

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“PREDICCIÓN DE LA CONSTANTE DE MEDICIÓN DE
GAS USANDO SIMULACIÓN CON HYSYS PLANT EN EL ÁREA
PDVSA GAS SAN TOMÉ”**

**REALIZADO POR:
JESÚS EMILIO CAMPOS MONTAÑO**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al título de:**

INGENIERO MECÁNICO

PUERTO LA CRUZ, ENERO DE 2009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“PREDICCIÓN DE LA CONSTANTE DE MEDICIÓN DE
GAS USANDO SIMULACIÓN CON HYSYS PLANT EN EL ÁREA
PDVSA GAS SAN TOMÉ”**

JURADO

**Ing. Mecánico Orlando Ayala
Asesor Académico**

**Ing. Mecánico Henry Espinoza
Jurado Principal**

**Ing. Mecánico Lino Camargo
Jurado Principal**

PUERTO LA CRUZ, ENERO DE 2009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“PREDICCIÓN DE LA CONSTANTE DE MEDICIÓN DE
GAS USANDO SIMULACIÓN CON HYSYS PLANT EN EL ÁREA
PDVSA GAS SAN TOMÉ”**

ASESORES

Ing. Mecánico Orlando Ayala
Asesor Académico

Ing. Mecánico Carlos Suárez
Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, ENERO DE 2009

DEDICATORIA

A Mis Padres por todo el amor, comprensión, apoyo dado y a ti mamá en especial por haber sido mi fuente de inspiración y el gran pilar de mi vida. A ustedes les dedico este logro.

A Mi tía Honoria y mi prima Brunilde por su cariño y por estar siempre presente, las quiero.

A Mis Hermanos por el apoyo brindado.

A Mis amigos y compañeros de clase para que les sirva de inspiración para que logren sus propias metas.

A todas las personas que con esfuerzo y dedicación se encuentran luchando por alcanzar sus sueños.

AGRADECIMIENTO

A **Dios** y a la **Virgen**, por guiar mis pasos y darme fuerzas para culminar esta meta.

A **Mis Padres**, por esas palabras de apoyo que siempre me han brindado y por esperar con ilusión este logro.

A mi tutor industrial el **Ing. Carlos Suárez**, por su receptividad en el momento que llegue a las oficinas de la empresa, por haber dedicado su tiempo, conocimiento y valiosa colaboración para la realización exitosa de esta tesis de grado.

A mi asesor académico **Ing. Orlando Ayala**, por su valiosa colaboración en el desarrollo del proyecto y su tiempo dedicado.

A **la Universidad de Oriente** por permitirme realizar mi sueño, y a **los profesores** que se abocaron a transmitirme sus conocimientos.

De todo corazón mil gracias.

RESOLUCIÓN

"De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajos de grado, éstos son de exclusiva propiedad de la **universidad de oriente** y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario"

RESUMEN

En este estudio se evaluó como influye la variación de la composición del fluido y la presencia de líquido en la medición de gas del área PDVSA Gas San Tomé, esto con el fin de satisfacer las leyes de Hidrocarburos impuestas por el Ministerio de Energía y Minas. Ello hizo necesaria la evaluación de la infraestructura de medición y estado operacional de las plantas compresoras pertenecientes a dicha área, específicamente las plantas Boca, Chimire1, Chimire R, Elotes Norte, Guarico 13, Guere y Sanvi. Se identificaron los puntos de medición y se verificó la instalación de los mismos. Para el estudio, se utilizó como principal herramienta el simulador de procesos HYSYS Plant, con éste se obtuvo los resultados cromatográficos de todos los puntos de medición los cuales al compararlos con los entregados por el laboratorio muestran una gran concordancia. Esto valida al programa de simulación como herramienta para obtener las cromatografías, además de avalar la hipótesis manejada en la empresa que en una línea donde no existen grandes cambios de presión no se producen variaciones composicionales. De igual manera se hizo, el cálculo de la constante de medición de gas utilizando el método de análisis y para validar estos cálculos se compararon con los efectuados a través del programa Centinela dando como resultado una diferencia general menor al 3% lo cual es aceptable por la empresa.

CONTENIDO

Página de Título	
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESOLUCIÓN	vi
RESUMEN	vii
CONTENIDO	viii
CAPITULO I	11
INTRODUCCIÓN.	11
1.1. Reseña historica	11
1.2. Ubicación geográfica	12
1.3. Características del área en estudio	13
1.4. Descripción de las estaciones y plantas compresoras	13
1.5. Planteamiento del problema	15
1.6. Objetivos	16
1.6.1. Objetivo General	16
1.6.2. Objetivos Específicos	16
Capitulo II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1. Gas natural	7
2.1.1. Clasificación del gas natural	8
2.1.2. Usos del gas natural	9
2.1.3. Generación de energía	9
2.1.4. El gas natural licuado (GNL)	10

2.1.5. Impacto ambiental	10
2.2. Análisis químicos	11
2.3. Tipos de medidores	11
2.3.1. Medición de gas por placa de orificio	12
2.3.2. Definición	13
2.3.3. Componentes de los medidores de orificio	13
2.4. Registrador	20
2.4.1. Tipos de registrador	20
2.5. Ventajas y desventajas de la medición del gas natural con cajas de orificio	22
2.5.1. Ventajas de la medición	23
2.5.2. Desventajas de la medición	23
2.6. Coeficiente de descarga (C _v):	24
2.7. Cálculo de la constante del medidor	24
2.7.1. Factor de temperatura base ^[10]	26
2.7.2. Factor de presión base ^[10]	26
2.7.3. Factor manométrico ^[10]	26
2.7.4. Factor de localización de medición ^[10]	26
2.7.5. Factor de temperatura de flujo ^[10]	26
2.7.6. Factor de gravedad específica ^[10]	27
2.7.7. Factor de expansión térmica del orificio ^[10]	27
2.7.8. Factor de expansión ^[10]	27
2.7.9. Factor básico de orificio ^[10]	28
2.7.10. Factor del Número de Reynolds ^[10]	29
2.7.12. Factor de corrección por resortes	34
CAPITULO III	34
DESARROLLO DEL TRABAJO	34
3.1. Población y muestra	34
3.2. Instrumentos y técnicas para la recolección de la información	34

3.3. Procedimiento metodológico	35
3.4. Plantas compresoras del área pdvsa gas	38
3.4.1. Datos Recolectados	42
MUESTRA DE CÁLCULO	51
3.5.1 Cálculo de la constante de descarga C'	51
CAPITULO IV	60
ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
CAPITULO V	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
5.1. Conclusiones:	68
5.2. Recomendaciones:	70
BIBLIOGRAFÍA	71
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	73

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN.

1.1. Reseña historica

Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA), es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, regida por la ley orgánica que reserva al estado la industria y el comercio de los hidrocarburos. Esta empresa matriz creada por decreto presidencial N° 1.123 el 30 de agosto de 1975, se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. A mediados de 1997 se crea la corporación PDVSA Petróleo y Gas, la cual esta integrada por tres grandes empresas funcionales, dedicadas a las actividades fundamentales del negocio, las cuales son: PDVSA Exploración y Producción (E y P), PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios. La empresa PDVSA Exploración y Producción es responsable de la producción de petróleo y gas. La División PDVSA Oriente es la encargada de velar por el cumplimiento óptimo de la producción de crudo, gas y agua en las diferentes instalaciones industriales (estaciones de flujo, plantas compresoras, gasoducto y oleoducto, etc.) de la región oriental. PDVSA E y P Oriente cuenta con la gerencia de Coordinación Operacional Oriente (C.O.O) y está integrada por los distritos Norte, Anaco, San Tome y Morichal. PDVSA GAS San Tomé (área donde se realizó el estudio) fue creada en mayo del 2007.

La Gerencia de Medición y Control de la Utilización del Gas a través de una superintendencia adjunta (instalaciones donde se desarrollara el proyecto), se encarga de coordinar y controlar los procesos asociados a la medición del gas producido y utilizado, para generar información integral, confiable y oportuna requerida para la fiscalización, estadística, planificación y gestión financiera del negocio del gas natural en el distrito San Tomé.

1.2. Ubicación geográfica

El Distrito San Tomé ubicado geográficamente en el Municipio Freites, región Centro Sur del estado Anzoátegui, parte de la región Sur del Estado Guárico y se extiende hasta Casma-Soledad en el Estado Monagas, con un área aproximada de 24000 Km² (fig. 1.1). Es responsable de las áreas Hamaca y Machete, las cuales representa el 60% de la Faja Bituminosa del Orinoco. En este se operan 132 campos, los cuales se encuentran agrupados en 34 sectores con un total de 5593 pozos de los cuales 2030 están activos^[1].

Posee un potencial de producción de 250.000 barriles diarios de petróleo y conforma la más grande variedad de instalaciones petroleras que van desde los patios de almacenamiento de crudo hasta las estaciones de flujos, planta de inyección de aguas, gas, vapor y plantas de gas que integran al mayor complejo gasífero del país.

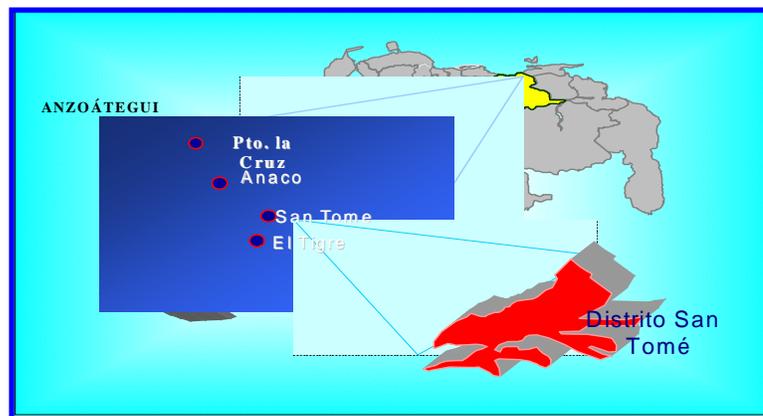


Figura 1.1. Ubicación geográfica del distrito San Tomé.^[3]

1.3. Características del área en estudio

PDVSA Gas San Tomé (área donde se realizó el estudio) cuenta con 7 plantas compresoras, donde la medición de flujo de gas es posible a través de 36 sistemas de medición de flujo instalados en estaciones de descarga y flujo, en las líneas de producción y manejo de gas desde la primera etapa de producción hasta los puntos de entrega a planta para su utilización.

1.4. Descripción de las estaciones y plantas compresoras

Una vez que se ha extraído la mezcla de hidrocarburos de los yacimientos de gas condensado, es necesario la separación de sus componentes gas, petróleo y el agua, operación esta que se realiza en las estaciones de producción.

Las estaciones de producción están formadas por múltiples de niveles de presión, los cuales reciben la producción de los pozos pertenecientes al campo; posteriormente pasan a los separadores, donde la parte más liviana es el gas y, por consiguiente, este sube y sale del separador para pasar al sistema de recolección de gas y ser medido. Todo lo contrario ocurre con el petróleo y el agua ya que estos son la parte pesada de la mezcla, salen por el fondo del equipo de separación y son impulsados al tanque de almacenaje donde posteriormente son separadas las fracciones de agua del crudo^[2].

El gas natural que sale de las estaciones de producción llega a las plantas compresoras las cuales están constituidas por una o más unidades compresoras accionadas por motores de combustión interna. Estas reciben corrientes en forma simultánea de gas a diferentes presiones; las mismas entran a un depurador para eliminar los arrastres de líquidos que puedan tener, una vez depurado el gas este pasa

a los diferentes cabezales de succión donde son distribuidas a las distintas unidades de compresión. El gas natural comprimido que abandona los cilindros compresores, se envía hacia los enfriadores respectivos de cada unidad, donde el gas enfriado pasa a la próxima etapa de compresión o al cabezal de descarga respectivo.

Para el transporte del gas natural, se emplean tuberías las cuales dependiendo del servicio se clasifican en líneas de recolección o transmisión. Estas tuberías están equipadas con accesorios tales como válvulas de seguridad, lanzadores o receptores para su limpieza y trampas recolectoras de líquidos, localizadas a lo largo del gasoducto. Por lo general, las líneas de recolección transportan gas a baja presión llevándolo desde las estaciones hasta las plantas compresoras, de estas últimas salen las líneas de transmisión las cuales transportan grandes volúmenes de gas a elevadas presiones hasta los sistemas de distribución, entre los cuales se destacan:

Recuperación secundaria por inyección de gas: en esta etapa de producción, se restablece la presión perdida del yacimiento, a través de un proceso de inyección de gas a fin de lograr el desplazamiento y el recobro del petróleo.

Levantamiento artificial por gas “Gas Lift”: consiste en inyectar gas a alta presión en un pozo por el espacio anular libre entre la tubería de producción y revestidora. La mezcla de gas y petróleo que se produce en la tubería pesa menos que el petróleo solo, por lo cual la presión del yacimiento puede ser suficiente para permitir el flujo del pozo.

Gas a venta: parte del gas que recolecta la empresa se entrega a otras compañías para ser tratado, transportado y distribuido a escala nacional e internacional.

1.5. Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela, S.A. se encuentra en pleno desarrollo, teniendo como meta fundamental aumentar la producción de gas, así como el uso eficiente y máximo aprovechamiento del mismo, permitiendo un crecimiento continuo y sostenido del negocio de explotación y producción en armonía con el ambiente y el entorno. En tal sentido en PDVSA Gas San Tomé (área donde se realizó el estudio), la medición de flujo de gas es posible a través de 36 sistemas de medición de flujo instalados en estaciones de descarga y flujo, en las líneas de producción y manejo de gas desde los puntos de entrada a los puntos de entrega para su utilización, éste permitió conocer el grado de afectación en la medición de flujo de gas ocasionados por variaciones en la composición del gas o la presencia de condensado en los medidores, en este caso placa de orificio.

