimo de exactitud, es decir, podría existir una muy buena repetibilidad pero una mala exactitud; un proceso de medición será excelente cuando se obtenga una buena exactitud acompañada de una buena repetibilidad.

LINEALIDAD

Representa una desviación en las condiciones de operación respecto a las curvas de calibración de un medidor. Las líneas de calibración deberán de ser tomadas en cuenta, ya que son los puntos de referencia que proporciona el fabricante acerca del comportamiento y las condiciones de operación del medidor para lograr una buena exactitud. Estas especificaciones pueden ser sobre los rangos de flujo, condiciones ambientales y operativas, instalación, fluidos, etc.

Capítulo No.- IV EFECTOS QUE CAUSA LA PRESENCIA DE LIQUIDOS EN LA MEDICION DE GAS NATURAL A TRAVES DE PLACA DE ORIFICIO

4.1.- ORIGEN DEL PROBLEMA

En la mayoría de las ocasiones, la exactitud que se alcanza en un proceso de medición se puede lograr cuando éste se realiza para fluidos que se encuentran fluyendo en una sola fase, medidos con uno o varios aparatos diferentes operando en condiciones propicias.

En la práctica, cuando se trata de gas natural muchas veces es difícil lograr que se conserve en una sola fase a las condiciones del medidor, debido a que pequeños cambios en sus condiciones de operación (temperatura y presión), originan una condensación de gas y formación de agua libre.

Uno de los métodos más simple y empleado para medir volúmenes de gas natural, es el que se realiza por medio de placas de orificio. Esta forma de medir resulta muy sencilla en el manejo del gas en una sola fase, sin embargo, se aprecia grandes errores en la medición cuando este método se aplica a dos o más fases fluyendo en una misma corriente. Generalmente, la presencia de más de una fase es ignorada o desconocida, debido a que normalmente no se cuenta con la información suficiente para cuantificar los gastos de cada una de las fases.

Bajo condiciones cambiantes de operación, el gas natural normalmente no presenta la homogeneidad deseada; debido a esto, se tiene que recurrir a modificar sus líneas de flujo e instalar estaciones de recolección de líquidos, trampas, calentadores y equipo de separación multifásica.

Existen otros factores que provocan errores en la medición de gas natural con placas de orificio tal como la rugosidad interna de la tubería, el biselado en el orificio de la placa (a la salida de la corriente, si lo tiene o no y de que forma es), la presencia de pequeñas cantidades de líquido, el pandeo de la placa, suciedad en el fluido, mala posición de la placa en la instalación, etc. De estos factores, la presencia de líquido es uno de los problemas que más afectan en la medición de gas.

4.2.- ESTUDIOS PREVIOS

El problema de la medición de gas húmedo ha sido estudiado por investigadores y compañías, analizando el efecto que causa en la medición con placa de orificio la presencia de la fase líquida, así como estableciendo correlaciones para predecir y compensar el posible error. Los resultados logrados en muchos de estos trabajos, son empleados en la actualidad como un método de corrección y compensación a los volúmenes medidos.

Muchos de los trabajos desarrollados para la medición de gas natural con pequeñas presencias de líquidos (gas húmedo), se realizaron a principios de los años 60's, teniendo como sus principales expositores a J. W. Murdock⁽²⁷⁾, R. A. Schuster⁽²⁴⁾, J. R. Wright⁽²⁵⁾, A. G. Nangea⁽²⁾, y D. Chisholm⁽²⁸⁾, entre otros.

En los últimos años, debido al incremento en el precio del gas natural, así como de la importancia que representa su comercialización, ha provocado que se sigan realizando trabajos para lograr una mejor medición de calidad, como se puede apreciar en el interés mostrado por compañías como la Chevron Co. y Shell Co. Muchas de las correlaciones desarrolladas fueron presentadas después de una serie de trabajos con equipo, instalaciones y modelos físicos de campo.

Los estudios realizados estuvieron encaminados a observar la desviación en la medición y comparar las dimensiones del error, logrando obtener resultados de las múltiples pruebas por el hecho de tener que considerar al gas húmedo como si se tratase de un gas seco.

Por ello, este trabajo se realizó variando las condiciones de operación en una corriente de gas seco, a la cual se le inyectó en un punto previamente determinado un volumen controlado de líquidos con la finalidad de cambiar sus características físicas (convirtiéndolo en un gas húmedo). De esta forma, se realizó la medición sobre el mismo ducto en dos puntos diferentes, la primera medición se efectuó antes del inyector y la segunda después del inyector, logrando obtener valores comparativos para apreciar la desviación en la medición entre un gas seco y un gas húmedo.

Los resultados de este estudio permitieron encontrar formas de ajuste y correlaciones para la correcta medición de gas a diferentes condiciones de presión (empleando paquetería común, como es EXEL), relaciones líquido-gas, volúmenes de líquido inyectado, etc.

El comportamiento de la compresibilidad del fluido en tuberías es bien entendido, así que las caídas de presión por fricción para fluidos en una sola fase, pueden ser por lo tanto determinadas.

Los trabajos desarrollados por los diferentes investigadores se llevaron a cabo en ductos transparentes, donde se podían apreciar los efectos que causa sobre la medición de gas la presencia de líquidos, observando los siguientes fenómenos.

- 1.- Una reducción en el área disponible al flujo de la fase gaseosa, ya que en el interior de la tubería se presenta acumulación de líquidos (en el fondo).*
- 2.- Una considerable pérdida de energía debido a la rugosidad interna, provocada por la superficie de contacto (ya que la presencia de líquido forma ondas).*
- 3.- Una considerable pérdida de energía de la fase gaseosa, por el transporte de líquido a lo largo de la tubería, ya que se ha comprobado que la velocidad del gas es mayor cuando fluye en una sola fase.*
- 4.- En los procesos para la medición de gas natural húmedo se deberá de tener cuidado de no modificar bruscamente sus condiciones de operación (presión y temperatura), debido a que la variación de estos parámetros provoca alteraciones en su comportamiento, así como en sus propiedades físicas.*

Por ejemplo, durante ciertas temporadas del año (como el invierno), los hidrocarburos más pesados de gas natural se depositan en el fondo de las tuberías, formando pequeñas cantidades de líquidos los cuales son transportados por la corriente; sin embargo, esto no es novedad, ya que muchas veces es apreciable la cantidad de líquido encontrada en estaciones de separación y recolección.

Esencialmente todos los gases presentan una condensación de los hidrocarburos mas pesados, conociéndose este fenómeno como condensación retrograda. Los cambios en las condiciones de operación (principalmente de temperatura y presión), son los factores que dan origen y gobiernan la formación de la fase líquida dentro de una corriente netamente gaseosa.

Una de las conclusiones más importantes obtenidas por los investigadores, de los trabajos realizados en instalaciones de campo fue la siguiente:

"La formación de líquidos, depende en ocasiones del medio donde se localiza el sistema de tuberías. En los cruces de ríos, pantanos y lagunas, se pudo apreciar que en épocas de invierno se alcanza una condensación hasta del 50 % de la corriente de gas, por lo que el volumen de líquidos origina una reducción considerable en el área expuesta al flujo y por consiguiente, una reducción considerable en la capacidad de transporte, así como un incremento en la presión de bombeo".

Uno de los trabajos iniciadores sobre el estudio de la medición de gas húmedo, se efectuó a fines de la década de los años 50's., por D. Katz ⁽¹⁾, quien determinó el efecto causado por la presencia de líquidos en la medición de volúmenes de gas natural. Katz, realizó pruebas en corrientes fluyendo en dos fases (gas y condensados), sobre medidores de 4" de diám., colocados en posiciones horizontal y vertical a una presión promedio de 1400 lb/pg². Su estudio consistió en hacer pasar una mezcla homogénea a través del medidor de orificio, realizando posteriormente la separación y medición de cada una de las fases presentes. Los resultados recabados por el medidor horizontal, permitieron obtener factores de corrección para una corriente de gas húmedo en función de los volúmenes recuperados de líquido y gas. La figura No. 4.1, presenta la forma en que se puede realizar la corrección por presencia de líquidos, para determinar el gasto real de gas a partir del calculado del un gasto de gas húmedo con un medidor de presión diferencial.

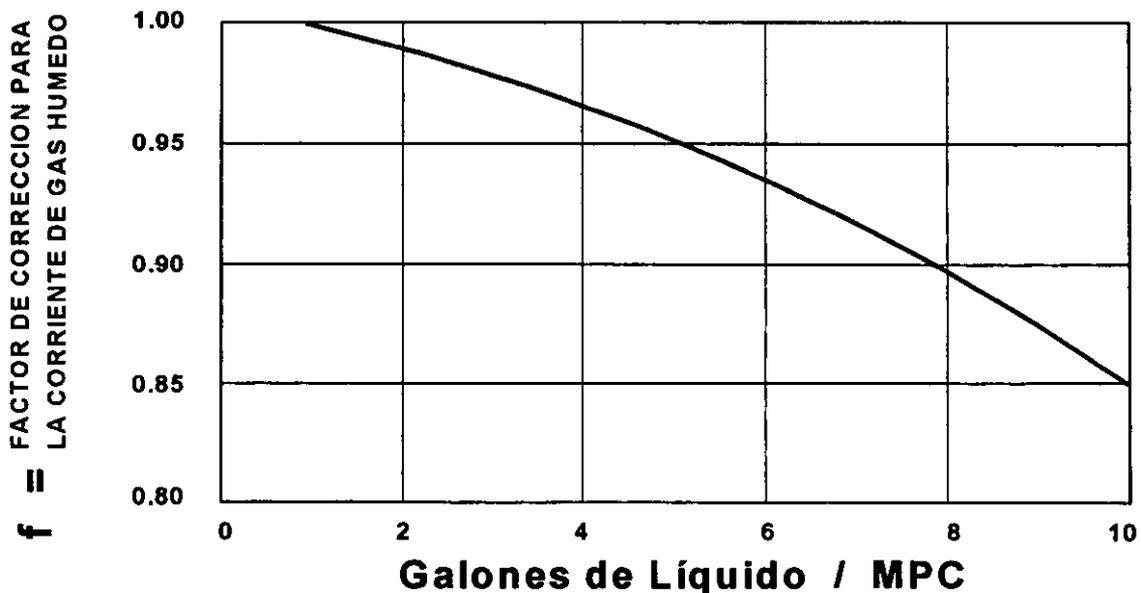


Figura No.- 4.1
Corrección por presencia de líquidos, Katz (1).

R. A. Schuster⁽²⁴⁾, fue uno de los primeros investigadores que estudiaron el fenómeno que causa la presencia de líquidos en la medición de gas a través de medidores por presión diferencial. Él encontró, que siempre se presenta un incremento en la lectura diferencial al cruzar la corriente húmeda el orificio de la placa, además, pudo apreciar diferencias poco significativas entre los efectos causados por los condensados de gas y por agua.

Este autor propuso una expresión (4.1), obtenida de una serie de pruebas, en las cuales se trabajó a una presión promedio de 62 bars. y con volúmenes de líquido del orden de 0 a 450 m³ por cada 10⁶ m³ de gas, observando un incremento en la lectura diferencial del orden de un 0.03 % por cada metro cúbico de líquido.

J. W. Murdock⁽²⁷⁾, en 1962, empleo un modelo de flujo en el que el líquido y el gas eran separados después de haber pasado por el orificio. Su correlación propuesta fue el resultado del análisis de datos experimentales sobre flujos en corrientes con agua a una presión de 40 bars. Sus conclusiones se presentan en la figura No. 4.2 (para ciertas relaciones líquido-gas), confirmando con esto lo encontrado por Schuster, aunque la inclinación de la línea recta resulta diferente.

$$Q_G = \frac{Q_{TP}}{1 + 1.26 \left[\frac{(1-x)}{x} \right] \left[\frac{C_G E_G}{C_L} \right] \left[\sqrt{\frac{\rho_G}{\rho_L}} \right]} \quad (4.1)$$

En forma similar, **B. J. Chisholm**⁽²⁸⁾, propuso una expresión para calcular el gasto, en ella se cubre un amplio rango en las condiciones de operación.

$$Q_G = \frac{Q_{TP}}{\sqrt{1 + \left(\frac{k}{y} \right) + \left(\frac{1}{y^2} \right)}} \quad (4.2)$$

$$\text{De donde: } y = \left[\frac{x}{(1-x)} \right] (\rho_L / \rho_G)^{1/2} \quad (4.3)$$

$$k = (\rho_L / \rho_G)^{1/4} + (\rho_L / \rho_G)^{1/2} \quad (4.4)$$

x = Calidad de la corriente (%).

Los resultados obtenidos con las expresiones de Murdock y Chisholm, se presentan en la Figura No. 4.3, para un gas húmedo fluyendo a condiciones de presión de 100 bars.

Aunque las expresiones son diferentes, la información obtenida fue similar; sin embargo, los datos base experimentales fueron determinados a las condiciones de operación mencionadas, por lo que los resultados se extrapolaron a partir de la medición original.

Para comparar el fenómeno observado, se efectuaron una serie de pruebas con gas húmedo a las mismas condiciones de operación, con otro tipo de medidores, como Vortex, Ultrasónico y Turbina.

Con el medidor Vortex, se observó que los resultados sí eran afectados por la presencia de líquido y dependían sobre todo del gasto de gas, notando que a bajas relaciones líquido-gas, los efectos no eran representativos.

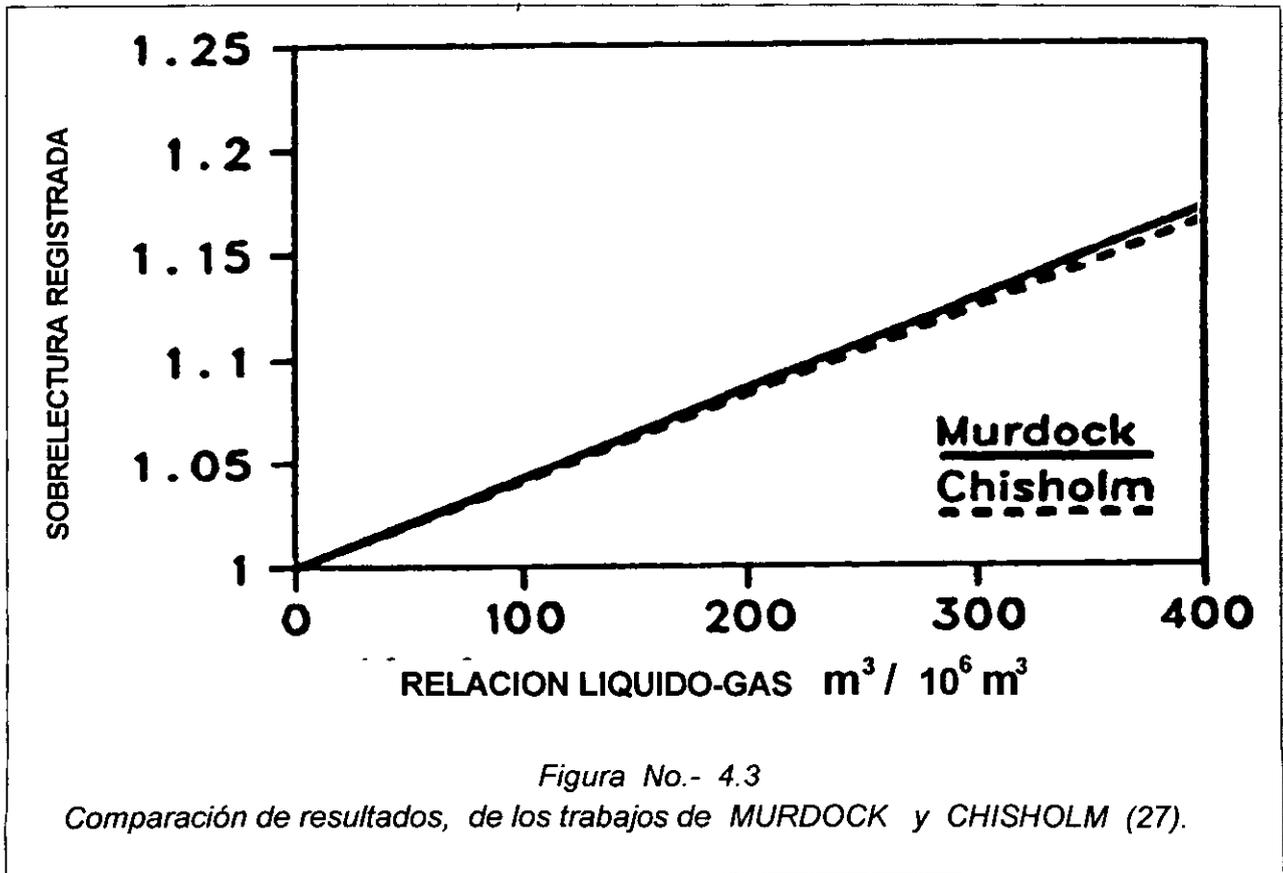
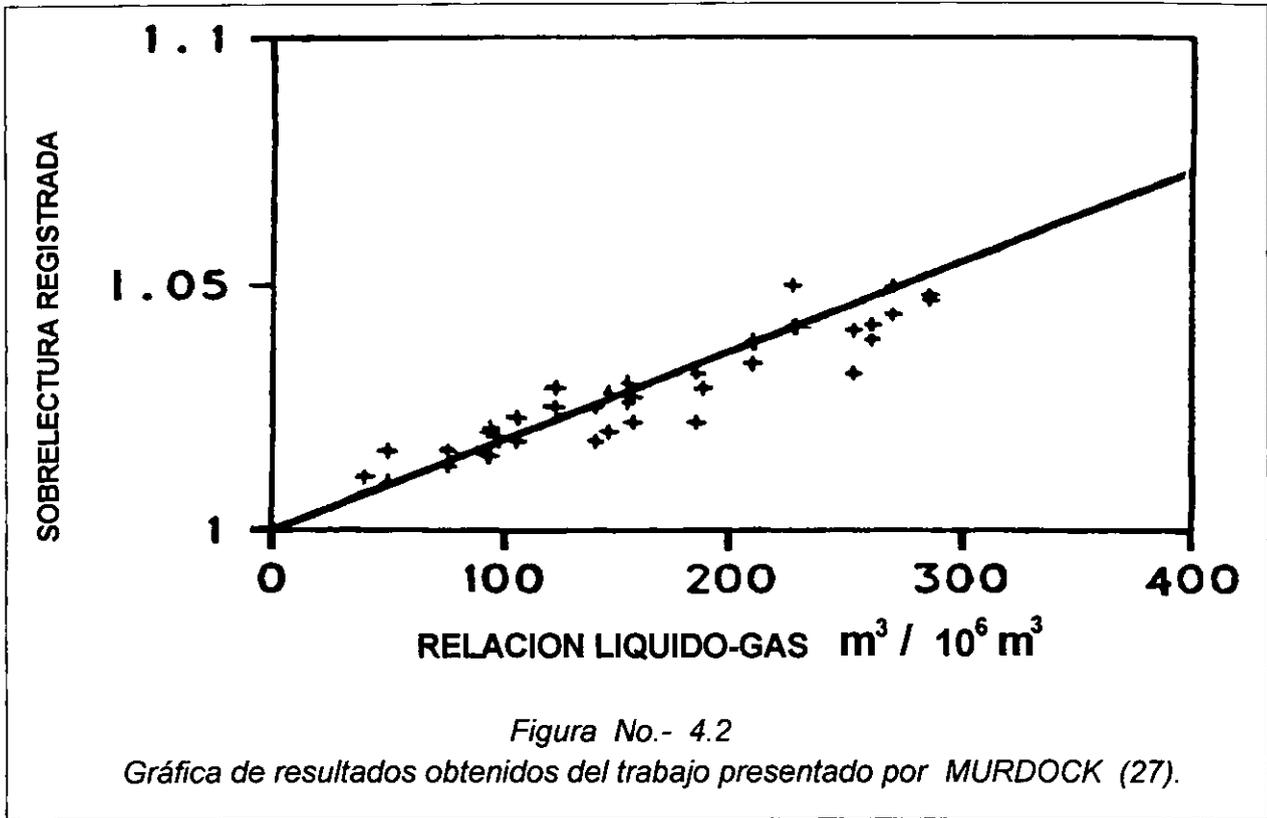
La presencia de líquidos tiende a incrementar la presión diferencial, lo que se manifiesta en un incremento de la lectura proporcionada por el registrador (esto se puede apreciar claramente en las figuras que se presentan a continuación, así como en las gráficas obtenidas de este trabajo; capítulo No.- 6). Para el caso de los medidores tipo Vortex, se observó también un incremento de igual forma en la lectura, el cual depende del contenido de líquido en la corriente y de la velocidad de desplazamiento.

Otra expresión simple, y similar a la anterior fue propuesta por L. Mattar⁽⁸⁾, de la siguiente manera:

$$Q_g = Q_{TP} / [1 + b (p_L / p_g)] \quad (4.5)$$

Asumiendo que la constante b fue determinada experimentalmente para cada condición de presión, así como de operación y composición de las fases líquida y gaseosa.

Esta expresión fue empleada por otros autores que estudiaron el mismo fenómeno y encontraron resultados muy similares.



Por lo general, el colgamiento de líquidos causa una reducción en el área de una sección transversal disponible al flujo de gas, es común observar y encontrar que en tuberías se presentan obstrucciones parciales y casi totales por acumulación. En la práctica, el desplazamiento entre cada una de las fases, conduce a las siguientes conclusiones.

El líquido viaja más lento que el gas y reduce enormemente el área disponible al flujo de gas, por lo que, la velocidad del gas se incrementa por un factor que es función de la magnitud de la relación existente de entre el líquido y gas.

De los trabajos presentados por estos autores se pudo concluir que la presencia de líquidos incrementa la lectura diferencial, y por lo tanto, un gasto de gas aparentemente. El incremento depende de la forma como se desplazan las fases en la corriente, la cual es el resultado del colgamiento de líquidos en la tubería, también depende de la geometría de las instalaciones y propiedades de cada una de las fases presentes.

El efecto originado por la presencia de líquido en medidores Venturi, resultó parecido al obtenido de un medidor con placa de orificio. Aunque las expresiones son diferentes se lograron resultados similares en función de los rangos y de las relaciones líquido-gas (las cuales se encontraban dentro de un rango de 0 a $400 \text{ m}^3 / 10^6 \text{ m}^3$). Durante los cálculos se consideró a la densidad del gas como si fuese seco y los gastos fueron corregidos empleando las ecuaciones de Murdock y Chisholm. Usando cualquiera de estas dos expresiones y siguiendo el método de trabajo, se predijo que el efecto causado en corrientes de gas fluyendo a una presión entre 80 - 100 bars. resulta en un error del orden de $\pm 1 \%$ cuando existe una relación de 100 m^3 de líquido por cada 10^6 m^3 de gas.

Otro trabajo orientado a la medición correcta de un gas húmedo con resultados semejantes, fue presentado por N. Nederveen ⁽¹²⁾, quien experimentó con medidores tipo Venturi, a presiones de operación que oscilaban del orden de 80 a 100 bars. y relaciones líquido-gas de 200 m^3 a 10^6 m^3 .

De igual forma, A. G. Nangea y colaboradores ⁽²⁾ estudiaron los diferentes patrones de flujo y su comportamiento en un sistema aire-agua, operando dentro de un rango de presiones de 0 a 15 lb/pg² y a temperatura ambiente, empleando para ello medidores en posiciones horizontal y vertical (con placas de orificio de 1.000 y 0.625 pgs.). Los resultados obtenidos fueron comparados y relacionados con las correlaciones presentadas por Schuster ⁽²⁴⁾ y J. R. Wright ⁽²⁵⁾, en estudios desarrollados en forma similar.

Para efectuar los experimentos con gastos de aire seco y húmedo, Nangea, construyó un modelo físico (ver figura No. 4.4). Los trabajos consistieron en medir con el primer medidor una corriente de aire seco, a la cual, después de ser medida se le inyectaron volúmenes de líquido controlado, para posteriormente medirlo de nuevo con los medidores 2 y 3, colocados en posiciones vertical y horizontal, respectivamente. Asimismo, el error en la medición se calculó de la siguiente manera.

$$E_1 = [(Q_2 - Q_1) / Q_1] \times 100 \% \quad (4.6)$$

$$E_2 = [(Q_3 - Q_1) / Q_1] \times 100 \% \quad (4.7)$$

Los resultados proporcionados por los medidores en posiciones vertical y horizontal, fueron presentados y comparados con los datos obtenidos por Schuster y Wright. La corrección obtenida para el medidor en posición horizontal (observar la Figura No. 4.5), mostró una línea recta con una pendiente de 0.0268 [por ciento de error / (bl / MMPC)]. La curva obtenida por Schuster, cuyo trabajo fue desarrollado para presiones dentro de rango de 600 a 1000 lb/pg², muestra una pendiente de 0.1655 [por ciento de error / (bl / MMPC)]. Mientras que la curva obtenida por Wright, después de haber trabajado a una presión de 19 a 40 lb/pg², presentó una pendiente con error de la magnitud de 0.03 [por ciento de error / (bl / MMPC)].