Los factores expuestos, afectan la medición de la volumetría y por tanto los procesos de control, producción, inyección, transferencia, utilización y quema del hidrocarburo gaseoso; los cuales se traducen en pérdidas para la corporación y la expone a sanciones de los entes gubernamentales como el MENPET, Ministerio del Ambiente y SENIAT; por incumplimiento de las regulaciones, normas y leyes aplicables.

En tal sentido y en la búsqueda de soluciones se realizó un estudio para conocer las condiciones del fluido a la entrada de cada medidor. Para esta evaluación se utilizó una simulación de los procesos y condiciones operacionales de las plantas del área PDVSA Gas San Tomé.

1.6. Objetivos

Para la realización del trabajo se plantearon los siguientes objetivos:

1.6.1. Objetivo General

Predecir la constante de medición de gas usando simulación con Hysys Plant en el área PDVSA Gas San Tomé.

1.6.2. Objetivos Específicos

Obtener la distribución y característica de las facilidades de superficie de gas del área PDVSA Gas San Tomé.

Simular el proceso para la determinación de la composición del gas (estimado) en cada punto de medición.

Evaluar la presencia de líquido en cada punto de medición del sistema.

Determinar la desviación de las constantes de medición de los medidores con relación al ámbito composicional de cada sistema.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Gas natural

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, los hidrocarburos o el gas están contenidos en una roca porosa (o en espacios porosos). La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural; estas pueden ser de origen estructural o estratigráfico; y se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa^[3].

Los principales campos productores de crudo y gas asociado y no asociado se encuentran ubicados principalmente en el Oriente del país, en los estados: Monagas, Anzoátegui y Guarico. La producción de estos campos se dirige hacia las estaciones de flujo para separar las corrientes de gas y crudo. La corriente de gas va dirigida a los múltiples de segregación para separar y clasificar las corrientes de gas rico o de gas pobre, dependiendo de la calidad de este gas. El más rico se destina a las plantas de extracción de líquidos, mientras que el más pobre se envía para mantener la presión del yacimiento, o se usan para ventas.

2.1.1. Clasificación del gas natural

2.1.1.1. De acuerdo con su composición:

Gas Rico (Húmedo): es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C^+_3) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es muy utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

Gas Pobre (Seco): está formado prácticamente por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrógeno.

Gas Agrio: contiene impurezas como H_2S y CO_2 los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero.

Gas Dulce: es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) H_2S y CO_2 , los gases naturales de Venezuela sólo contienen pequeñas cantidades de H_2S .

2.1.1.2. De acuerdo con su localización en el subsuelo:

Gas Asociado: es el gas disuelto o separado del petróleo (capa de gas) en yacimientos petrolíferos. La mayoría de las reservas probadas de gas natural en Venezuela son de este tipo y están ubicadas en la región Occidental (Edo. Zulia), y el norte de Monagas: campos El Carito, Sta. Bárbara, Musipan y el Tejero. Este gas ocurre asociado al petróleo en yacimientos subterráneos donde a causa de su segregación gravitacional constituye la capa superior de las fases (gas, petróleo, agua) que normalmente se presentan en un yacimiento³.

Gas No Asociado: es aquel que está sólo con agua, con nata en yacimientos de gas seco, y las mayores reservas de este gas se encuentran en la región Oriental (Edo. Guárico).

Gas Condensado: se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Durante la producción del yacimiento, la presión puede disminuir en el área de condensación retrograda permitiendo que el gas condense a petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto se evita inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento. Este tipo de gas se encuentra principalmente en el estado Anzoátegui.

2.1.2. Usos del gas natural

Reinyección de gas a yacimientos petrolíferos para mantener la presión del yacimiento y con fines de recuperación secundaria. Se puede almacenar gas en arenas acuíferas o en zonas de gas para su posterior uso^[4].

En levantamiento artificial de petróleo con gas-lift.

Como combustible para uso industrial, comercial y doméstico.

En procesos petroquímicos para obtener amoníaco, olefinas, metanol, etc.

Parte del gas (menos del 15%) se arroja a la atmósfera.

2.1.3. Generación de energía

El gas natural puede ser empleado para producir hidrógeno que se puede utilizar en los vehículos de hidrógeno. 1 Nm³ (metro cúbico en condiciones

normales: 0°C de temperatura y 1 atmósfera de presión) de gas natural produce aproximadamente 10,4 kw/h.

2.1.4. El gas natural licuado (GNL)

El gas natural tiene cantidades variables de propano y butano que pueden ser extraídos por procesos consistentes en la reducción de la temperatura del gas hasta que estos componentes y otros más pesados se condensen. Los procesos usan refrigeración o turboexpansores para lograr temperaturas menores de -40° C necesarias para recobrar el propano. Subsecuentemente estos líquidos son sometidos a un proceso de purificación usando trenes de destilación para producir propano y butano líquido^[4].

Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para establecer reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -161 °C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

2.1.5. Impacto ambiental

El GNL tiene el menor impacto ambiental de todos los combustibles por su alto contenido de hidrógeno. Los derrames de GNL se disipan en el aire y no contaminan el suelo ni el agua. Como combustible vehicular, reduce las emisiones de óxidos de nitrógeno en un 70%, y no produce compuestos de azufre ni partículas^[5].

Para la generación eléctrica las emisiones de dióxido de azufre, SO_2 prácticamente quedan eliminadas, y las emisiones de CO_2 se reducen en un 40%.

2.2. Análisis químicos

Los análisis químicos son un conjunto de procedimientos y técnicas que se llevan a cabo para saber la composición química (análisis cualitativo) y cantidad de elementos (análisis cuantitativos) que forman parte de una sustancia. Siendo la cromatografía de gas una técnica de separación utilizada para saber la composición del gas natural. Las muestras que se analizan, pueden ser gases, líquidos o sólidos, aunque la mayoría de las veces se trabaja con gases y líquidos.

2.3. Tipos de medidores

Existen varios métodos para medir el caudal según sea el tipo de fluido, la precisión deseada, el control requerido y el tipo de caudal volumétrico o másico deseado^[6]. En el campo de la medición de gas se hace uso de dos tipos fundamentales de medidores:

Medidores de cantidad: También llamados medidores volumétricos, dan la indicación de la medida al dejar pasar una cantidad determinada de fluido por ciclos de movimiento y usualmente su medida va siendo totalizada dando la cantidad de gas que ha pasado hasta ese momento. Entre estos se encuentran los diafragmas de desplazamiento positivo y rotatorio.

Medidores de flujo: También conocidos como medidores dinámicos, son aquellos que obtienen la medición no por la medida de volumen o peso del medio que se desea conocer, sino por la medición de otro fenómeno que es una función de la

cantidad de fluido que pasa por la tubería^[7]. El fenómeno medido es generalmente presión diferencial o velocidad. Usualmente estos métodos dan una indicación del régimen de flujo y son muy usados en la industria petrolera. Entre estos se encuentran los diferenciales (Tubo pitot, Toberas, Orificio, Tubo Venturi y Tubo Vortex) y los no diferenciales (Rotamétros, Turbinas, Magnéticos y Sónicos).

Hay que señalar que la medida de caudal en la industria se efectúa principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso del fluido. La placa de orificio es el instrumento de mayor utilización en el campo petrolero, y será descrito a continuación.

2.3.1. Medición de gas por placa de orificio

La medición del gas natural está comprendida dentro del campo de la medición de fluidos compresibles, cuyo comportamiento volumétrico, además de estar afectado por las variaciones de presión y temperatura a la cual se encuentra, se ven afectados igualmente por el hecho de ser una mezcla de elementos o compuestos, el cual dependiendo de su proporción o tipo, desvían del comportamiento ideal que pueda esperarse en una determinada condición^[7].

El flujo de gas natural es continuo, sin que en ningún punto de su trayectoria sea almacenado. Por lo que su medición debe realizarse directamente sobre la línea o tubería por la cual está fluyendo.

2.3.2. Definición

El medidor de orificio es el dispositivo más usado en la medición de gas, está basada en el principio físico de la caída de presión de un fluido circulando a través de una restricción, esto origina un incremento en la velocidad del fluido con la consecuente reducción en la presión del mismo. Este hecho origina que se establezca a través del orificio una caída de presión la cual se incrementa al aumentar la tasa de flujo o viceversa. Es ampliamente aceptado en la medición de líquidos o vapores. Con una correcta instalación y mantenimiento del orificio se puede obtener una precisión de $\pm 2\%$.

El medidor de orificio consiste de una presión estática y una presión diferencial que parten desde el orificio al instrumento medidor (registrador). Dos tomas, una antes y otra después del orificio, nos permite conocer dichas presiones las cuales son enviadas a una unidad diferencial, donde se resta la presión estática mayor de la menor para obtener la presión diferencial neta a través del orificio y a un resorte Bourdon donde de continuo llega la señal de presión estática “aguas arriba”. El tubo medidor de orificio (carrera de medición), consiste de una sección de tuberías aguas arriba y una aguas abajo con una dimensión y tolerancia que esta determinada a través del cálculo y conforme a las especificaciones establecidas por ANSI/API 2530 (GPA 8185). La placa del orificio debe estar perpendicular al flujo para bridas o porta orificio.

2.3.3. Componentes de los medidores de orificio

A. Placas de orificio

Las placas de orificio simplemente son elementos instalados en los tubos para restringir el flujo del fluido (elemento primario). Se trata esencialmente, de una placa plana y redonda con un orificio o perforación.

B. Especificaciones de la placa de orificio

Aunque la placa de orificio es un dispositivo muy sencillo, es necesario cumplir con ciertos requisitos para que ésta sirva en forma eficiente^[8]. Algunas de estas especificaciones son:

El borde aguas arriba del orificio debe ser cuadrado y puntiagudo, sin contornos redondeados o biselados.

La placa debe ser plana y lisa con una superficie molida y pulida.

Debe ser de metal anticorrosivo como acero inoxidable.

Par efecto de diseño se recomienda que la razón beta (β) que no es más que el resultado que se obtiene de dividir el diámetro del orificio por el diámetro interno del conducto donde se instala el orificio, está limitada en la siguiente forma

Para medidores con conexiones en brida.

$$0.15 < \beta < 0.70$$

Para medidores con conexiones de tubería.

$$0.20 < \beta < 0.67$$

C. Dimensiones de la placa de orificio

El informe del A.G.A. establece ciertas limitaciones en las dimensiones de la placa de orificio que se usan en la medición de gas:

Para una tubería de diámetro nominal de 4 pulgadas o menor, la placa de orificio será mayor de 0,060 de pulgadas de grosor y no más de 0.130.

Para una tubería de diámetro nominal de 6 pulgadas, el grosor de la placa será de por lo menos 0,010 de pulgada, pero no mayor a 0,255.

Para una tubería de más de 6 pulgadas de diámetro, el grosor de la placa no será menor a 0.100 de pulgada y no mayor a 1/30 del diámetro interno de la tubería; pero en ningún caso será más de 0,505 pulgadas de grosor.

El espesor no excederá de: - $1/30$ del diámetro del conducto (D).

$1/8$ del diámetro del orificio (d).

$1/8$ del resultado obtenido al restar el diámetro del orificio del diámetro del conducto: $[(D-d)/8]$.

Si la placa de orificio es de mayor grosor que el permitido para el espesor, este borde puede adelgazarse biselando la cara aguas abajo de la placa. En tal caso, el lado que no se bisela debe marcarse de fábrica con entrada y el lado biselado con salida.

La acumulación de basura, grasa y otras materias extrañas en la parte de la placa de orificio que queda aguas arriba, puede ocasionar grandes errores en la medición de gas. Además, el desgaste puede destruir el borde puntiagudo del orificio o redondearlo lo cual afecta seriamente la exactitud del medidor. La solución de estos problemas es inspeccionar, limpiar y reponer las piezas desgastadas.

D. Tipos de placa de orificio

Concéntrica: Es el tipo más comúnmente utilizado. El orificio de la placa es circular y concéntrico con el caño en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.

Excéntrica: El orificio es circular y tangente a la circunferencia interna de la cañería, en un punto. Es útil en flujo de fluidos en dos fases, vapor húmedo, líquidos conteniendo sólidos aceites conteniendo agua, etc.

Segmentada: Es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia interna de la cañería. Su aplicación está en el manipuleo de fluidos barrocos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos en el lado corriente arriba de la placa. (Ver fig 2.1).

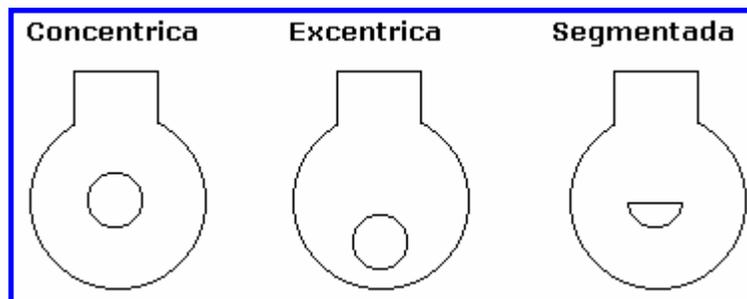


Figura 2.1. Tipos de placa orificio.

E. Tipos de tomas en la tubería:

Son los diversos tipos de tomas mediante los cuales se puede obtener la presión diferencial generada por la inserción de un diafragma en la tubería.

Tomas en las bridas: El orificio de la toma de presión está practicado en las mismas bridas de sujeción de la placa de orificio, y se realizan para que su eje esté a 1" (25,4 mm) aguas arribas y aguas abajo de la placa, según se indica en la norma ANSI-B 16.36. El diámetro de la toma oscila entre ¼" y ½" (6,35 a 12,7 mm), según la citada norma.

Tomas en la «vena contracta»: Cuando se emplean diafragmas estándar siguiendo el método de la «vena contracta», se realizan las tomas a distancias máximas de una vez el diámetro (D) aguas arriba del diafragma (toma de alta presión) y del punto donde existe la más baja presión y donde se sitúa el más pequeño diámetro de la «vena contracta» del fluido (toma de baja presión), que se aproxima

bastante a $\frac{1}{2}D$. No pueden utilizarse tomas en «vena contracta» en tuberías inferiores a 4", como consecuencia de la interferencia que se produce entre la brida y la toma aguas abajo^[9].

Cuando se utilizan tomas en «vena contracta» con diafragmas excéntricos, es preciso disponerlas a 180 ó 90 grados con relación al orificio.

Tomas en la tubería: Cuando se hacen tomas en la tubería, estas se sitúan a 2 y $\frac{1}{2}$ diámetros aguas arriba (toma de alta presión) y a 8 diámetros aguas abajo es la toma de baja presión. Este tipo de tomas se utiliza raramente en la actualidad, el error probable de la medida con ellas es aproximadamente un 50% mayor que con tomas en bridas y vena contracta^[9].

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

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

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

F. Porta placa de orificio

Las placas de orificio se sujetan en sitio con la ayuda de un porta placa que no es más que un dispositivo comercial el cual depende del tipo de instalación que desee el usuario. La brida sigue siendo el medio más económico que existe para sujetar las placas de orificio en la línea, siempre y cuando no sea necesario cambiarlas con frecuencia, pero cuando es inevitable que existan los cambios de las placas de orificio, existen varios tipos de dispositivos disponibles comercialmente para lograr este propósito. La razón de usar estos dispositivos es la de evitar la movilización de la tubería que es inevitable con bridas de orificio.

Puede suceder también que debido a la rigidez del diseño de las tuberías, se hace imposible utilizar bridas de orificio por no existir posibilidad de mover la tubería para cambiar las placas.

Bridas de orificio: la función principal de la brida es sostener la placa de orificio en el centro del conducto^[3]. Utilícese cuando el plato no va a ser cambiado con frecuencia, tal como en el caso de aplicaciones de control de flujo donde el caudal será más o menos constante. (Ver fig. 2.2).

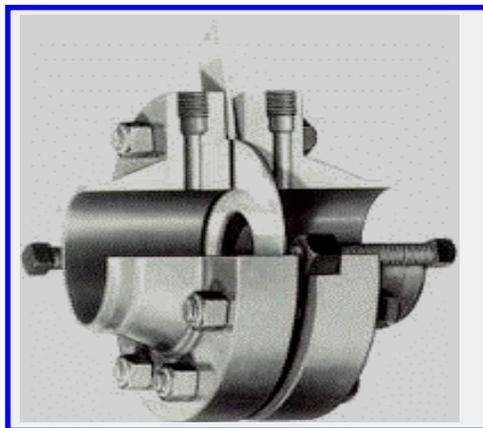


Figura 2.2. Bridas porta placas^[2]

Porta placa de una cámara (simplex): Utilizan placas de orificio de tamaño universal y unidades de sellado removibles. Estos porta placas permiten remover o insertar la placa de orificio rápidamente y de manera económica, los porta placas Simplex usan cuerpos de una sola pieza, lo cual evita derrames en servicios de líquidos, reemplazo de pernos o tuercas corroídas, desplazamiento de las bridas, ni esfuerzo en la línea.

Porta placas de dos cámaras (senior): Es la alternativa más costosa, pero es también la más flexible desde el punto de vista operacional. Este provee un método rápido, seguro y extremadamente sencillo para cambiar placas de orificio bajo presión, sin interrumpir el flujo ni el proceso, y eliminando la necesidad de bypass, válvulas y otros accesorios requeridos por instalaciones convencionales. (Ver fig. 2.3).

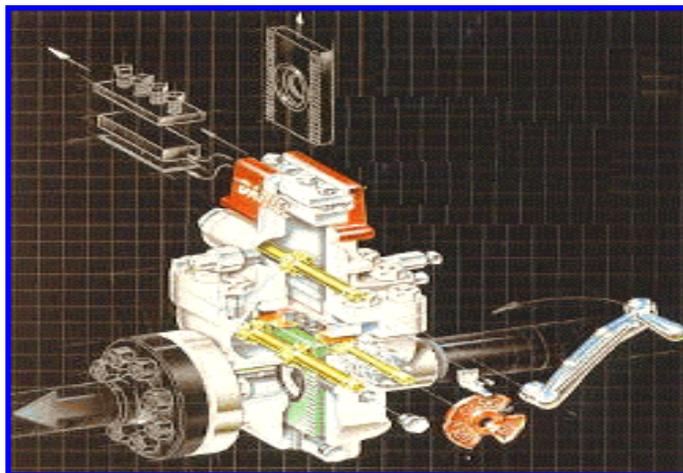


Figura 2.3. Porta placas tipo *Senior*.^[2]

2.4. Registrador

Actúa como el elemento secundario en el proceso de medición; es un dispositivo que responde a la señalización del elemento primario (orificio) y la convierte en señal de salida que puede ser traducida como medida de flujo o de cantidad. Hay dos presiones registradas por el medidor de orificio:

Presión estática (P_s): Se puede considerar como la presión del conducto y se mide por medio de un tubo de resorte del mismo tipo usado en un manómetro común. Se la toma usualmente en el conducto de gas aguas abajo de la placa de orificio.

Presión diferencial (h_w): Es la disminución de presión ocasionada por el orificio que se instala en la tubería. Esta presión es muy baja y generalmente se lee en pulgadas de agua.

2.4.1. Tipos de registrador

A. Tipo fuelle:

Usa el principio de resistencia mecánica para medir la presión diferencial a través de la placa de orificio. Están compuestos por cámaras de presión (alta y baja). El funcionamiento de la alta presión es que comprime el fuelle correspondiente, arrastrando la palanca de unión, el cable y un eje exterior, cuyo movimiento actúa sobre un transductor (neumático o eléctrico). (Ver fig. 2.6).



Figura 2.6. Registrador modelo Barton.[2]

Cartas o disco de medición: Las cartas utilizadas son por lo general circulares de 30,48cm (12 pulg.) de diámetro y son utilizadas por los registradores neumáticos. Como la tasa de flujo es proporcional a la raíz cuadrada de la presión diferencial, las cartas de raíz cuadrada son empleadas con frecuencia. Normalmente el medidor es calibrado de manera que el cero en la carta corresponda a la presión atmosférica, por lo tanto, la lectura estática debe ser corregida para obtener el valor de presión absoluta que es requerido en la fórmula para el cálculo del volumen.

Dos condiciones son el tipo de energía y la velocidad de rotación:

- a) La energía para los mecanismos de rotación puede ser de origen mecánico o eléctrico.
- b) La velocidad de rotación determina la frecuencia con la que se deben cambiar las cartas registradoras y la resolución de los datos obtenidos.

Los discos registran la raíz cuadrada de la lectura diferencial (L_{dif}) y la raíz cuadrada de la lectura estática (L_{est}).

Elemento diferencial: es el elemento primordial del registrador, conformado por dos fuelles, donde llegan las señales de presión aguas arriba y aguas abajo del orificio y se transforman por medio de un mecanismo en un registro. Las unidades

diferenciales vienen calibradas en pulgadas de agua y de acuerdo a su capacidad nominal máxima se las encuentra en 25, 50, 100, 200, 300, 400 y 1000 plg H₂O

Elemento estático: es un fuelle o un tubo Bourdon. El fuelle se emplea para líneas de baja presión, generalmente por debajo de 50 psi. Para presiones más elevadas se emplean tubos Bourdon tipo espiral los cuales poseen una excelente linealidad; los discos de medición, vienen calibrados en psi, para valores de 100, 250, 1000, 1500, 2500, 3000, hasta 6000 psi. Miden presiones con una mayor precisión ya que el movimiento de sus extremos cerrados es mayor. Al aumentar la presión en el interior del tubo, éste provoca un movimiento que es captado por una aguja indicadora o un transmisor.

Plumillas: es el elemento encargado de registrar lecturas en el disco de medición como consecuencia del movimiento o señal que generan tanto la unidad diferencial como el resorte sobre el brazo de esta. Los colores utilizados son bastante convencionales en la industria de medición del gas: el rojo se emplea para la presión diferencial, azul para la presión estática y el verde para la temperatura (este registro es opcional).

Reloj: es el mecanismo más comúnmente encargado de rotar el disco a medida que las plumillas marcan el registro de las lecturas. Se le debe dar cuerda cada 8 días, es decir, cada vez que se realice el cambio de la carta de medición.

B. Tipo electrónico (transmisor multivariable):

El transmisor Multivariable mide la presión diferencial, presión estática y temperatura simultáneamente, tanto el transmisor digital como el convencional.

2.5. Ventajas y desventajas de la medición del gas natural con cajas de orificio

2.5.1. Ventajas de la medición

No tiene piezas en movimiento en el caudal del flujo.

La capacidad de medición es función del diámetro de la línea, variando únicamente el diámetro del orificio el cual es considerablemente económico.

Puede medir gases, líquidos y vapores de agua.

Los procedimientos de medición son sencillos, ampliamente aceptados y no requieren detener el flujo.

Existe mucha literatura y datos de flujo sobre este tipo de elemento primario, ampliamente conocido y utilizado.

Mayor tolerancia a las impurezas del gas natural.

Luego de salir fuera de servicio una caja de orificio esta puede ser utilizada en otro sistema similar.

El sistema de orificios es de fácil interpretación por parte de operadores, supervisores etc., en relación con las variables de los procesos

2.5.2. Desventajas de la medición

La señal de flujo no es lineal.

La obtención del volumen total del caudal requiere del procesamiento adicional de datos (elemento secundario).

El rango de medición de flujo con un solo orificio es restringido.

Requiere de secciones especiales de tuberías aguas arriba y aguas abajo del orificio.

Requiere de especial cuidado al instalar el elemento secundario de medición (transmisores o registradores) para eliminar la posibilidad de acumulación de condensados y burbujas.

Requiere de correcciones por efecto de viscosidad del fluido.

Instrumento con baja precisión entre 1 y 2%.

Es fácil que el equipo se descalibre, esto ocurre inclusive con el cambio de la carta, lo cual se realiza semanalmente.

2.6. Coeficiente de descarga (C'):

Es un factor de corrección para la caída de presión producida por la placa orificio en una corriente de fluido, y se usa para calcular la cantidad del mismo que pasa por el orificio de en un tiempo dado.

2.7. Cálculo de la constante del medidor

La constante de medición calculada se multiplica por 24 y por $1 \cdot 10^{-3}$ para compararla con la determinada a través del sistema de Centinela Gas (software utilizado en la empresa para el cálculo de dicho factor), y viene dada por la ecuación^[10]:

$$C' = (F_b \cdot F_{pb} \cdot F_{tf} \cdot F_{pv} \cdot F_g \cdot F_r \cdot Y \cdot F_{tb} \cdot F_m \cdot F_{wl} \cdot F_a \cdot Mf) \cdot 24 \cdot 10^{-3} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

C' = Constante de flujo de orificio (adimensional)

F_b = Factor básico de orificio (adimensional).

F_{pb} = Factor de presión básica (adimensional).

F_{tf} = Factor de temperatura de flujo (adimensional).

F_{pv} = Factor de supercompresibilidad (adimensional).

F_g = Factor de gravedad específica (adimensional).

F_r = Factor del Número de Reynolds (adimensional).

Y = Factor de expansión (adimensional).

F_{tb} = Factor de temperatura base (adimensional).

F_m = Factor manométrico (adimensional).

F_{wl} = Factor de localización de la medición (adimensional).

F_a = factor de expansión termica del orificio (adimensional).

Mf = factor de corrección por resortes

Los discos utilizados por los registradores instalados en los campos en estudio son del tipo raíz cuadrada semanales, es decir, estos registran la raíz cuadrada de la presión diferencial (lectura diferencial) y la raíz cuadrada de la presión estática absoluta (lectura estática).

La relación entre las presiones y las lecturas diferencial y estática, viene dada por las siguientes ecuaciones^[10]:

$$h_w = \frac{L_{dif}^2 \cdot R_{dif}}{100} \quad (\text{Ec.2})$$

$$P_f = \frac{L_{est}^2 \cdot R_e}{100} \quad (\text{Ec.3})$$

Donde:

h_w = Diferencial de presión.

P_f = presión estática.

L_{dif} = Lectura diferencial.

L_{est} = Lectura estática.

R_e = Rango de presión máximo ubicado en el resorte (lb/pulg²)

R_{dif} = Rango diferencial máximo (pulg. agua).