Se puede apreciar que la curva para la corrección del medidor instalado en posición vertical, mostró una pendiente de 0.034 [por ciento de error / (bl / MMPC)], la cual resultó ser mayor a la obtenida para el medidor en posición horizontal (tal como se puede ver en la Figura No. 4.6). Las conclusiones más importantes de este trabajo fueron las siguientes.

- 1.- El utilizar medidores en posiciones horizontal y vertical para medir corrientes de gas húmedo, representan un gasto mayor respecto al gasto real.
- 2.- El medidor en posición vertical, registró un mayor volumen con respecto al instalado en la posición horizontal, debido a la velocidad de desplazamiento de la fase líquida.
- 3.- Se observó de igual forma que el error registrado en el medidor horizontal, es función de la presión de flujo.

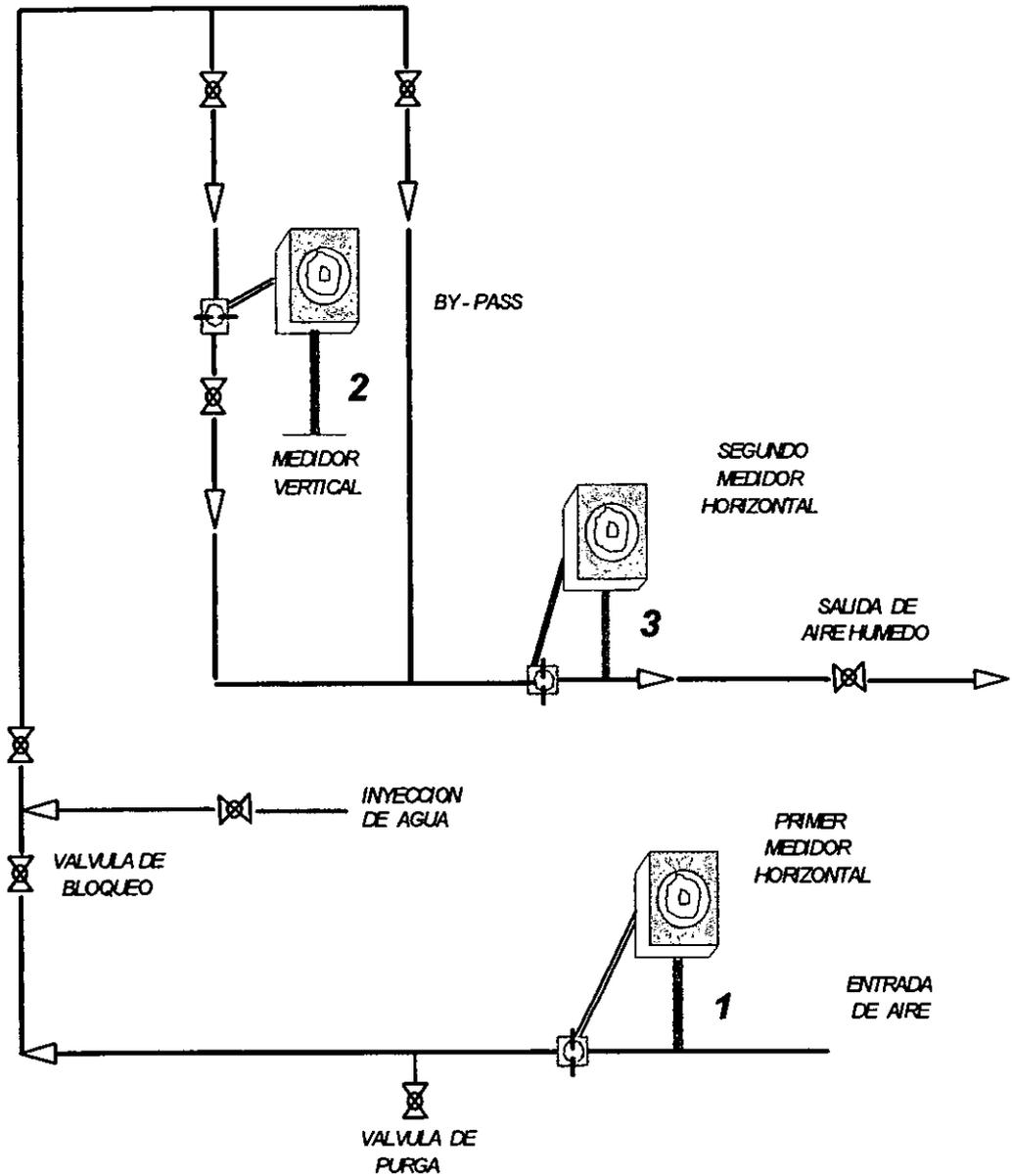


Figura No. 4.4
 Modelo empleado en trabajos realizados por Nangea (2).

PORCENTAJE DE ERROR EN LA MEDICION

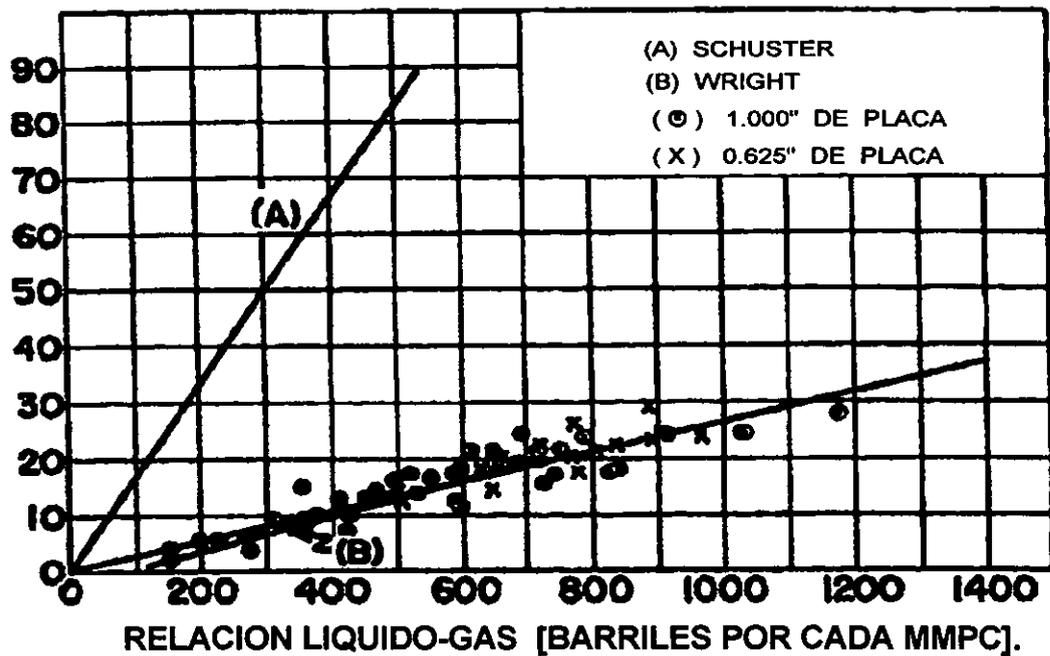


Figura No.- 4.5

Desviación en la medición, registrada por el medidor colocado en posición Horizontal.

PORCENTAJE EN EL ERROR DE MEDICION

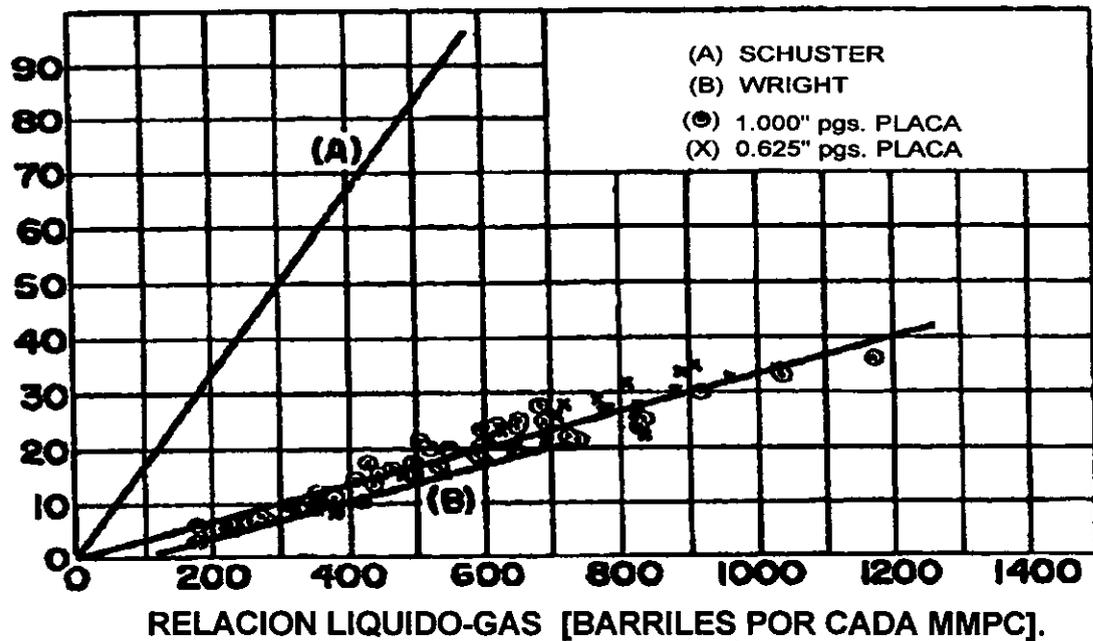


Figura No.- 4.6

Desviación en la medición, registrada por el medidor colocado en posición Vertical.

GASTO VERDADERO EN EL MEDIDOR
(PIE CUBICO / HORA)

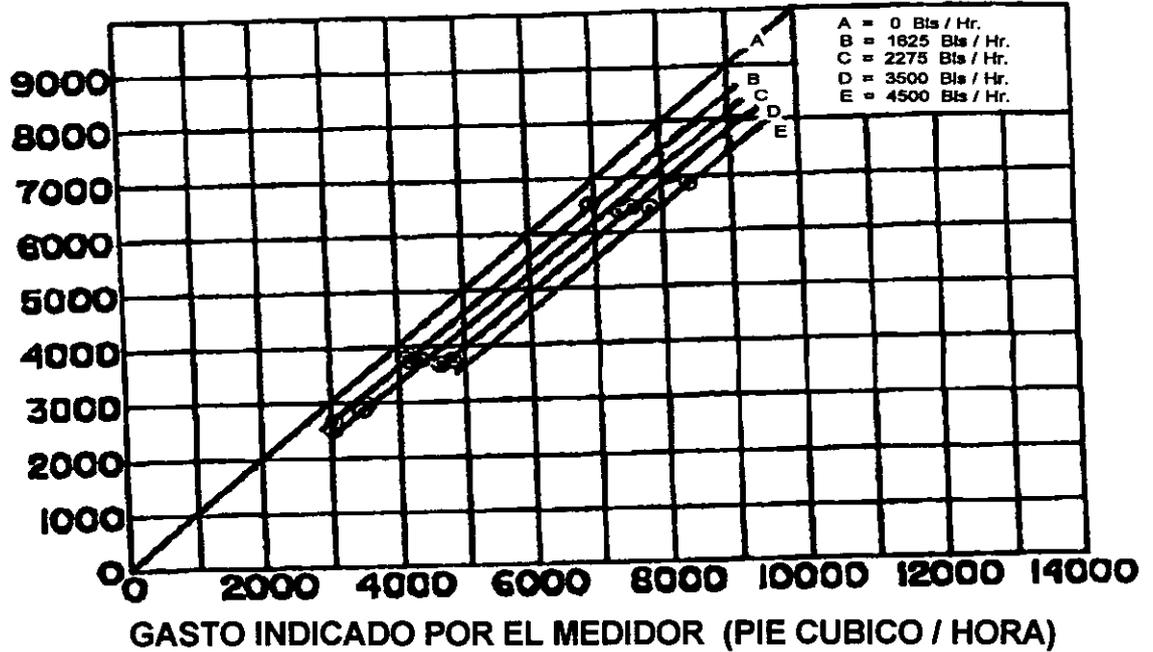


Figura No.- 4.7

Corrección por presencia de líquidos para el medidor colocado en la posición Horizontal

GASTO VERDADERO EN EL MEDIDOR
(PIE CUBICO / HORA)

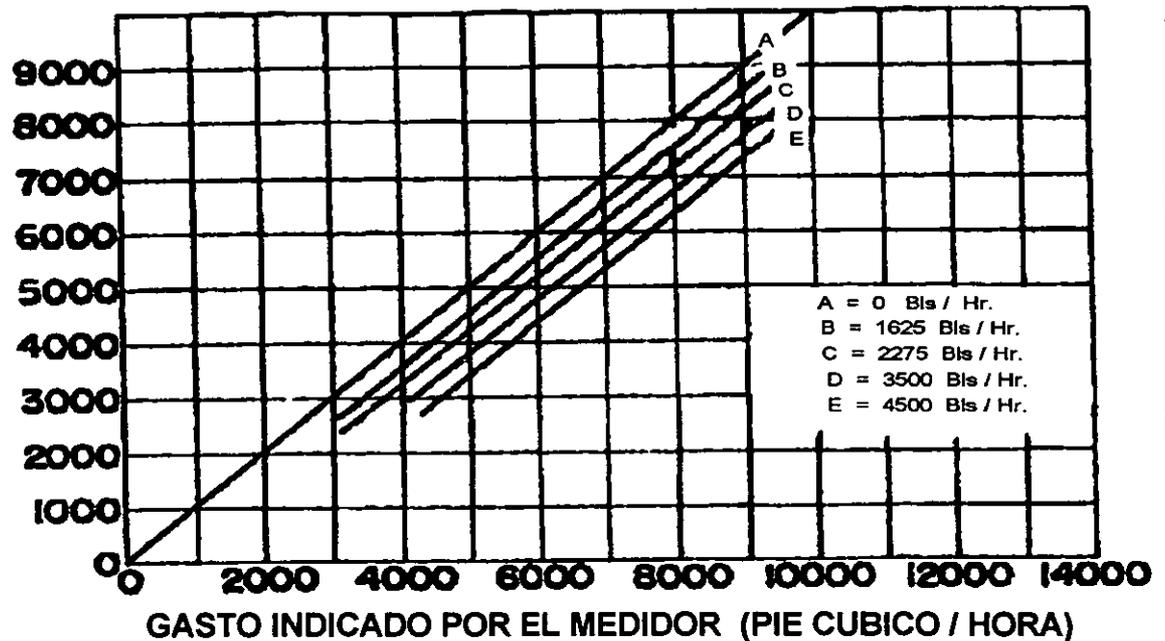


Figura No.- 4.8

Corrección por presencia de líquidos para el medidor colocado en posición Vertical

En la industria petrolera se ha utilizado la medición de gas con placa de orificio en posición vertical para corrientes en dos fases, basado en la hipótesis de que la caída de presión causada por efecto de líquidos a través del orificio no afecte la exactitud en la medición; sin embargo, los resultados obtenidos por estos investigadores contradicen esta hipótesis, observándose un error más severo que el registrado para un medidor horizontal.

La corrección del gasto de gas húmedo cuando se utiliza un medidor con placa de orificio puede efectuarse en función de la cantidad de líquido, como se apreció en las Figuras Nos.- 4.7 y 4.8.

Otros estudios sobre la medición de gas húmedo a través de medidores con placa de orificio, fueron efectuados por E. Wichert ⁽⁶⁾, en 1973, quien desarrolló un método simple para calcular el flujo de gas o el total de vapores de hidrocarburos equivalentes, a partir de mediciones multifásicas realizadas en instalaciones de campo sobre líneas de pozos productores de gas. Para la aplicación de su método de trabajo resulta ser importante conocer los parámetros involucrados en los cálculos de flujo para gas y líquido, así como también las diferentes relaciones gas-aceite y gas-agua.

Es importante recordar que la aportación de pozos que producen gas natural es común que se efectúe simultáneamente acompañada con agua y condensados, cabe hacer mención que a condiciones de alta presión y temperatura en el yacimiento, la mezcla de hidrocarburos existe en fase vapor, al obtenerse producción en la superficie, la variación de los parámetros mencionados forman una mezcla rica en pentanos y fracciones más pesadas. A continuación se describe su trabajo.

El flujo total de hidrocarburos producidos puede ser expresado por la siguiente ecuación.

$$Q_{TWE} = Q_G + Q_{VE} \quad (4.8)$$

Donde:

$$Q_{VE} = Q_G R_{HL} E \quad (4.9)$$

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene la siguiente expresión.

$$Q_{TWE} = Q_G + Q_G R_{HL} E \quad (4.10)$$

Esta ecuación expresa el total de hidrocarburos aportados por un pozo en unidades de pies cúbicos por día a condiciones standard, aún cuando en la superficie se obtenga parte de la producción en fase líquida. El volumen de agua es considerado por separado y reportado en unidades de barriles de agua por día o barriles de agua por cada MMPC a condiciones estándar.

Anteriormente, se mencionaron los resultados obtenidos por Schuster, quien concluyó que la fase líquida causa un incremento en la presión diferencial al cruzar la placa de orificio, lo que se reflejaba en un incremento del gasto de gas; aparentemente no se consideró la diferencia entre líquidos (condensados y agua). Las gráficas de sus resultados, indicaban que el incremento aparente del gasto de gas es lineal y proporcional a la cantidad de líquido presente. Esta proporcionalidad es presentada en la figura No. 4.9 y puede ser expresada matemáticamente así.

$$[(Q_{MP} - Q_G) / Q_G] \propto R_{TL} \quad (4.11)$$

Q_{MP} .- Es el gasto de gas aparente calculado a partir de las lecturas del medidor de orificio, como si lo que fluyera fuese sólo gas y usando sus propiedades físicas. Esta gráfica se presenta como una línea recta, la cual puede representarse mediante la siguiente ecuación.

$$[Q_{MP} / Q_G] = R_{TL} S + 1 \quad (4.12)$$

S .- Es la pendiente de la recta [MMPC std. / Bls] y 1 es la intersección a la ordenada de la gráfica (véase la figura a continuación).

Multiplicando la ecuación anterior (4.12), por Q_G , queda de la siguiente forma.

$$Q_{MP} = Q_G R_{TL} S + Q_G \quad (4.13)$$

Schuster, sugirió que la pendiente de la línea (S), fuese dependiente de la presión. Ésta también, fue una conclusión de Nangea⁽²⁾, quien confirmó lo encontrado por Schuster a bajas presiones.

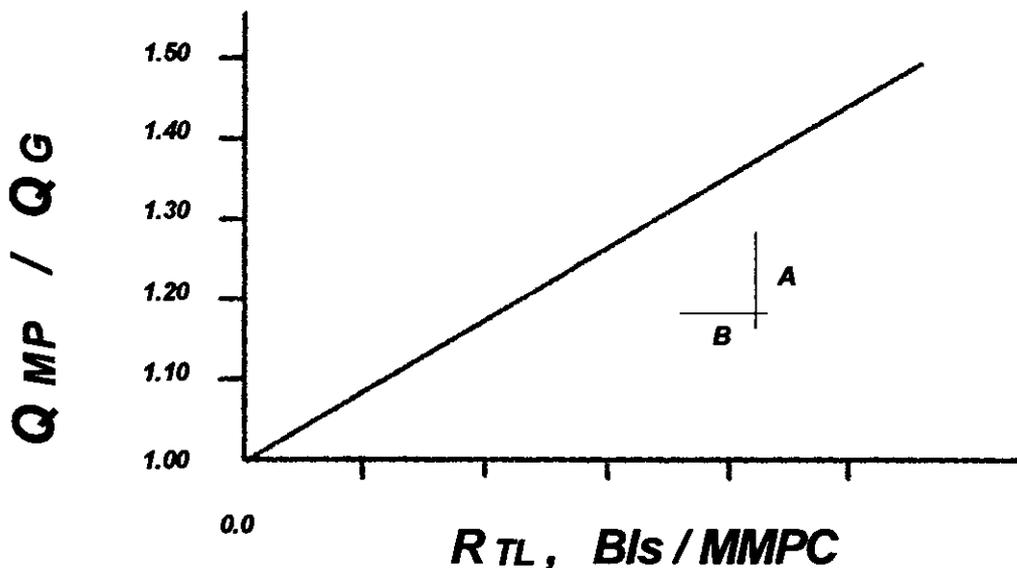


Figura No. 4.7

Relación lineal entre Q_{MP} / Q_G y R_{TL} , el factor de la pendiente es $S = A/B$

Murdock, aprovecho estas consideraciones para estudiar la determinación del volumen de una corriente que se encuentra fluyendo en dos fases, a partir del conocimiento de las lecturas diferencial y estática obtenidas del Registrador de Flujo.

Dividiendo ahora la ecuación No. 4.10, entre la ecuación 4.13, y multiplicando por Q_{MP} se obtiene.

$$Q_{TWE} = Q_{MP} [(1 + R_{HL} E) / (1 + R_{TL} S)] \quad (4.14)$$

Esta ecuación permite obtener el gasto total de hidrocarburos, en MMPCD a condiciones estándar, a partir de las lecturas obtenidas de un medidor que maneja flujo multifásico.

QMP.- Es el gasto de gas aparente, calculado con el procedimiento normal para medidores de orificio, usando las propiedades del gas y datos del medidor con presencia de líquidos. Este valor es modificado por las relaciones líquido-gas, después de ser obtenidos en forma independiente mediante un proceso de separación y medición de cada una de las fases presentes.

R_{TL} es la suma de **R_{HL}** y **R_w** (son definidas como las relaciones condensados-gas y agua-gas, respectivamente), en unidades de [Bls. / MMPC]. El valor de **E** se obtiene de un análisis de los hidrocarburos líquidos presentes en la corriente de gas a condiciones del medidor de orificio, así como de presión y temperatura.

Schuster y **Nangea**, indicaron que **S** variaba con la presión; éstos sugirieron que ésta dependiera de la relación volumétrica entre el líquido y gas, para una corriente a condiciones de operación del medidor, presión y temperatura. Estos factores, así como el de compresibilidad, son parámetros importantes en la determinación de las dimensiones de un yacimiento, así como de su ritmo de explotación. Todos estos factores están incluidos en la siguiente ecuación de estado, donde se obtiene la densidad molar de un gas [moles / pie³].

$$\rho = P / (Z R T) \quad (4.15)$$

Considerando esto, es lógica la relación existente entre **S** y **ρ**. Lo anterior, sugiere la dependencia de **S** en función de **P**. Sin embargo, estudios realizados en campo por la compañía **PETROFINA Co.**, en condiciones de presión que variaron de 1200 a 1400 lb/pg², mostraron el comportamiento de este factor (densidad molar); pero no pudieron determinarlo para condiciones de baja presión. Más tarde, **Schuster** y **Nangea**, publicaron información recopilada en estudios a baja presión. **Reed** y **Alexander**, hicieron extensivos estos estudios; consecuentemente, fueron involucrados en la siguiente ecuación.

$$S = 0.0024 (\rho)^{0.23} \quad (4.16)$$

Los datos obtenidos, fueron el producto de pruebas realizadas en campo sobre una corriente de flujo medida simultáneamente; después, ésta sufrió un proceso de separación y medición, hasta conocer independientemente cada una de las fases presentes.

Recientemente, *L. J. Kolada* ⁽⁶⁾, derivó una ecuación tomando como punto de partida los trabajos propuestos por *Murdock*, simplifica en ella el cálculo y encuentra un error del orden del 0.3 %, empleando su método. De acuerdo a lo anterior, su expresión queda de la manera siguiente.

$$S = 0.00395 G_1 (\rho / G GL)^{1/2} \quad (4.17)$$

Otros estudios, como el realizado por *K. C. Hong* ⁽⁷⁾, consistieron en demostrar la variación que puede existir en el cálculo del gasto de gas a partir de la relación gas-líquido; en una corriente cuando se presentan diferentes condiciones de operación, como lo es, la velocidad del gas, presión y temperatura de operación, así como la viscosidad del líquido en la corriente.

En general, el principio de todas las correlaciones presentadas en la literatura está basada en la ecuación fundamental para medir fluidos en una sola fase, con medidores de orificio; la cual se puede escribir en forma general como sigue.

$$Q = Kd \sqrt{(\Delta p / \rho)} \quad (4.18)$$

R. James ⁽⁸⁾, Trabajo con pozos geotérmicos empleando la ecuación anterior, en ella, remplazo valores y sustituyo el valor correcto de la densidad de una mezcla fluyendo en dos fases, él obtuvo mediante un análisis másico la información requerida.

En otras aproximaciones, *R. V. Smith* y *J. T. Lang* ⁽⁸⁾, efectuaron trabajos similares, en ellos modificaron el coeficiente de descarga (*Kd*).