A continuación se detallarán cada uno de los factores que intervienen en el cálculo de la constante:

2.7.1. Factor de temperatura base^[10]

Se considera como temperatura base 60 °F, correspondiente a condiciones normales del gas.

$$F_{tb} = \frac{460 + \text{Temperatura Base}(\text{°F})}{520} = \frac{(460 + 60\text{°F})\text{°R}}{(520 \text{°R})} = 1 \quad (\text{Ec.4})$$

2.7.2. Factor de presión base^[10]

Considerando como presión base 14,7 psia, correspondiente a las condiciones normales del gas.

$$F_{pb} = \frac{14.73(\text{psia})}{\text{Presión base}(\text{psia})} = \frac{14,73(\text{psia})}{14,73(\text{psia})} = 1 \quad (\text{Ec.5})$$

2.7.3. Factor manométrico^[10]

Se aplica únicamente para unidades diferenciales que utilizan mercurio y estas actualmente se encuentran en desuso. En la industria petrolera se utilizan unidades diferenciales de tipo fuelle y tipo electrónico, por ello $F_m=1$.

2.7.4. Factor de localización de medición^[10]

Se utiliza para corregir las aceleraciones de gravedad distintas de las que se tiene sobre el nivel del mar. En el caso estudiado este factor es considerado igual a la unidad ($F_{wl}=1$).

2.7.5. Factor de temperatura de flujo^[10]

Este factor cambia la temperatura supuesta de 60 ° F a la temperatura de flujo (F_{tf})

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f(^{\circ}F) + 460}} \quad (\text{Ec.6})$$

Donde:

T_f : Temperatura del fluido ($^{\circ}F$).

2.7.6. Factor de gravedad específica^[10]

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}} \quad (\text{Ec.7})$$

Donde:

G: Gravedad específica del gas, obtenida del análisis cromatográfico (adimensional).

2.7.7. Factor de expansión térmica del orificio^[10]

Este factor corrige el efecto de contracción o expansión metálica de la placa orificio.

$$F_a = 1 + [0,000185 \cdot (T_f(^{\circ}F) - 68)] \quad (\text{Ec.8})$$

2.7.8. Factor de expansión^[10]

Compensa el efecto de los cambios de densidad del gas originados por el paso a través del orificio. Para tomas en brida, aguas arriba de la placa orificio:

$$Y = 1 - (0,41 + 0,35 \times \beta^4) \cdot \frac{X_i}{k_i} \quad (\text{Ec.9})$$

$$k_i = \frac{C_p}{C_v} \quad (\text{Ec.10})$$

Nota: el valor de K_i , se obtiene de las tablas de propiedades de la sustancia dadas por el programa de simulación.

Sustituyendo la ecuación 8 en la ecuación 7, se tiene:

$$Y = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot \beta^4) \cdot \frac{X_i}{K_i} \quad (\text{Ec.11})$$

$$X_i = \frac{h_w}{27,707 \cdot P_f} \quad (\text{Ec.12})$$

$$\beta = \frac{d}{D} \quad (\text{Ec.13})$$

Donde:

d = Diámetro del orificio (pulg).

D = Diámetro interno de la tubería (pulg).

β = Relación beta (adimensional).

2.7.9. Factor básico de orificio^[10]

$$F_b = 338,178 \cdot d^2 \cdot \frac{K_e}{1 + \frac{15 \cdot E}{d \cdot 10^6}} \quad (\text{Ec.14})$$

Donde:

K_e y E = Constantes (adimensional).

Cálculo de K_e

$$K_e = K_{e1} + K_{e2} - K_{e3} + K_{e4} \quad (\text{Ec.15})$$

Donde:

$K_{e1}, K_{e2}, K_{e3}, K_{e4}$ = Constantes (adimensional).

$$K_{e1} = 0,5993 + \frac{0,007}{D} \left(0,364 + \frac{0,076}{\sqrt{D}} \right) \cdot \beta^4 \quad (\text{Ec.16})$$

$$K_{e2} = 0,4 \cdot \left[1,6 - \frac{1}{D} \right]^5 \cdot \left[\left(0,07 + \frac{0,5}{D} \right) - \beta \right]^{\frac{5}{2}} \quad (\text{Ec.17})$$

$$K_{e3} = \left[0,009 + \frac{0,034}{D} \right] \cdot [0,5 - \beta]^{\frac{3}{2}} \quad (\text{Ec.18})$$

$$K_{e4} = \left[\frac{65}{D^2} + 3 \right] \cdot [\beta - 0,7]^{\frac{5}{2}} \quad (\text{Ec.19})$$

Cálculo de E

$$E = d \cdot (830 - 5000 \cdot \beta + 9000 \cdot \beta^2 - 4200 \cdot \beta^3 + B) \quad (\text{Ec.20})$$

$$B = \frac{530}{D^{0,5}} \quad (\text{Ec.21})$$

Donde:

B = Constante (adimensional).

2.7.10. Factor del Número de Reynolds^[10]

Corrige el factor básico de orificio al Número de Reynolds del flujo actual.

$$F_r = 1 + \frac{E}{12835 \cdot d \cdot K \cdot \sqrt{h_w \cdot P_f}} \quad (\text{Ec.22})$$

$$K = \frac{0,604}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (\text{Ec.23})$$

Donde:

K = Constante (adimensional).

Los valores de P_f , h_w y E fueron definidos anteriormente en las ecuaciones 2, 3 y 20.

2.7.11. Factor de supercompresibilidad^[10]

Se requiere para corregir la desviación del comportamiento del gas de la ley de los gases ideales.

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{A}{C} - C + \frac{n}{3 \cdot \pi}}}{1 + \left(\frac{0,00132}{\tau^{3,25}} \right)} \quad (\text{Ec.24})$$

Donde:

A , C , n , π y τ = Constantes (adimensional).

Cálculo de A

$$A = \frac{3 - m \cdot n^2}{9 \cdot m \cdot \pi^2} \quad (\text{Ec.25})$$

Donde:

m = Constante (adimensional).

$$m = 0.0330378 \times \tau^{-2} - 0.0221323 \times \tau^{-3} + 0.0161353 \times \tau^{-5} \quad (\text{Ec.26})$$

$$n = \frac{0.265827 \cdot \tau^{-2} + 0,0457697 \cdot \tau^{-4} - 0,133185 \cdot \tau^{-1}}{m} \quad (\text{Ec.27})$$

$$\pi = \frac{P_{adj} + 14,7}{1000} \quad (\text{Ec.28})$$

$$\tau = \frac{T_{adj}}{500} \quad (\text{Ec.29})$$

$$P_{adj} = P \cdot F_p \quad (\text{Ec.30})$$

$$T_{adj} = (T_f + 460) \cdot F_t \quad (\text{Ec.31})$$

Donde:

P = Presión de flujo manométrica (psi).

T_f = Temperatura de flujo ($^{\circ}$ F).

P_{adj} = Presión ajustada manométrica (psi).

F_p = Factor de ajuste de presión (adimensional).

T_{adj} = Temperatura absoluta ($^{\circ}$ R)

F_t = Factor de ajuste de temperatura (adimensional).

Para poder calcular T_{adj} y P_{adj} necesarios en las ecuaciones (30 y 31) se debe calcular primeramente los factores F_t y F_p .

Para el cálculo de estos factores se utilizará el método de análisis dado que: es el que mejor se adapta a las condiciones dadas.

Método de Análisis: este método de presión y temperatura ajustada provee resultados más precisos sobre un amplio rango de composiciones de gas natural. Es el método más aplicable cuando el gas natural tiene una gravedad específica mayor que 0,75 y es el mejor método cuando el gas contiene porcentajes apreciables de H_2S , CO_2 y H_e .

$$F_p = \frac{671,4}{P_{sc}} \quad (\text{Ec.32})$$

$$F_t = \frac{359,46}{T_{sc}} \quad (\text{Ec.33})$$

Donde:

P_{sc} = Presión pseudocrítica del gas (psi).

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica del gas (°R).

Los valores de F_p y F_t , son sustituidos en las ecuaciones (30 y 31):

$$P_{adj} = P \cdot \frac{671,4}{P_{sc}} \quad (\text{Ec.34})$$

$$T_{adj} = (T_f + 460) \cdot \frac{359,46}{T_{sc}} \quad (\text{Ec.35})$$

Cálculo de C

$$C = \left(b + \sqrt{b^2 + A^3} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ec.36})$$

$$b = \frac{9 \cdot n - 2 \cdot m \cdot n^3}{54 \cdot m \cdot \pi^3} - \frac{F}{2 \cdot m \cdot \pi^2} \quad (\text{Ec.37})$$

Donde:

b, F = Constantes (adimensional).

En la ecuación 37 se desconoce F, pero este depende del rango de presión y temperatura que se este manejando, por lo tanto se seleccionaron tres ecuaciones de un total de ocho, ya que es allí donde se ubicaban los rangos de presión y temperatura de los campos estudiados.

Rango de presión: 0 a 2000 psi y rango de temperatura: 85 a 240 °F

Para: $\pi = 0 - 2$.

$\tau = 1.09 - 1.4$.

$$F_1 = 1 - Z_1 - (Z_2 \cdot Z_3) \quad (\text{Ec.38})$$

$$Z_1 = 0,00075 \cdot \pi^{2,3} \cdot e^{-20(\tau-1,09)} \quad (\text{Ec.39})$$

$$Z_2 = 0,0011 \cdot (\tau - 1,09)^{0,5} \cdot \pi^2 \quad (\text{Ec.40})$$

$$Z_3 = \pi^2 \cdot [2,17 + 1,4 \cdot (\tau - 1,09)^{0,5} - \pi]^2 \quad (\text{Ec.41})$$

Donde:

$F_1, Z_1, Z_2, Z_3 =$ Constantes (adimensional).

Rango de presión: 0 a 1300 psi y rango de temperatura: -40 a 85 °F

Para: $\pi = 0 - 1,3$.

$$\tau = 0,84 - 1,09.$$

$$F_2 = 1 - Z_4 - Z_5 \quad (\text{Ec.42})$$

$$Z_4 = Z_1 \quad (\text{Ec.43})$$

$$Z_5 = 1,371 \cdot (1,09 - \tau)^4 \cdot \pi \cdot (1,69 - \pi^2) \quad (\text{Ec.44})$$

Donde:

$F_2, Z_4, Z_5 =$ Constantes (adimensional).

Rango de presión: 2000 a 5000 psi y rango de temperatura: 85 a 200 °F

Para: $\pi = 2 - 5$

$$\tau = 1,09 - 1,32.$$

$$F_3 = F_1 - y \quad (\text{Ec.45})$$

$$y = A \cdot (\pi - 2) + A_1 \cdot (\pi - 2)^2 + A_2 \cdot (\pi - 2)^3 + A_3 \cdot (\pi - 2)^4 \quad (\text{Ec.46})$$

$$A = 1,71172 - 2,33123 \cdot \tau - 1,56796 \cdot \tau^2 + 3,47644 \cdot \tau^3 - 1,28603 \cdot \tau^4 \quad (\text{Ec.47})$$

$$A_1 = 0,016299 - 0,028094 \tau + 0,48782 \cdot \tau^2 - 0,728221 \tau^3 + 0,27839 \tau^4 \quad (\text{Ec.48})$$

$$A_2 = -0,35978 + 0,51419 \cdot \tau + 0,16453 \cdot \tau^2 - 0,52216 \cdot \tau^3 + 0,19687 \cdot \tau^4 \quad (\text{Ec.49})$$

$$A_3 = 0,075255 - 0,10573 \tau - 0,058598 \tau^2 + 0,14416 \tau^3 - 0,054533 \tau^4 \quad (\text{Ec.50})$$

Donde:

y, A, A_1, A_2 y $A_3 =$ Constantes (adimensionales).

$e =$ Base del logaritmo neperiano e igual a 2.7182818.

2.7.12. Factor de corrección por resortes

$$Mf = \frac{\sqrt{R_{est} \times R_{dif}}}{100} \quad (\text{Ec51})$$

Donde:

$R_{est} =$ rango de presión estática.

$R_{dif} =$ rango de presión diferencial.

CAPITULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1. Población y muestra

La población está comprendida por siete (7) plantas compresoras y sus estaciones de flujo y descarga, pertenecientes al área PDVSA Gas San Tomé. Debe señalarse que algunas de estas instalaciones se encuentran fuera de servicio por diversas causas lo cual limita el trabajo a aquellas donde los sistemas de medición se encuentran 100% operativos.

En consecuencia, para realizar la evaluación no se tomo en cuenta la población en su totalidad, sino que se seleccionó una muestra de manera intencional que cumpliera con las condiciones necesarias para el desarrollo del trabajo, lo cual se encontró en todas las plantas compresoras.

3.2. Instrumentos y técnicas para la recolección de la información

Los objetivos planteados en la investigación fueron alcanzados mediante la utilización de técnicas e instrumentos que permitieran la obtención y recopilación de información, como se muestra a continuación:

Técnicas de observación directa: permitió la descripción del proceso de comprensión a través de la documentación bibliográfica, Internet, textos técnicos y manuales de operación con el fin de establecer comparación entre los conocimientos teóricos y el proceso operacional de las instalaciones[11].

Entrevistas informales: se hicieron consultas al personal profesional que labora en las diferentes áreas o unidades, con la finalidad de obtener datos e información referente al tema en estudio, que permitieron establecer el funcionamiento y factores involucrados en los procesos operativos.

Observación de campo: se realizó la recolección de los parámetros y variables involucradas en el proceso. Aparte se verificó la información existente en manuales operacionales y planos isométricos de la planta, para garantizar la veracidad de la información.

3.3. Procedimiento metodológico

Para desarrollar este trabajo fue necesario seguir una serie de etapas las cuales se explican a continuación:

Etapa 1. Revisión bibliográfica: Se realizó la búsqueda, recopilación y revisión de toda información documental de las plantas compresoras y equipos, que represente material de apoyo como libros, tesis, manuales, instructivos, páginas de Internet u otra fuente de información que permita conocer el proceso de las plantas, funcionamiento de equipos, conocimientos teóricos; entre otra información de relevancia que agilizará el desarrollo del tema.

Etapa 2. Obtención de la distribución y característica de las facilidades de superficie de gas del distrito PDVSA Gas San Tomé: En esta etapa se realizaron visitas de campo para conocer los parámetros de operación, distribución y especificaciones técnicas de todas las instalaciones de flujo de gas asociadas al Distrito PDVSA Gas San Tomé.

Etapa 3. Simulación del proceso para la determinación de la composición del gas (estimado) en cada punto de medición: Para el desarrollo de esta etapa se utilizaron los datos obtenidos en la etapa anterior para la ejecución del programa de simulación, y así poder conocer el porcentaje de cada uno de los componentes del gas medido en las instalaciones asociadas al Distrito PDVSA Gas San Tomé.

Etapa 4. Evaluación de la presencia de líquido en cada punto de medición del sistema: A través de los resultados obtenidos en la simulación o corrida del flujo de gas por las facilidades de superficies creadas en dicho simulador se determinó si hay presencia de líquido y su proporción a la entrada de los medidores de flujo.

Etapa 5. Determinación de la desviación en las constantes de medición de los medidores con relación al ámbito composicional de cada sistema: En esta etapa con los resultados obtenidos en la simulación, se determinaron las desviaciones producidas en las constantes de los equipos de medición, cuando hay cambios en la composición del gas y presencia de líquido a la entrada de los medidores.

En el siguiente esquema se muestra la secuencia de pasos o etapas bajo las cuales se realizó la investigación para el cumplimiento de los objetivos planteados.

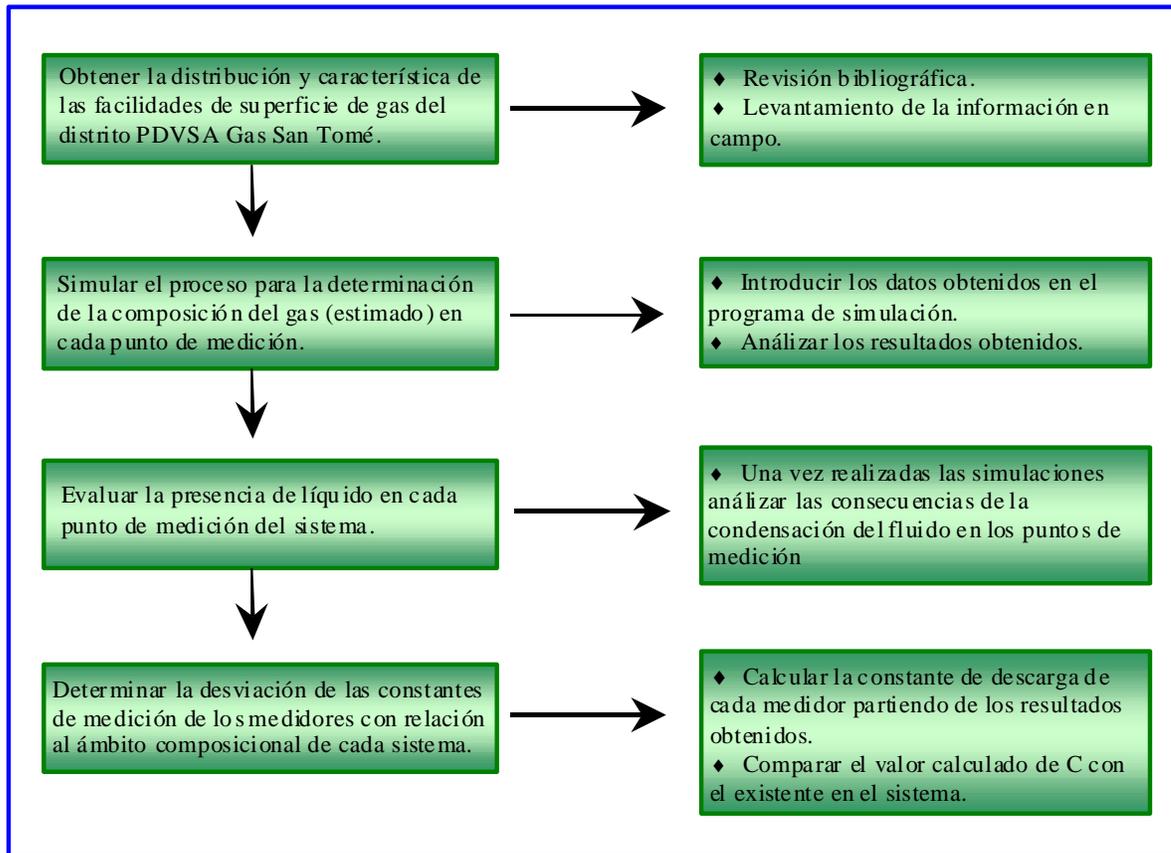


Figura 3.1. Esquema de las etapas de la investigación.

La obtención de los datos necesarios para realizar las simulaciones de los procesos ejecutados en cada una de las plantas compresoras se dividió en dos etapas, la primera consistió en realizar visitas programadas a las instalaciones para obtener los esquemas dimensionados de dichas plantas compresoras, además del estado operacional de las mismas. (Ver figuras 3.2 a la 3.8). En segundo lugar se revisaron

los históricos de cada medidor para obtener los últimos 20 registros los cuales se promediaron para la realización de los cálculos, (ver tablas 3.1 a la 3.7).

3.4. Plantas compresoras del área pdvsa gas

Planta Compresora Boca

Esta planta recibe gas de cinco (5) estaciones de flujo y descarga, para su funcionamiento cuenta con dos (2) motocompresores operativos (K2 y K3). La presión en la succión es de 77 psig para luego ser descargado al sistema de gas lift general a 843 psig aproximadamente, para la medición del volumen manejado se dispone de cuatro (4) puntos de medición operativos. (fig. 3.2)

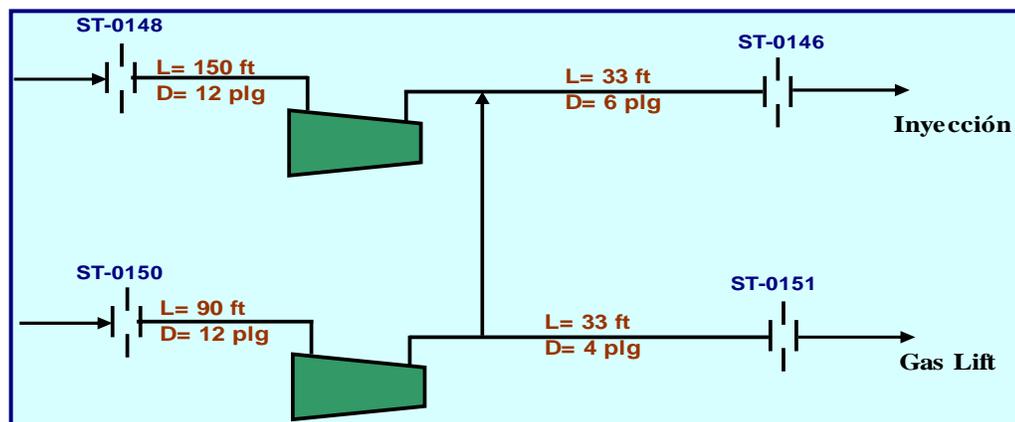


Figura 3.2. Planta compresora Boca

Planta Compresora Chimire 1

Esta planta recibe gas de una estación de flujo, Anteriormente manejaba dos niveles de presión (250 psig y 60 psig), actualmente solo maneja el nivel de presión de 60 psig, para su funcionamiento cuenta con dos (2) motocompresores operativos (K3 y K5) y cinco (5) puntos de medición operativos. (fig. 3.3)

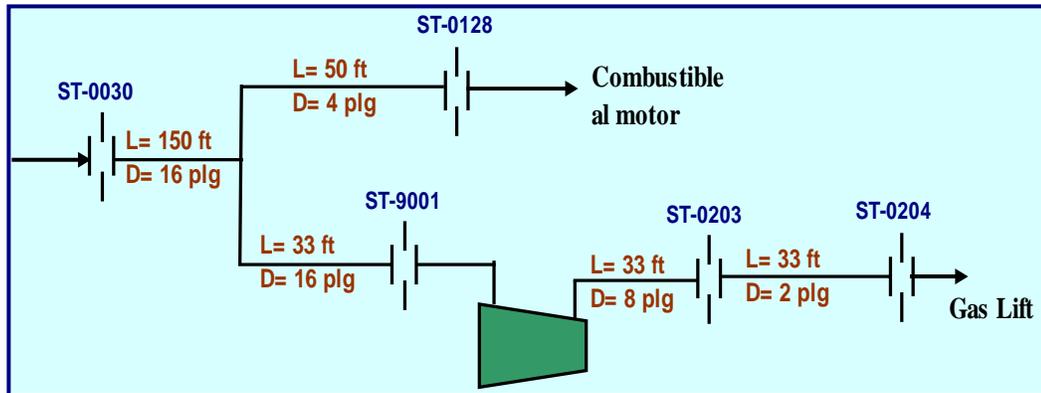


Figura 3.3. Planta compresora Chimire 1

Planta Compresora Chimire R

Esta planta recibe gas de una (1) estación de flujo, para su funcionamiento cuenta con dos motocompresores operativos (k1 y k2). La presión en la succión es 60 psig para luego ser descargado al sistema de gas lift general a 690 psig aproximadamente, En ella se encuentran instalados cuatro (4) puntos de medición operativos. (fig. 3.4)

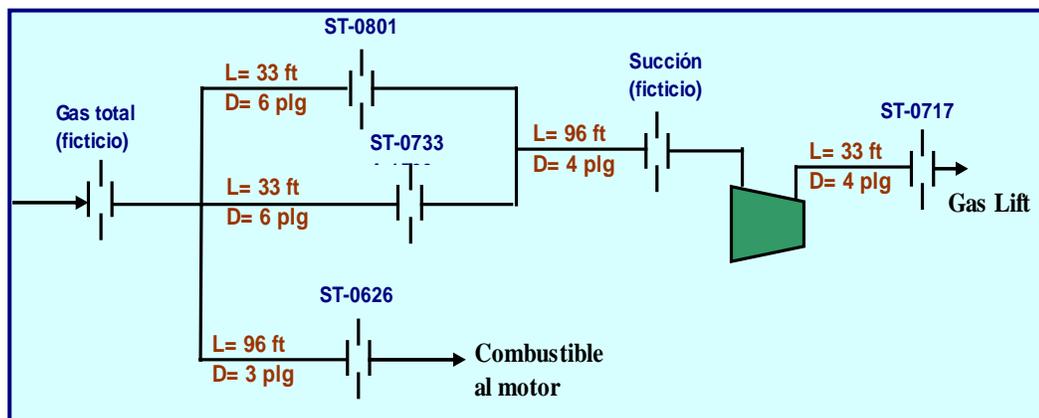


Figura 3.4. Planta compresora Chimire R

Planta Compresora Elotes Norte

Esta planta recibe gas de una (1) estación de flujo, para su funcionamiento cuenta con un motocompresor operativo, la presión de succión de la planta es 48 psig para luego descargarlo a 952 psig aproximadamente. La tasa de gas manejada por esta instalación es contabilizada a través de tres (3) puntos de medición de medición operativos. (fig. 3.5)

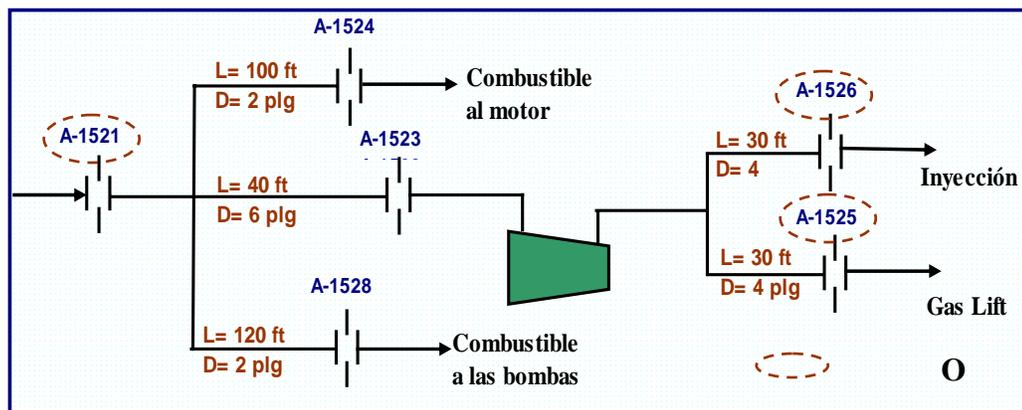


Figura 3.5. Planta compresora Elotes Norte

Planta Compresora Guarico 13

Esta planta recibe gas de una (1) estación de flujo, para su funcionamiento cuenta con un motocompresor operativo, la presión de succión de la planta es 48 psig para luego descargarlo a 1100 psig aproximadamente. En ella se encuentran cuatro (4) puntos de medición operativos. (fig. 3.6)