Murdock, *Bizon* y *Chisholm*; tomaron diferentes aproximaciones en sus trabajos. Ellos, relacionaron la caída de presión en una corriente fluyendo en dos fases a partir del conocimiento de cada una de las fases fluyendo por separado (gas y líquido). No obstante, *Murdock* y *Bizon*, tomaron en cuenta los efectos causados por el esfuerzo o tensión superficial entre las fases, mencionaron también que se debería de tomar en cuenta y aplicaron la siguiente expresión.

$$[(\Delta P_{TP})^{1/2} / (\Delta P_G)^{1/2}] = a + b [(\Delta P_L)^{1/2} / (\Delta P_G)^{1/2}] \quad (4.19)$$

Observaron que $[(\Delta P_L)^{1/2} / (\Delta P_G)^{1/2}]$, es igual a la relación líquido-gas. Cuando no existe presencia de líquido, esta relación es cero y por consiguiente igual a uno, la ecuación anterior es equivalente a la presentada por E. Wichert⁽⁶⁾.

$$Q_{TPG} / Q_G = 1 + b' (Q_L / Q_G) \quad (4.20)$$

Chisholm, consideró el esfuerzo cortante interfacial entre las fases, líquida y gaseosa, argumentando que se podría obtener con la siguiente relación.

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_G + K \sqrt{(\Delta P_G \Delta P_L)} + \Delta P_L \quad (4.21)$$

Esta ecuación es válida para dos condiciones extremas, cero flujo de líquido y cero flujo de gas. Sin embargo, se evaluó las ecuaciones anteriores para cuando $a = 1$, mostrando que ésta es válida cuando se cumple sólo una de esas condiciones, gasto de líquido igual a cero. No puede ser válida para cuando el gasto de gas es igual a cero, a menos que $b = b' = 1$.

$$X = (\Delta P_L)^{1/2} / (\Delta P_G)^{1/2} \quad (4.22)$$

Lockhart - Martinelli⁽⁸⁾, Obtuvieron parámetros que relacionaron la caída de presión al cruzar el flujo por el orificio de una placa, así como la presión estática (para un fluido incompresible); de la manera siguiente, para cualquier relación líquido-gas.

$$X = [(\Delta P_L)^{1/2} / (\Delta P_G)^{1/2}] = (w_L / w_G) (\rho_G / \rho_L)^{1/2} \quad (4.23)$$

Chisholm, presentó la siguiente expresión para cuando el coeficiente de flujo dependa de la relación de las fases K ; es decir, para cuando se considera una relación entre las velocidades de flujo de las fases (F), constante.

$$K = [(1/F) (\rho_L / \rho_G)^{1/2}] + F (\rho_G / \rho_L)^{1/2} \quad (4.24)$$

$$\text{Para } X < 1, \quad F = (\rho_L / \rho_G)^{1/4} \quad (4.25)$$

$$\text{Para } X > 1, \quad F = (\rho_L / \rho_{HOM})^{1/2} \quad (4.26)$$

$$\text{Donde.} \quad \rho_{HOM} = \left(\frac{w_G}{w_{PG}} + \frac{w_L}{w_{PL}} \right)^{-1} \quad (4.27)$$

Chisholm, mostró que James, Murdock y Bizon, habían expresado sus datos en función de la ecuación No 4.20, por que en ella se contabiliza el esfuerzo entre las fases y representa un buen rango de valores en forma efectiva; incluyendo las condiciones límite (para cuando los gastos de líquido o gas, sean igual a cero). Ésta es considerada como la correlación más aproximada para medidores de orificio con flujo en dos fases.

Con estos antecedentes, L. Mattar y colaboradores⁽⁸⁾, efectuaron aproximadamente 251 pruebas, en estas, la caída de presión originada por el flujo después de cruzar el orificio del medidor (ΔP_{TP}), fue empleada para determinar un gasto de gas, al que llamaron pseudogas (Q_{TPG}), considerando que sólo fluye gas; así mismo se definió un valor para un pseudolíquido (Q_{TPL}), como si la corriente fuese en fase líquida.

La relación del cálculo entre los gastos, fue medida y comparada con respecto a los volúmenes de gas y líquido, obtenidos después de un proceso de separación, como sigue.

$$(Q_{TPG} / Q_G) \quad \text{y} \quad (Q_{TPL} / Q_L) \quad (4.28)$$

También observó, que los resultados son independientes del tamaño del orificio en el medidor

Con los datos obtenidos de pruebas y basados en el modelo de Wichert, la ecuación No. 4.20, proporciona los siguientes resultados.

Para relaciones líquido-aire, inferiores a $0.35 \text{ M}^3 / \text{M}^3$ (63 Bls. / MPC).

$$(Q_{TPG} / Q_G) = 1 + 50 (Q_L / Q_G) \quad (4.29)$$

Para relaciones mayores a la mencionada, se deberá de emplear la siguiente expresión.

$$(Q_{TPG} / Q_G) = 1 + 40 (Q_L / Q_G) \quad (4.30)$$

Los resultados también pueden ser reproducidos utilizando la ecuación de Murdock, considerando en la misma que $a = 1$ y $b = 1.2925$; por lo tanto, se puede escribirse de la siguiente forma.

$$(Q_{TPG} / Q_G) = 1 + 51.7 (Q_L / Q_G) \quad (4.31)$$

Utilizando el modelo de Edward Wichert, estos resultados pueden reproducirse con la expresión:

$$(Q_{TPG} / Q_G) = 1 + 72 (Q_L / Q_G) \quad (4.32)$$

Como se podrá observar, los coeficientes obtenidos en las ecuaciones No. 4.29, 4.30 y 4.31, son similares. La expresión 4.31, representa datos razonables para bajas relaciones líquido-aire. La ecuación No. 4.32, es la única que no reproduce aceptablemente los datos obtenidos.

Los resultados obtenidos, también pueden ser empleados en una expresión similar a la de Chisholm y Watson⁽²⁸⁾, obteniéndose:

$$(Q_{TPG} / Q_G) = 1 + 41.5 (Q_L / Q_G)^{0.94} \quad (4.33)$$

$$(Q_{TPG} / Q_L) = 1 + 0.0704 (Q_L / Q_G)^{-0.84} \quad (4.34)$$

Las propiedades del gas y líquido que se emplearon en estas pruebas, fueron sustituidas en las ecuaciones de Chisholm (de la No. 4.20 a la No. 4.27), obteniendo las siguientes correlaciones.

Para $(Q_L / Q_G) < 0.025 \text{ m}^3/\text{m}^3$;

$$F = 4.157 \quad (4.35)$$

Ahora, si $(Q_L / Q_G) > 0.025 \text{ m}^3/\text{m}^3$,

$$F = \{ [(Q_L / Q_G) + 0.421] / [(Q_L / Q_G) + 0.00141] \}^{1/2} \quad (4.36)$$

De donde:

$$K = (17.28 / F) + 0.0579 F \quad (4.37)$$

Escribiendo ahora las ecuaciones para cada una de las fases.

$$\text{Gas.- } (Q_{TPG} / Q_G) = [1 + 41 K (Q_L / Q_G) + 1681 (Q_L / Q_G)^2]^{1/2} \quad (4.38)$$

$$\text{Líquido.- } (Q_{TPG} / Q_L) = \{ [1 + [K / 41 (Q_L / Q_G)] + [1 / 1681 (Q_L / Q_G)^2] \}^{1/2} \quad (4.39)$$

Las conclusiones más importantes derivadas de este trabajo son las siguientes.

- 1.- Una simple ecuación como la No. 4.20, puede representar el flujo total a través de un medidor de orificio (placa), proporcionando el valor del coeficiente b^* ; obtenido de pruebas a condiciones de flujo actuales. Esta expresión es válida para un rango de valores limitado pero práctico de relaciones líquido-gas; además, es independiente del tamaño del orificio.
- 2.- Para un amplio rango de relaciones líquido-gas, es recomendable emplear las ecuaciones propuestas por Chisholm (de ecuación No. 4.20 a la No. 4.27).
- 3.- Las ecuaciones No. 4.33 y 4.34, pueden usarse para reproducir datos para medidores de orificio con flujo en dos fases. Sin embargo, se recomienda que tanto el coeficiente de flujo como el exponente obtenido, sean proporcionados de las respectivas pruebas a las condiciones de flujo actuales, determinando valores de Q_L , Q_G y ΔP_{TP} .

EJEMPLO DE APLICACION.- Una mezcla de aire y aceite fluyendo a través de un medidor de orificio de 2 pg. Y con placa de orificio de $7/8$ " de diám. de diámetro, presenta una caída de presión de 74 pgs., en columna de agua (mediante cálculo obtenido por la gráfica). Después de pasar la corriente por la placa, fue separada y medida cada una de las fases, determinándose los siguientes gastos:

$$\begin{aligned} Q_G &= 177 \text{ MMPCD std. (es el gasto de gas después de un proceso de separación).} \\ Q_L &= 34 \text{ Bls / Día. (es el gasto de líquidos después de un proceso de separación).} \\ \Delta P &= 74'' \text{ pgs. (con este valor se determina el pseudo gasto de gas, obteniéndose:} \\ &\quad Q_{TPG} = 189 \text{ MPCD std.).} \end{aligned}$$

Solución:

$$\begin{aligned} \text{Gasto de pseudogas.} \quad Q_{TPG} &= 189 \text{ MPCD std.} \\ \text{Gasto del gas, actual.} \quad Q_G &= 177 \text{ MPCD std.} \\ \text{Relación Aceite-Aire } (Q_L / Q_G) &= 34 / 177 = 0.19209 \text{ [Bl / MPC std]} \end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$(189 / 177) = 1 + b' (0.19209)$$

Despejando el valor de b' :

$$b' = 0.35294$$

Sustituyendo los valores encontrados se puede solucionar el problema:

$$(Q_{TPG} / Q_G) = 1 + 0.35294 (Q_L / Q_G),$$

Ahora bien, para obtener el gasto real de un gas a partir de un gasto de gas húmedo determinado en cualquier punto, se procederá a conocer principalmente la relación líquido-gas, para posteriormente despejar a Q_G . Es importante obtener una primera vez el valor de la variable b' ; en caso contrario, se deberá de ajustar a cualquiera de las expresiones mencionadas según las condiciones de flujo para emplearla en los posteriores cálculos. Obsérvese que el dato del gasto gas húmedo (pseudogas), es mayor.

$$Q_G = Q_{TPG} / [1 + 0.3529 (Q_L / Q_G)]$$

$$\underline{Q_G = 177 \text{ MPCD std.}}$$

Investigadores de la compañía Chevron ⁽¹⁸⁾, desarrollaron una serie de trabajos con la finalidad de lograr una buena exactitud en la medición de los gastos de gas húmedo. Por la variedad de los factores que afectan a la medición de gas, consideraron como el problema de mayor importancia la presencia de líquidos; los errores originados por la instalación de la placa en sentido contrario, el pandeo de placa y rugosidad interna del tubo de medición no fueron evaluados.

V. C. Ting ⁽¹⁶⁾ y J. J. Shen, ^(13 y 14); se dedicaron en los últimos años a investigar principalmente los efectos que causa en la medición la presencia de líquidos en una corriente de gas. Estos trabajos fueron encaminados a la obtención de las dimensiones del error que se origina por este problema. Los estudios se desarrollaron en campos petroleros operados por la Compañía Chevron y en el laboratorio de la Habrá, California. En estos trabajos, se emplearon como medidores toberas convencionales, para flujo sónico en tuberías de 2, 4 y 6 pgs. de diámetro. Para la medición del volumen de agua se empleo una turbina, descargando el flujo por medio de un conducto de 1/2 pg.

Los resultados de las pruebas se compararon con un medidor de orificio, la desviación en la medición fue expresada de la siguiente manera; asimismo, de cada uno de los datos se determinó un número de Reynolds según el diámetro nominal de la tubería.

$$\text{Error} = [(Q_0 - Q_N) / Q_N] \times 100 \% \quad (4.40)$$

$$R_D = [(Q_0 D_0 \rho) / \mu A] \quad (4.41)$$

Las pruebas se efectuaron a un número de Reynolds bajo. Un medidor de orificio de 2 pg., con inyección de agua instalada corriente abajo de las toberas (véase la figura 4.10). El medidor de orificio fue hecho de policarbonato, un material claro y transparente para poder apreciar visualmente el flujo aire-agua en la tubería y la zona de circulación atrás del orificio. Los gastos de aire y agua fueron medidos por medio de toberas y turbinas, respectivamente.

Los datos obtenidos fueron con relaciones beta de 0.37 y 0.55, así como a un gasto nominal de aire del orden de 180 MPCD y a una presión de 4 lb/pg² (90 000 número de Reynolds). El agua fue inyectada variando el gasto de 0 hasta 0.5 GPM (galones por minuto). Se logró observar también, que no se acumuló líquido frente a la placa. Además, se observó un efecto de turbulencia cuando la corriente atravesó el orificio.

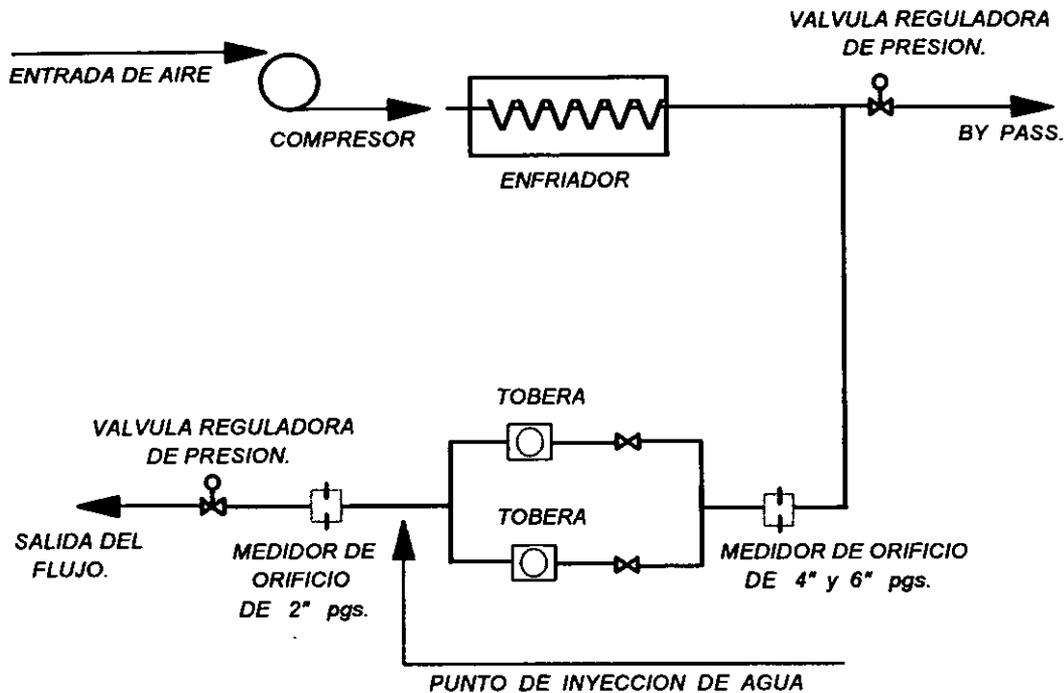


Figura No. 4.10
Diagrama del modelo empleado por Ting, en el cual trabajo con Tobera (16).

El estudio mostró que a bajos gastos de gas, se puede emplear bien la ecuación para determinar la desviación de gastos; observando que para cuando la cantidad de líquido es menor de 0.07% en la corriente del medidor, la desviación resulta negativa, por consiguiente, el cálculo de la medición del gasto de gas húmedo resultará menor al gasto de gas seco.

Para un alto contenido de líquidos (arriba de 0.07%), la medición se aproxima a la verdadera. Si el volumen de líquido se continúa incrementando, la desviación resultaba positiva; analizando lo anterior, se tendrá una sobremedición del gasto de gas seco. Observar la siguiente figura No. 4.11

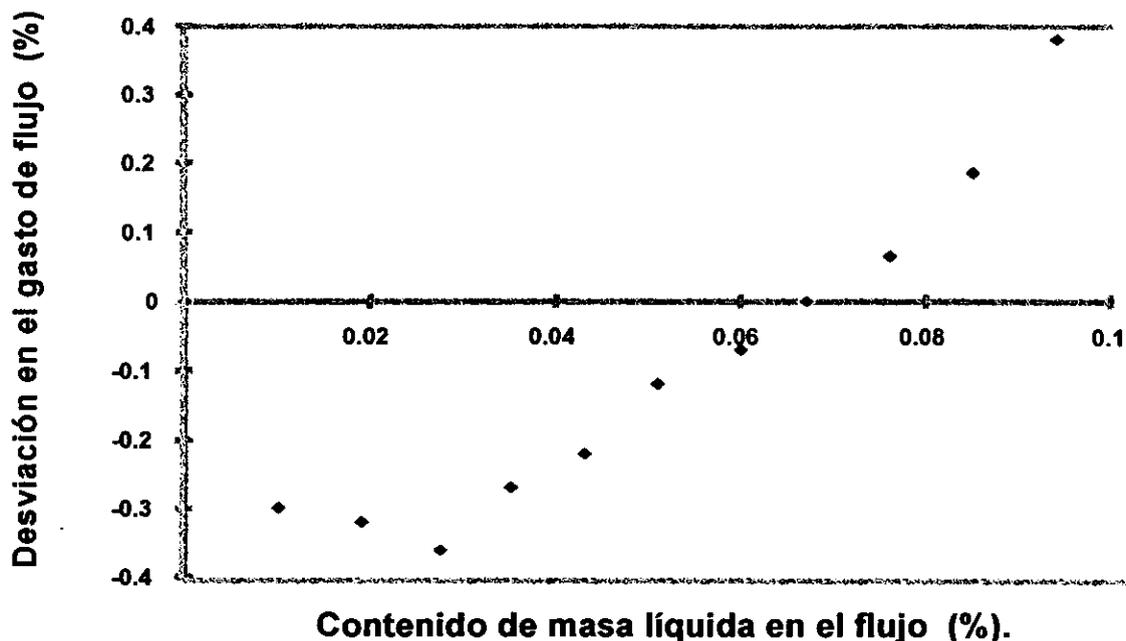


Figura No. 4.11

Efecto de la presencia de líquidos en medidor de orificio de 2" pg. y relación beta de 0.55

Aunque no se definió bien este fenómeno, se pudo apreciar que una de las causas que provocaron este comportamiento en la medición se debió al efecto de la relación entre diámetros (beta). En este estudio se presentan los resultados de dos relaciones beta, para determinar la desviación a diferentes gastos de inyección. Para un bajo gasto de agua inyectada 0.01 %, la medición del flujo de aire indicó una desviación del orden de 0.3 %. De tal manera que si las cantidades de líquidos fluyendo en la corriente de gas no son medidas con exactitud, las pérdidas pueden resultar significativas.

Dos años después, Ting ⁽¹⁷⁾ presentó otro estudio para tratar nuevamente el efecto causado por la presencia de líquidos en la medición de gas natural, para ello siguió el mismo principio de trabajo y en su modelo realizó la instalación de un medidor en posición vertical (véase la figura 4.12).

Como estos trabajos se efectuaron para grandes gastos de líquido, Ting encaminó sus estudios a la obtención de correlaciones para la medición de cargas mínimas de líquido. Al igual que en su trabajo anterior, él realizó una observación visual a través de un medidor transparente colocado en posición horizontal, por medio del cual confirmó los fenómenos mencionados.

Los resultados del medidor de policarbonato en posición horizontal, midiendo aire con pequeñas cantidades de líquido, fueron menores al gasto verdadero de aire (es decir, el cálculo del gasto resultaba ser menor). Por ejemplo, en el medidor horizontal, con un bajo flujo de inyección de agua 0.01, proporcionaba una medición del gasto de aire abajo del 0.3 % respecto al indicado para una relación beta de 0.55, observando además que el efecto de la presencia de líquidos fue más severo a mayores relaciones beta.

Estos investigadores concluyeron que el error en la medición se incrementaba a grandes relaciones de masa, para el medidor en posición vertical. La desviación aproximada entre los medidores colocados en posiciones diferentes mostraron un error del 2 % para una relación entre masas de 0.05, siendo mayor el error para el medidor instalado en posición vertical.

Sus resultados finales también indicaban un menor gasto de gas húmedo respecto a la corriente del gasto de gas seco. Todos los procesos de medición de estas pruebas, se efectuaron en un modelo físico entre la cabeza del pozo y la planta de proceso, encontrando como fase líquida al agua y condensados de gas.

Como conclusión de su trabajo, Ting, observó que el medidor colocado en posición horizontal proporcionó una mayor precisión, además, se lograron mejores resultados cuando se trabajó con relaciones beta dentro de un rango de 0.5 a 0.6.

J. J. Shen⁽¹⁸⁾, también de Chevron Co., realizó una serie de estudios con pozos productores de gas natural para determinar otros factores que afectan los procesos de medición, los cuales no fueron considerados en su momento por Ting.

Los resultados y discusiones sobre la medición, se realizaron cuidando los perfiles de velocidad; se analizó el error en la medición de flujos alterando los perfiles de velocidad en la parte corriente arriba del medidor. Los datos experimentales fueron mostrados y aplicados en campo para condiciones semejantes, como lo es la salida de un codo en un plano.

Sobre la base de los resultados logrados, se pudo determinar finalmente que efectivamente, los perfiles de velocidad en una corriente afectan la exactitud en la medición a través de orificios.

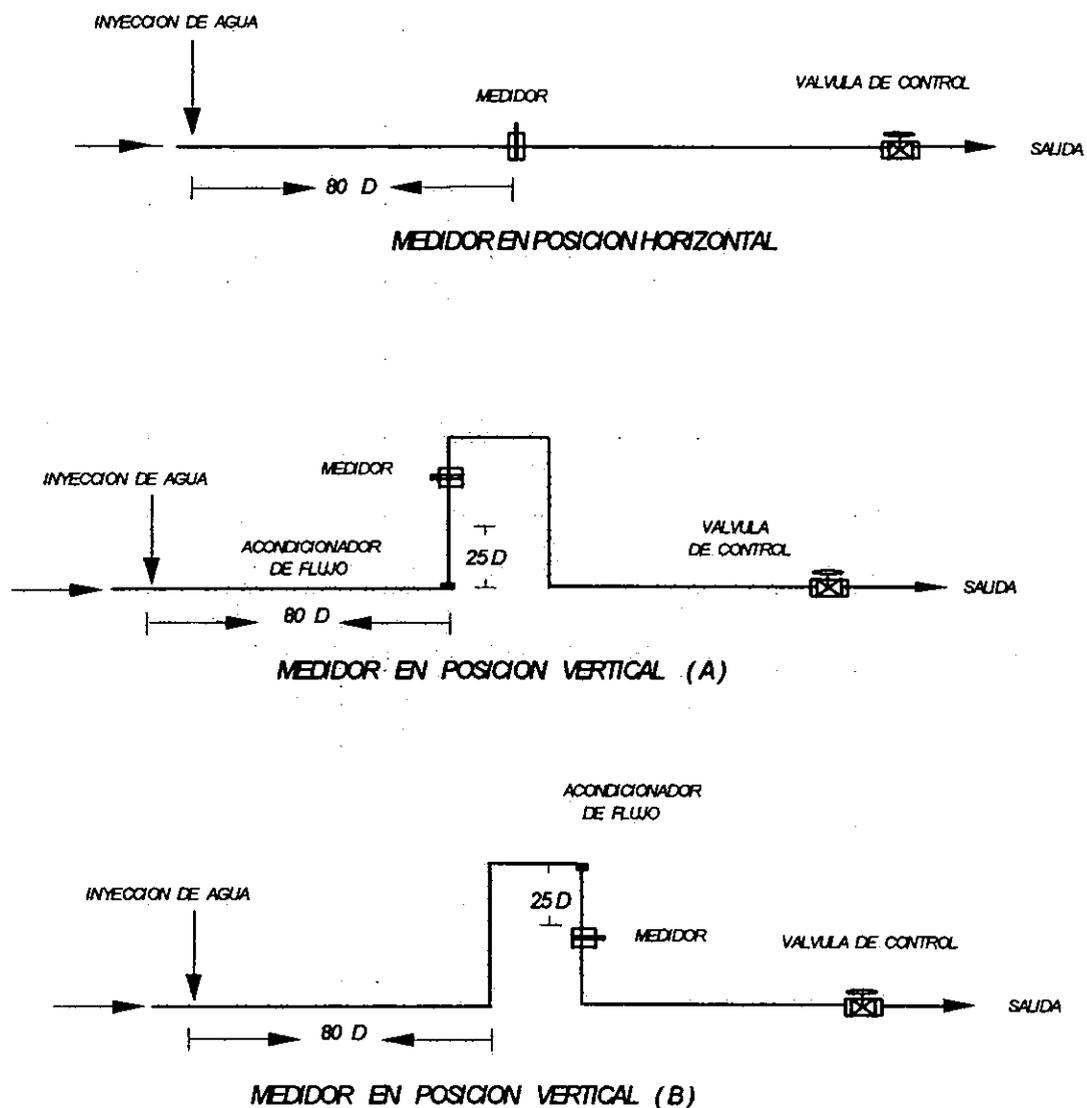


Figura No. 4.12

Arreglo de un nuevo modelo empleado por Ting. en campos de la compañía Chevron (17).