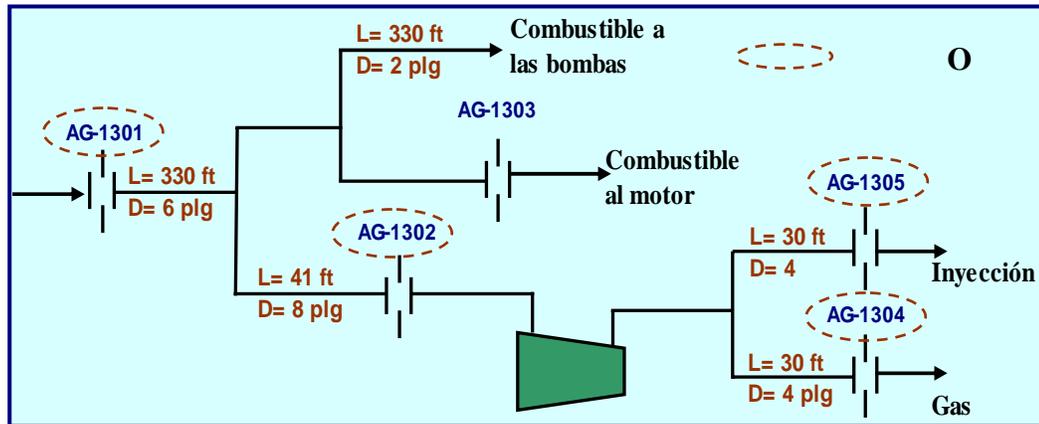


Figura 3.6. Planta compresora Guarico 13

Planta Compresora Güere

Esta planta recibe gas de una (1) estación de flujo, para su funcionamiento cuenta con un motocompresor operativo, la presión de succión de la planta es 50 psig para luego descargarlo a 1100 psig aproximadamente. En ella se encuentran tres (3) puntos de medición operativos. (fig. 3.7)

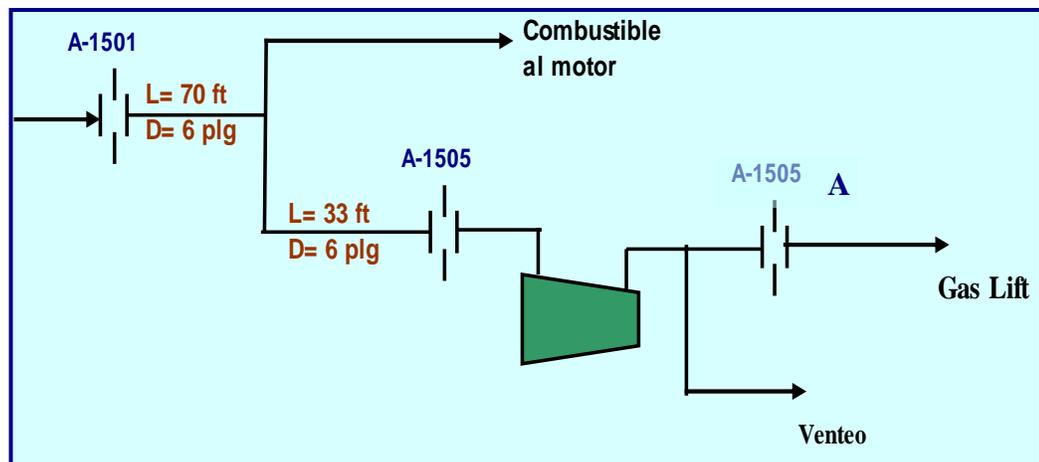


Figura 3.7. Planta compresora Güere

Planta Compresora Sanvi

Actualmente esta planta recibe gas de una (1) estación de flujo, y para su funcionamiento cuenta con un (1) motocompresor el cual succiona a 60 psig y descarga a un nivel de 800 psig para gas lift por un gasoducto, para totalizar el volumen de gas manejado por la planta se cuenta con tres medidores de flujo operativos. (fig. 3.8)

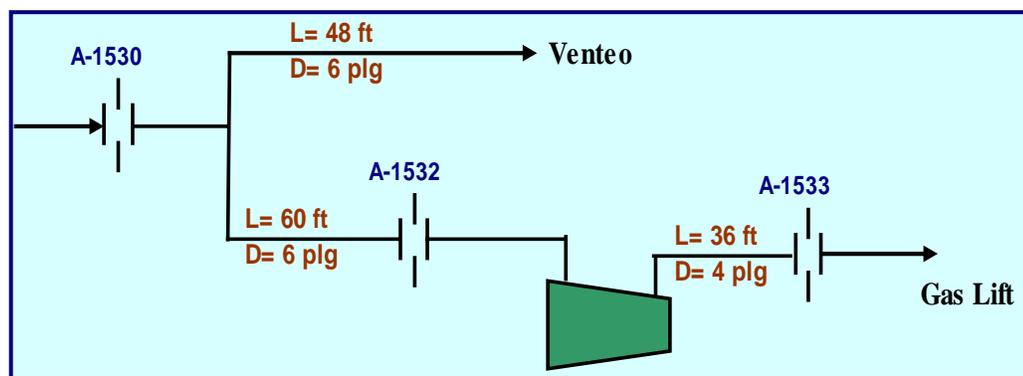


Figura 3.8. Planta compresora Sanvi

3.4.1. Datos Recolectados

Tabla 3.1. Datos operacionales de la planta boca

PARAMETRO	MEDIDOR			
	ST0146	ST0148	ST0150	ST0151
Presión (Psi)	885,427	60	60	1668
Temperatura (°F)	90	88	88	100
Gravedad específica	0,768	0,777	0,777	0,772
D _{orificio} (Plg)	3	4,75	4,75	1,25
D _{tub} (Plg)	6	12	12	4

Tabla 3.2. Datos operacionales de la planta Chimire 1

	MEDIDOR			
PARAMETRO	ST0128	ST0030	ST0203	ST0204
Presión (Psi)	60	60	840	843
Temperatura (°F)	82	82	88	100
Gravedad especifica	0,778	0,778	0,761	0,781
D _{orificio} (Plg)	1,5	7,75	3,5	1,5
D _{tub} (Plg)	4,026	16	7,981	2,067

Tabla 3.3. Datos operacionales de la planta Chimire R

	MEDIDOR			
PARAMETRO	ST0626	ST0717	ST0733	ST0801
Presión (Psi)	70	800	70	70
Temperatura (°F)	80	125	80	80
Gravedad especifica	0,759	0,759	0,759	0,759
D _{orificio} (Plg)	1,125	2,75	2,5	3
D _{tub} (Plg)	3	4	6	6

Tabla 3.4. Datos operacionales de la planta Elotes Norte

	MEDIDOR			
PARAMETRO	A-1521	A-1523	A-1524	A-1526
Presión (Psi)	63	38	45	850
Temperatura (°F)	105	105	100	105
Gravedad especifica	0,733	0,733	0,689	0,733
D _{orificio} (Plg)	4	3,5	0,75	1,5
D _{tub} (Plg)	6	6	2	4

Tabla 3.5. Datos operacionales de la planta Guarico 13

	MEDIDOR				
PARAMETRO	A-G1301	A-G1302	A-G1303	A-G1304	A-G1305
Presión (Psi)	69,3	35,71	57,76	1100	1100
Temperatura (°F)	105	100	100	120	120
Gravedad especifica	0,737	0,726	0,726	0,726	0,726
D _{orificio} (Plg)	4,25	3,25	1	1,5	1
D _{tub} (Plg)	6	8	2	4	4

Tabla 3.6. Datos operacionales de la planta Guere

	MEDIDOR			
PARAMETRO	A-1502	A-1503	A-1505	A-1508
Presión (Psi)	780	47	40	40
Temperatura (°F)	110	94	95	95
Gravedad especifica	0,711	0,738	0,724	0,724
D _{orificio} (Plg)	1,5	0,75	3,5	1
D _{tub} (Plg)	3	2	6	2

Tabla 3.7. Datos operacionales de la planta Sanvi

	MEDIDOR			
PARAMETRO	A-1530	A-1532	A-1533	A-1535
Presión (Psi)	45	45	965	43
Temperatura (°F)	101	101	101	101
Gravedad especifica	0,724	0,724	0,724	0,724
D _{orificio} (Plg)	4	3,5	1,5	0,75
D _{tub} (Plg)	8	6	4	2

Una vez obtenidos los datos necesarios para realizar las simulaciones de los procesos se introdujeron en el software (hysys plant), donde se representaron los

esquemas de las plantas compresoras, definiéndose completamente la(s) corriente(s) de entrada (se le dio valores de composición, presión, temperatura así como también longitudes y diámetros de tuberías), se eligió como paquete de ecuaciones a utilizar el de Peng Robinson dado que según la bibliografía consultada (manuales del simulador y American Gas Association, Reporte N° 3) es el mas adecuado para el tipo de fluido estudiado y las condiciones de flujo presentadas. En la figura 3.9 se muestra el montaje de una planta compresora donde entran dos flujos provenientes de las estaciones de flujo y descarga contabilizados por los medidores ST-0148 y ST-0150, que pasan a los compresores K-4 y K-2 respectivamente donde a la descarga el ultimo se divide en dos partes, una parte utilizada para inyección y la otra parte se une a la descarga del compresor K-4 y es contabilizado como gas lift.

Durante el desarrollo de las simulaciones se realizaron algunos ajustes dado a que el simulador no existía la placa de orificio y como se desconocía el efecto que la caída de presión producida en ésta podría ocasionar en el flujo, se aplico la ecuación de Bernoulli a la misma con la finalidad de hallar una longitud que produjera una caída de presión equivalente al instrumento de medición, la ecuación obtenida quedo definida de la siguiente manera:

$$L = \frac{(1 - \beta^2)}{2 * g * f * C'}$$

(Ec.

51)

Donde:

L : longitud equivalente.

β : relación de diámetros (del orificio entre el de la tubería).

g : constante de gravedad.

f : factor de fricción de la tubería.

C' : constante de descarga supuesta.

Dado que la ecuación hallada quedo en función de la constante de descarga se creo un proceso iterativo el cual se inicio con la constante de descarga existente en el sistema de la empresa y utilizada por el programa centinela gas para el cálculo de los volúmenes diarios de gas manejados.

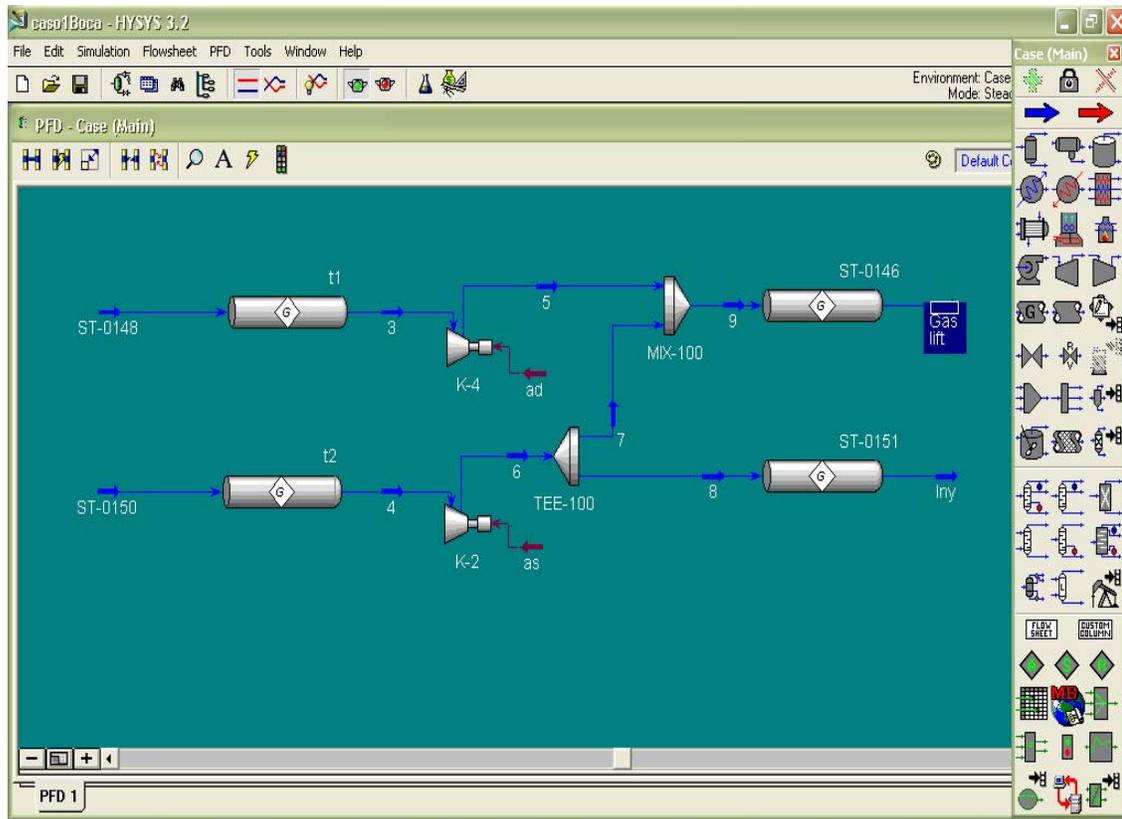


Figura 3.9. Vista principal del esquema de la planta compresora boca en el programa de simulación

Una vez realizadas las simulaciones se obtienen del software las composiciones de salida de los flujos así como la cantidad de líquido que precipito de cada componente, (Ver figura 3.10). Además de las propiedades necesarias para el cálculo de las constantes de descarga como: presión y temperatura pseudocríticas y gravedad específica (Ver tabla 3.8)

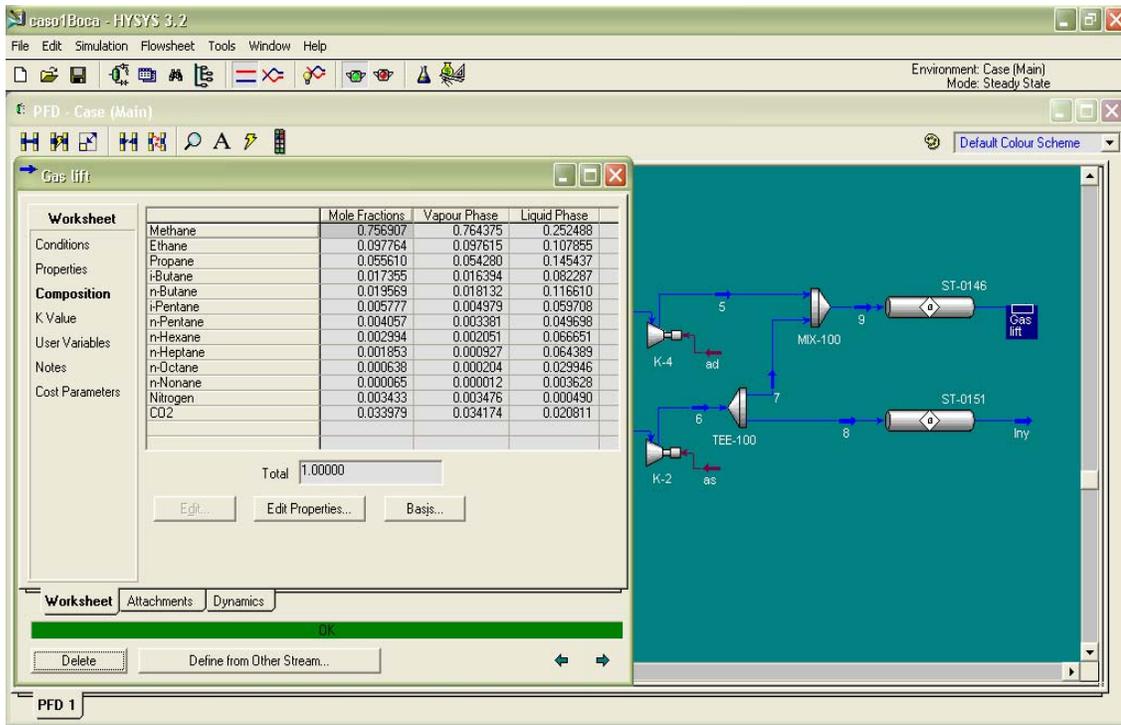


Figura 3.10. Vista secundaria del programa de simulación, composición de una de las corrientes de descarga

En la tabla 3.8 se muestra a continuación se muestran los datos necesarios para el cálculo de la constante de descarga de los medidores que reportan presencia de líquido según la simulación, algunos de estos datos como: presión y temperatura pseudocríticas y gravedad específica fueron hallados con el software de simulación mientras los valores restantes fueron obtenidos de los históricos de cada medidor.

Tabla 3.8. Datos utilizados en el cálculo de la constante de descarga de los medidores de flujo

Simbología de los medidores en el sistema	Uso del medidor / planta compresora	Presión de flujo (Psi)	Temperatura de flujo (°F)	Presión pseudocrítica (Psi)	Temperatura Pseudocrítica (°R)	Gravedad específica
ST-0146	Descarga Boca	885.427	85.96	678.1	410	0.822
ST-0203	Descarga Chimire 1	840	89.46	674.4	412	0.815
ST-0204	Descarga Chimire 1	819.4	89.59	674.4	412	0.814
ST-0717	Descarga Chimire R	800	97.89	678.2	406	0.765
A-1502	Descarga Guere	780	91.57	722.8	393	0.714
AG-1304	Descarga Guarico 13	1100	91.38	710.4	390	0.749
AG-1305	Descarga Guarico 13	1100	90	710.4	390	0.751
A-1525	Descarga Elotes Norte	850	90	689.4	395	0.746
A-1526	Descarga Elotes Norte	849.9	91.24	689.4	395	0.745
A-1533	Descarga Sanvi	1000	91.07	690.9	393	0.741

Continuación tabla 3.8. Datos utilizados en el cálculo de la constante de descarga de los medidores de flujo

Simbología de los medidores en el sistema	Diámetro interno (plg)	Diámetro orificio (plg)	Rango de presión dif. (plg H ₂ O)	Rango de presión est. (Psi)	Lectura estática (plg H ₂ O)	Lectura diferencia l (Psi)
ST-0146	6,065	3	100	1500	7,683	5,472
ST-0203	7,981	3,5	100	1500	7,393	4,911
ST-0204	2,067	1,5	100	1500	7,391	0,280
ST-0717	4,026	2,75	100	1500	7,324	2,038
A-1502	3,068	1,5	100	2000	4,664	3,950
AG-1304	4,026	1,5	100	2000	6,467	3,378
AG-1305	4,026	1	100	2000	6,760	1,857
A-1525	6,065	1,875	100	3000	5,32	0,025
A-1526	4,026	1,5	100	2000	6,493	6,027
A-1533	4,026	1,5	100	2000	6,846	6,289

MUESTRA DE CÁLCULO

3.5.1 Cálculo de la constante de descarga C'

Se realiza tomando las ecuaciones del marco teórico y los datos del medidor ST-0146, que pertenece a la planta compresora Boca, siendo su función la de registrar el volumen de Gas Líft descargado en la misma. Los datos que se necesitan para llevar a cabo los cálculos son tomados de la tabla 3.8.

Se tiene como ecuación general la siguiente (Ec1):

$$C' = (F_b \cdot F_{pb} \cdot F_{tf} \cdot F_{pv} \cdot F_g \cdot F_r \cdot Y \cdot F_{tb} \cdot F_m \cdot F_a \cdot F_{wl}) \cdot 24 * 10^{-3}$$

Cálculo de la presión diferencial

Se utiliza la ecuación 2 con una lectura diferencial de 5,472 y un rango diferencial de 100 plg H₂O se tiene:

:

$$h_w = \frac{(5,472)^2 \cdot (100 \text{ pu lg } H_2O)}{100}$$

$h_w = 29,943 \text{ pu lg } H_2O$

Cálculo de la presión estática

Utilizando la ecuación 3, con una lectura estática de 7,683 y un resorte de 1500 psi se tiene:

$$P_f = \frac{(7,683)^2 \cdot (1500 \text{ Psi})}{100}$$

$$P_f = 885,427 \text{ Psi}$$

Para calcular la constante de los medidores se debe determinar cada uno de los factores que intervienen.

Es de hacer notar que los factores de temperatura base, de presión base, manométrico, de localización de medición son considerados igual a 1 (uno) y fueron desarrollados en el marco teórico por lo tanto, se visualizará únicamente el cálculo para el resto de los parámetros:

3.5.1.1. Factor de temperatura de flujo

Utilizando la ecuación 6 y una temperatura igual a 85,96 °F, se tiene:

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{85,96(^{\circ}F) + 460}}$$

$$F_{tf} = 0,976$$

3.5.1.2. Factor de gravedad específica

Se utiliza la ecuación 7 y con una gravedad específica de 0,822, entonces:

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{0,822}}$$

$$F_g = 1,103$$

3.5.1.3. Factor de expansión térmica del orificio

Utilizando la ecuación 8:

$$F_a = 1 + [0,000185 \cdot (T_f(^{\circ}F) - 68)]$$

$$F_a = 1 + [0,000185 \cdot (85,96(^{\circ}F) - 68)]$$

$$F_a = 1,003$$

3.5.1.4. Factor de expansión

Utilizando las ecuaciones 11,12 y 13 y con una presión diferencial y estática igual a 29,943 (pulg H₂O) 885,427 (psi) respectivamente, se tiene:

$$Y = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot \beta^4) \cdot \frac{X_i}{1,574}$$

$$X_i = \frac{29,943}{27,707 \cdot (885,427)}$$

$$X_i = 0,001$$

$$\beta = \frac{3 \text{ pulg}}{6,065 \text{ pulg}}$$

$$\beta = 0,495$$

Sustituyendo los resultados de las ecuaciones 12 y 13 en la ecuación 11, se tiene:

$$Y = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot (0,495)^4) \cdot \frac{0,001}{1,574}$$

$Y = 0,999$

3.5.1.5. Factor básico de orificio

Se utiliza la ecuación 14 y con un diámetro de la placa de orificio de 3 pulg y un diámetro interno de tubería igual a 6,065pulg, se tiene:

$$F_b = 388,178 \cdot d^2 \cdot \frac{K_e}{1 + \frac{15 \cdot E}{d \cdot 10^6}}$$

A continuación se calcularán cada uno de las constantes y los factores que intervienen en el cálculo de ellas, utilizando las ecuaciones contenidas en el marco teórico:

Cálculo de K_e

Utilizando las ecuaciones 15, 16, 17, 18 y 19, se tiene:

$$K_{e1} = 0,5993 + \frac{0,007}{(6,065)} \left(0,364 + \frac{0,076}{\sqrt{(6,065)}} \right) \cdot (0,495)^4$$

$$K_{e1} = 0,625$$

$$K_{e2} = 0,4 \cdot \left[1,6 - \frac{1}{(6,065)} \right]^5 \cdot \left[\left(0,07 + \frac{0,5}{(6,065)} \right) - (0,495) \right]^{\frac{5}{2}}$$

$$K_{e2} = 0,000$$

$$K_{e3} = \left[0,009 + \frac{0,034}{(6,065)} \right] \cdot [0,5 - (0,495)]^{\frac{3}{2}}$$

$$K_{e3} = 0,000$$

$$K_{e4} = \left[\frac{65}{(6,065)^2} + 3 \right] \cdot [(0,495) - 0,7]^{\frac{5}{2}}$$

$$K_{e4} = 0,000$$

Al sustituir todos estos parámetros en la ecuación 19, se tiene que:

$$K_e = (0,6609) + (0,000) - (0,000) + (0,000)$$

$$K_e = 0,625$$

b) *Cálculo de E.*

Para calcular la otra constante se utilizarán las ecuaciones. 20 y 21:

$$B = \frac{530}{(6,065)^{0,5}}$$

$$B = 215,209$$

Se tiene que:

$$E = (3) \cdot [830 - 5000 \cdot (0,495) + 9000 \cdot (0,495)^2 - 4200 \cdot (0,495)^3 + (215,209)]$$

$$E = 798,081$$

Finalmente sustituyendo los valores de las constantes en la ecuación 14, tenemos que el valor del factor es:

$$F_b = 338,178 \cdot (3)^2 \cdot \frac{(0,625)}{1 + \frac{15 \cdot (798,081)}{(3) \cdot 10^6}}$$

$F_b = 1894,691$

3.5.1.6. Factor del número de Reynolds

Se utilizarán las ecuaciones 22 y 23 y con una relación β igual a 0,495, se tiene:

$$K = \frac{0,604}{\sqrt{1 - (0,495)^4}}$$

$$K = 0,623$$

Por lo tanto;

$$F_r = 1 + \frac{(798,081)}{12835 \cdot (3) \cdot (0,623) \cdot \sqrt{(29,943) \cdot (885,427)}}$$

$F_r = 1,002$

3.5.1.7 Factor de supercompresibilidad

Se utiliza la ecuación 24.

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{A}{C} - C + \frac{n}{3 \times \pi}}}{1 + \left(\frac{0,00132}{\tau^{3,25}} \right)}$$

A continuación se determinarán cada una de las constantes que intervienen en el cálculo del factor de supercompresibilidad:

Cálculo de A

Utilizando las ecuaciones 25, 26, 27, 28, 29, 30 y 31.

$$A = \frac{3 - m \times n^2}{9 \times m \times \pi^2}$$

Se tiene:

$$T_{adj} = (85,96 + 460) \times \left(\frac{359,46}{400} \right)$$

$$T_{adj} = 490,627 \quad ; \text{ Se tiene:}$$

$$\tau = \frac{(490,627)}{500}$$

$$\tau = 0,981$$

$$P_{adj} = (885,427) \times \left(\frac{671,4}{678,1} \right)$$

$$P_{adj} = 876,678$$

$$\pi = \frac{(876,678) + 14,7}{1000}$$

$$\pi = 0,891$$

$$m = 0.0330378 \times (0,981)^{-2} - 0.0221323 \times (0,981)^{-3} + 0.0161353 \times (0,981)^{-5}$$

$$m = 0,0286$$

$$n = \frac{0.265827 \times (0,981)^{-2} + 0.0457697 \times (0,981)^{-4} - 0.133185 \times (0,981)^{-1}}{(0,0286)}$$

$$n = 6,639$$

Y finalmente:

$$A = \frac{3 - (0,0286) \times (6,639)^2}{9 \times (0,0286) \times (0,891)^2}$$

$A =$

Cálculo de C

Utilizando las ecuaciones 36 y 37.

$$C = \left(b + \sqrt{b^2 + A^3} \right)^{\frac{1}{3}}$$

Es de hacer notar que para el cálculo de F , factor incluido en b se tomará la ecuaciones 42, 43 y 44, correspondiente a un rango de presión de: 0 a 1300 psia y un rango de temperatura: -40 a 85°F.

$$Z_4 = 0.00075 \times (0,891)^{2,3} \times e^{-20((0,981)-1,09)}$$

$$Z_4 = 5,088 \times 10^{-3}$$

$$Z_5 = 1.371 \times (1.09 - (0,981))^4 \times (0,891) \times [1.69 - (0,891)^2.]$$

$$Z_5 = 13,006 \times 10^{-3}$$

$$F_2 = 1 - (5,088 \times 10^{-3}) - (13,006 \times 10^{-3})$$

$$F_2 = 0,982$$

Por lo tanto b es igual a:

$$b = \frac{9 \times (6,639) - 2 \times (0,0286) \times (6,639)^3}{54 \times (0,0286) \times (0,891)^3} - \frac{(0,982)}{2 \times (0,0286) \times (0,891)^2}$$

$$b = 17,749$$

Y finalmente se tiene que C , es igual a:

$$C = \left((17,749) + \sqrt{(17,749)^2 + (8,512)^3} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$C = 3,641$$

Ahora, sustituyendo los valores de la constante en la ecuación 24, tenemos:

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{(8,512)}{(3,641)} - (3,641) + \frac{(6,639)}{3 \times (0,891)}}}{1 + \left(\frac{0,00132}{(0,981)^{3,25}} \right)}$$

$$F_{pv} = 1,085$$

3.5.1.8 Factor de corrección por resortes:

Usando la ecuación 51 tenemos:

$$Mf = \frac{\sqrt{100 \times 1500}}{100} = 3.873$$

Sustituyendo el valor de cada uno de los factores calculados en la ecuación 1, tenemos:

$$C' = (0,976) \times (1,103) \times (1,003) \times (0,999) \times (1.894,691) \times (1,002) \times (1,085) \times (3.873) \times 24 \times 10^{-3}$$

$$C' = 206,531$$

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El primer punto a tratar es el resultado de las visitas a las plantas compresoras del área PDVSA gas del distrito San Tomé en el estado Anzoátegui, donde se encontró en líneas generales buen estado en las instalaciones con la observación que algunos puntos de medición se encontraron sin botellas o trampas de líquidos y otros pocos con estos dispositivos completamente llenos, lo cual influye de manera negativa en los procesos de medición.