El estudio se apoyó en la construcción de una unidad de deshidratación para un bajo contenido de humedad en el gas, así como de la instalación de un nuevo medidor de orificio con medición electrónica en la parte corriente abajo. Como resultado, se obtuvo una comparación de dos medidores de orificio, demostrando que la humedad de un gas medido por medio de medidor viejo y con salida después de un plano, presentó una desviación del 3.0 % abajo de la medición efectuada para un gas seco, con un nuevo medidor.

Sus estudios fueron encaminados a diagnosticar el efecto de instalación y el impacto sobre la medición con orificio en centrales de producción. Así que, se pudo apreciar el comportamiento de la medición para cuando se efectúa el cambio a nuevas instalaciones (y con grandes flujos de gas húmedo). Comparando el resultado obtenido entre instalaciones nuevas y las ya existentes.

En instalaciones viejas se deberá de considerar la rugosidad interna del tubo medidor, la cual provoca gran incertidumbre, especialmente para medidores operando con altas relaciones beta.

Entre los efectos causados por una mala instalación, para un caso particular corriente arriba (dos salidas de un plano o codos, separadas por 10 veces el diámetro de la tubería, además una expansión después del segundo codo), no cumple con las especificaciones de una instalación ideal, sugeridas. Esto es obvio por el disturbio en el flujo de la corriente de gas, ya que la distancia mínima requerida para una instalación según el A.G.A., indica que la distancia mínima al medidor será de 22 veces el diámetro del tubo medidor para evitar distorsiones en el flujo y alcanzar un desarrollo total de los perfiles de velocidad.

Con los trabajos que Chevron realizó para corrientes en una sola fase, las cuales fueron efectuadas con diferentes valores de gravedad específica del gas, presión de operación, diámetros de los tubos de medición, relaciones beta (relación entre los diámetros orificio-tubería), números de Reynolds y diámetros de las toberas; se logró obtener conclusiones que permitieron predecir el error presentado en la medición de flujos de gas, los cuales se encuentran dentro de un rango del orden de 0.5 a 2.5 %, por abajo del gasto real.

Algunos otros estudios llevaron a confirmar el efecto causado por pequeñas cantidades de líquidos en corrientes de gas; mediante cálculos de la desviación entre la medición de un gas seco y un gas húmedo; concluyeron que se presenta un error de aproximadamente 1.7 %, dependiendo este valor de la relación beta y del gasto de líquido.

En ciertas épocas de año, como es diciembre, este error se acrecentaba hasta 2.3 % tal como fue observado en estudios presentados por L. Oranje⁽⁵⁾.

Basado en los estudios realizados, se concluyó que el error en la medición para una relación beta inicial era de 0.7 (en un medidor viejo), al cambiarse por un medidor nuevo y con una relación beta de 0.63, fue de solo 0.6 %. Por lo tanto, una comparación de los resultados entre un medidor viejo y uno nuevo, permitieron observar que en el medidor de orificio se presentó una menor medición de gas húmedo, del orden de 2.0 al 3.0 %.

Muchos de los factores que fueron considerados; como la rugosidad interna de la tubería, contenido de líquidos en la corriente, relación beta y diseño de la instalación, tuvieron grandes efectos.

Para medir corrientes de gas húmedo, se recomendó la instalación de unidades de deshidratación o equipo de separación para remover las cantidades de líquido y lograr una buena exactitud.

Capítulo No.- V DESARROLLO DE PRUEBAS EN CAMPO

5.1.- DESCRIPCIÓN DEL MODELO FÍSICO

Para llevar a cabo este proyecto, fue necesario desarrollar una serie de trabajos en campo con la finalidad de disponer de las instalaciones necesarias para evaluar el error existente en la medición de gas natural con presencia de líquidos, a través de placas de orificio.

Para esto, se instaló en campo y sobre una línea de flujo de gas, un inyector de líquido y dos medidores de flujo con placa de orificio, y sus respectivos registradores de flujo.

En teoría, se realizó dos veces la medición del mismo volumen de gas natural, de tal manera que en un primer registrador de flujo se obtuvo información de la medición de gas seco y posteriormente, después del punto donde descarga el inyector de líquido, en un segundo registrador se realizó la medición del gas húmedo.

Debido a que empresas tan importantes como lo es Petróleos Mexicanos, difícilmente facilitan sus instalaciones para efectuar investigaciones o pruebas de campo, se recurrió a trabajar sobre líneas de flujo ya existentes, únicamente que se tendrían que adecuar de acuerdo a las necesidades y condiciones que se pretendían evaluar.

Como característica principal, las líneas de bombeo neumático en que se decidió trabajar (de 2 3/8" pgs. de diám.), se encuentran localizadas en Campos de la Región Sur de Pémex Exploración - Producción, los cuales manejan gas natural seco, esencialmente; ya que para efectos de este estudio era muy importante contar con un gas que presentara este tipo de características; que no fuese considerado húmedo, es decir sin presencia de líquidos.

Para simular la humedad del gas natural, se empleó durante todo el tiempo que duró la prueba, un inyector para dar origen a fase líquida, teniendo como productos agua y diesel.

El volumen de líquidos a inyectar en el sistema fue controlado de tal manera que se pudieran determinar las relaciones líquido-gas, lo que permitió analizar estadísticamente los resultados y obtener correlaciones de ajuste entre los gastos de gas seco y húmedo registrados, evaluando así el efecto que causa la presencia de líquidos en la medición de gas natural.

En primera instancia se tenía planeado construir el modelo físico en el campo Blasillo, pero debido a los continuos problemas de bloqueo a los accesos y por producción de crudo parafinado, no fue posible hacerlo aquí, ya que en un punto sobre la red de bombeo neumático se está inyectando reactivo químico (como desparafinante y bacterias inhibidoras de parafinas), para tratar de mejorar las condiciones operativas de los pozos.

Por las características de operación de la red de bombeo neumático en los campos TONALÁ y OTATES, se decidió trabajar sobre las líneas de suministro de gas de la red de Bombeo Neumático a pozos, los cuales en la actualidad aportan crudo por medio de este sistema artificial de producción. De esta forma, la construcción del modelo se simplificó, ya que las instalaciones sólo se modificaron y ajustaron a las condiciones operativas requeridas en campo para realizar las pruebas.

Debido a que estos campos operan con gas seco, proporcionado por el Gasoducto de 24 pgs. Cd. PEMEX - MÉXICO, y por sus características físicas, así como de presión, este ducto resultó tener las condiciones propicias para la operación deseada.

Para tales efectos, inicialmente se tenía pensado construir el modelo sobre tuberías de 2 y 3 pg. de diámetro, pero debido a la presencia de problemas que no se tenían considerados, esto no fue posible, por lo que, se optó en trabajar únicamente con las instalaciones ya existentes (2 pg.); las cuales tuvieron que ser modificadas y ajustadas para cumplir con las especificaciones recomendadas.

Para conocer más a fondo la forma en que se desarrolló este trabajo, en las siguientes figuras se presenta el modelo físico construido, así como las características mecánicas y operativas de los pozos seleccionados para este estudio; de igual manera, también se presentan los diagramas de localización de campos e instalaciones en el Distrito Agua Dulce.

La instalación tipo se llevo a cabo en los pozos TONALÁ 201-D, TONALÁ 215 y OTATES 26, En las siguientes páginas, se presenta con detalle cada uno de los pozos seleccionados, así como sus condiciones mecánicas y operativas al momento en que se realizaron las pruebas.

Cabe recordar que este trabajo fue orientado en su totalidad a la medición de gas natural seco y húmedo, y que en ningún momento se trató de variar o modificar las condiciones operativas de los pozos (los cuales se encuentran operando por medio de este sistema artificial).

En la Figura No. 5.1, se muestra la localización del Distrito Agua Dulce de la Región Sur de Pémex Exploración Producción, actualmente denominado Activo de Producción Cinco Presidentes.

La Figura No. 5.2, presenta la distribución de los diferentes campos.

Con la presentación de la Figura No. 5.3, se muestra el diagrama del modelo físico que se empleó en los pozos Tonalá 201-D, Tonalá 215 y Otates 26, de los campos Tonalá y Otates, respectivamente.

En el arreglo del modelo se instalaron dos registradores de flujo nuevos con Bourdon y fuelles (tipo Barton), con rangos de presión diferencial 100 y 200 pg. de agua; asimismo, con un rango de 1000 lb/pg² para la presión estática.

Para el manejo de los líquidos que se inyectaron, se instaló un inyector "TEXTTEAM" SERIE -5100, con vástago de ¼ pg. Siendo agua y diesel los productos empleados para provocar la humedad a la corriente de gas.

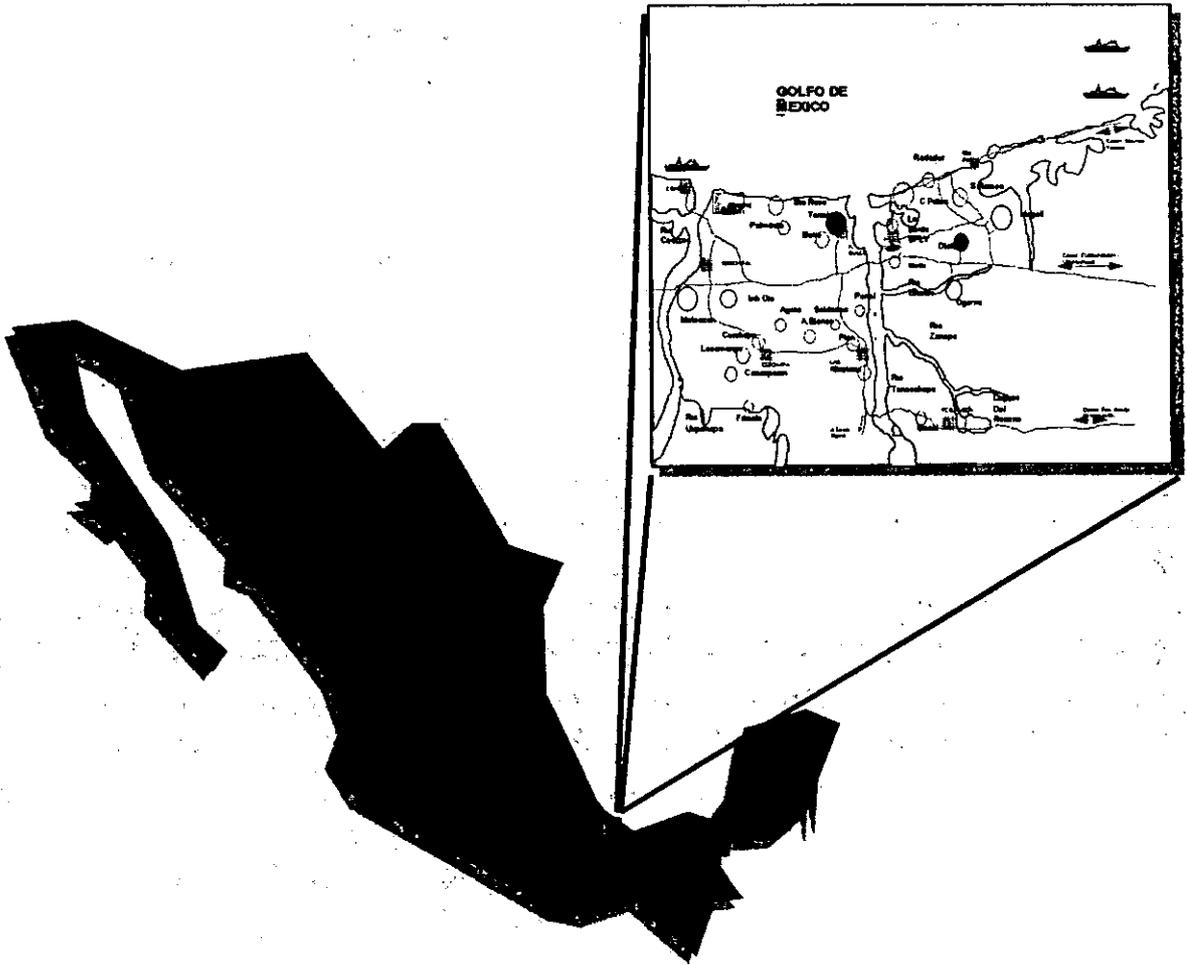


Figura No. 5.1
DISTRITO AGUA DULCE

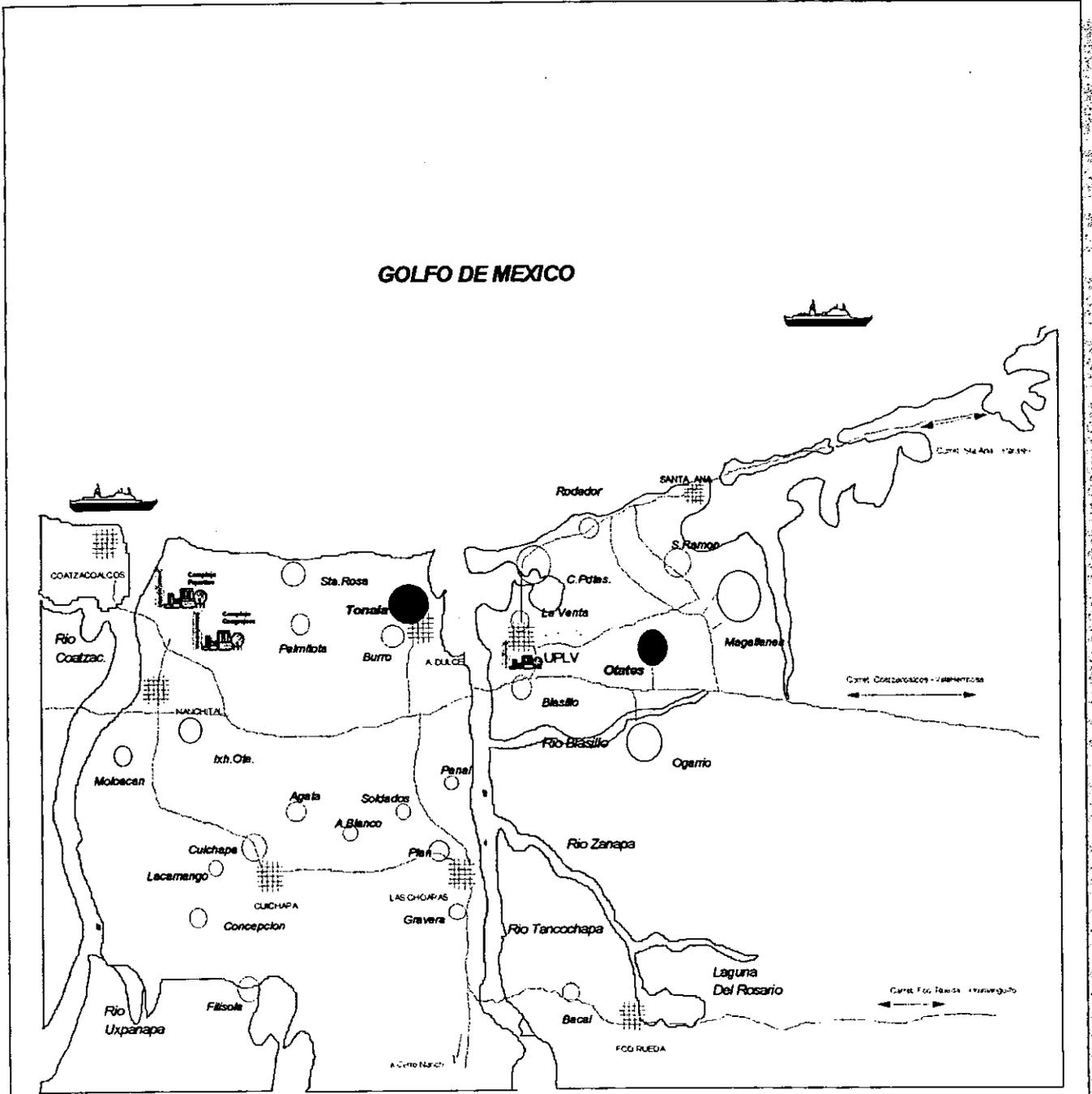


Figura No. 5.2
DISTRIBUCIÓN DE LOS CAMPOS PETROLEROS DEL DISTRITO.

CAMPO TONALA
LOC. POZO TONALA No. 201-D
DISTRITO AGUA DULCE, VER.
REGION SUR

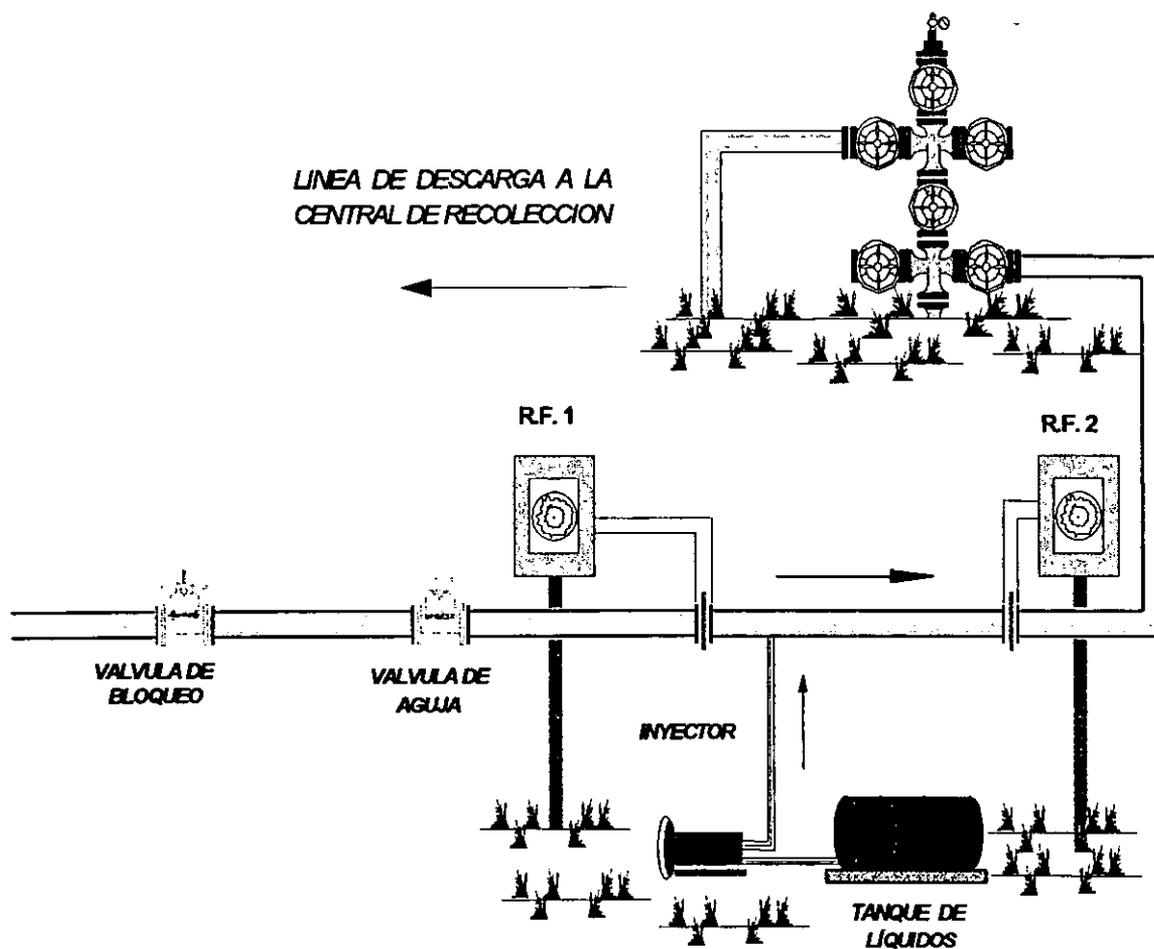


Figura No. 5.3
PROTOTIPO DEL MODELO EMPLEADO EN POZOS

5.2.- CONDICIONES DE OPERACIÓN

Como se mencionó anteriormente, para efectuar las pruebas de campo se modificaron las instalaciones superficiales de los pozos acordes al trabajo que se pretendía llevar a cabo. Para ello, se aprovechó la infraestructura existente, ampliando y ajustando las distancias para obtener arreglos que cumplieran con las especificaciones requeridas, según las recomendaciones del Manual de Medición (30); de igual forma, se realizó la instalación del inyector de líquido cuidando que el sistema quedara dentro de las normas, según el diseño.

En los tres pozos donde se trabajó, se procuró tener un modelo igual (véase la Figura No. 5.3), pero esto no fue posible ya que tuvieron que realizarse modificaciones en las longitudes y conexiones; aun así, se trató siempre de cumplir con el prototipo del modelo inicial.

Las instalaciones que se llevaron a cabo en los tres pozos, fueron sobre la tubería de suministro de gas, en la red de bombeo neumático hacia el pozo, siendo ésta de un diámetro nominal de $2\frac{3}{8}$ pg. (Diámetro interior de 1.939 pgs.). En cada uno de los arreglos de medición se utilizaron tomas de presión en bridas y se emplearon únicamente placas con orificios de $\frac{1}{2}$ pg. de diámetro (con una relación entre diámetros de 0.257); las dos placas presentaron un biselado con un ángulo de 45° grados en el lado corriente abajo.

En los tres pozos el equipo que se empleó siempre fue el mismo, simplemente variaron las distancias al ser instalado de un pozo a otro. El rango de operación para la presión estática siempre fue el mismo, no así el rango para la presión diferencial, el cual tuvo que ser cambiado con la finalidad de lograr una mejor apreciación de las lecturas diferenciales.

Para provocar la humedad al gas, se optó por emplear agua dulce, cabe hacer mención que inicialmente se efectuaron pruebas con diesel, observado que no se presentaban diferencias significativas entre uno y otro producto.

En los diagramas que se muestran a continuación se pueden apreciar los datos de operación y producción de cada uno de los pozos en que se realizaron las pruebas: Tonalá 201-D, Tonalá 215 y Otates 26.

POZO TONALA No.- 201 - D

T. R. 16" a 32.3 m.

T. R. 9 5/8" a 211 m.

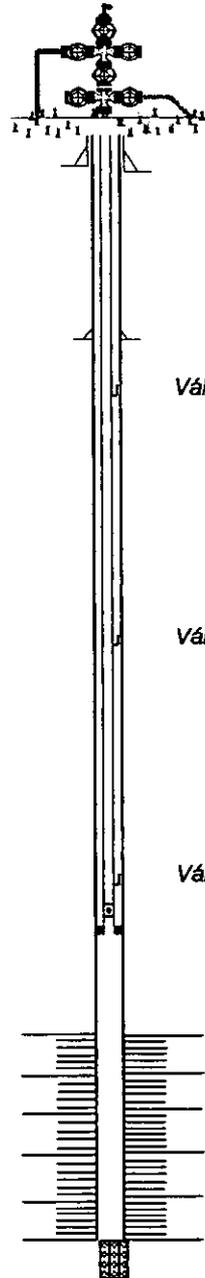
T. R. 6 5/8" a 810 m.

T. P. 2 7/8" a 616 m.

KBM a 602.07 mts.

EMPACADOR K
a 616.5 mts.

CIMA DEL TAPON
a 810 mts.



Válvula No.- 1 a 250.6 mts.

Válvula No.- 2 a 462 mts.

Válvula No.- 3 a 592 mts.

INTERVALOS PRODUCTORES

632 - 635 mts.

638 - 643 mts.

651 - 657 mts.

667 - 672 mts.

676 - 688 mts.

693 - 702 mts.

Producción Bruta 25 BPD

Porcentaje de agua 48.0 %

Producción Neta 13 BPD

Densidad del crudo, 0.98 gr/cm³

Producción de Gas 28 230.04 PCD

Gas Manejado 46 800 PCD

Relación Gas Producido-Líquido
1 129.20 PC/BI

Relación Gas Manejado-Líquido
1872 PC/BI

Presión en Red de Bombeo Neumático
42 Kgs / cm²

Densidad relativa del Gas, 0.596

Temperatura ambiente, 35 °C

Temperatura de flujo, 32 °C

Figura No. 5.4

POZO TONALA No.- 215

T.R. 16" a 35.2 mts.

T.R. 9 5/8" a 219 mts.

T.R. 6 5/8" a 690 mts.

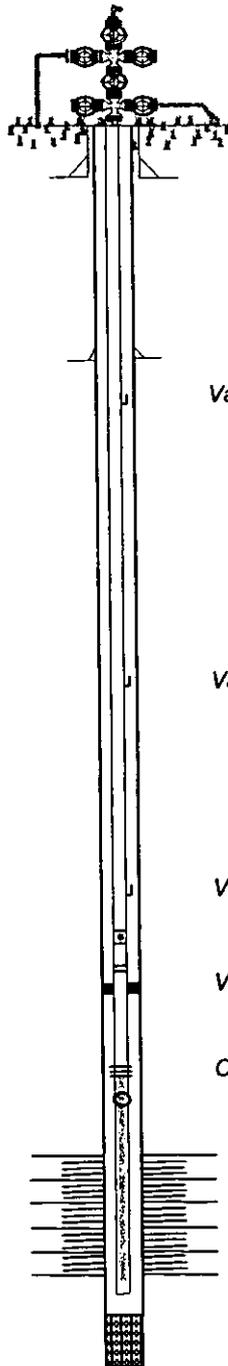
T.P. 2 7/8" a 618 mts.

KBM a 602.07 mts.

CAMISA ACOPLADORA
a 607 mts.

TIENE 6 CEDAZOS
2 7/8" a 688 mts.

TAPON CIEGO



Válvula No.- 1 a 239 mts.

Válvula No.- 2 a 469 mts.

Válvula No.- 3 a 573 mts.

Válvula de Pie a 596.6 mts.

Conexión Chismoso a 618 mts.

INTERVALOS

PRODUCTORES

633 - 636 mts.

647 - 656 mts.

659 - 669 mts.

672 - 686 mts.

Producción Bruta 63 BPD

Porcentaje de agua 34.0 %

Producción Neta 42 BPD

Densidad del crudo 0.855 gr/cm³

Producción de Gas 47 046.34 PCD

Gas Manejado 64 200 PCD

Relación Gas Producido-Líquido
746.76 PC/BL

Relación Gas Manejado-Líquido
1 019.05 PC/BL

Presión en Red de Bombeo Neumático
42 kgs/cm²

Densidad relativa del gas, 0.592

Temperatura ambiente 33 °C

Temperatura de Flujo 31 °C

Figura No. 5.5

POZO OTATES No.- 26

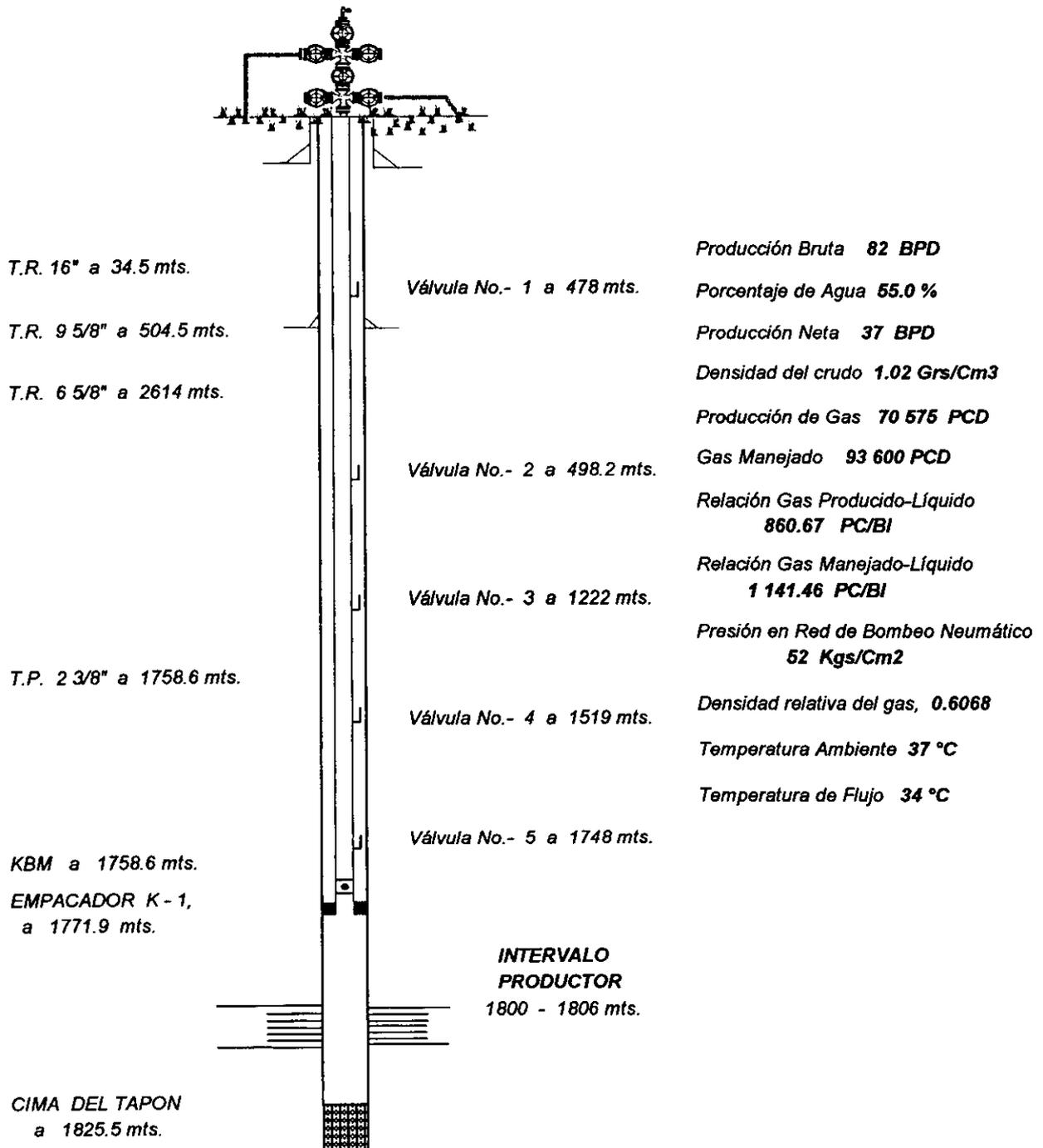


Figura No.- 5.6

Ya se comentó anteriormente lo relacionado con el elemento primario de medición, pero no así del elemento secundario (Registrador de Flujo), del cual es importante señalar las condiciones de trabajo y precisión en su operación. A continuación se mencionan algunas de las características más importantes.

Por medio de los Registradores de Flujo, se registran las fluctuaciones de las presiones de operación, antes y después de la placa de orificio (proporcionando las lecturas estática y diferencial), a partir de las cuales se obtienen los datos de las presiones de operación; estos utilizan diafragmas y fuelles, como elementos de respuesta.

Algunos diseños modernos usan dos fuelles con el espacio entre ellos lleno de un líquido anticorrosivo. Este líquido previene deformaciones en condiciones de sobrerango y hace posible instalar un equipo de amortiguamiento ajustable entre los dos fuelles.

La información queda registrada mediante gráficas tipo BARTON L- 10, las cuales son circulares y están estandarizadas para proporcionar valores de raíz cuadrada; los instrumentos empleados son calibrados de tal manera que la gráfica gire una revolución por hora, cada veinticuatro horas o bien cada siete días. La gráfica tiene que reemplazarse cuando el periodo de tiempo termina, lo cual se realiza manualmente o por cambios automáticos.

Los Registradores de Flujo, están equipados con una, dos o tres plumillas. Para la medición de gas se requiere de dos plumillas con el fin de registrar las presiones estática y diferencial. Si se prevén cambios importantes de temperatura durante el lapso de tiempo que dure el proceso de medición se requerirá de una tercer plumilla.

Estas gráficas pueden ser de lecturas directa o con una escala de raíz cuadrada. Por medio de un integrador se puede determinar el promedio de lecturas para cuantificar el gasto.

Para el caso que nos ocupa, se emplearon gráficas con una revolución cada veinticuatro horas, la calibración de estos instrumentos fue normalmente periódica, salvo en los casos en que se tuvo alguna duda sobre su operación (para estas situaciones la revisión se efectuó de inmediato). Por lo general, los cambios en la dosificación del volumen de líquido inyectado se realizaron después de cambiar la gráfica, purgar y limpiar el registrador de flujo.

Cuando se iniciaron las pruebas en el pozo Tonalá 201-D, el Registrador de Flujo presentaba un rango de 1000 lb/pg² para la lectura estática, por 200 pgs. de H₂O, para la lectura diferencial.

Para trabajar en los otros dos pozos, se optó por cambiar el rango de la lectura diferencial; esto con la finalidad de lograr una mayor sensibilidad del aparato, provocando una lectura más representativa para condiciones de operación similares, quedando con los siguientes rangos: 1000 lb/pg² para la presión estática y 200 pgs. de H₂O, en la presión diferencial.

Durante el tiempo que duraron estas pruebas, se logró recopilar importante información de situaciones en las cuales de una manera u otra se había incurrido en algún error.

Con el inyector de líquido, marca "TEXTEAM" SERIE - 5100 (se efectuó la dosificación de líquidos), el cual presentaba un diámetro del vástago de ¼ pgs. con una carrera aproximada de 1.22047 pgs.

Mediante este tipo de inyector, fue relativamente fácil ajustar el número de emboladas o descarga por minuto, ampliando posteriormente este dato hasta lograr el volumen inyectado por día al sistema (para conseguir la humedad del gas), por lo tanto, el cálculo del gasto se obtiene como sigue.

$$\text{Volumen} = (\text{Area}) (L) \quad (5.1)$$

$$\text{Volumen} = \left[\left(\frac{\pi D^2}{4} \right) (L) \right] (16.387064) \quad (5.2)$$

$$\text{Gasto de Líquido Inyectado} = (\text{Volumen}) (\text{Dosific.}) (1440) \quad (5.3)$$

- De donde:
- D** = Diámetro del pistón del Inyector [pulgadas].
 - L** = Carrera del pistón [pulgadas].
 - Volumen** = Volumen de Líquido [cm³].
 - Dosific.** = Dosificación [Emboladas por minuto].
 - Gasto** = Litros de Líquido / Día.

Con el procedimiento anterior, se obtuvo la información básica para el cálculo del volumen de líquidos inyectados a la tubería por la cual circulaba gas seco, así como diferentes relaciones líquido-gas.

Se procuró en todos los casos mantener un volumen de gas constante, para determinar los efectos a causa de líquidos en la medición. Aún así, cuando se alcanzó una variación muy representativa también se cambió el volumen de gas manejado; esto con la finalidad de observar si el error presentaba una linealidad o variaba en forma desproporcionada.

Durante todos los días que duró la prueba en cada pozo, se cambió un juego de gráficas en cada uno de los registradores de flujo. Como ya se menciona, un registrador se encontraba instalado antes del inyector para determinar el gasto de gas seco, y el otro registrador después del inyector, para la determinación de gas húmedo. Posteriormente se determinaron las lecturas promedio para efectuar los cálculos de los volúmenes registrados, para su posterior comparación.

Se tomaron muestras de gas para conocer sus propiedades físicas mediante un análisis cromatográfico. Continuamente se procedió a tomar las temperaturas ambiente y de flujo promedio.

Toda esta información fue recopilada y analizada, posteriormente por medio de un programa se efectuó el cálculo de todos los factores de corrección (para los gastos de gas seco y gas húmedo), así como de la relación gas-líquido o líquido-gas, acorde a las recomendaciones propuestas por el A.G.A. y el Manual de Medición (30). Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

TABLA No. 5. 1

COMPOSICIÓN CROMATOGRÁFICA DEL GAS SECO EMPLEADO EN LAS PRUEBAS DE CAMPO

COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA GAS SECO (EN POZO)	POZO TONALÁ 201 - D		POZO TONALÁ 215		POZO OTATES 26	
	% MOLES	% PESO	% MOLES	% PESO	% MOLES	% PESO
C1	93.27	85.99	93.8	87.40	92.40	84.30
C2	4.33	7.51	4.24	7.44	4.77	8.16
C3	0.14	0.35	0.13	0.33	0.22	0.55
i C4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.07
n C4	0.01	0.03	0.00	0.00	0.07	0.22
i C5	0.01	0.32	0.00	0.00	0.06	0.23
n C5	0.01	0.40	0.00	0.00	0.07	0.28
C6 +	0.57	2.43	0.32	1.16	0.69	3.38
N2	1.60	2.57	1.86	3.04	1.63	2.59
CO2	0.06	0.15	0.07	0.18	0.08	0.20
H2S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PODER CALORIFICO	BTU / pie ³	K cal / m ³	BTU / pie ³	K cal / m ³	BTU / pie ³	K cal / m ³
BRUTO	1050.0	9350.33	1036.50	9230.11	1063.79	9473.10
NETO	946.93	8432.49	934.76	8324.08	960.14	8550.12
VALOR DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	0.999845		0.999850		0.999839	
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS SECO	0.5967		0.5915		0.6068	
PESO MOLECULAR DE LA MUESTRA.	17.22		17.14		17.58	
PRESION EN LA RED DE B.N. (Kg/Cm ²)	42.0		42.0		52.0	
TEMPERATURA PROMEDIO (°C)	28 - 32		28 - 32		28 - 32	

Capítulo No.- VI ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1.- PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Durante 56 días se efectuaron trabajos de campo en los tres pozos señalados anteriormente. Las características de cada una de las instalaciones fueron presentadas en los capítulos anteriores, lo más relevante sobre este estudio, consistió en observar la variación y la tendencia del error que se presenta en los procesos de medición para volúmenes de gas natural con presencia de líquidos, a través de placa de orificio concéntrico.

Anteriormente, se mencionó que el estudio fue desarrollado en los campos TONALÁ y OTATES, para ello se seleccionaron tres pozos productores que operaban por medio de bombeo neumático, en cada uno de estos pozos se aprovechó la instalación de las tuberías de inyección de gas hacia el espacio anular (conexiones superficiales). Sobre las tuberías de inyección gas se realizó trabajos, de tal forma que la construcción del modelo físico se efectuará aprovechando la instalación existente.

En el pozo TONALÁ No.- 201-D, se inyectó como fluidos mojantes agua y diesel, la prueba se efectuó durante trece días, en ese tiempo se presentaron problemas que alteraron la forma de trabajo y no fue posible continuar en esta instalación. Cabe mencionar que durante el periodo de tiempo que se trabajó aquí, se pudo recopilar información de gran interés, además se concluyó que las características de los líquidos en la corriente no presentan comportamientos diferentes, por lo que, en los últimos días se decidió inyectar solamente agua.

Esta conclusión también fue similar a la obtenida por otros investigadores, ya que no se presentaron diferencias significativas en el proceso de medición por el hecho de emplear diferentes productos para proporcionar la humedad al gas.

*Debido a la problemática de trabajo en el pozo anterior, hubo la necesidad de cambiar la instalación al pozo **TONALA No.- 215**, donde se desarrollaron pruebas por 18 días; en este pozo se inyectó como productos mojantes únicamente agua.*

En este pozo se observó una variación muy significativa en la operación del aparejo sub-superficial; inicialmente el comportamiento del aparejo de bombeo neumático realizaba una operación intermitente muy bien definida, pero en los últimos días cambió y se manifestó siguiendo un comportamiento en forma continua.

En las gráficas de este pozo se observa picos intermitentes hacia el centro (originados por un interruptor de tiempo), esto debido a las dimensiones de la red de bombeo neumático, presión de operación y la poca profundidad del pozo. Resumiendo lo anterior, el reflejo en la operación y los trabajos que se desarrollaban en pozos vecinos siempre repercutían sobre las diferentes instalaciones en la red de inyección de gas.

*Como los dos pozos mencionados anteriormente operan a una presión similar (la presión en la red de bombeo neumático del campo **TONALÁ**, es en promedio de 42 Kgs / Cm^2), se buscó desarrollar pruebas en una área de mayor presión, por tal motivo se escogió el campo **OTATES**.*

*Sobre la línea de inyección de gas de pozo **OTATES No. 26**, se adecuó el mismo modelo y se empleo solamente agua como producto inyectado (la presión en la red de bombeo neumático de este campo es en promedio de 52 Kgs / Cm^2). En este pozo, se efectuaron mediciones donde se alteró de manera brusca el volumen de gas manejado (gas inyectado), con el propósito de definir el error que se provocaba para cuando se tenían las condiciones más críticas de líquido en el sistema.*

Durante el tiempo que se efectuaron los trabajos en los tres pozos, siempre se procuró tener cuidado en la operación del Registrador de Flujo, por lo que se revisaba continuamente la calibración de los instrumentos empleados, e incluso del inyector de líquidos. Mediante la ayuda de un cronómetro se determinaron las velocidades y ritmos de inyección de líquidos al sistema.

En las tablas que se presentan a continuación, se pueden apreciar los resultados obtenidos de cada una de estas pruebas en los diferentes pozos.

TABLA No.- 6.1

RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO TONALÁ No.- 201 - D

FECHA DE INICIO	POSICIÓN RESPECTO AL INYECTOR	GASTO DE AGUA (LITROS / DÍA)	GASTO DE AGUA (BLS. / DIA)	GASTO DE GAS (PIE CUBICO / HR)	GASTO DE GAS (MMPCD)
03-MARZO-96	ANTES	0	0	1330.619	0.03193486
04-MARZO-96	DESPUÉS	0	0	1328.595	0.03188629
04-MARZO-96	ANTES	0	0	1489.282	0.03574276
05-MARZO-96	DESPUÉS	5.655	0.0356	1603.727	0.0384945
05-MARZO-96	ANTES	0	0	1799.903	0.04319768
06-MARZO-96	DESPUÉS	21.206	0.13336	3015.223	0.07236536
06-MARZO-96	ANTES	0	0	1914.696	0.0459527
07-MARZO-96	DESPUÉS	7.069	0.04446	1988.219	0.04771724
07-MARZO-96	ANTES	0	0	1911.806	0.04588334
08-MARZO-96	DESPUÉS	5.655	0.0356	1950.012	0.04680029
08-MARZO-96	ANTES	0	0	1832.619	0.04398285
09-MARZO-96	DESPUÉS	7.069	0.04446	1903.136	0.0567526
09-MARZO-96	ANTES	0	0	1680.025	0.04032059
10-MARZO-96	DESPUÉS	0	0	1680.025	0.04032059
10-MARZO-96	ANTES	0	0	1680.025	0.04032059
11-MARZO-96	DESPUÉS	9.896	0.06224	1718.173	0.04123615
11-MARZO-96	ANTES	0	0	1802.62	0.04326288
12-MARZO-96	DESPUÉS	12.723	0.08002	1840.942	0.04418261
12-MARZO-96	ANTES	0	0	1840.942	0.04418261
13-MARZO-96	DESPUÉS	15.551	0.09781	1843.717	0.0442492
14-MARZO-96	ANTES	0	0	1802.62	0.04326288
15-MARZO-96	DESPUÉS	16.965	0.10667	1840.942	0.0418261
15-MARZO-96	ANTES	0	0	1799.903	0.04319768
16-MARZO-96	DESPUÉS	21.206	0.13334	2675.932	0.06422238

TABLA No.- 6.2

RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO TONALÁ No.- 215

FECHA DE INICIO	POSICIÓN RESPECTO AL INYECTOR	GASTO DE AGUA (LITROS / DÍA)	GASTO DE AGUA (BLS. / DIA)	GASTO DE GAS (PIE CUBICO / HR)	GASTO DE GAS (MMPCD)
02-ABRIL-96	ANTES	0	0	1438.99	0.0345357
03-ABRIL-96	DESPUÉS	0	0	1439.476	0.0345743
03-ABRIL-96	ANTES	0	0	1479.013	0.03549631
04-ABRIL-96	DESPUÉS	35.343	0.2223	2579.109	0.06189862
04-ABRIL-96	ANTES	0	0	1517.734	0.03642563
05-ABRIL-96	DESPUÉS	14.137	0.08892	2039.455	0.04894692
05-ABRIL-96	ANTES	0	0	1517.734	0.03642563
06-ABRIL-96	DESPUÉS	8.483	0.0503	1810.183	0.0434444
06-ABRIL-96	ANTES	0	0	1479.013	0.03549631
07-ABRIL-96	DESPUÉS	21.206	0.13336	1928.263	0.04627832
07-ABRIL-96	ANTES	0	0	1428.064	0.03427353
08-ABRIL-96	DESPUÉS	24.033	0.15116	2023.151	0.04855562
08-ABRIL-96	ANTES	0	0	1555.437	0.03733049
09-ABRIL-96	DESPUÉS	25.447	0.16004	2185.292	0.05244701
09-ABRIL-96	ANTES	0	0	1631.861	0.03916466
10-ABRIL-96	DESPUÉS	28.274	0.17783	1719.32	0.04126368
10-ABRIL-96	ANTES	0	0	1453.538	0.03488492
11-ABRIL-96	DESPUÉS	0	0	1453.538	0.03488492
11-ABRIL-96	ANTES (1)	0	0	2803.694	0.06728864
12-ABRIL-96	DESPUÉS (1)	0	0	2803.694	0.06728864
11-ABRIL-96	ANTES (2)	0	0	4071.392	0.09771342
12-ABRIL-96	DESPUÉS (2)	28.274	0.17783	4383.121	0.1051949
11-ABRIL-96	ANTES (3)	0	0	1562.896	0.0375095
12-ABRIL-96	DESPUÉS (3)	0	0	1555.437	0.0373049

TABLA No.- 6.3

RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO OTATES No.- 26

FECHA DE INICIO	POSICIÓN RESPECTO AL INYECTOR	GASTO DE AGUA (LITROS / DÍA)	GASTO DE AGUA (BLS. / DIA)	GASTO DE GAS (PIE CUBICO / HR)	GASTO DE GAS (MMPCD)
29-ABRIL-96	ANTES	0	0	3125.69	0.07501657
30-ABRIL-96	DESPUÉS	0	0	4004.378	0.09610508
30-ABRIL-96	ANTES	0	0	3143.529	0.07544469
01-MAYO-96	DESPUÉS	21.206	0.13336	3207.251	0.07697402
01-MAYO-96	ANTES	0	0	3163.658	0.07592779
02-MAYO-96	DESPUÉS	21.206	0.13336	3291.423	0.07899415
02-MAYO-96	ANTES	0	0	3041.718	0.07300124
03-MAYO-96	DESPUÉS	21.206	0.13336	3056.772	0.07336253
03-MAYO-96	ANTES	0	0	2958.55	0.0710052
04-MAYO-96	DESPUÉS	28.274	0.17783	3171.613	0.07611871
04-MAYO-96	ANTES	0	0	3397.492	0.08153982
05-MAYO-96	DESPUÉS	0	0	3472.85	0.0833484
05-MAYO-96	ANTES	0	0	3844.069	0.09225765
06-MAYO-96	DESPUÉS	0	0	3846.391	0.09183338
06-MAYO-96	ANTES	0	0	2858.106	0.06859454
07-MAYO-96	DESPUÉS	35.343	0.22228	3112.029	0.0746887
07-MAYO-96	ANTES	0	0	3015.281	0.07236675
08-MAYO-96	DESPUÉS	28.274	0.177823	3079.405	0.07390572
08-MAYO-96	ANTES	0	0	3762.106	0.09029055
09-MAYO-96	DESPUÉS	28.274	0.177823	3922.817	0.09414762
09-MAYO-96	ANTES	0	0	2977.032	0.07144876
10-MAYO-96	DESPUÉS	35.343	0.22228	3717.107	0.08921057
10-MAYO-96	ANTES (1)	0	0	3623.895	0.08697347
11-MAYO-96	DESPUÉS (1)	35.343	0.22228	4702.87	0.1128689

6.2.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

Durante el desarrollo de las pruebas en pozos, continuamente se revisaba la operación del equipo empleado y se verificaba su calibración con personal y equipo adecuado. En las gráficas obtenidas por cada uno de los días en que se trabajó, se cambió el ritmo de inyección de líquido, siendo la dosificación de menos a más. De la Figura No.- 6.5, en adelante, se presenta segmentos de gráficas obtenidas en estas pruebas, debido a la cantidad de éstas se optó sólo por presentar algunas de ellas para ilustrar la forma de cómo se desarrolló el trabajo.

En el pozo TONALA No.- 201-D, se pudo observar que a gastos de inyección de líquido relativamente pequeños (menos de cinco litros por día), no hubo alteración en la lectura diferencial registrada en gráfica por parte del medidor de gas húmedo. La variación en la lectura diferencial se apreció de una manera significativa cuando se inyectó a un ritmo arriba de las 12 emboladas por minuto (aproximadamente 17 litros por día).

Para el pozo TONALA No.- 215, se presentó un comportamiento similar al primero, sólo que en éste, se registraron pulsaciones debidas a la operación de un control de inyecciones ubicado sobre la misma red en un pozo vecino. Posiblemente la causa de ello se debió a la poca profundidad del pozo y la cercanía entre las instalaciones superficiales. Cabe señalar que fue el único pozo donde se presentó una situación así, por lo que se decidió cerrar momentáneamente el pozo interruptor durante los días que duró la prueba.

En el último pozo (OTATES No.- 26), no fue posible trabajar el tiempo necesario y variar la dosificación de inyección de líquido, debido a que bloquearon el acceso a la instalación durante algunos días; por lo que se optó en buscar de inmediato las condiciones de operación más representativas (sobre la misma gráfica se aprecia diferentes ritmos de inyección de gas).

Sobre las condiciones de trabajo en que desarrollaron las pruebas, se siguió un ritmo semejante; es decir, la dosificación en la inyección de líquido fue de menos a más y los cambios se efectuaban diariamente. Cuando se alcanzó el máximo gasto, se procedió a variar sobre una misma gráfica diferentes gastos de gas en la corriente; con esto fue fácil determinar el comportamiento del gasto para cuando se trabajó en condiciones críticas (véase la Figura No.- 6.4).

A continuación se ilustrará el comportamiento de cada una de las pruebas por pozo y los distintos parámetros obtenidos; esto con el propósito de apreciar el comportamiento que siguió el gasto de gas seco respecto al gasto de gas húmedo. La desviación o el error en la medición fue determinado mediante la forma clásica, de la siguiente manera.

$$\text{DESVIACIÓN} = \frac{Q \text{ HÚMEDO} - Q \text{ SECO}}{Q \text{ SECO}} \times 100 \quad (6.1)$$

De donde: $Q \text{ HÚMEDO}$ = Gasto de gas húmedo [Unidades cúbicas por unidad de tiempo].
 $Q \text{ SECO}$ = Gasto de gas seco [Unidades cúbicas por unidad de tiempo].

Todos los datos que se presentan a continuación, fueron obtenidos después de analizar el comportamiento que siguió la medición durante un período de veinticuatro horas, a un ritmo de inyección de líquido controlado y previamente determinado.

En las gráficas que se presentan a continuación, se ilustran los parámetros más representativos para definir los efectos causados por presencia de líquidos en la medición de gas natural a través de placas de orificio; en algunas de ellas, se puede observar que se verificaba continuamente la calibración, así como también se realizaban corridas de volúmenes de gas sin inyección de líquido.

1.- La Figura No.- 6.1, presenta el resultado de los valores calculados para los diferentes gastos de gas húmedo, para ello se partió del conocimiento de la relación líquido-gas.

Como se aprecia en ésta, los volúmenes determinados de gastos de gas de húmedo fueron siempre mayores a los de un gasto de gas seco. Por lo que, existe una sobrelectura en comparación de los dos gastos determinados.

RESULTADOS OBTENIDOS SEGUN LA RELACION LIQUIDO-GAS

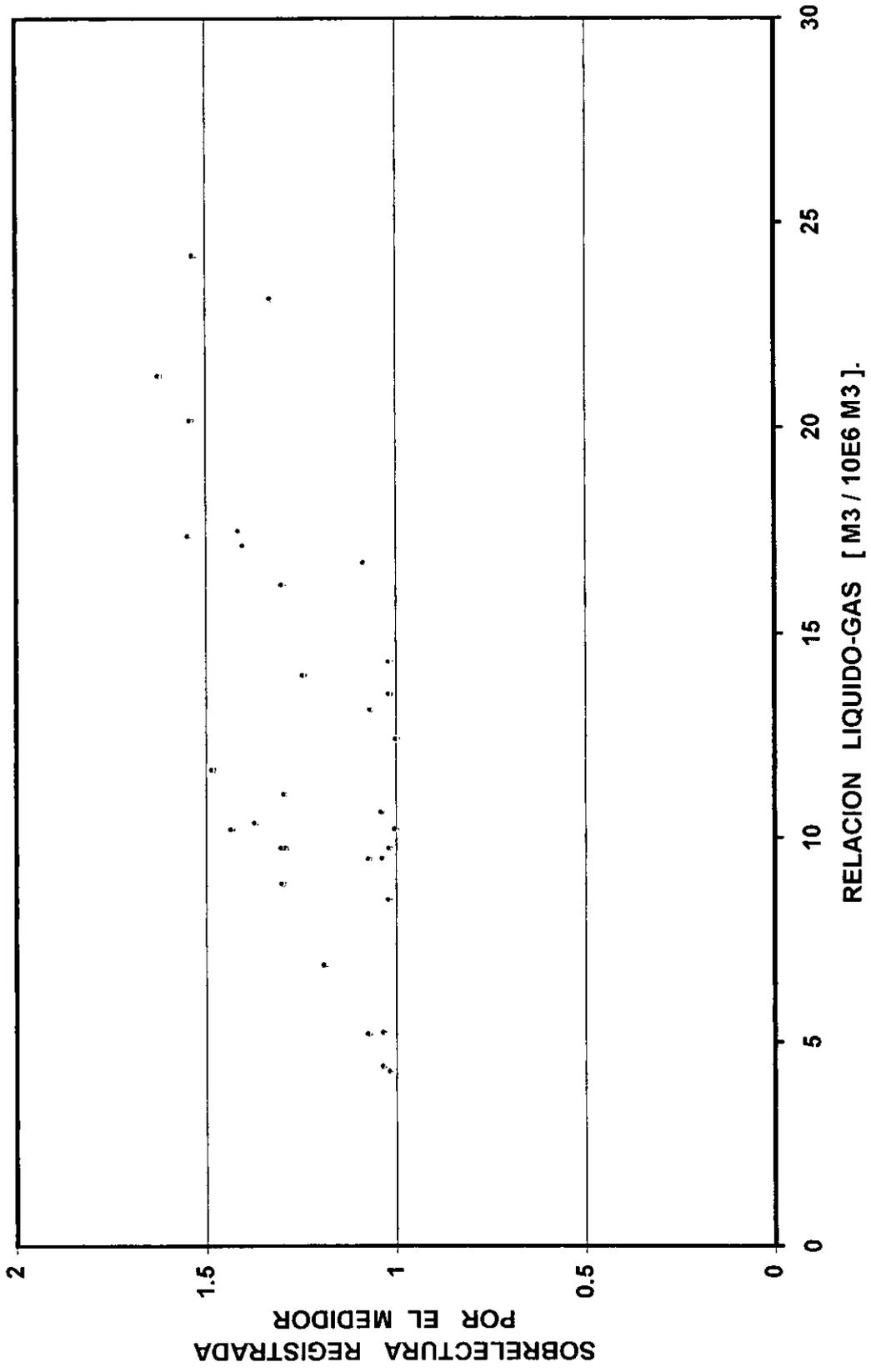


FIGURA No.- 6.1

2.- En la Figura No.- 6.2, se representa el resultado obtenido en la desviación sobre la medición de gastos de gas natural (en %), considerando una aproximación en función de la cantidad de líquidos existentes en la corriente. Los valores gráficos de la desviación fueron también determinados mediante la misma ecuación (No.- 6.1).

3.- Con la Figura No.- 6.3, se presenta la distribución de datos con la información de los gastos de gas seco y húmedo, en forma similar a la anterior.

Según las diferentes pruebas, en la gráfica se determinó la línea de tendencia que mejor se aproximaba a la distribución de puntos (previo análisis estadístico), se encontró una correlación de ajuste para la curva, siendo esta ecuación del tipo polinomial.

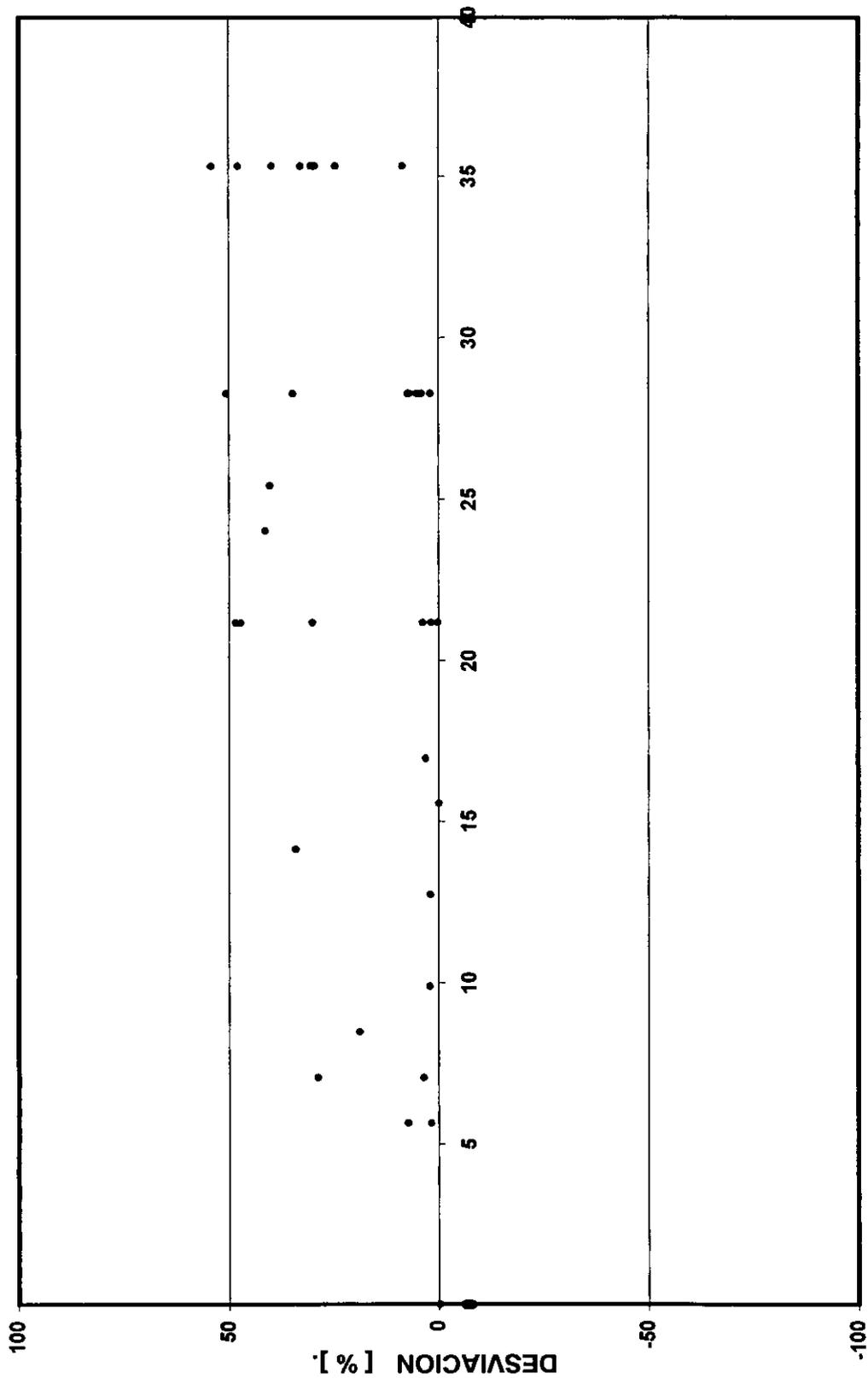
El uso de esta gráfica es a partir del conocimiento del dato de gas húmedo; con este valor se intercepta la curva, el resultado se lee en la proyección al eje de las ordenadas "Y", o bien, se emplea la siguiente correlación de ajuste.

$$\text{G.S.} = -2 \times 10^{-11} (\text{G.H.})^4 + 9 \times 10^{-8} (\text{G.H.})^3 - 2 \times 10^{-6} (\text{G.H.})^2 + 0.5324 (\text{G.H.}) + 256.22$$

Donde. G.H. = Gasto de Gas Húmedo
 G.S. = Gasto de Gas Seco

La utilidad de este método de ajuste es muy interesante; se debe tomar en cuenta para determinar un procedimiento de corrección o para definir una correlación, se tendrá que partir de pruebas específicas, donde se tenga el conocimiento de los volúmenes empleados en cada una de las fases presentes. Actualmente, el empleo de software, paquetería común y computación aplicada, permiten facilitar el trabajo y encontrar estas formas de ajuste.

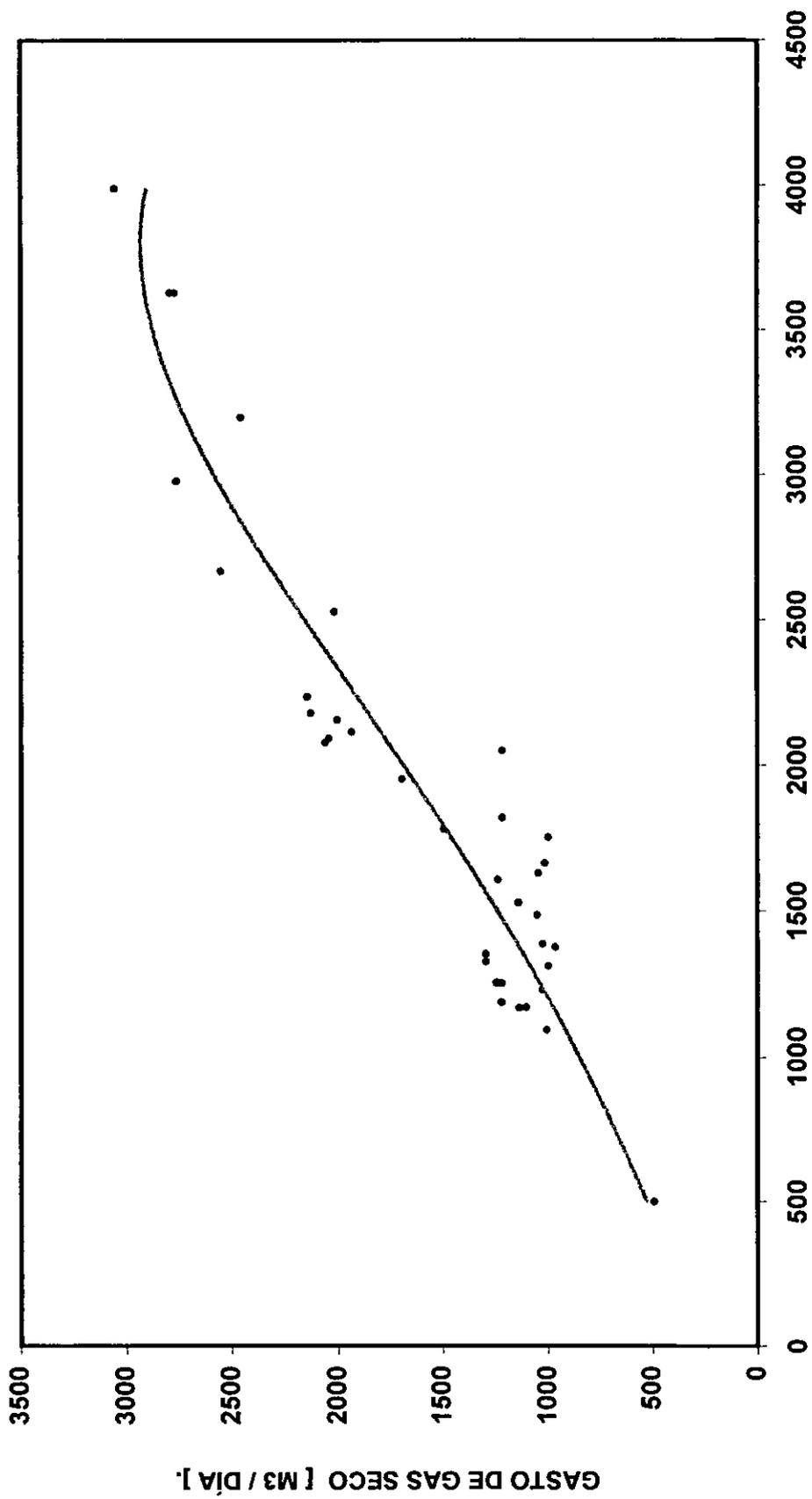
RESULTADOS DE PRUEBAS Y SU DESVIACION EN LA MEDICION



GASTOS DE LÍQUIDO [LTS / DIA].

FIGURA No.- 6.2

**CURVA PARA OBTENER EL GASTO DE UN GAS NATURAL SECO,
APARTIR DEL CONOCIMIENTO DEL GASTO DE GAS HÚMEDO**



GASTO DE GAS HÚMEDO [M3/DÍA].

4.- En la Figura No.- 6.4, se presenta un segmento de gráfica en forma de línea recta, donde se aprecia el resultado de la información obtenida para cuando se alcanzó la mayor dosificación de líquidos en el sistema de inyección de gas. Para obtener estos valores, lo que se hizo consistió en variar bruscamente los volúmenes de gas inyectado al espacio anular del pozo.

Estas pruebas se efectuaron solamente en el pozo OTATES No.- 26. El trabajo que se realizado en esta instalación permite observar la tendencia del error en la medición o bien, poder adecuar una ecuación a la tendencia de la línea, según la distribución de puntos.

Es decir, una vez alcanzado el máximo gasto de inyección de líquido, se varió los gastos de gas inyectado al pozo, observando una desviación entre los gastos de gas casi en forma proporcional. Esta pudo ser la consideración que obtuvieron investigadores como **Nangea, Shuster y Wright**, recordando que ellos propusieron una forma de ajuste lineal.

Cabe hacer mención que esta figura no representa la mejor aproximación respecto a su línea de tendencia, sino que simplemente proporciona una aproximación de la forma en que trabajaron los investigadores amiba señalados.

LINEALIDAD EN EL ERROR DE MEDICIÓN, PARA UN MÁXIMO
GASTO DE LÍQUIDOS EN LA CORRIENTE [POZO OTATES No.- 26]

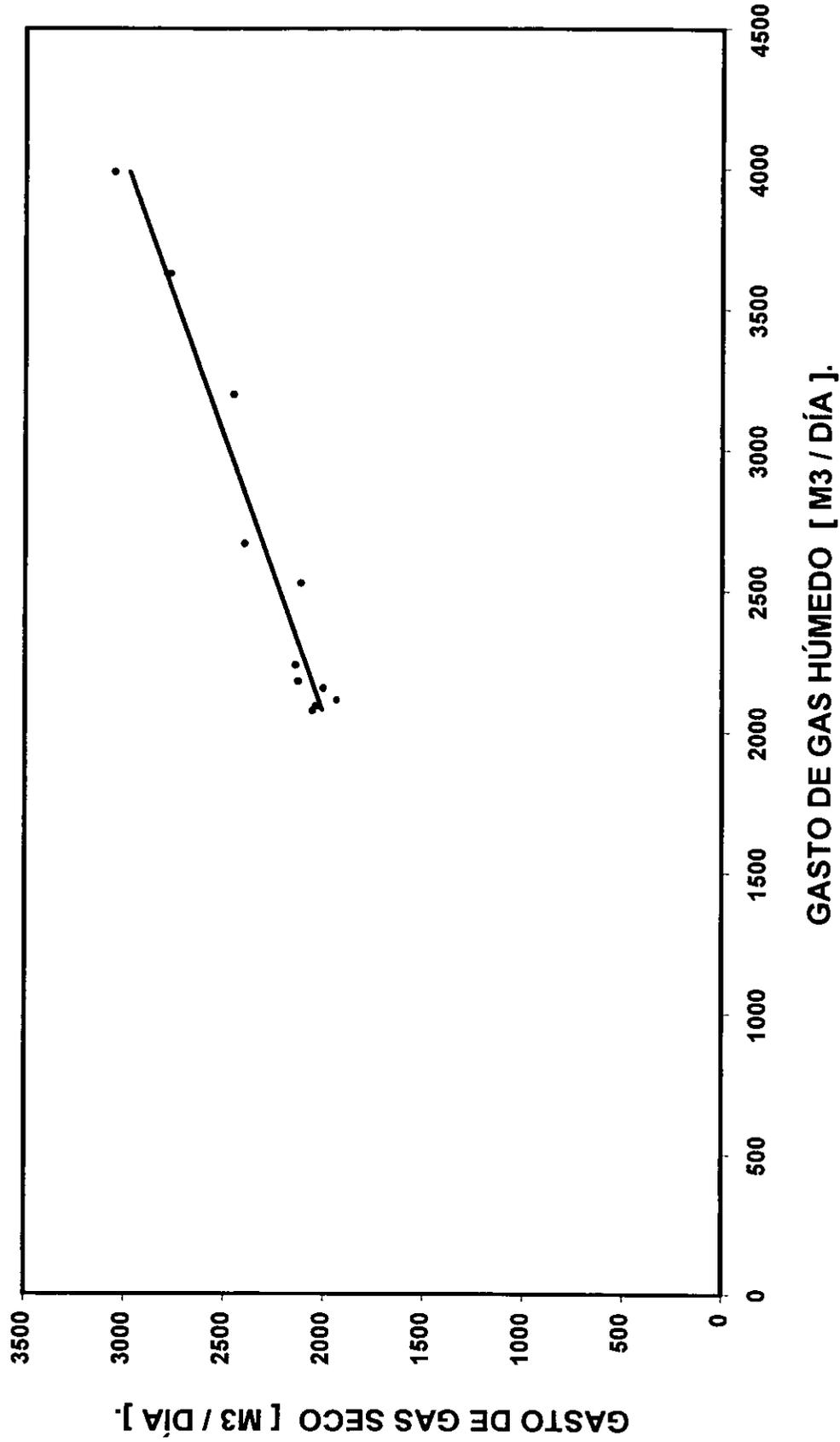


FIGURA No.- 6.4

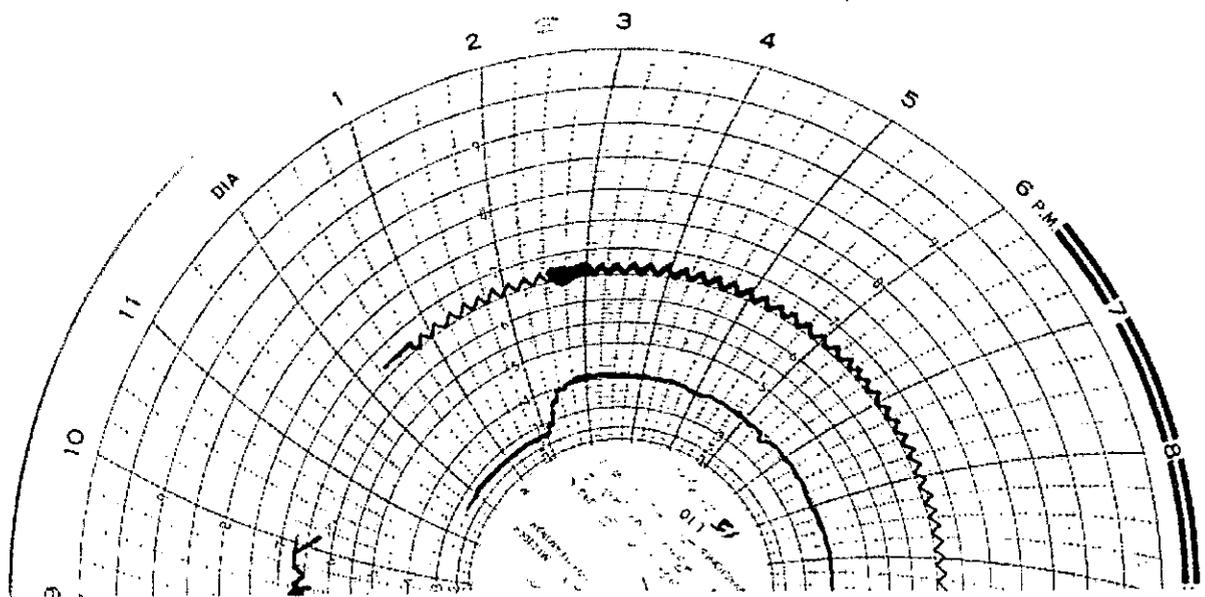
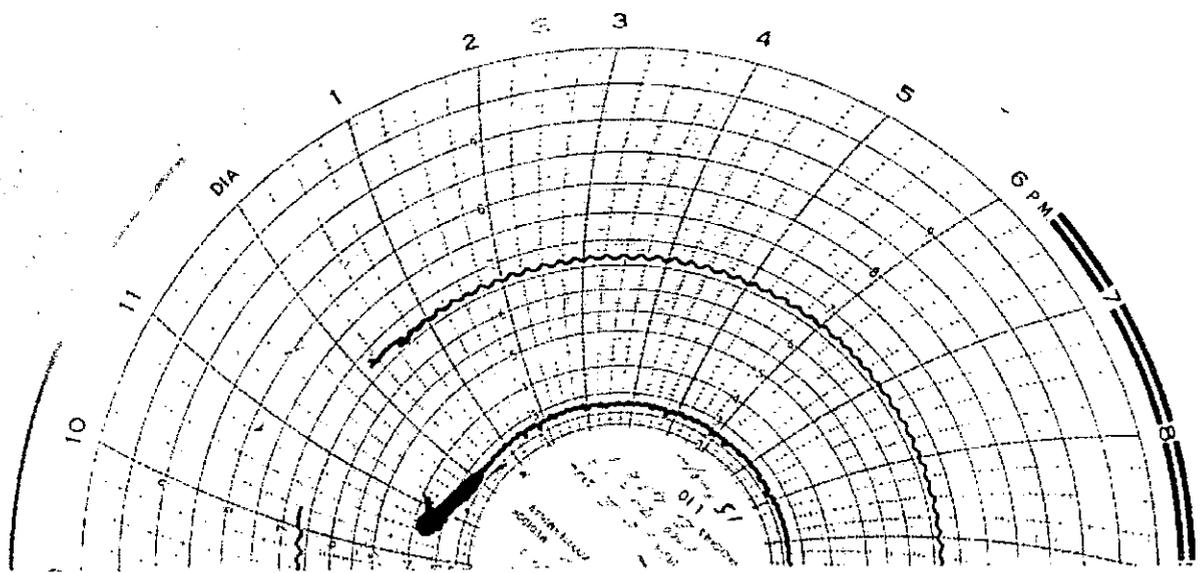


FIGURA No.- 6.5

Esta gráfica pertenece al pozo TONALA No.- 201-D, se observa en la parte de la lectura diferencial una respuesta inmediata a la presencia de líquido en el sistema; el error en el proceso de medición es marcado por la diferencia representada entre las lecturas de ambos aparatos. Es importante hacer mención que se inyectaba líquidos a razón de 21.2 litros por día.

Otro punto de interés, se aprecia en que al momento de iniciar la inyección de líquido, las lecturas presentadas en los dos registradores son similares.

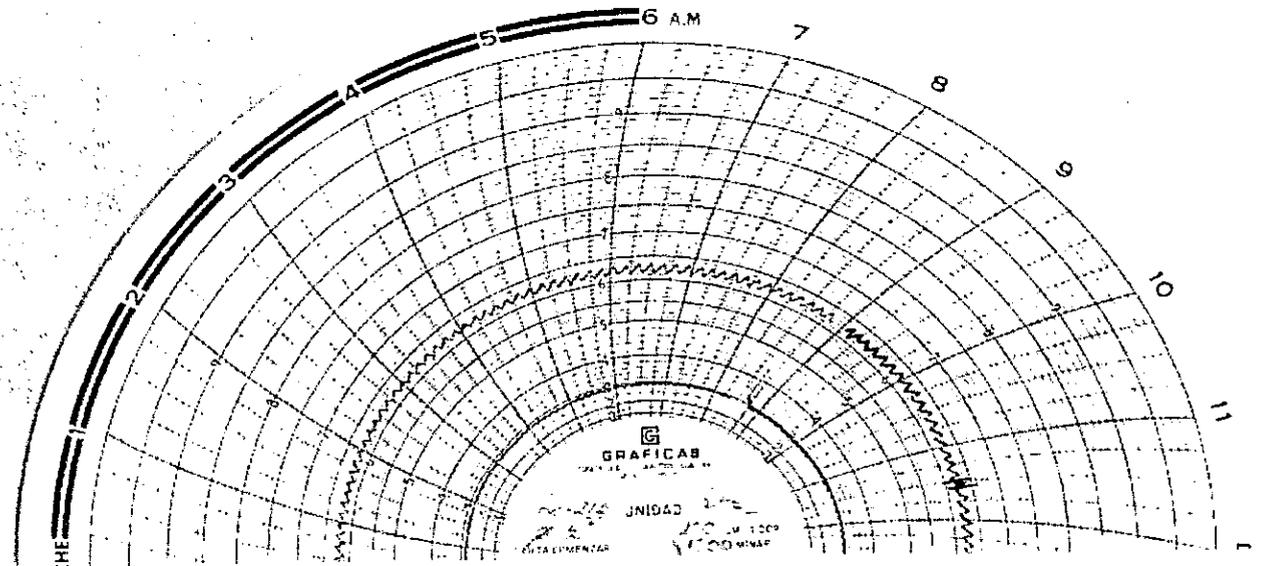
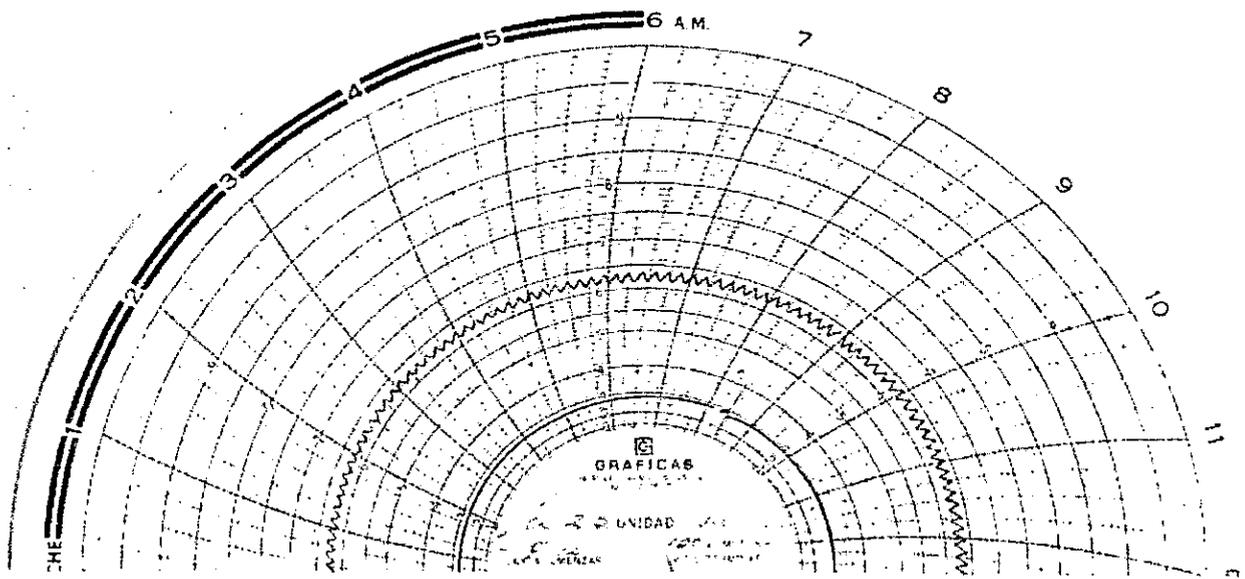


FIGURA No.- 6.6

Estas gráficas se obtuvieron del pozo TONALÁ No.- 215; la número UNO está instalada antes del inyector y representa la medición del gasto de gas seco; la gráfica número DOS está localizada después del inyector y proporciona información del gasto de gas húmedo. Se observa en las dos figuras que se registra la misma información, esto es debido a que no existe inyección de líquidos.

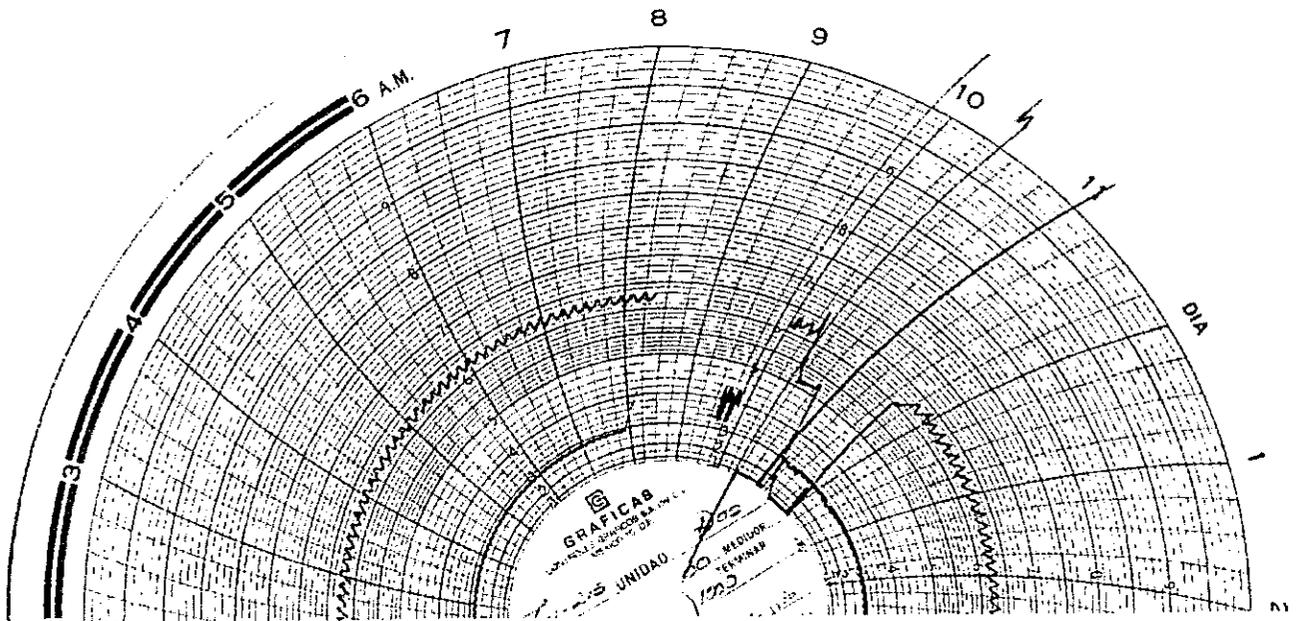
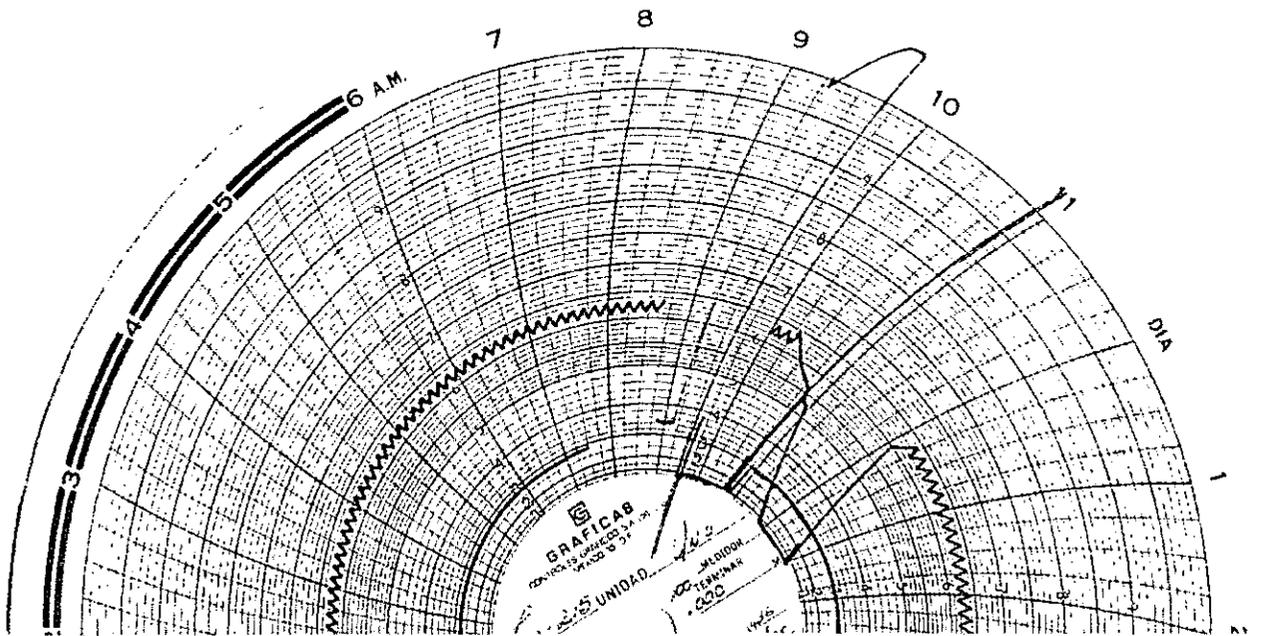


FIGURA No.- 6.7

Esta gráfica es obtenida del pozo TONALÁ No.- 215, en ella se aprecia la calibración y correcta operación de los dos registradores de flujo, no existe inyección de líquidos al sistema. Se observa una similitud en lecturas estática y diferencial.

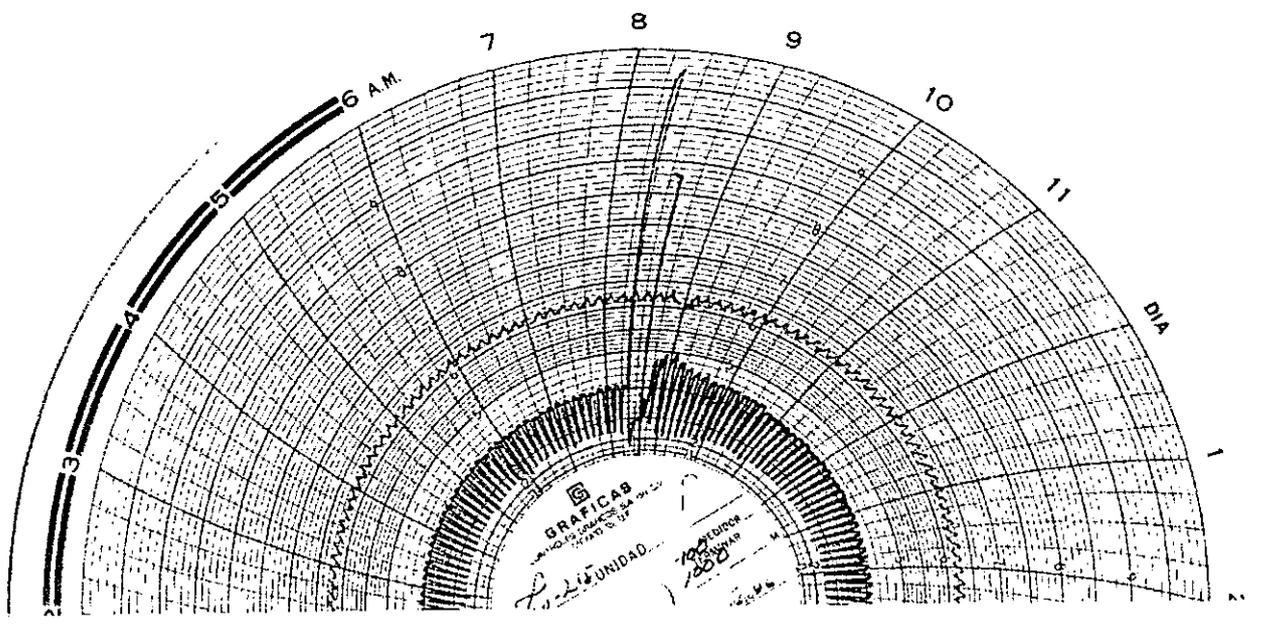
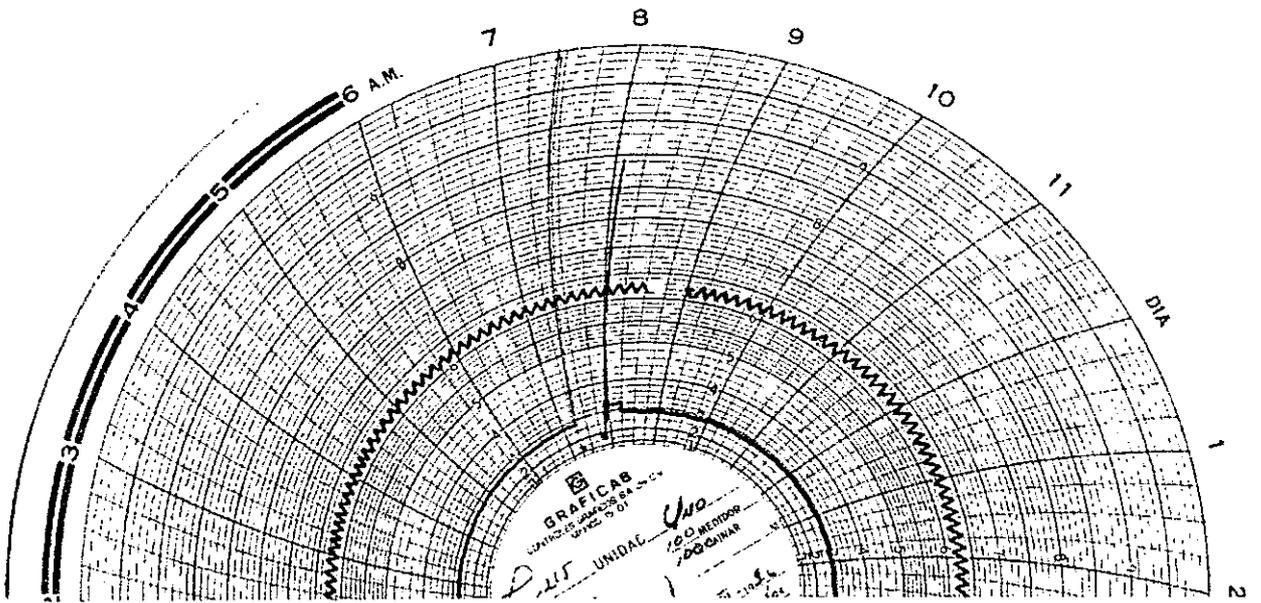


FIGURA No.- 6.8

Esta gráfica es del pozo TONALÁ No.- 215, en ella se aprecia la variación existente entre un registrador y otro; se hace más notoria la interferencia originada por el control de tiempo en un pozo vecino, en este caso el volumen de líquidos inyectados al sistema es de aproximadamente 21.2 litros por día.

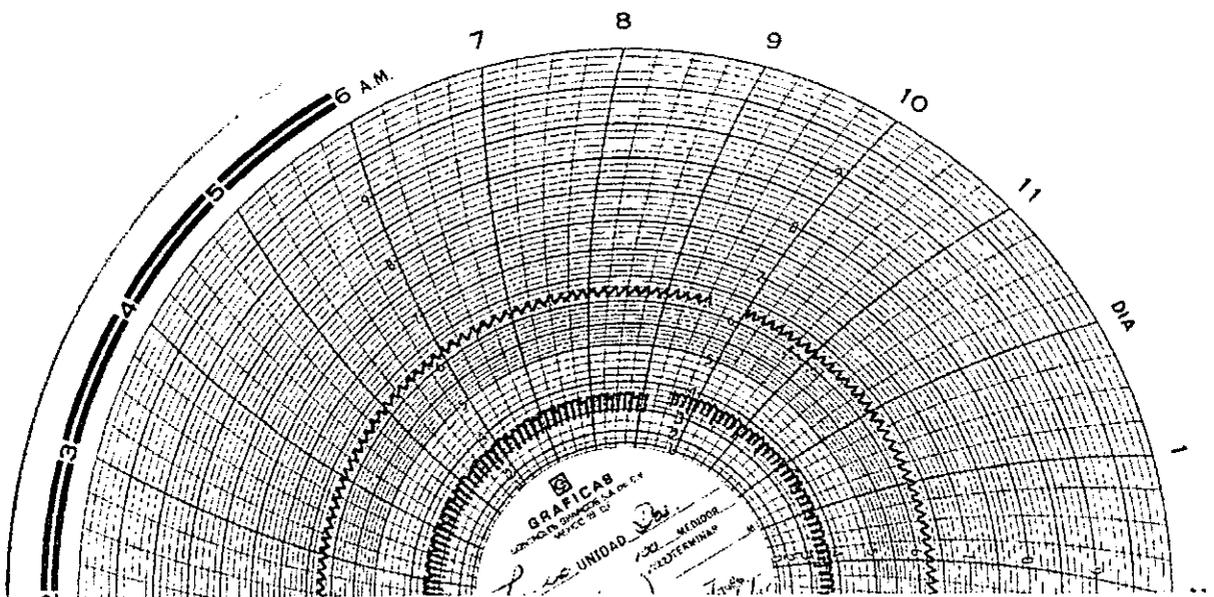
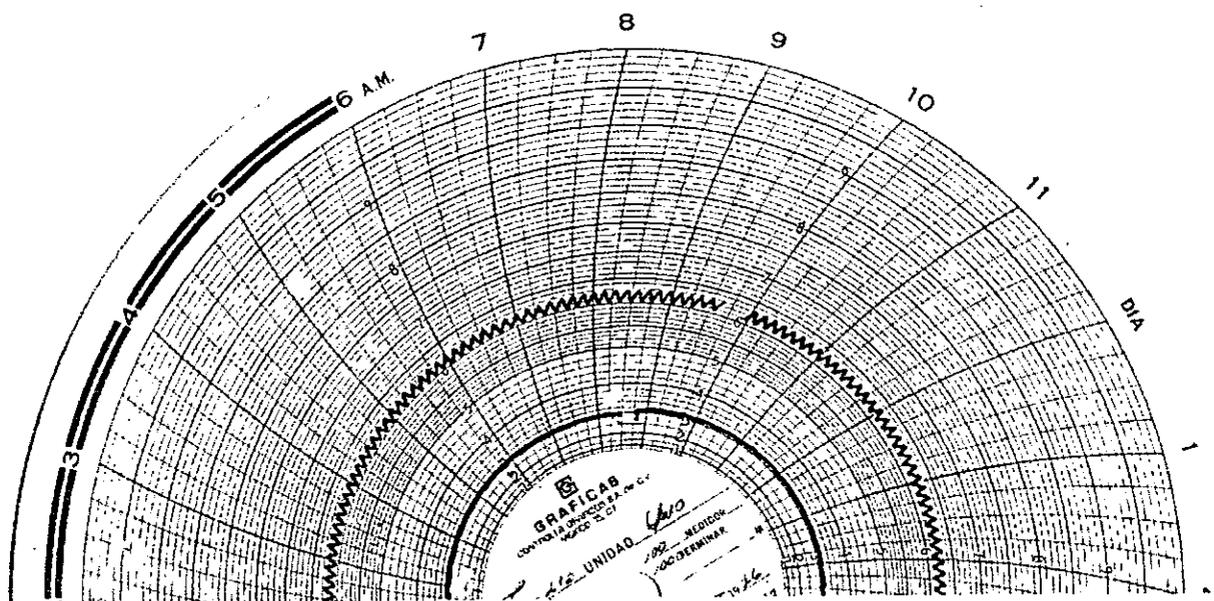


FIGURA No.- 6.9

Esta gráfica se obtuvo del pozo TONALÁ No.- 215, en ella se aprecia la variación entre un registrador y otro; en el aparato DOS, se observa un incremento de la lectura diferencial así como disparos hacia el centro de la gráfica (debido a la operación de un control de inyecciones sobre la red de bombeo neumático).

El volumen inyectado de líquidos es del orden de 8.5 litros por día.

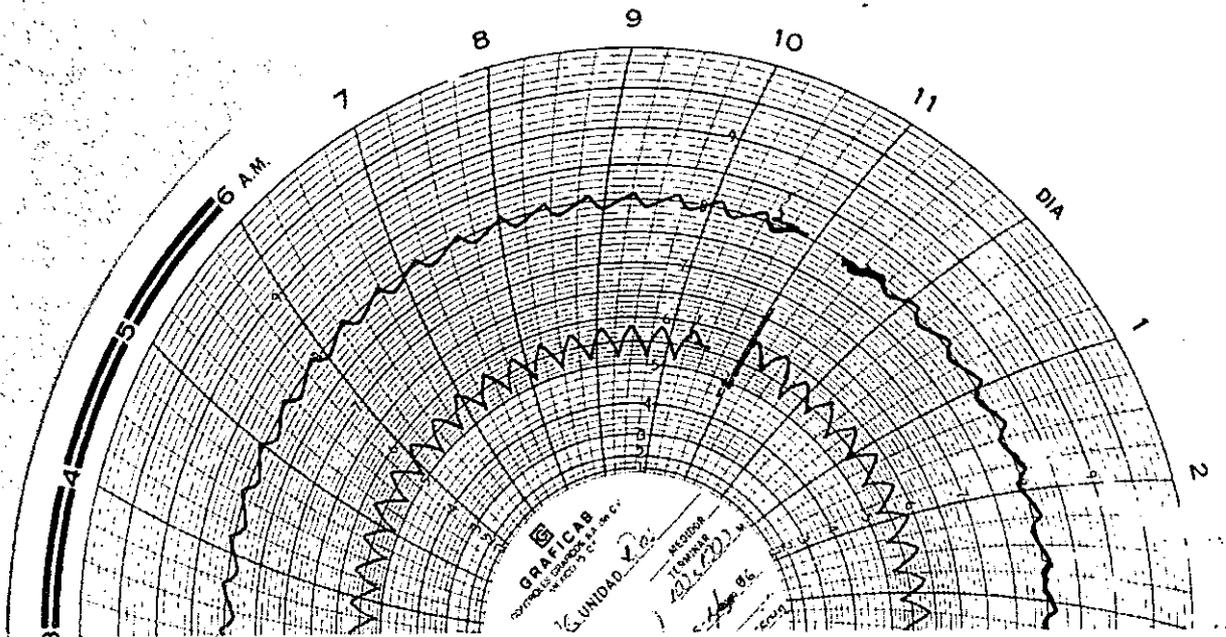
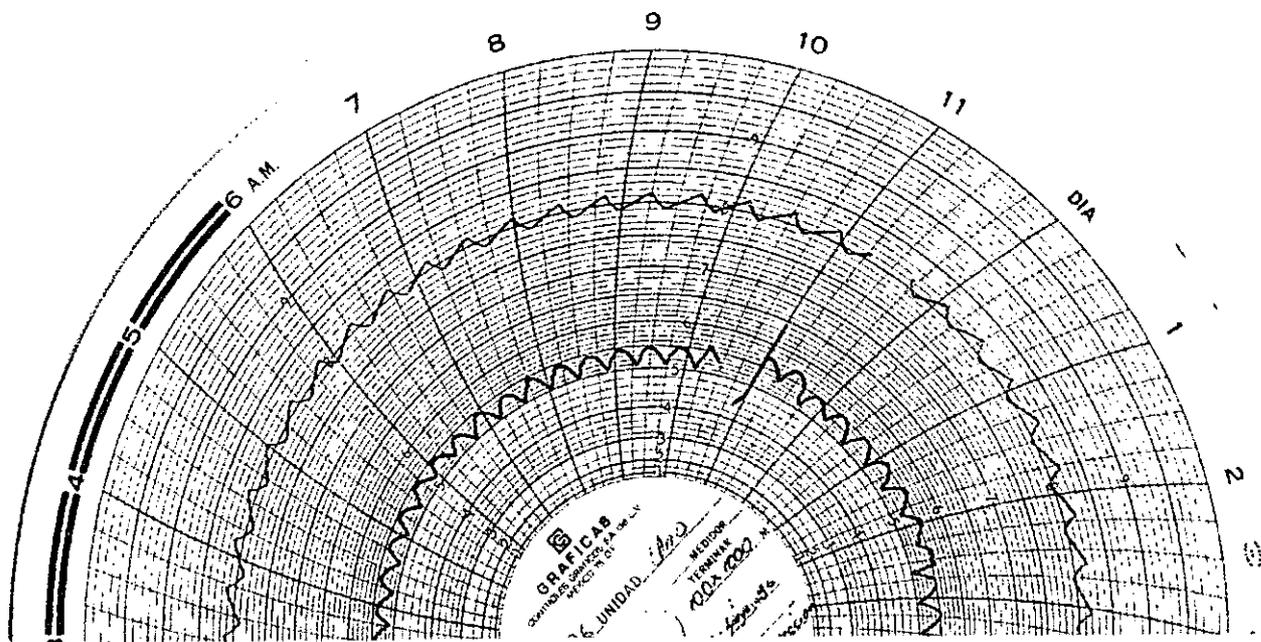


FIGURA No.- 6.10

Esta gráfica pertenece al pozo OTATES No.- 26, se observa que existe similitud en las lecturas, ya que no se inyectaba líquidos al sistema; también es notorio que la lectura diferencial marca más arriba, esto es debido a que en este campo se trabaja a una mayor presión en la red de bombeo neumático.

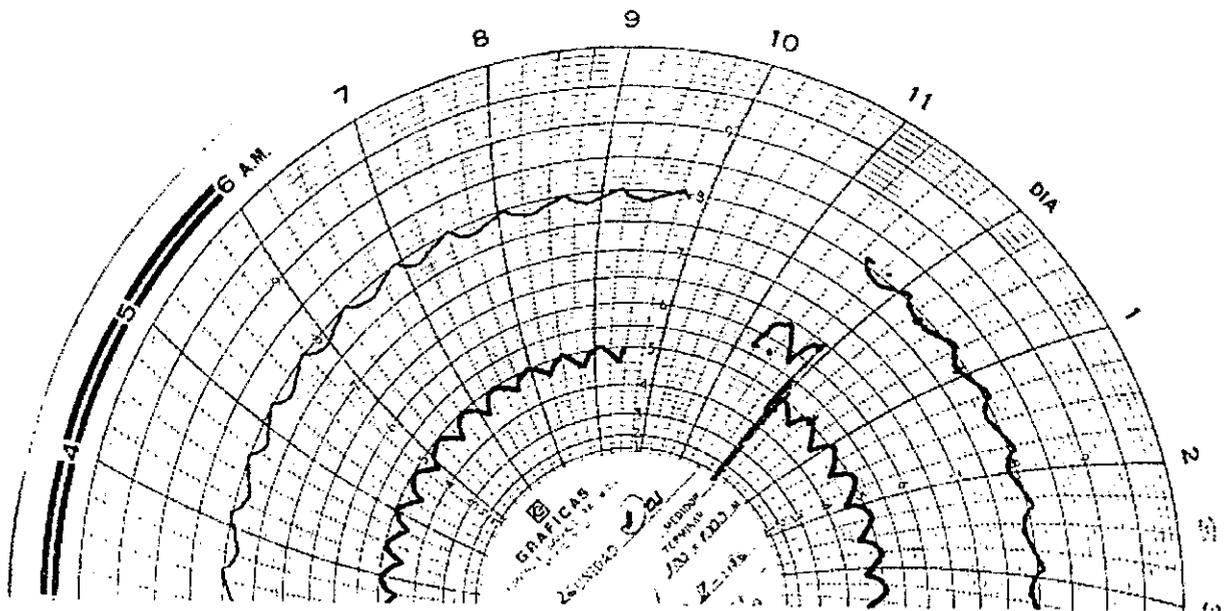
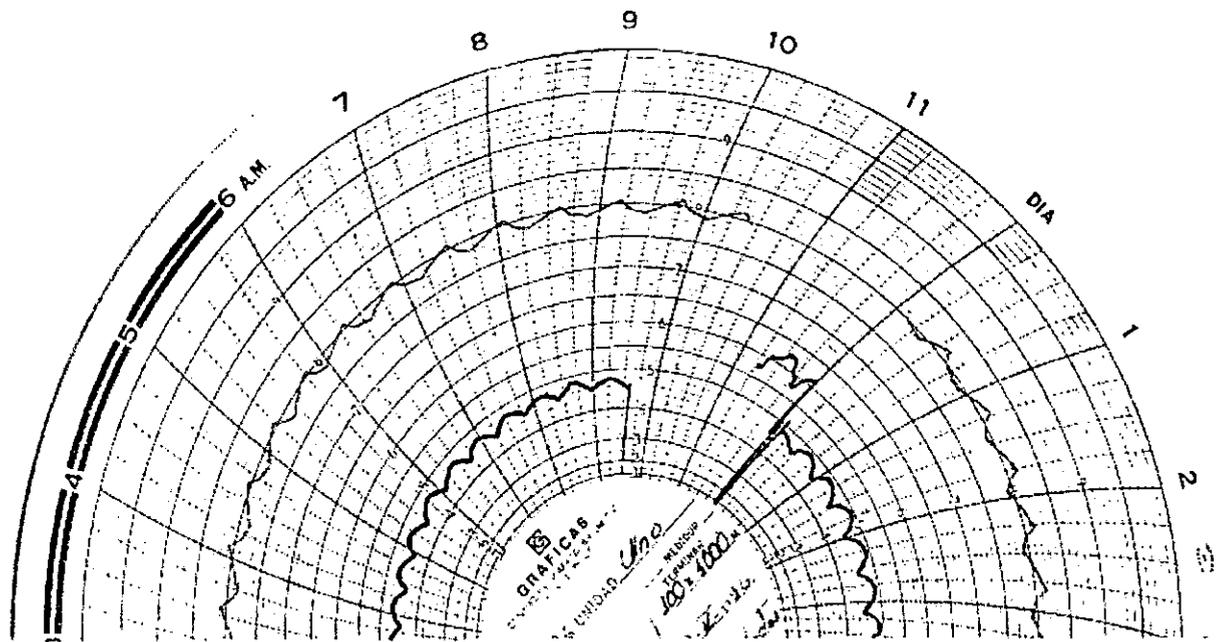


FIGURA No.- 6.11

Esta gráfica pertenece al pozo OTATES No.- 26, se observa que existe una diferencia bien definida entre las lecturas diferenciales, se inyectaba líquidos al sistema a razón de 28.3 litros por día. En esta fecha se recalibraron los dos registradores de flujo; asimismo, se aprecia también la similitud en la operación de ambos.

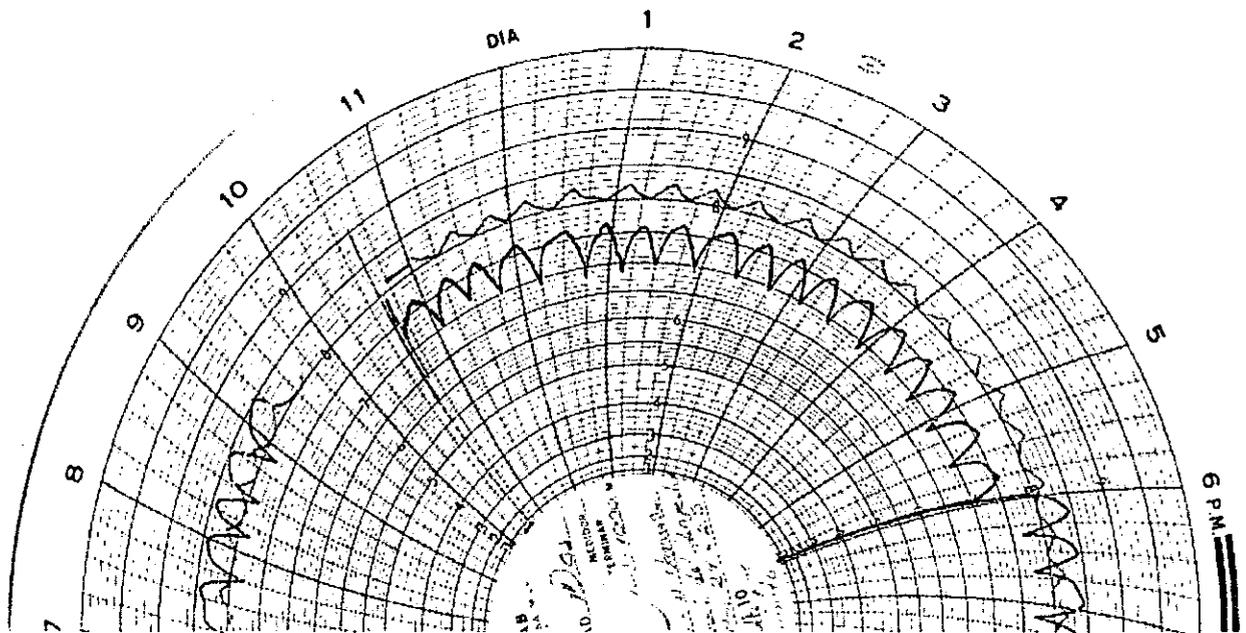
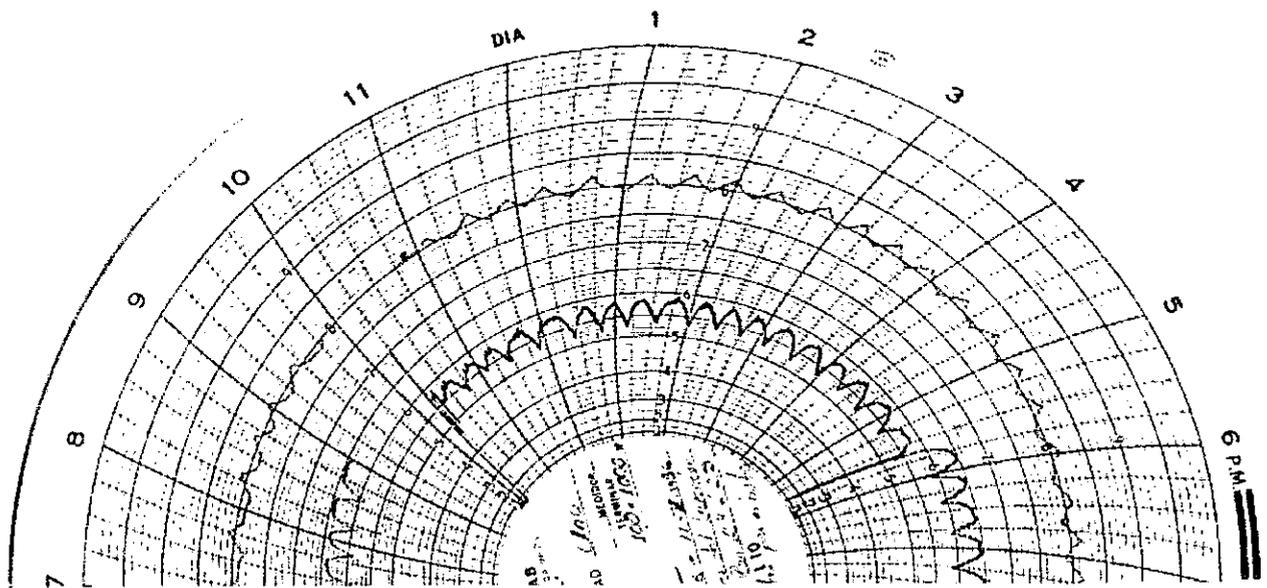


FIGURA No.- 6.12

Esta gráfica pertenece al pozo OTATES No.- 26, se observa que existe una diferencia bien definida entre las lecturas diferenciales, se inyectaba a razón de 35.3 litros por día. La prueba en esta fecha, consistió en variar bruscamente los gastos de gas inyectado al pozo, esto con el propósito de apreciar el comportamiento del error en la medición para cuando se tenía las condiciones más críticas de inyección de líquidos.

Capítulo No.- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dado que el procedimiento recomendado por el A.P.I., (para cuantificar los gastos de gas que se entregan con medidores de placa de orificio), no considera la presencia de líquido a las condiciones del medidor, los resultados logrados en este trabajo son muy importantes y pueden contribuir a lograr una medición correcta de los gastos de gas húmedo.

7.1.- CONCLUSIONES

Como conclusiones derivadas de la observación en las pruebas realizadas, se tienen las siguientes.

- 1.- Se obtuvieron correlaciones empíricas que permiten convertir el gasto calculado de gas húmedo a gasto de gas seco y viceversa. La aplicación de estas correlaciones permitirá corregir los errores que se cometen en la medición de estas corrientes por el efecto de los líquidos, y obtener una mejor estimación de los volúmenes de gas.*
- 2.- En los tres pozos donde se trabajó, se pudo apreciar que en el aparato Registrador de Flujo (para el gas húmedo), si el gasto de inyección de líquido era mínimo (menos de siete litros por día), no se manifestó ninguna diferencia entre las lecturas estática y diferencial en gráficas.*
- 3.- Cuando se lograron alcanzar gastos de inyección de líquido representativos (arriba de doce emboladas por minuto), y se fue incrementando, se observó una diferencia muy significativa en la lectura diferencial. Es obvio que si se realizaba el cálculo de los gastos de gas antes y después del inyector, las diferencias también se reflejaban en el estimado de los gastos.*

- 4.- *Se observó de los trabajos efectuados en el pozo Otates No.- 26, que cuando se logró la máxima dosificación, al variar los gastos de gas seco (en el medidor localizado antes del inyector), se presentó un incremento de igual forma en el segundo (para el gasto de gas húmedo); esto quedó bien definido, ya que se siguió esta prueba por un espacio de tres días.*
- 5.- *Del punto anterior, se concluyó que la diferencia entre las lecturas diferenciales al máximo gasto de dosificación seguía un comportamiento lineal, ya que así lo demostraba el cálculo de los gastos y la representación gráfica de los mismos.*
- 6.- *El tipo de líquidos que se inyectó al sistema de medición no representó ninguna diferencia en la medición; es decir, el efecto que causó la presencia de agua en el sistema de medición, fue el mismo que se originó por presencia de diesel.*
- 7.- *Las sobrelecturas que se registraron en las gráficas del Registrador de Flujo localizado corriente abajo del inyector de líquido, cuando se analizaron, integraron y calcularon, condujeron a la obtención de mayores gastos; es decir, se observó siempre una mayor cuantificación de los volúmenes de gas húmedo, con respecto al gas seco.*

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

7.2.- RECOMENDACIONES

De los resultados logrados en esta investigación, se pudo definir el efecto causado por la fase líquida en la medición de gas natural a través de placas de orificio, por lo que, se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones, con la finalidad de lograr una mejor medición del mismo.

- 1.- En general, para lograr una buena cuantificación del gas natural se recomienda que el arreglo del sistema de medición y su operación, se ajusten y apliquen estrictamente a los estándares y procedimientos de cálculo recomendados por el A.P.I.
- 2.- Por otra parte, dado que todas las recomendaciones del A.G.A. y API al respecto, se refieren a gas esencialmente seco, se recomienda acondicionarlo antes de ser medido (es decir deshidratar), para tratar en lo posible de manejar una sola fase y evitar los errores por la presencia de líquido a las condiciones del medidor,
- 3.- Finalmente, para las corrientes de gas húmedo estudiadas, y para otras con características similares, se recomienda aplicar las correlaciones obtenidas en forma similar a este trabajo, para corregir los volúmenes medidos.
Con el fin de obtener correlaciones o factores de corrección aplicables a una amplia gama de gases, con diferentes características, se recomienda ampliar este estudio para la obtención y aplicación de correlaciones generalizadas.
- 4.- No se debe olvidar que este procedimiento y obtención de correlaciones fue para condiciones de operación específicas; por lo tanto, es recomendable analizar casos particulares con la finalidad de tener una gama de factores de ajuste. Esto se logrará cuando se realicen este tipo de pruebas en diferentes instalaciones (diámetros de tubería y orificio, presión de operación, temperatura, etc.)
- 5.- Cuando no sea posible lograr un buen acondicionamiento del gas natural, se deberá de instalar en línea un cromatógrafo de gas y un computador de flujo, programado para determinar la relación líquido-gas a las condiciones del medidor, aplicar las correlaciones o factores de corrección al gasto de gas aparente, para obtener finalmente el gasto real de gas.

NOMENCLATURA

- B_g** = Factor volumétrico del gas [pie^3 a.c. Yac. / pie^3 a.c. std.].
- C** = Constante del orificio.
- C'** = Constante de flujo del orificio.
- D** = Diámetro interior del orificio [pulgadas].
- D** = Diámetro interior del tubo de medición [pulgadas].
- E** = Error calculado [%].
- F** = Relación in-situ de la velocidad gas - líquido.
- F_{gr}** = Factor por densidad relativa.
- F_c** = Factor de calculo del orificio.
- F_n** = Factor de conversión numérico.
- F_{pb}** = Factor de presión base.
- F_{PV}** = Factor por supercompresibilidad.
- F_{sL}** = Factor por pendiente.
- F_{Tb}** = Factor por temperatura base.
- F_{TT}** = Factor por temperatura de flujo.
- G.H.** = Gas húmedo.
- G.S.** = Gas seco.
- hw, h** = Presión diferencial [Pulgadas de agua de columna].
- K** = Factor numérico.
- K_d** = Coeficiente de descarga del medidor de orificio.
- L** = Carrera del pistón [Pulgadas].
- n** = Número de moles de gas.

- P** = Presión [lb / pg² abs.].
- P_B** = Presión base [lb / pg²].
- P_f** = Presión de flujo estática [lb / pg²].
- Q** = Gasto volumétrico [pie³ / día].
- Q_G** = Gasto del flujo de gas [MMPCD].
- Q_H** = Gasto del flujo a condiciones base [MMPCD].
- Q_{MP}** = Gasto aparente del flujo de gas [MMPCD].
- Q_{TWE}** = Gasto total producido por un pozo [MMPCD].
- Q_{VE}** = Gasto de vapor equivalente [MMPCD].
- R** = Constante universal del gas [10.732 (lb / pg² abs.- pie³ / mole-lb - °R)].
- R_D** = Numero de Reynolds [Adim.].
- RGA** = Relación gas-aceite [MMPC / BI].
- RHL** = Relación Condensados - Gas. [BI / MMPC].
- R_s** = Relación de solubilidad.
- R_{TL}** = Relación líquido-gas [BI / MMPC].
- S** = Valor de la pendiente de Wurchet [BI / MMPC].
- SG** = Densidad relativa del gas.
- T** = Temperatura [°R].
- T_f** = Temperatura de flujo [°F].
- V** = Volumen [pie³].
- W, w** = Gasto del flujo másico total.
- W_d** = Densidad relativa del gas seco.
- x** = Calidad de la corriente húmeda [%].
- Y** = Factor de corrección por expansión.
- Z** = Factor de Compresibilidad.

GRIEGAS

π	=	Constante numérica [3.14159265].
ρ	=	Densidad [lb / pie ³].
γ	=	Densidad relativa.
μ	=	Viscosidad [cp].
ΔP	=	Caída de presión al cruzar [lb / pg ²].

SUBINDICES

1	=	Corriente arriba.
2	=	Corriente abajo.
f	=	Condiciones de flujo.
G, g	=	Gas.
HOM	=	Homogéneo.
L	=	Líquido.
O	=	Aceite.
TP	=	Dos fases.

REFERENCIAS

- 1.- Donald, L. Katz, "Handbook of Natural Gas Engineering", University of Michigan, pp. 332 - 351, (1959)
- 2.- A. G. Nangea, L. S. Reid, R. L. Huntington and M. P. Joyce.: "The Effect of Entrained Liquid on the Measurement of Gas by an Orifice Meter", *Journal of Petroleum Technology*, June, 1965
- 3.- John A. Pryor, "Orifice Meter Measurement Steam Quality", *The Oil and Gas Journal*, pp. 86-88 May 30 of 1966.
- 4.- J. W. Palm, J. W. Kirkpatrick, and W. H. Anderson, "Determination of Steam Using an Orifice Meter", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 587-591, June, 1968
- 5.- L. Oranje, "Condensate Behavior in Gas Pipeline is Predictable", *The Oil and Gas Journal*, pp. 39-44, July 2, 1973
- 6.- Edward Wichert, "Multi-Phase Flow Measurement by Orifice Meter", *Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 4688*, 1973
- 7.- K. C. Hong., "Two-Phase Flow Splitting at a Pipe Tee", *Journal of Petroleum Technology* pp. 290-296, February, 1978
- 8.- Louis Mattar, Murray Nicholson, Khalid Aziz and G. A. Gregory.: "Orifice Metering of Two-Phase Flow", *Journal of Petroleum Technology*, pp. 955-961, August 1979
- 9.- J. L. Anderson and S. E. Falke.: "A Microprocessor-Based steam generator Quality Controller", *SPE 13022*, pp. 1-6, (1984)
- 10.- J. W. Sinclair and R. A. Startzman, "Steam Quality Measurement in Flow Lines", *SPE 13634*, pp. 467-474, (1985)

- 11.- *S. Griston and F. L. Cire.: "Evaluation of Two-Phase Steam Flow an Orifice", SPE 19700, pp. 1-14, October 8 - 11, 1989*
- 12.- *N. Nederveen.: "Wet Gas Flow Measurement", SPE 19077, pp. 211-220, (1989)*
- 13.- *J. J. S. Shen.: "Field Calibration of Wedge Meter for Natural Gas Flow Measurement", SPE 18848, pp. 245-256, (1989)*
- 14.- *J. J. S. Shen.: "Characterization of Swirling Flow and Its Effects on Orifice Metering", SPE 22865, pp. 1- 11, (1991)*
- 15.- *T. B. Morrow, J. T. Park and R. J. McKee.: "Effects of Orifice Installation Condition on Orifice Coefficient Accuracy", SPE 21509, pp. 283-289, (1991)*
- 16.- *V. C. Ting, "Effects of Nonstandard Operation Conditions on the Accuracy of Orifice Meter", SPE 22867, pp. 1-8, (1991)*
- 17.- *V. C. Ting, "Effects of Orifice Meter Orientation on Wet Gas Flow Measurement Accuracy", SPE 26158, pp. 211-216, (1993)*
- 18.- *J. J. S. Shen.: "Diagnostics and Improvement of Wellhead: A Case Study", SPE 35610, pp. 341- 247, 28 April - 01 May, 1996*
- 19.- *H, Dale Beggs.: "Gas Production Operations", Edition of 1972.*
- 20.- *Ken Arnold and Maurice Stewart., "Surface Production Operations", Vol. 1. Desing of Instalations of Oil - Handling Systems and Facilities. March - 92*
- 21.- *John M, Campbell., Robert A, Hubbard and Robert N, Maddox: "Gas Conditioning and Processing", vol.-1, July - 1992*
- 22.- *Sanjay Kumar., "Gas Production Engineering", vol. - 1, 1987*
- 23.- *Chiu U, Ikoku., "Natural Gas Productions Engineering", Edition of 1992*

- 24.- Schuster R. A., "The Effects of Liquids Upon the Measurement of Gas as determined By Full-Scale Testing", M.S. Thesis, Texas College of Arts and Industries, 1958
- 25.- Wright J. R. , "The Comparison of the Effects of Entrained Liquids on Orifice and Rotary Meters in Gas Measurement", M.S. Thesis, Texas College of Arts and Industries, 1962
- 26.- Alexander J.D. and Reed P.W., "Kaybob South Beaverhill Lake three-Phase Metering Study, Part 1", Report prepared for Kaybob Field Owners, May 1972
- 27.- Murdock J. W.; "Two-Phase Flow Measurement with Sharp-Edged Orifices" J. Basic Engineering, Vol. 84, NO 4, 1962
- 28.- Chisholm B. J. ; "How Orifice Plate Conditions Affect Measurement Accuracy" Pipeline Industry, December, 1989
- 29.- Lee A. G., Gonzales M. H., and Eakin B. E., "The Viscosity of Natural Gases" J. Pet. Tech., Aug. 1966
- 30.- Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 , natural Gas Fluids Measurements Third Edition, Aug. 1992
- 31.- Murdock J. W.; "Two-Phase Flow Measurement with Orifices" Trans. ASME (1962), serie D 84, 419 – 432.
- 32.- Edward Wichert, "Measurement of multiphase stream by Orifice Meter" paper 7216, presented at the CIM meeting, Alberta (1972).