De manera general en todas las plantas compresoras se puede observar que tienen un comportamiento similar en cuanto a la formación de líquidos, ya que existe presencia de estos solo en los puntos de medición que se encuentran ubicados después del proceso de compresión, y con una presencia no mayor al 1% del flujo total, lo que se demuestra con los resultados presentados, (Ver tablas 4.1 a 4.10). Lo cual satisface lo dispuesto en las normas técnicas para la fiscalización automatizada del gas natural vigente desde el año 2001.

A continuación se presentan los resultados cromatograficos dados por el laboratorio y los obtenidos mediante las simulaciones de los procesos, en este caso solo se evalúan los puntos de medición donde exista la presencia de condensado y además variaciones en la composición del gas, también se debe acotar que solo se toman en cuenta los componentes que posean un porcentaje de volumen molar mayor

a la unidad, dado que los componentes con menor valor no tienen gran incidencia en las propiedades del fluido.

Tabla 4.1. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor ST-0146 de la planta compresora Boca

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO2	3,449	3,4	0,049
METANO	75,956	75,691	0,265
ETANO	9,947	9,78	0,167
PROPANO	5,598	5,56	0,038
I-BUTANO	1,633	1,74	0,107
N-BUTANO	1,890	1,96	0,07

Tabla 4.2. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor ST-0203 de la planta compresora Chimire 1

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO2	2,361	2,401	0,04
METANO	75,649	75,227	0,422
ETANO	11,838	11,342	0,496
PROPANO	5,357	5,482	0,125
I-BUTANO	1,468	1,620	0,152
N-BUTANO	1,734	1,755	0,021

Tabla 4.3. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor ST-0204 de la planta compresora Chimire 1

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	2,361	2,403	0,042
METANO	75,649	75,227	0,422
ETANO	11,838	11,342	0,496
PROPANO	5,357	5,48	0,123
I-BUTANO	1,468	1,62	0,152
N-BUTANO	1,734	1,76	0,026

Tabla 4.4. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor ST-0717 de la planta compresora Chimire R

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	2,560	2,754	0,194
METANO	75,566	75,748	0,182
ETANO	11,871	12,020	0,149
PROPANO	5,043	4,983	0,06
I-BUTANO	1,430	1,291	0,139
N-BUTANO	1,637	1,479	0,158

Tabla 4.5. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor A-1525 de la planta compresora Elotes Norte

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	5,648	5,568	0,08
METANO	78,854	79,934	0,98
ETANO	6,732	7,652	0,92
PROPANO	2,821	2,901	0,08
I-BUTANO	1,128	1,030	0,098
N-BUTANO	1,029	1,129	0,1

Tabla 4.6. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor A-1526 de la planta compresora Elotes Norte

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	5,648	5,568	0,08
METANO	79,854	79,934	0,08
ETANO	7,732	7,652	0,08
PROPANO	2,821	2,901	0,08
I-BUTANO	1,028	1,030	0,002
N-BUTANO	1,129	1,129	0,00

Tabla 4.7. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor AG-1304 de la planta compresora Guarico 13

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	10,604	10,463	0,141
METANO	81,154	81,162	0,008
ETANO	4,639	4,367	0,272
PROPANO	1,465	1,387	0,078

Tabla 4.8. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor AG-1305 de la planta compresora Guarico 13

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	10,504	10,463	0,041
METANO	81,254	81,162	0,092
ETANO	4,539	4,367	0,172
PROPANO	1,565	1,387	0,178

Tabla 4.9. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor A-1502 de la planta compresora Guere

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	13,955	13,244	0,711
METANO	78,520	79,072	0,552
ETANO	4,026	4,350	0,324
PROPANO	2,032	1,500	0,532

Tabla 4.10. Porcentaje de volumen molar de los componentes más representativos del fluido en el medidor A-1533 de la planta compresora Sanvi

	% de volumen molar		
	Cromatografía	Simulación	Diferencia
CO ₂	5,491	5,914	0,423
METANO	81,862	81,495	0,367
ETANO	6,240	6,212	0,028
PROPANO	2,503	2,492	0,011
N-BUTANO	1,149	1,144	0,005

En la tabla 4.11 se muestran en la primera columna las constantes de descarga de los medidores con presencia de líquido, calculadas a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones, a su lado aparecen los valores calculados en la empresa a partir de los resultados cromatograficos entregados por el laboratorio que realiza estos análisis y por ultimo está tabulado el porcentaje de variación entre ambas constantes.

Tabla 4.11. Comparación de la constante de descarga de la placa de orificio calculada con los resultados de las cromatografías y la obtenida por la simulación

Simbología de los medidores en el sistema	Uso del medidor / planta compresora	Constante de descarga "C" calculada	Constante de descarga "C" en sistema	% de variación de "C"
ST-0146	Gas Lift / Boca	206,531	203,090	1,7
ST-0203	Gas Lift / Chimire 1	282,224	287,695	1,9
ST-0204	Gas Lift / Chimire 1	60,914	60,722	0,3
ST-0717	Gas Lift / Chimire R	195,021	189,736	2,7
A-1502	Gas Lift / Guere	60,719	61,732	1,6
AG-1304	Gas Lift / Guarico 13	59,760	59,499	0,4
AG-1305	Inyección / Guarico 13	26,406	26,487	0,3
A-1525	Gas Lift / Elotes Norte	126,656	122,308	3,4
A-1526	Inyección / Elotes Norte	60,317	60,055	0,4
A-1533	Gas Lift / Sanvi	61,029	61,287	0,4

Como se puede observar en la tabla 4.11 Existe una variación muy pequeña entre las constantes de descarga, esta diferencia es aceptable por la empresa dado que podría ser producto de la diferencia entre la fecha de las cromatografías y

la realización de las simulaciones ya que la composición del gas extraído no se mantiene constante en el tiempo, Además que no produce gran diferencia en el cálculo de la volumetría del gas. En este caso se comprueba la validez de las simulaciones lo cual ofrece a la empresa la posibilidad de recalcular las constantes de descarga en un periodo menor a que lo vienen haciendo que es de un año, dado que se podrían realizar simulaciones cada vez que se considere necesario sin la necesidad de generar costos adicionales a la empresa.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones:

El programa de simulación utilizado es válido para los procesos ejecutados en las plantas dado que los resultados obtenidos no presentan gran diferencia de los dados por el laboratorio.

Es aceptable usar la cromatografía de entrada a planta en todos los puntos de medición consiguientes a este siempre que no se produzcan grandes cambios de presión.

Es correcto hacer solo una cromatografía en las líneas de descarga de las plantas compresoras y utilizarla en todos los medidores posteriores.

No es necesario realizar cromatografías en todos los puntos de medición, basta con hacer una en algún medidor antes de la compresión y otra después de esta.

Se produce condensado en las descargas de las plantas compresoras debido a los elevados cambios de presión.

En todos los puntos de medición existe un porcentaje de liquido menor al 1% de líquidos lo cual se ajusta a las exigencias del MENPET.

El factor de descarga calculado a través de las simulaciones tiene una variación menor al 3,5% con respecto a los calculados con los resultados cromatográficos, lo cual indica que se puede utilizar el simulador de procesos para su obtención.

5.2. Recomendaciones:

Realizar cromatografías solo en medidores antes y después de la compresión para de esta manera disminuir gastos.

Planificar visitas de campo con una mayor frecuencia para el mantenimiento y actualización de los registros.

Instalar botellas retenedoras de líquidos en aquellos puntos de medición que no las presenten, para evitar que lleguen líquidos o impurezas a la unidad diferencial y arroje resultados errados.

Planificar programas de reparación a los equipos de medición y hacerle seguimiento a los mismos.

Elaborar programas de adiestramiento y mejoramiento del personal involucrado en el proceso de medición del gas natural.

BIBLIOGRAFÍA

Sotillo, J. “Estudio para evitar la presencia de líquidos en motocompresores de la planta compresora de gas ISLA”, Trabajo de Grado, Ingeniería Mecánica, UDO, Puerto La Cruz, Marzo (1996)

López G. “Factores que afectan el sistema de medición de gas natural en las estaciones y plantas compresoras de los campos ostra y yopales central, en el área uno del distrito san tomé, edo. Anzoátegui”, Tesis de grado, T.S.U en instrumentación industrial, I.U.T.A, Puerto La Cruz, Agosto (2003)

Carias Y. “evaluación del sistema de medición del gas natural proveniente de los yacimientos de gas condensado, en los campos santa rosa y san joaquín de pdvsa gas anaco”, Trabajo de Grado, Ingeniería Química, UDO, Puerto La Cruz, Febrero (2002)

Borrás brucart, Enrique, “Gas natural: características, distribución y aplicaciones industriales”, Editores técnicos asociados, Barcelona, (1987)

Sánchez, María, “La regulación del sector del gas natural”, Editorial tirant to blanch, valencia, (2006)

Mott, Robert, “Mecánica de los Fluidos”, Cuarta Edición, editorial Prentice Hall, México, (1996)

Pérez José Y. “Medición de fluidos”, universidad de oriente, Puerto La Cruz, (2001)

Avallone, Eugene A. “Manual de Ingeniero Mecánico”, Tomo 1 y 2, Novena Edición, editorial Mc Graw-Hill, México, (1996)

Vargas, Juan Carlos, “Manual de Mecánica para no Mecánicos”, Intermedios Editores, Colombia, (1999)

American Gas Association, “Manual of Petroleum Measurement Standards. Report N° 3”, cuarta edición, (2000)

Menpet, “Normas técnicas para la fiscalización automatizada del gas natural”
(2001)

Pérez, Alexis, “Guía metodológica para anteproyectos de investigación”,
Fondo Editorial de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador, Caracas,
(2004)

Rojas de Narváez, Rosa, “Orientaciones prácticas par la elaboración de
informes de investigación”, Editorial Universidad Nacional Experimental Politécnica
"Antonio José de Sucre", Puerto Ordaz, (1997)

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y

ASCENSO:

TÍTULO	“PREDICCIÓN DE LA CONSTANTE DE MEDICIÓN DE GAS USANDO SIMULACIÓN CON HYSYS PLANT EN EL ÁREA PDVSA GAS SAN TOMÉ”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Campos M. Jesús Emilio	CVLAC: 17.407.390 E MAIL: jcampos719@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

1. Placa de orificio
 2. Predicción de constante
 3. Hysys plant
 4. Simulación de procesos
 5. Cromatografías
-
-

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Mecánica

RESUMEN (ABSTRACT):

En este estudio se evaluó como influye la variación de la composición del fluido y la presencia de líquido en la medición de gas del área PDVSA Gas San Tomé, esto con el fin de satisfacer las leyes de Hidrocarburos impuestas por el Ministerio de Energía y Minas. Ello hizo necesaria la evaluación de la infraestructura de medición y estado operacional de las plantas compresoras pertenecientes a dicha área, específicamente las plantas Boca, Chimire1, Chimire R, Elotes Norte, Guarico 13, Guere y Sanvi. Se identificaron los puntos de medición y se verificó la instalación de los mismos. Para el estudio, se utilizó como principal herramienta el simulador de procesos HYSYS Plant, con éste se obtuvo los resultados cromatográficos de todos los puntos de medición los cuales al compararlos con los entregados por el laboratorio muestran una gran concordancia. Esto valida al programa de simulación como herramienta para obtener las cromatografías, además de avalar la hipótesis manejada en la empresa que en una línea donde no existen grandes cambios de presión no se producen variaciones composicionales. De igual manera se hizo, el cálculo de la constante de medición de gas utilizando el método de análisis y para validar estos cálculos se compararon con los efectuados a través del programa Centinela dando como resultado una diferencia general menor al 3% lo cual es aceptable por la empresa.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ayala Orlando M.	ROL	CA	AS x	TU	JU
	CVLAC:	11.420.758			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Camargo Lino	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:	11.946.426			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Espinoza Henry	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:	4.363.950			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2009	01	23

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y**ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Predicción.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
 I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u
 v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero mecánico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Mecánica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

DERECHOS

"De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajos de grado, éstos son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario"

AUTOR

AUTOR

AUTOR

TUTOR

JURADO

JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS