

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS EN EL DISTRITO NORTE, ESTADO MONAGAS

Tutor Académico: Prof. Víctor Escalona
Tutor Industrial: Ing. Álvaro Silva

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por la Br. Cindy A Rondón C.

Caracas. Junio 2004.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS EN EL DISTRITO NORTE, ESTADO MONAGAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por la Br. Cindy A Rondón C.

Caracas. Junio 2004.

DEDICATORIA

A mi madre, quien siempre ha sido motivo de gran orgullo y ejemplo para seguir adelante y mejorar cada día.

A mi padre y mis hermanos, a quienes admiro muchísimo y estoy segura, compartirán conmigo la dicha de alcanzar esta meta.

A mi abuela, presente pero ausente, porque seguramente dentro de sí estará celebrando este logro.

A todos esos seres queridos, que aún estando lejos, siguen aquí...

Los quiero...

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo especial de grado es el resultado de una investigación que no podría haber sido lograda sin el apoyo de todo el equipo que labora en la Gerencia Técnica de la empresa Praxis de Venezuela, y por supuesto, en la Gerencia de Coordinación Operacional de PDVSA. Especialmente quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Andrés González, Gerente General de Praxis de Venezuela, por haberme dado la oportunidad de iniciarme en el campo de la medición de gas, ya que es seguro que se requerirán a corto plazo en el país profesionales especializados en esta área.

Al señor Fred Anderson, asesor especialista en el área de medición de hidrocarburos, que con su inmensa experiencia supo orientarme en todos los momentos que requerí de su ayuda y colaboración. Igualmente quiero agradecer al Ingeniero Alvaro Silva, quien no dudó en prestar su colaboración para la finalización exitosa de este proyecto.

Agradezco a los profesores de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, que en su momento supieron transmitir sus conocimientos para convertirnos en excelentes profesionales. En especial a mi Tutor Académico Víctor Escalona por su acertada orientación y buenos consejos.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron a la culminación de este sueño.

Y por sobre todo a mi madre, quien me prestó su apoyo incondicional en los momentos más difíciles.

A Dios, por guiarme y ayudarme cada día.

Gracias a todos...

Rondón C., Cindy A.

“MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS EN EL DISTRITO NORTE, ESTADO MONAGAS’

Tutor Académico: Prof. Víctor Escalona Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. **Tutor Industrial:** Ing. Alvaro Silva. Asesor

Palabras Claves: Medición de gas, placa orificio, registrador de presión, incertidumbre en la medición, condiciones del sistema.

Resumen: Actualmente en las instalaciones de PDVSA en el Distrito Norte, Estado Monagas, se está llevando a cabo la certificación de la medición de gas natural, lo cual ha requerido acciones de verificación en campo de condiciones operativas de los equipos y además la validación de algoritmos y cálculos de flujo. Dentro de este proyecto de certificación se genera entonces la inquietud de plasmar los resultados obtenidos a través de un estudio general que agrupe todos los resultados por medidor, a fin de proponer mejoras para la medición del gas natural.

Por ello este Trabajo Especial de Grado se planteó como objetivo evaluar el proceso de medición de flujo de gas en diferentes instalaciones operacionales del Distrito Norte, a fin de garantizar las mediciones precisas de los volúmenes de gas sometidos a regalías.

Las inspecciones realizadas en campo, así como los cálculos de flujo, permitieron concluir que la condición actual de la medición en las instalaciones evaluadas presenta fallas que inciden negativamente en los niveles de precisión requeridos para la medición del gas natural producido, combustible, reinyectado al yacimiento y transferido a otras instalaciones. Es necesario establecer un plan de mantenimiento rutinario, que permita adecuar las instalaciones a los estándares internacionales y a las normas vigentes actuales emitidas por el Ministerio de Energía y Minas.

INDICE GENERAL

Lista de Tablas	i
Lista de Figuras	ii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
CAPÍTULO II: OBJETIVOS	6
CAPÍTULO III: MARCO TEÓRICO	7
3.1. ANTECEDENTES	7
3.2. MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS NATURAL	10
3.3. MEDIDORES DE FLUJO	12
3.3.1. Criterios para la Selección de Medidores de Flujo	12
3.3.2. Métodos de Medición de Flujo	13
3.4. ELEMENTOS PRIMARIOS	13
3.4.1. Medidor de Placa Orificio	13
3.4.1.1. Principio de Funcionamiento	13
3.4.1.2. Componentes	15
3.4.1.3. Ventajas	20
3.4.1.4. Desventajas	22
3.4.1.5. Formulas	22
3.4.2. Medidor de Turbina	33
3.4.2.1. Principio de Funcionamiento	33
3.4.2.2. Ventajas	34
3.4.2.3. .Desventajas	34
3.4.3. Medidor de Desplazamiento Positivo	34
3.4.3.1. Principio de Funcionamiento	34

3.4.3.2. Tipos	35
3.4.3.3. Ventajas de los medidores	35
3.4.3.4. Desventajas	35
3.4.4. Medidor Ultrasónico	36
3.4.4.1. Principio de Funcionamiento	36
3.4.4.2. Ventajas	38
3.4.4.3. Desventajas	38
3.4.5. Medidor Másico Coriolis	38
3.4.5.1. Principio de Funcionamiento	38
3.4.5.2. Ventajas	40
3.4.5.3. Desventajas	40
3.5. INSTRUMENTOS SECUNDARIOS Y TERCIARIOS EMPLEADOS EN LA MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS.	41
3.5.1. Registrador Mecánico	41
3.5.1.1. Principio de Funcionamiento	41
3.5.1.2. Partes	42
3.5.2. Transmisores y Computadores de Flujo	43
3.6. ANÁLISIS DE NORMATIVAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS NATURAL	45
3.6.1 Normativa de Medición Fiscal de Gas Natural (MEM)	46
3.6.2 Reporte No. 3 “ <i>Orifice Metering of Natural Gas and other related hydrocarbon fluids</i> ”.(AGA)	51
3.6.3 Reporte No. 8 “ <i>Compressibility and Super compressibility for Natural Gas and other hydrocarbon gases</i> ”.(AGA)	55
3.6.4. Capítulo 21 “ <i>Flow Measurement using Electronic Metering Systems, Section 1 Electronic Gas Measurement</i> ” del “ <i>Manual of Petroleum Measurement Standards</i> ”.(API)	56
3.7. SISTEMA DE UNIDADES	57
3.8. CONDICIONES ESTANDAR DE REFERENCIA	57
3.9. INCERTIDUMBRE EN LA MEDICION	58

3.9.1. Valores de incertidumbre para los sistemas de medición fiscal en Venezuela	58
CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO	59
4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	59
4.2. NIVEL DE INVESTIGACIÓN	59
4.3. ÁREA DE ESTUDIO	60
4.4. ALCANCE DEL ESTUDIO	64
4.5. TÉCNICAS, PROCEDIMIENTOS Y CRITERIOS DE MEDICIÓN	64
4.5.1. PRIMERA ETAPA: Levantamiento de datos de los medidores de flujo de gas.	64
4.5.2. SEGUNDA ETAPA: Determinación de las condiciones físicas y de instalación de los medidores de flujo de gas en estudio	65
4.5.3. TERCERA ETAPA: Validación del cálculo de volumen de gas emitido por la operadora del campo (PDVSA).	68
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
5.1. Recopilación de información en campo.	70
5.2. Condiciones físicas y de instalación de los medidores de flujo de gas en estudio.	71
5.3. Cálculo de constantes de los medidores y cálculo de flujo de gas.	81
CONCLUSIONES	84
RECOMENDACIONES	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88
GLOSARIO DE TÉRMINOS	91

APENDICE A: Formato para la Evaluación de la Carrera de Medición.

APENDICE B: Constantes de Medición y Porcentajes de desviación calculados.

ANEXOS

Anexo 1: Gráficos para calcular Longitudes de Tubería recta requeridas (AGA)

Anexo 2: Diagrama de Proceso de Manejo del Gas en el Campo Orocuál

Anexo 3: Diagrama de Proceso de Manejo del Gas en el Campo Jusepín

Anexo 4: Listado de Medidores por Instalación

Anexo 5: Formato de Recolección de Datos Básicos del Medidor

Anexo 6: Información del Software PGAS (Precision Gas Accounting System)

Anexo 7: Análisis Cromatográficos. Área Jusepín

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1: Tolerancias prácticas para diámetros de orificio	52
Tabla 3.2: Unidades de Ingeniería	57
Tabla 5.1: Condición encontrada en las placas de orificio	73
Tabla 5.2: Características observadas en los registradores de presión	79
Tabla 5.3: Estado físico de los múltiples	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Instalación de placa orificio	8
Figura 3.2: Red de Negocio y Manejo de Gas y Petróleo.	11
Figura 3.3: Medidor de Orificio	14
Figura 3.4 Placa Orificio Concéntrica	16
Figura 3.5: Tipos de Cajas Porta Placa	17
Figura 3.6: Enderezadores de Flujo	18
Figura 3.7. Patrón de Flujo del Gas	19
Figura 3.8. Tomas de presión en la brida	20
Figura 3.9. Tomas de presión en la tubería	20
Figura 3.10: Medidor de Turbina	33
Figura 3.11: Partes internas de un medidor de Turbina	34
Figura 3.12: Medidor Ultrasónico	36
Figura 3.13: Medidor Coriolis	39
Figura 3.14: Registrador Mecánico Barton	41
Figura 3.15: Transmisor de Temperatura	44
Figura 3.16: Medidor de Flujo Electrónico	45
Figura 4.1: Ubicación Geográfica del Distrito Norte	60
Figura 5.1. Placa con acumulación de asfaltenos	74
Figura 5.2. Placa libre de residuos	74
Figura 5.3: Esquema de condiciones de instalación del medidor	75
Figura 5.4. Instalación fuera de norma	77
Figura 5.5: Multicalibrador Digital y Calibrador de Presión Estática con Bomba Neumática	78
Figura 5.6. Registrador descalibrado	80
Figura 5.7. Plumilla diferencial sin tinta	80

INTRODUCCIÓN

Venezuela ocupa el primer lugar en reservas probadas de gas en América Latina con 148 billones de pies cúbicos estándar de gas¹, lo que corresponde al 72% del total de reservas de la región. Esta abundancia de recursos aunada a los costos de explotación, que dadas las características de producción de los yacimientos son altamente competitivos con respecto a otros rubros energéticos u otros países potencialmente productores, le otorga a Venezuela una posición privilegiada en el escenario mundial energético.

En vista de la importancia que implica la explotación y distribución del gas natural tanto en el mercado nacional como internacional, y en virtud de la dinámica del flujo, el cual se caracteriza por ser continuo, se hace necesario contar con equipos y procedimientos que garanticen una medición segura y confiable del flujo de gas en los diferentes niveles de la cadena de negocio y en consecuencia obtener un mayor grado de aprovechamiento desde el punto de vista técnico-económico.

Actualmente, en el Distrito Maturín y el Distrito Punta de Mata, ambos pertenecientes al Distrito Norte en el Estado Monagas, operados por la División Oriente de Petróleos de Venezuela (PDVSA), se producen 948 MMPCSD y 2158 MMPCSD, respectivamente, cifras que representan porcentaje importante (cerca del 50%) de la producción de gas total en el país. El área norte de Monagas, específicamente el Distrito Punta de Mata, es considerada como una de las regiones de mayor importancia en cuanto a reservas de gas natural, es por ello que PDVSA ha venido considerando desde hace algún tiempo la necesidad de obtener el caudal exacto del gas a través de mediciones precisas.

¹ Petróleo y Otros Datos Estadísticos 2002. Ministerio de Energía y Minas

Por otra parte, dada la importancia que ha venido adquiriendo el negocio del gas natural en Venezuela, se ha hecho necesario el establecimiento de leyes y normas que permitan garantizar la precisión en la medición de gas producido, inyectado, etc. La aplicación de dichas normas crea la necesidad de aplicar programas de mantenimiento, calibración, así como la verificación de los volúmenes calculados a partir de los equipos de medición instalados.

En tal sentido, actualmente en el Distrito Norte se está llevando a cabo la certificación de la medición de gas natural, lo cual ha requerido acciones de verificación en campo de condiciones operativas de los equipos y además la validación de algoritmos y cálculos de flujo. Dentro de este proyecto de certificación se genera entonces la inquietud de plasmar los resultados obtenidos a través de un estudio general que agrupe todos los resultados por medidor, a fin de proponer mejoras para la medición del gas natural.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. DELIMITACIÓN

La necesidad de identificar los factores que afectan la calidad de los sistemas de medición de flujo de gas en instalaciones del Distrito Norte, Estado Monagas, con el fin de contribuir a alcanzar la precisión requerida en el cálculo de volumen de gas sometido regalías y dar cumplimiento a los requisitos exigidos por el Ministerio de energía y Minas como ente fiscalizador de este recurso en el país.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La medición de flujo de gas en un campo es de suma importancia ya que permite determinar la cantidad de gas que se produce, así como sus respectivos usos, como inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencias, levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores industriales y domésticos, gas arrojado a la atmósfera. Igualmente, permite determinar la relación de gas petróleo; la cantidad de gas que se produce en un pozo de petróleo, ya sea como gas libre o gas asociado al petróleo, la cantidad de gas que se comprime, etc.

En la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se establece, en su Artículo 8 que..."el Ministerio de Energía y Minas es el órgano nacional competente en todo lo relacionado con la administración de los hidrocarburos y en consecuencia tiene la facultad de inspeccionar los trabajos y actividades inherentes a los mismos, así como las de fiscalizar las operaciones que causen los impuestos, tasas o contribuciones establecidos en este Decreto Ley y revisar las contabilidades respectivas..." (16)

Por otra parte, en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en su Artículo 40, se establece que “con el fin de medir el gas producido, utilizado y dispuesto, el titular de la licencia deberá dotar al campo de producción con un sistema de medición de la más avanzada tecnología...”. (17)

En las Normas Técnicas para la Fiscalización del Gas Natural, en su aparte 11 se establece que

“...el personal de operaciones y mantenimiento de la empresa operadora, deberá tener presente que la función de la medición fiscal es proveer la información mediante la cual se determinará el valor monetario de los hidrocarburos gaseosos producidos y el cálculo de los impuestos respectivos...Las correctas mediciones y cálculos que realice cualquier sistema de medición deben ser verificados y validados...La verificación deberá ser realizada por un ente acreditado, debidamente autorizado por el MEM...

La frecuencia de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos gaseosos, utilizados en los campos de producción objeto de control fiscal y en los puntos de transferencias de custodia, deberá ser fijada dependiendo de las condiciones de procesos a la que estará sometida y a la tecnología empleada, sin que este periodo sea mayor a una vez por trimestre. La calibración certificada debe ser realizada por entes acreditados ante el MEM.

A los fines de efectuar el cálculo de la regalía y del control, las empresas operadoras deberán presentar un informe mensual (calendario) donde se especifiquen los balances del gas asociado de cada campo de producción, detallando el gas producido, consumido como combustible, venteado o quemado, reinyectado, vendido o transferido a otros campos. Asimismo, las empresas productoras de gas no asociado deberán presentar un informe mensual (calendario) donde se especifiquen los balances de gas no asociado de cada campo de producción así como el gas reinyectado...” (15)

La problemática general planteada se basa en que la medición del gas natural no ha sido la prioridad de las operadoras, es poco común encontrar programas de

mantenimiento de equipos y procedimientos de medición de flujo de gas en un estado tal que permita obtener mediciones certeras de este fluido.

Sin embargo, en los últimos años, tanto el MEM como ente fiscalizador, y las operadoras, han planteado la necesidad de corregir o mejorar las condiciones de los sistemas de medición empleados en los campos de producción. Esto trajo como consecuencia la elaboración de nuevos planes de mantenimiento e instalación de nuevos equipos, así como la utilización de empresas expertas en el área de medición que presten su experiencia para lograr una medición más precisa de los volúmenes de gas producidos en los campos y los manejados en el mercado interno.

La medición de flujo de gas en el Distrito Norte, en el Estado Monagas, requiere de la aplicación de ciertas mejoras que permitan disminuir el nivel de incertidumbre en la medición de gas y alcanzar los niveles de precisión requeridos por el MEM, como ente fiscalizador de la explotación del gas natural en Venezuela. Para ello es necesario determinar las condiciones actuales de dichos sistemas, y proponer ciertas mejoras cuya aplicación contribuya a disminuir el nivel de incertidumbre actual en las mediciones de gas.

CAPÍTULO II

OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL:

Evaluar el proceso de medición de flujo de gas en las instalaciones operacionales del Distrito Norte, en el Estado Monagas, a fin de garantizar las mediciones precisas de los volúmenes de gas sometidos a impuestos y regalías.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Analizar los requisitos que en materia de fiscalización exige el Ministerio de Energía y Minas, a fin de garantizar las mediciones precisas de los volúmenes de gas sometidos a impuestos y regalías.
- Efectuar un levantamiento de los datos de los medidores de flujo de gas de las instalaciones operacionales de los campos pertenecientes al Distrito Maturín.
- Determinar las condiciones físicas y de instalación de los medidores de flujo de gas en estudio y recomendar acciones a seguir en caso de que evidencien áreas de atención, con el fin de que el sistema se ajuste a las normas nacionales o internacionales vigentes.
- Verificar y validar el cálculo de volumen de gas emitido por la operadora del campo (PDVSA), tomando en cuenta el algoritmo empleado, el proceso de integración de discos y las variables de proceso empleadas.
- Determinar el efecto de la calibración de los elementos secundarios del medidor de flujo (mecánico o electrónico) en el cálculo del volumen de gas.
- Analizar los resultados obtenidos en función de los objetivos anteriores, para garantizar que el sistema de medición de los volúmenes de gas sometidos a impuesto y regalía sea preciso.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. ANTECEDENTES ⁽¹¹⁾ ⁽¹⁶⁾ ⁽¹⁷⁾

La medición de flujo se remonta a unos 400 años, cuando los romanos median el flujo de agua de sus acueductos y los chinos median el flujo de agua salada utilizada para producir sal.

A comienzos de 1600, Catelli y Tonicelli determinaron que la tasa de flujo es igual a la velocidad de flujo por área y que la descarga a través de un orificio varía con la raíz cuadrada de la altura de la presión.

En la década de 1730, Pitot publica trabajo sobre un medidor desarrollado. En 1797, Giovanni Venturi realizó el primer trabajo usando placa orificios para la medición de flujo de fluidos. A mediados de 1800, en Londres, se comienza el uso de medidores de desplazamiento positivo.

En 1890 el profesor Robinson de la Universidad del Estado de Ohio diseñó el primer medidor de orificio. A comienzos de 1900, las empresas de medidores como Foxboro, Rockwell & Equimeter, entre otras, comenzaron a realizar pruebas. Entre 1924 y 1935, la Asociación Americana de Gas (AGA) y la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) conducen investigaciones y trabajos experimentales en la materia, tratando de unificar criterios en el área de la medición.

En 1930 se publica el Reporte No. 1 de AGA, para la medición de flujo de gas natural con medidores de placa orifico. En 1935 se actualiza este estudio y se publica su actualización con el Reporte No. 2 de AGA. Finalmente, en 1955, es publicado el Reporte No. 3 de AGA denominado “Medición de Gas Natural y Otros Fluidos

Hidrocarburos Relacionados con Medidor de Placa Orificio”², aun empleado hoy en día pero ya con actualizaciones publicadas posteriormente.

Por otra parte se han empleado otro tipo de medidores tales como el vortex, ultrasonido, magnéticos y turbinas.



Figura 3.1: Instalación de placa orificio ⁽²³⁾

En Venezuela puede afirmarse que en un 99% la medición del gas natural, a nivel de producción, se realiza mediante placas de orificio, con una historia que remonta a muchos años de servicio ininterrumpidos. Puesto que en algunos casos se presenta cierta ineficiencia a nivel de separación en las estaciones de producción, la experiencia de las cajas de orificios ha representado la mejor solución a este tipo de inconvenientes, habida cuenta de las impurezas que transporta el gas natural.

En los últimos años, dado el auge que ha tomado la industria del gas natural en Venezuela, se han venido estableciendo lineamientos de política petrolera,

² “Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids”

relacionados con las mediciones de gas natural con fines de fiscalización, transferencia de custodia y balances de masa, realizadas por las empresas operadoras (PDVSA, así como las asignadas por el MEM. para la operación, explotación y producción de los hidrocarburos en el territorio nacional), con el fin de efectuar una medición más precisa de los volúmenes de gas producidos en los campos y los vendidos en el mercado interno.

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y su Reglamento y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento, el Ministerio de Energía y Minas (MEM.), tiene la facultad de fiscalizar el gas natural producido y utilizado en el país, a los efectos de la debida utilización de dicho recurso y la determinación de los impuestos de explotación o regalía correspondiente. En el año 2001 se emitieron las Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural, las cuales rigen las mediciones necesarias para cubrir las transferencias de custodia, balances de masa de los campos de producción, así como toda transacción de compra-venta de gas natural a granel en el territorio nacional, de acuerdo a las Leyes y sus Reglamentos.

La aplicación de las normas emitidas por el MEM ha traído como consecuencia que las empresas operadoras tengan que asegurar el correcto funcionamiento de los equipos empleados para la medición a través de un tercero que pueda certificar esto a través de inspecciones, validaciones y calibración de los equipos.

En 1999, PDVSA y el MEM nombran conjuntamente una comisión técnica de medición denominada AUTOMEGA (Automatización de las Mediciones de Gas), con el fin de actualizar los sistemas de medición del gas natural disponibles en la región oriental, así como también definir e implantar nuevos puntos de medición de los hidrocarburos gaseosos donde sean necesarios.

Durante los años 2002 y 2003, PDVSA, a través de la Gerencia de Coordinación Operacional Oriente, realizó en los Distritos Anaco, Maturín y Punta de Mata, algunas

evaluaciones del estado operativo del sistema de medición de gas en plantas y estaciones, donde se concluye que la mayoría de las fallas encontradas en las mediciones de las tasas de flujo de gas natural se deben al incumplimiento de las normas internacionales y/o nacionales establecidas, así como la falta de mantenimiento a los equipos de medición.

A partir de estos resultados, y dando cumplimiento a los requisitos de fiscalización exigidos por parte del MEM, dicha gerencia pone en marcha el proyecto de certificaciones de los equipos de medición de flujo de gas en los distritos señalados, a objeto de que PDVSA Exploración y Producción garantice las mediciones precisas de volúmenes de gas natural sometidos a impuesto y regalías.

Para la ejecución de este proyecto de certificación de mediciones de gas natural, PDVSA decide emplear a un ente autorizado por el MEM para tal fin, en este caso, una compañía independiente y especializada en la materia. A través de dicha compañía se logra definir entonces el presente trabajo donde se evalúan las condiciones de medición de flujo de gas en distintas instalaciones del Distrito Norte en el Estado Monagas.

3.2. MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS NATURAL ⁽¹⁷⁾ (4)

La medición de flujo de fluidos se puede definir como la medición de partículas moviéndose, que llenan y conforman el interior de una tubería, en una corriente ininterrumpible, para determinar la cantidad que fluye.

La medición de un volumen de gas en estado de movimiento, tal como es el caso de un gas que fluye a lo largo de una tubería requiere tener que medir volúmenes transportados a lo largo del tiempo, este factor denominado tasa de flujo requiere a su vez de un elemento mecánico que mide una respuesta del mismo, que permita conocer con la exactitud deseada la tasa de flujo.

Es de suma importancia la medición exacta del flujo de gas natural. Esto permite determinar la cantidad de gas que produce un campo petrolero así como sus respectivos usos entre los que se destacan: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencia interáreas y entre los diferentes distritos, cantidad que se transforma en los procesos de LGN, mermas de los diferentes sistemas de recolección, levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores industriales y domésticos, gas arrojado a la atmósfera. Igualmente, permite determinar la relación de gas petróleo; la cantidad de gas que se produce en un pozo de petróleo, ya sea como gas libre o gas asociado al petróleo, la cantidad de gas que se comprime, etc.

La medición de flujo de gas forma parte importante de las operaciones a lo largo de toda la Red de Negocio y Manejo de Gas y Petróleo. En la Figura 3.2 se muestra la cadena de Negocio y Manejo de Gas y Petróleo.

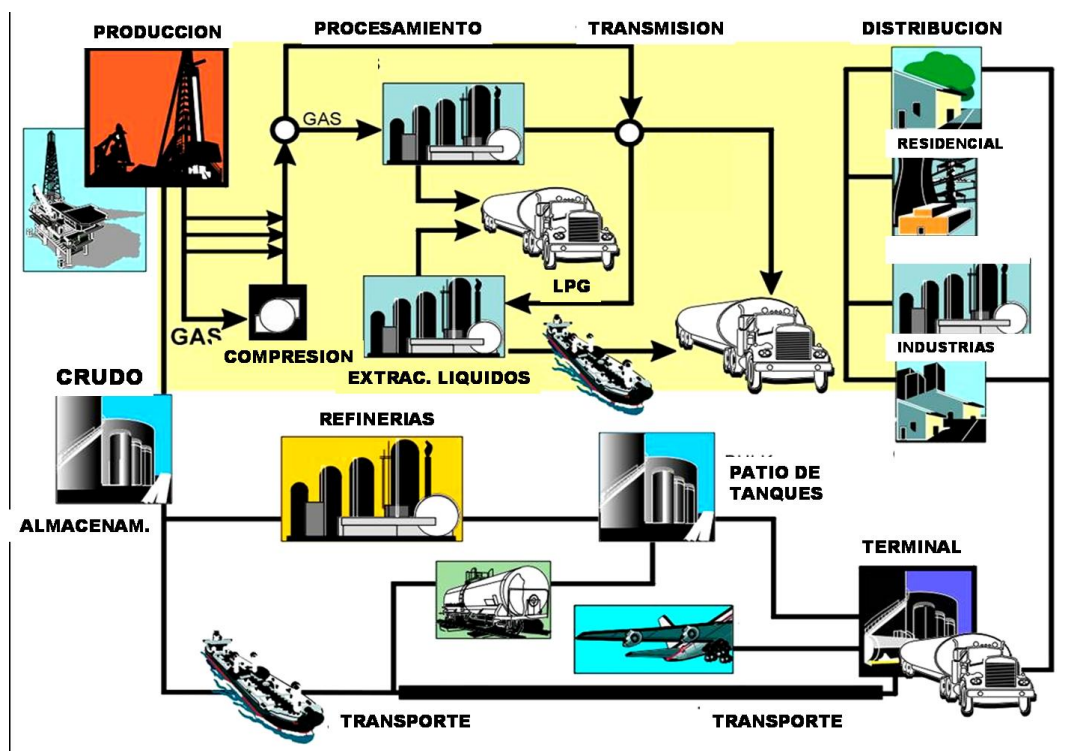


Figura 3.2: Red de Negocio y Manejo de Gas y Petróleo. ⁽²³⁾

3.3. MEDIDORES DE FLUJO ⁽⁴⁾

Los medidores de flujo son dispositivos que miden la tasa de flujo o cantidad de un fluido en movimiento que pasa a través de una tubería. Estos dispositivos están conformados por tres elementos principales que son:

Elemento Primario: Dispositivo instalado interna o externamente en la tubería de flujo, que produce una señal con relación al flujo de fluidos que circula por la tubería. Ejemplos: placa de orificio, turbina, medidor ultrasónico, etc.

Elemento Secundario: Dispositivo que responde a la señal del elemento primario y la convierte en señal de salida que puede ser traducida como medida de flujo o de cantidad. Ejemplo: registrador de presión, transmisores.

Elemento Terciario: Es el sistema o programa de computación que recoge, configura o interpreta datos e información producidos por los elementos primarios y secundarios.

3.3.1. Criterios para la Selección de Medidores de Flujo ⁽¹¹⁾

Los más comúnmente usados son:

- Tipo de fluido (líquido, gas, vapor de agua).
- Objetivo de la medición: control de flujo, distribución de volúmenes, venta.
- Costo de instalación y mantenimiento.
- Volúmenes a manejar.
- Precisión requerida.
- Rango de presión y temperatura de operación
- Fácil instalación y remoción
- Rangoabilidad
- Pérdidas de presión a través del medidor

3.3.2. Métodos de Medición de Flujo ⁽¹¹⁾

Existen varios métodos para la medición del flujo, entre los más importantes se tienen:

- Presión Diferencial: medidor de placa orificio, tubo pitot, etc..
- Velocidad del Fluido: turbinas
- Desplazamiento del Fluido: medidor de desplazamiento positivo
- Medidores por Ultrasonido.
- Medidores Másicos: Coriolis

Existen otros tipos de medidores como los medidores magnéticos, medidores térmicos, etc., y algunas nuevas tendencias como la medición por diferencial de presión en cuerpo de regulador y la ondulación de *yef* de flujo desviado por cuerpo fijo.

3.4. ELEMENTOS PRIMARIOS: MEDIDORES DE FLUJO DE GAS

A continuación se describen los equipos de medición de flujo de gas natural más comúnmente empleados en la industria. Sin embargo, se describe con mas detalle el medidor de orificio, puesto que constituye el tipo de medidor empleado en las instalaciones estudiadas en el presente trabajo.

3.4.1. Medidor de Placa Orificio ^{(8) (11) (22) (14)}

3.4.1.1. Principio de Funcionamiento

La medición de gas a través de la placa orificio se basa en la restricción de flujo que ocasiona este elemento, creando una presión diferencial que se relaciona con la velocidad del gas y a partir de la cual puede calcularse la tasa de flujo. Dos tomas conectadas en la parte anterior y posterior de la placa captan esta presión diferencial

la cual es proporcional al cuadrado del caudal. El medidor consta de un elemento primario, compuesto por la placa orificio y la tubería del medidor, la cual tiene ciertos requerimientos de longitud y ubicación de tomas de presión, y el elemento secundario, que registra la presión diferencial originada por la restricción en la tubería, el cual puede ser mecánico o electrónico.

En la Figura 3.3, se presenta un medidor de orificio instalado, donde se puede detallar la tubería del medidor con las tomas de presión, la caja porta orificio y el elemento secundario, que en este caso es un computador de flujo electrónico.

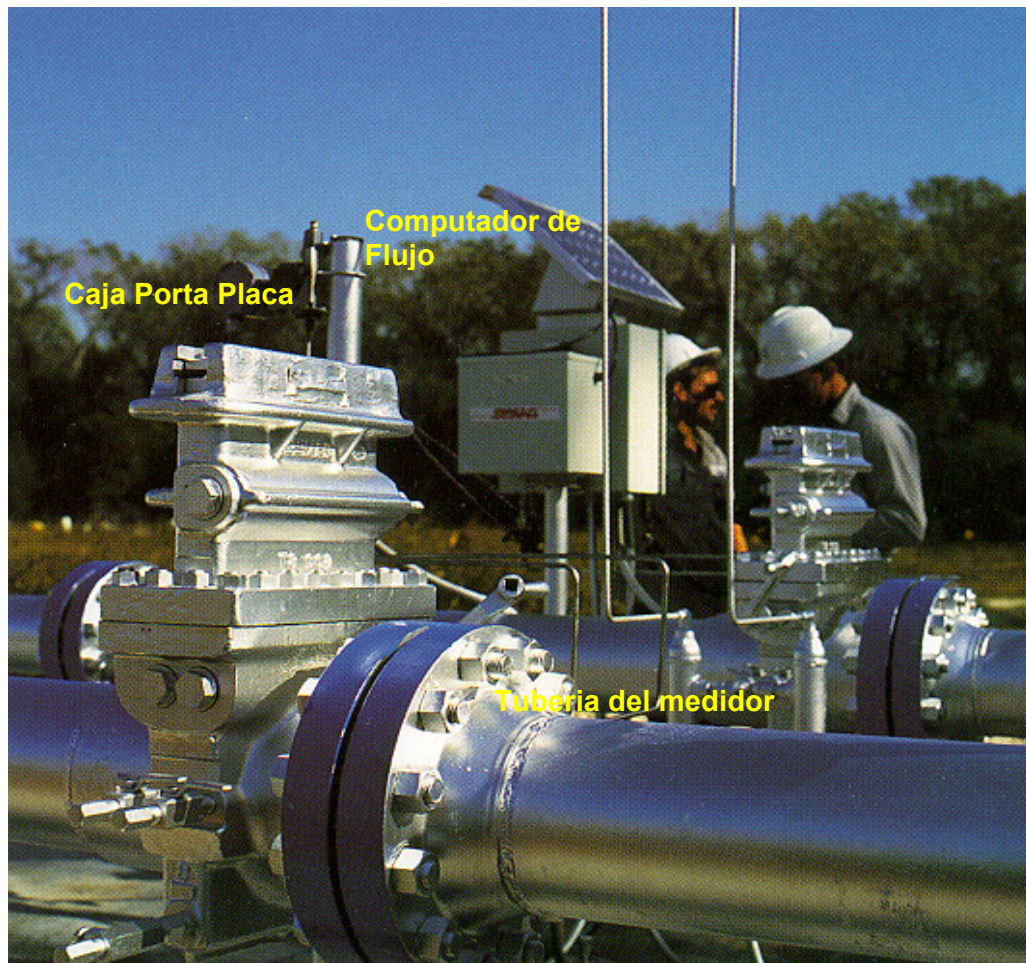


Figura 3.3: Medidor de Orificio ⁽²³⁾

3.4.1.2. Componentes

Este medidor consiste en un plato de orificio, un porta placa, una tubería acondicionada aguas arriba, una tubería acondicionada aguas abajo y en algunos casos un acondicionador de flujo (venas enderezadoras), y unas tomas de presión y temperatura. La selección del diámetro de la carrera de medición depende del volumen del fluido a manejar.^[3]

- **Placa de orificio**

Consiste en una placa metálica que presenta un agujero, cuyas dimensiones están establecidas en las normativas vigentes internacionales. Este elemento es el encargado de generar la restricción al paso del fluido la cual es proporcional al cuadrado del caudal. Las placas orificios pueden ser de tres tipos:

Orificio Concéntrico: En este medidor, el orificio de la placa se encuentra en el centro. Los procedimientos de medición son sencillos y no requieren detener el flujo. En la Figura 3.4 se presenta una placa de tipo concéntrica.

Orificio Excéntrico: En este medidor la ubicación del orificio, generalmente hacia la parte superior de la tubería, le permite usarlo para medición de fluidos con contaminantes sólidos, aguas aceitosas y vapor húmedo.

Orificio Segmentado: Este medidor es similar al de tipo excéntrico, donde el segmento abierto es colocado en el tope o en fondo de la línea dependiendo del tipo de servicio para el cual se requiera.



Figura 3.4 Placa Orificio Concéntrica ⁽²³⁾

- **Sujetadores de la placa orificio.**

En los medidores de orificio, las placas se sujetan en bridas o dispositivos (denominados cajas porta placa) con el objeto de facilitar su inserción o remoción de la tubería, entre los cuales se mencionan:

Bridas: son acopladas al tubo medidor de forma tal que la superficie interna del conducto se extienda a través de la brida y no quede ninguna cavidad antes de la placa, tomando como referencia una medida paralela al eje del tubo. Su función es sostener la placa de orificio en el centro de la tubería, se usa normalmente cuando la placa no requiere ser removida con frecuencia.

Caja de una cámara: se utilizan en situaciones donde la placa requiere ser cambiada con frecuencia para inspección o cambio de orificio, y la operación permite detener el flujo para realizar los cambios de placa o existen medios para desviar el caudal temporalmente. Es necesario desahogar la tubería para realizar el cambio de placas.

Caja de dos cámaras: Este posee dos compartimientos y al igual que el porta placa de una cámara se utiliza en situaciones donde la placa tenga que ser cambiada con frecuencia, con la diferencia que las placas pueden ser removidas sin necesidad de interrumpir el proceso.

En la Figura 3.5 se muestran los diferentes tipos de caja porta placa orificio marca Daniel.

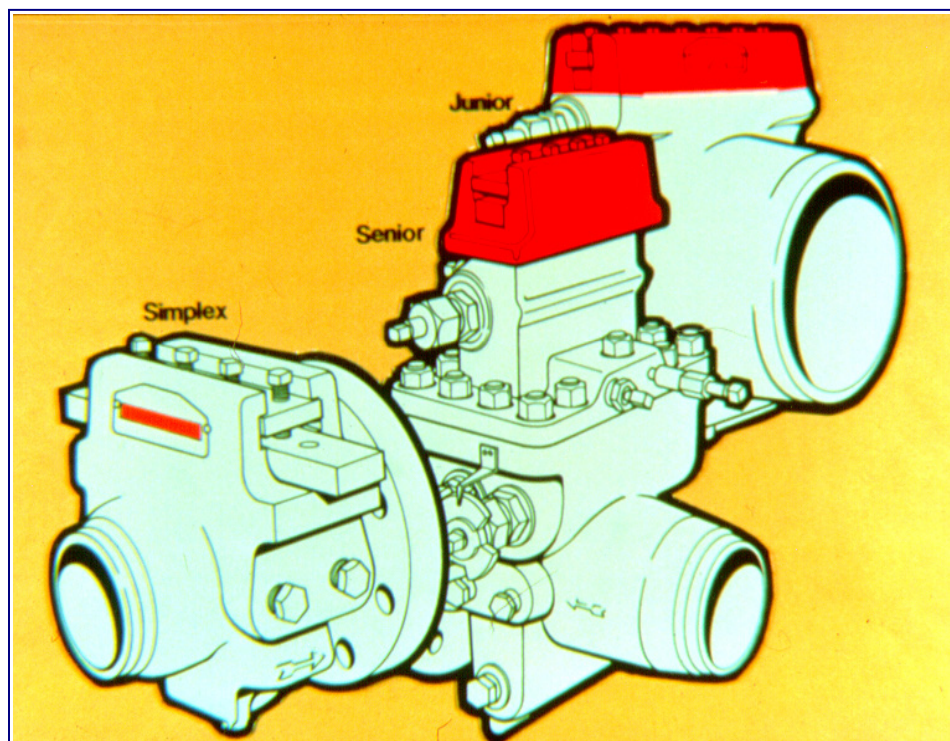


Figura 3.5: Tipos de Porta Placa ⁽²³⁾

- **Tubo medidor.**

El tubo medidor o simplemente tubo, consta de una cierta longitud de tubería en la cual se ubica la brida de orificio o la caja porta orificio y también las conexiones de presión. Es de fundamental importancia que el gas que se está midiendo, entre y salga de la placa orificio con la menor perturbación posible en el perfil de flujo del

fluido, con el fin de evitar errores en la medición. Estas perturbaciones pueden ser causadas principalmente por expansiones y/o reducciones de la tubería, instalación de accesorios (codos, termopozos, tapones, entre otros) adyacentes a la placa.

- **Enderezadores de flujo.**

Los enderezadores de flujo consisten en un haz de tubos colocados en la tubería con el propósito de regular el perfil de flujo antes de llegar a la placa de orificio, eliminando los remolinos y corriente cruzadas creadas por los accesorios y las válvulas que preceden al tubo medidor. Estas longitudes han sido estandarizadas y se expresan en diámetros nominales de tubería.

La Figura 3.6 muestra los tres tipos de configuraciones de enderezadores de flujo, mayormente usados en las instalaciones de medición de gas.

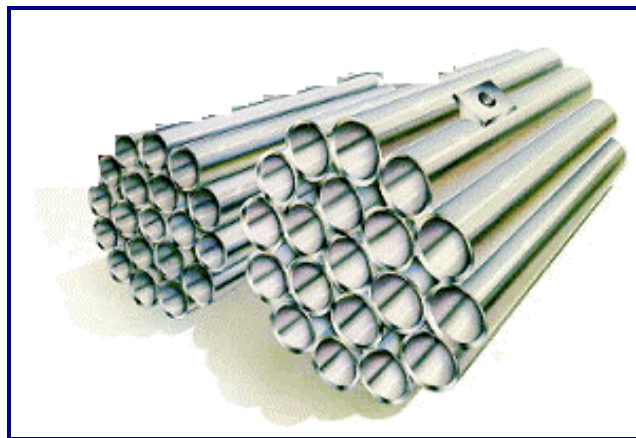


Figura 3.6: Enderezadores de Flujo ⁽²³⁾

La Figura 3.7 muestra el patrón de flujo que puede llevar el fluido a la entrada del elemento medidor y como éste puede modificarse con la instalación de un acondicionador de flujo permitiendo lograr el patrón requerido para la medición de gas a través de la placa de orificio que sea mas precisa.

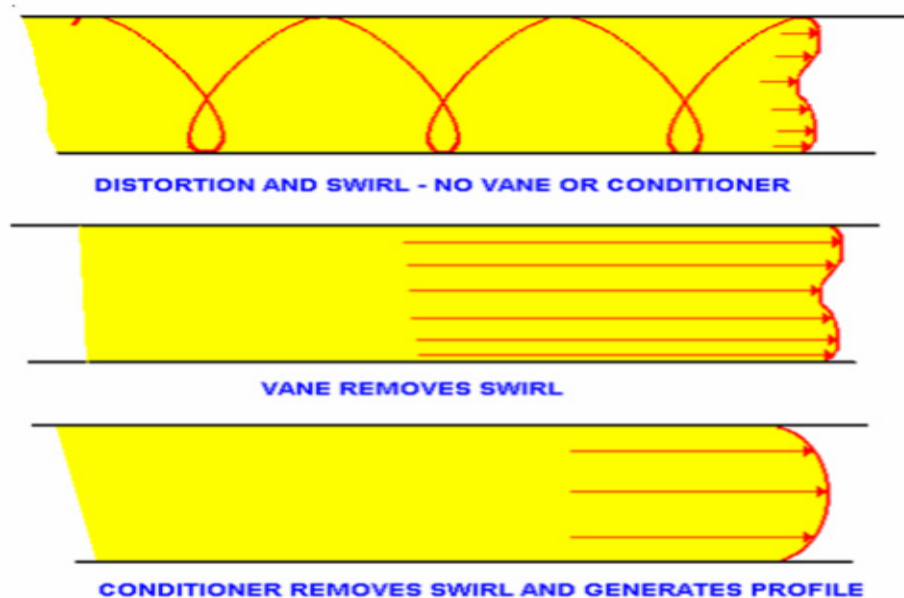


Figura 3.7: Patrón de Flujo ⁽²³⁾

- **Conexiones de presión**

Las conexiones de presión son líneas cuya función principal es enviar la señal que emite el elemento primario al registrador o transmisor (elemento secundario), en el cual la señal recibida es transformada en un registro que puede ser leído por el operador. Las conexiones de presión se pueden realizar de dos formas, como se describe a continuación:

Tomas de brida: En este los orificios estáticos se ubican a 1pulgada aguas arriba y 1pulgada aguas abajo en relación con la placa.

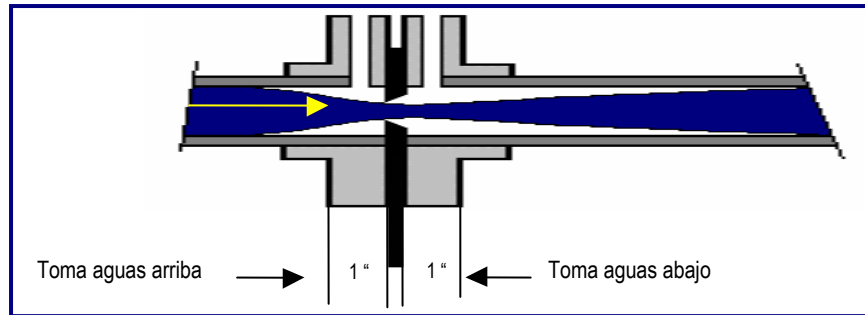


Figura 3.8. Tomas de presión en la brida

Tomas de tuberías: Los orificios estáticos se localizan a $2 \frac{1}{2}$ diámetro de la tubería corriente arriba y 8 diámetro de tubería corriente abajo de la placa.

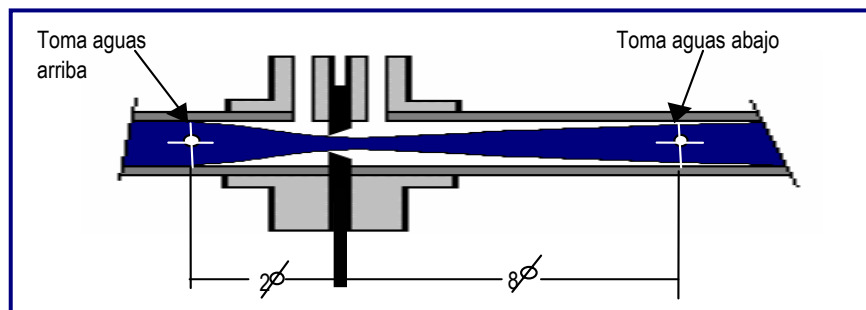


Figura 3.9. Tomas de presión en la tubería

- **Termopozos.**

Los termopozos son dispositivos mediante los cuales se refleja la temperatura de fluido. La ubicación de la toma para la instalación del termómetro será aguas abajo de la placa orificio, cumpliendo con las distancias establecidas en el Reporte 3 de AGA. En el caso de utilizar enderezadores de flujo, el termómetro se ubicará entre 30 y 90 cm. aguas arriba del enderezador.

3.4.1.3. Ventajas:

1. Mayor tolerancia a las impurezas del gas natural.

2. Cuando un bache de líquido contenido en el gas natural pasa por el punto de medición de una caja de orificio, se puede continuar prestando el servicio con un mantenimiento a bajo costo de las partes y equipos propios de la medición.
3. Al efectuar el análisis de la presión diferencial y estática, por parte de los operadores de campo, se realiza el diagnóstico oportuno de la presencia de líquidos en el gas natural a objeto de poner en vigencia las alertas respectivas. Cuando la plumilla indicadora de la presión diferencial presenta oscilaciones continuas, ello advierte sobre la presencia de líquidos en la corriente del gas natural e indica que aguas arriba de la corriente medidora el sistema de separación es deficiente, por lo cual se deben implantar los correctivos del caso.
4. Equipos económicos cuando se comparan con otros tipos de medidores.
5. Equipos pueden ser instalados a la intemperie, es decir no necesitan de instalaciones cerradas.
6. Fácil ejecución del mantenimiento, dado que presentan pocas partes movibles, y dependiendo del tipo de porta placa, posee dos cámaras o compartimentos para el reemplazo del orificio, por necesidades de incremento o disminución del flujo y/o placas con imperfecciones, y adicionalmente se puede realizar el reemplazo de partes asociados a los elementos secundarios..
7. Partes intercambiables entre las cajas de orificio.
8. Luego de salir fuera de servicio, una caja de orificio puede ser utilizada en otro sistema similar.

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

3.4.1.4. Desventajas:

1. Instrumento con baja precisión entre 1 y 2%.
2. Capacidad limitada y alta pérdida de carga debido a la expansión incontrolada aguas abajo del elemento de medición.
3. Es fácil que el equipo se descalibre, esto ocurre inclusive con el cambio de la carta, lo cual se realiza diaria o semanalmente.
4. En los últimos tiempos, los instrumentos asociados a la caja de orificio (secundarios) son hurtados con facilidad.
5. Pueden ser manipulados con facilidad y el registrador puede quedar fuera de servicio.
6. Se requiere del cambio oportuno de las plumillas del registrador.
7. Dado que, por lo general, no tienen incorporado un medidor de temperatura la misma se realiza con un promedio lo cual incrementa el porcentaje de error en la medición.

3.4.1.5. Formulas:

La ecuación básica para determinar el flujo de gas en un medidor orificio se muestra a continuación. Esta ecuación es de carácter empírico derivada principalmente de las leyes fundamentales de la física, incluyendo las leyes de la conservación de la energía y la velocidad, de la aceleración y la de los gases ideales.

Ecuación General (THORNHILL-CRAVER):

$$Q = C * \sqrt{hw * pf}$$

Ecuación 3.1

Donde:

Q = Flujo de Gas (PCN/H)

C = Constante de Medición (adimensional)

hw = Presión Diferencial a través del Orificio (pulg de H₂O)

pf = Presión Estática (lpca)

Por otra parte, dado que los discos usados en los registradores en estudio son de tipo raíz cuadrada (diarios), registran la raíz cuadrada de la presión diferencial y la raíz cuadrada de la presión estática absoluta, entonces se utilizan las siguientes relaciones:

$$hw = \frac{Ldif^2 * Rdif}{100} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

$$pf = \frac{Lest^2 * Re}{100} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Siendo:

$Ldif$ = Lectura Diferencial, tomada del disco

$Lest$ = Lectura Estática, tomada del disco

Re = Rango de Presión Estática Máximo (lpc)

$Rdif$ = Rango Diferencial Máximo (pulg de H₂O)

Puesto que en la Ecuación 3.1, las unidades de la tasa de flujo resultante son pies cúbicos normales por día (PCN/H), para llevar este resultado a las unidades normalmente empleadas en la industria, millones de pies cúbicos normales por día (MMPCSD), la ecuación debe ser multiplicada por el factor 24×10^{-6} . Haciendo además arreglos en la ecuación para utilizar las lecturas de los discos o cartillas, según la indicado en las Ecuaciones 3.2 y 3.3, la Ecuación 3.1 resulta:

$$Q = C \cdot M \cdot 24 \times 10^{-6} \cdot Lest \cdot Ldif \quad \text{Ecuación 3.4}$$

donde:

$$M = \frac{\sqrt{Re \cdot Rdif}}{100} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Según indica el Reporte No. 3 de AGA, la constante del medidor se calcula según la siguiente ecuación:

$$C = Fb * Fpb * Ftf * Fpv * Fg * Fr * Y * Ftb * Fm * Fa * Fwl \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Donde cada uno de los factores se denominan de la siguiente forma:

Fb = Factor Básico de Orificio

F_{pb} = Factor de Presión Base

F_{tf} = Factor de Temperatura de Flujo

F_{pv} = Factor de Supercompresibilidad

F_g = Factor de Gravedad Especifica

F_r = Factor del Numero de Reynolds

Y = Factor de Expansión

F_{tb} = Factor de Temperatura Base

F_m = Factor Manométrico

F_a = Factor de Expansión Térmica de Orificio

F_{wl} = Factor de Localización de la medición

A continuación se muestran las ecuaciones para calcular cada uno de los factores involucrados en la constante:

A. Factor de temperatura base: Considerando como temperatura base 60 °F, correspondiente a condiciones normales del gas.

$$F_{tb} = \frac{460 + TemperaturaBase(^{\circ}F)}{520} = 1 \quad \text{Ecuación 3.7}$$

- B. Factor de presión base: Considerando como presión base 14,7 lpca, correspondiente a las condiciones normales del gas.

$$F_{pb} = \frac{14,73}{\text{Presión base}(lpca)} = \frac{14,73}{14,73} = 1 \quad \text{Ecuación 3.8}$$

- C. Factor manométrico: Sólo se aplica para unidades diferenciales que utilizan mercurio. En las industrias petroleras se utilizan generalmente unidades diferenciales de fuelle. En la zona en estudio todas las unidades diferenciales son de tipo fuelle, por ello $F_m=1$.

- D. Factor de localización de medición: Este se utiliza para corregir las aceleraciones de gravedad distintas de las que se tiene al nivel del mar. Para los casos estudiados este factor es considerado igual a la unidad ($F_w=1$).

- E. Factor de temperatura de flujo: Este factor cambia la temperatura supuesta de 60 ° F a la temperatura de flujo F_t .

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f(^{\circ}F) + 460}} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Donde: T_f es la temperatura del flujo (°F).

- F. Factor de gravedad específica

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Donde: G es la gravedad específica del gas (adimensional).

G. Factor de expansión térmica del orificio: Este factor corrige el efecto de contracción o expansión metálica de la placa orificio.

$$Fa = 1 + [0,000185 \cdot (Tf(^{\circ}F) - 68)] \quad \text{Ecuación 3.11}$$

H. Factor de expansión: 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:

$$Y = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot \beta^4) \cdot \frac{Xi}{ki} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$Xi = \frac{hw}{27,707 \cdot Pf} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

$$\beta = \frac{d}{D} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Donde: $Ki = Cp/Cv = 1,3$

d = es el diámetro del orificio (pulg).

D = es el diámetro interno de la tubería (pulg).

β = beta, es la relación entre ambos.

I. Factor básico de orificio (Fb).

$$Fb = \frac{Ke}{1 + \frac{15 \cdot E}{d \cdot 10^6}} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Donde: Ke y E = constantes cuyas fórmulas se presentan a continuación.

$$Ke = Ke_1 + Ke_2 - Ke_3 + Ke_4 \quad \text{Ecuación 3.16}$$

$$Ke_1 = 0,5993 + \frac{0,007}{D} \left(0,364 + \frac{0,076}{\sqrt{D}} \right) \cdot \beta^4 \quad \text{Ecuación 3.17}$$

$$Ke_2 = 0,4x \left[1,6 - \frac{1}{D} \right]^5 \cdot \left[\left(0,07 + \frac{0,5}{D} \right) - \beta \right]^{\frac{5}{2}} \quad \text{Ecuación 3.18}$$

$$Ke_3 = \left[0,009 + \frac{0,034}{D} \right] \cdot [0,5 - \beta]^{\frac{3}{2}} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

$$Ke_4 = \left[\frac{65}{D^2} + 3 \right] \cdot [\beta - 0,7]^{\frac{5}{2}} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

$$E = d \cdot (830 - 5000x\beta + 9000x\beta^2 - 4200x\beta^3 + B) \quad \text{Ecuación 3.21}$$

$$B = \frac{530}{D^{0,5}} \quad \text{Ecuación 3.22}$$

I. Factor del Número de Reynolds: Este corrige el factor básico de orificio al Número de Reynolds del flujo actual.

$$Fr = 1 + \frac{E}{12835 \cdot d \cdot K \cdot \sqrt{hw \cdot Pf}} \quad \text{Ecuación 3.23}$$

$$K = \frac{0,604}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad \text{Ecuación 3.24}$$

J. Factor de supercompresibilidad (Fpv): Se requiere para corregir la desviación del comportamiento del gas de la ley de los gases ideales.

$$Fpv = \frac{\sqrt{\frac{A}{C} - C + \frac{n}{3 \cdot \Pi}}}{1 + \left(\frac{0,00132}{\tau^{3,25}} \right)} \quad \text{Ecuación 3.25}$$

Donde: A, C, n, π y τ : son constantes.

$$A = \frac{3 - m \cdot n^2}{9 \cdot m \cdot \Pi^2} \quad \text{Ecuación 3.26}$$

$$m = 0,0330378 \cdot \tau^{-2} - 0,0221323 \cdot \tau^{-3} + 0,0161353 \cdot \tau^{-5} \quad \text{Ecuación 3.27}$$

$$n = \frac{0,265827 \cdot \tau^{-2} + 0,0457697 \cdot \tau^{-4} - 0,133185 \cdot \tau^{-1}}{m} \quad \text{Ecuación 3.28}$$

$$\Pi = \frac{P_{adj} + 14,7}{1000} \quad \text{Ecuación 3.29}$$

$$\tau = \frac{T_{adj}}{500} \quad \text{Ecuación 3.30}$$

$$P_{adj} = P \cdot F_p \quad \text{Ecuación 3.31}$$

$$T_{adj} = (T_f + 460) \cdot F_t \quad \text{Ecuación 3.32}$$

$$F_p = \frac{671,4}{P_{sc}} \quad \text{Ecuación 3.33}$$

$$F_t = \frac{359,46}{T_{sc}} \quad \text{Ecuación 3.34}$$

Donde:

P = es la presión de flujo manométrica (lpcm).

T_f = la temperatura de flujo ($^{\circ}\text{F}$).

P_{adj} = es la presión ajustada manométrica (lpcm).

F_p = factor de ajuste de presión.

T_{adj} = es la temperatura absoluta ($^{\circ}\text{R}$)

F_t = factor de ajuste de temperatura.

P_{sc} = presión pseudocrítica del gas (lpca).

T_{sc} = temperatura pseudocrítica del gas ($^{\circ}\text{R}$).

Para calcular el valor de “C” incluido en el factor de supercompresibilidad se tiene:

$$C = \left(b + \sqrt{b^2 + A^3} \right)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecuación 3.35}$$

$$b = \frac{9 \cdot n - 2 \cdot m \cdot n^3}{54 \cdot m \cdot \Pi^3} - \frac{F}{2 \cdot m \cdot \Pi^2} \quad \text{Ecuación 3.36}$$

En las dos ecuaciones anteriores sólo se desconoce la ecuación para el cálculo de “F”, para lo cual se tienen diferentes ecuaciones atendiendo a ocho rangos de presión y temperatura del flujo de gas. Se seleccionaron dos grupos de ecuaciones, en las cuales se ubican los rangos de presión y temperatura presentes en los campos de estudio.

- Rango de presión: 0 a 1300 lpca y rango de temperatura: -40 a 85 $^{\circ}\text{F}$. Para $\Pi = 0 - 1,3$ y $\tau = 0,84 - 1,09$.

$$F_1 = 1 - Z - Z_1 \quad \text{Ecuación 3.37}$$

$$Z = 0,00075 \cdot \Pi^{2,3} \cdot e^{-20(\nu-1,09)} \quad \text{Ecuación 3.38}$$

$$Z_1 = 1,371 \cdot (1,09 - \tau)^4 \cdot \Pi \cdot [1,69 - \Pi^2] \quad \text{Ecuación 3.39}$$

- Rango de presión: 0 a 2000 lpca y rango de temperatura: 85 a 240 °F. Para $\Pi = 0 - 2$ y $\tau = 1,09 - 1,4$.

$$F_2 = 1 - Z - Z_2 \quad \text{Ecuación 3.40}$$

$$Z_2 = 0,0011 \cdot (\tau - 1,09)^{0,5} \cdot \Pi^2 \cdot [2,17 + 1,44 \cdot (\tau - 1,09)^{0,5} - \Pi]^2 \quad \text{Ecuación 3.41}$$

Sustituyendo todos los factores calculados en la Ecuación 3.6 se obtiene el valor de la constante de medición de gas para placas de orificios.

3.4.2. Medidor de Turbina ^{(11) (4) (22)}

3.4.2.1. Principio de Funcionamiento

El medidor turbina consiste en un rotor que gira al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional a la del caudal, ejerciendo una fuerza de arrastre en el rotor.

La diferencia de presiones debida al cambio de área entre el rotor y el cono posterior ejerce una fuerza igual y opuesta. De este modo el rotor está equilibrado hidrodinámicamente y gira entre los conos anteriores y posteriores sin necesidad de utilizar rodamientos axiales evitando así un rozamiento que necesariamente se produciría. En la Figura 3.10 se observa la fotografía de una turbina y en la Figura 3.11 se muestran las partes internas de dicho equipo.



Figura 3.10: Medidor de Turbina ⁽²³⁾

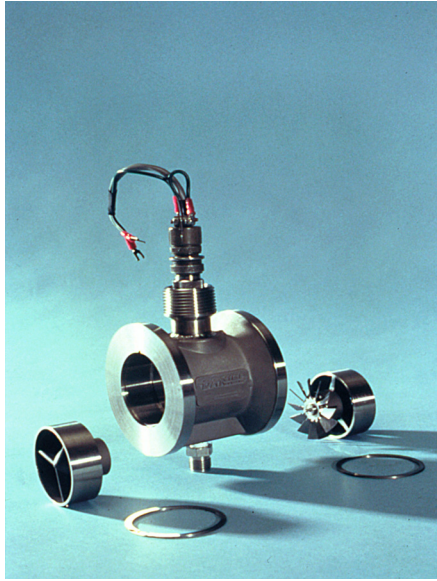


Figura 3.11: Partes internas de un medidor de Turbina ⁽²³⁾

3.4.2.2. Ventajas

- Bajo costo, en comparación con otras tecnologías.
- Excelente rangoabilidad en mediciones de gas a alta presión.
- Precisión de $\pm 1\%$.

3.4.2.3. Desventajas

- Es afectado por los cambios en la densidad y viscosidad.
- Requiere de alto mantenimiento y calibración.
- Posee partes móviles e intrusivas.

3.4.3. Medidor de Desplazamiento Positivo ^{(11) (4) (22)}

3.4.3.1. Principio de Funcionamiento

Mide el caudal en volumen contado y/o integrando volúmenes separados de fluido.

Las partes mecánicas del instrumento se mueven aprovechando la energía del fluido y dan lugar a una pérdida de carga. La precisión aumenta con la calidad de la mecanización y con el tamaño del instrumento. Una característica relevante de los medidores de desplazamiento positivo es su rangoabilidad ya que son capaces de medir pequeños flujos con buena precisión. Los límites de presión, costos y peso varían notablemente con el aumento del tamaño del medidor, pero éstos están diseñados para condiciones específicas de flujo.

3.4.3.2. Tipos

- Disco oscilante.
- Pistón oscilante.
- Pistón alternativo.
- Rotativos.
- Diafragma.

3.4.3.3. Ventajas

- No son sensibles a los efectos de tubería (aguas arriba – aguas abajo)
- Principio de operación sencillo y fácil de entender.
- La más alta rangoabilidad disponible en medidores de agua y gas sin perder precisión.
- Precisión de $\pm 0,25$ a $0,5\%$, dependiendo del fluido medido.
- Simple sistema de lectura, disponible por una simple ecuación de flujo.

3.4.3.4. Desventajas

- Requiere alto mantenimiento y calibración.
- Afectado por los cambios de densidad.
- Para tamaños grandes (alrededor de 10 pulgadas), los medidores son pesados y relativamente costosos.

- Filtros pueden ser requeridos para minimizar el contenido de partículas extrañas en el fluido.
- Los costos de mantenimientos son altos en medidores grandes.
- El medidor es diseñado para ciertas condiciones de presión, temperatura viscosidad.

3.4.4. Medidor Ultrasónico ^{(19 (22))}

3.4.4.1. Principio de Funcionamiento

El medidor tipo ultrasónico es un elemento de medición conformado por transductores ultrasónicos, localizados a lo largo de la pared de la tubería y un sistema electrónico que se encarga del procesamiento de las señales. En la Figura 3.12 se observa el medidor, distinguiéndose un par de transductores y la unidad electrónica ubicada en la parte superior.



Figura 3.12: Medidor Ultrasónico instalado en planta de compresión PIGAP II

Estos transductores están en contacto directo con la corriente de gas y están diseñados para emitir y recibir pulsos acústicos. La diferencia entre los tiempos de viaje de los pulsos acústicos que viajan diagonalmente a través de la tubería, en la dirección del flujo de gas y en contraflujo, permite calcular la velocidad promedio del flujo a través de los pares de transductores. Empleando técnicas de cálculo numérico, se obtiene esta velocidad de flujo y luego la tasa volumétrica de flujo de gas a condiciones de línea.

Cuando no hay flujo en la tubería los pulsos se propagan con la misma velocidad en ambas direcciones, sí por el contrario el gas en la tubería tiene una velocidad de flujo diferente de cero, los pulsos que viajan aguas abajo con el flujo se moverán más rápido que aquellos que viajan aguas arriba, en contra de la corriente. Así, el tiempo de viaje de los pulsos será mayor para aquellos que viajan en contra flujo. Estos tiempos de viaje se miden electrónicamente y a partir de ellos se calcula la velocidad de flujo y la velocidad del sonido.

La precisión de un medidor ultrasónico depende de factores como:

- Geometría precisa del cuerpo del medidor y ubicación de los transductores.
- La calidad del perfil de flujo, los niveles de pulsación que hay en la corriente del gas.
- La precisión en la medición de los tiempos de viaje.

La publicación del Reporte No.9 de AGA “ Medición de Gas con Medidores Ultrasónicos Multifásicos”³ en Junio de 1998, establece entre otros puntos, los requerimientos de diseño e instalación para los medidores ultrasónicos, procedimientos de prueba, tolerancias permitidas.

³ “*Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*”

Debe señalarse que el cálculo emitido por el medidor es en condiciones de línea, por lo cual se requiere llevar a condiciones estándar, lo cual se hace a través de las fórmulas emitidas en el Reporte No. 7 de AGA que se refiere a la medición de gas con medidores de turbina “Medición de Gas con Medidores de Turbina” ⁴

3.4.4.2. Ventajas

- Instalación sencilla y poco costosa.
- Alta rangoabilidad.
- No tiene partes móviles en contacto con el fluido.
- Medición bidireccional.
- Puede lograrse una precisión de hasta $\pm 0,1\%$, dependiendo del modelo del medidor y las condiciones del fluido.

3.4.4.3. Desventajas

- Alto costo de inversión inicial
- Perfil de flujo debe estar bien desarrollado para lograr un promedio de velocidad adecuado. Se deben considerar transductores múltiples en el caso de perturbaciones de patrones de flujo.
- Requerimiento eléctrico para operación

3.4.5. Medidor Másico Coriolis ^{(19) (22)}

3.4.5.1. Principio de Funcionamiento

El Coriolis mide directamente la masa y se basa en el teorema de Coriolis producido por la rotación de la tierra; son empleados para transferencia de custodia y medidas de control. Presentan inconvenientes con la deposición de material en el cuerpo del

⁴ “Measurement of Gas by Turbine Meters”.

medidor, indicando errores en la densidad.

Cuando un fluido pasa a través de un tubo forzando vibraciones electromecánicamente, generando una fuerza de Coriolis altera el modo de vibración del tubo. La diferencia entre las condiciones cuando existe y no fluido dentro del medidor, permite calcular la masa del fluido. La medida realizada por el Coriolis, es independiente de la temperatura, presión y densidad del fluido. La precisión se encuentra en el orden de $\pm 0,3 \%$.

Un medidor Coriolis tiene básicamente dos componentes, un sensor (elemento primario) y un transmisor (elemento secundario). Los medidores Coriolis miden el flujo másico directamente, mediante el efecto que causa el fluido en un tubo vibrante. La frecuencia de vibración es proporcional a la densidad a condiciones de flujo del fluido. El transmisor provee el poder al sensor e interpreta la señal del Coriolis. En la Figura 3.13 se muestra un ejemplo de Coriolis, donde se detallan el tubo donde se ubica el sensor y el transmisor asociado.



Figura 3.13: Medidor Coriolis instalado en planta de compresión POGAP II

La instalación del sensor debe realizarse tomando en cuenta el soporte de dicho elemento y la orientación requerida según el tipo de fluido a medir. En cuanto a la normativa que aplica para este tipo de medidor, existen aprobaciones para aplicaciones de transferencia y custodia en el caso de líquidos, de API, NIST y algunas instituciones europeas. En cuanto a la medición de gas, hay un grupo de trabajo dedicado al desarrollo de un reporte formal por parte de AGA y API.

3.4.5.2. Ventajas

- Diseño no intrusivo .
- Mantenimiento reducido.
- No posee partes móviles
- No existe desgaste mecánico.
- Mide mezclas no homogéneas.
- No se deteriora por el paso de flujo tipo tapón o burbuja de gas.
- Instalación simple.
- No requiere tramos rectos de tubería para su correcta instalación.
- Alta precisión en la medida flujo y por ende su densidad.
- Mide directamente la masa sin necesidad de realizar correcciones por temperatura.

3.4.5.3. Desventajas

- Para medición de volumen se debe incorporar medición de densidad.
- Solo disponible de 1/6" a 6" de diámetro.
- Se requieren condiciones especiales de instalación, para aislar al medidor de vibraciones mecánicas.

3.5. INSTRUMENTOS SECUNDARIOS Y TERCIARIOS EMPLEADOS EN LA MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS.

3.5.1. Registrador Mecánico ^{(4) (8) (5) (6)}

3.5.1.1. Principio de Funcionamiento

Es el dispositivo empleado para medir la presión diferencial a través del orificio de la placa, con la finalidad de calcular el caudal de flujo o tasa volumétrica del gas que pasa por una tubería. La Figura 3.14 muestra un registrador mecánico Barton.



Figura 3.14: Registrador Mecánico Barton

Medidor de Mercurio con tubos en “U”.

Esta unidad de presión diferencial, consiste en un tubo “U” lleno de mercurio. En este caso el componente de mayor magnitud de presión se conecta a uno de los brazos del tubo y el de menor presión al otro brazo. El nivel de mercurio tiende a bajar el brazo conectado a la mayor presión. La unidad de detección de presión diferencial,

consiste de dos cámaras, la cámara del flotador y el tubo de rango. Este tipo de registrador ya no es empleado hoy en día en la industria petrolera.

Registrador Tipo Fuelle

La unidad de presión diferencial consiste en dos fuelles instalados a cada lado de un plato central, los cuales se llenan de fluido. Cámaras de presión cubren ambos fuelles, el lado de alta presión se conecta a una de las cámaras de presión comprimiendo el fuelle dentro de él y forzando el fluido en su interior hacia el otro fuelle, provocado su expansión. El movimiento de los fuelles se transmite a través de un tubo al brazo de la plumilla del registrador. El registrador marca Barton es el más utilizado en las instalaciones de la industria petrolera.

3.5.1.2. Partes

Este dispositivo esta constituido por las siguientes partes:

1. **Elemento diferencial:** constituye el elemento principal del registrador, está conformado por dos fuelles, donde es recibida la señal de presión aguas arriba y abajo del orificio, este la transforma por medio de un mecanismo de tipo mecánico 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 pulg de agua.
2. **Elemento estático:** representado por un resorte o bourdón, se emplea para medir la presión estática aguas arriba del medidor del orificio, estos pueden ser de tipo helicoidal o espiral de acuerdo a su forma y viene calibrados en lb/pulg² para valores de 100, 250, 500, 1000, 1500, 2500, 3000, 4500, 5000 y 6000 lb/pulg².

3. **Discos o Cartas de medición:** son cartillas circulares, donde se lleva el registro de presión estática y diferencial. Existen cartas diarias, semanales y mensuales. Las cartas semanales con escala de raíz cuadrada son las empleadas, ya que en estas se lee directamente una lectura estática (Le) y una lectura diferencial ($Ldif$).
4. **Plumillas:** son las encargadas de marcar el registro, operan muy similar a un bolígrafo. Los colores usados son el azul y el rojo para los registros de la lectura estática y diferencial respectivamente. Ambas lecturas son reportadas en el disco.
5. **Reloj:** es un mecanismo encargado de rotar el disco a medida que las plumillas marcan el registro, utilizan una pila de bajo voltaje para su funcionamiento.
6. **Múltiple de válvulas:** son un conjunto de válvulas conectadas al registrador, cuya función es regular la presión entrante al registrador por las tomas de presión. Es de mucha utilidad al momento de calibrar el mismo.

3.5.2. Transmisores y Computadores de Flujo ⁽³⁾ (22)

En medición de flujo electrónica, el elemento secundario es un transductor electromecánico que responde a una variable de entrada (presión, temperatura, densidad relativa), estos equipos responden a cambios en el parámetro medido con un correspondiente cambio en el valor eléctrico. Estos elementos se denominan transmisores cuando son diseñados específicamente para permitir la transmisión de la información a otro lugar (convierten la salida del transductor en una señal estándar). En la Figura 3.15 se muestra un trasmisor de temperatura en operación.



Figura 3.15: Transmisor de Temperatura instalado en Jusepín

Por su parte, el computador electrónico está diseñado para corregir y calcular el flujo, y que puede recibir información del elemento primario y/o secundario. Las señales electrónicas son transmitidas por el elemento secundario al elemento terciario, quien las recibe y combina con instrucciones programadas para calcular la cantidad de gas que fluye a través del elemento primario.

La Figura 3.16 muestra un medidor de flujo electrónico instalado en campo, empleando un panel solar como fuente de energía.

La medición de flujo electrónica permite obtener cálculo instantáneo del flujo de gas a través del medidor, y produce un acumulado del día empleado a través de algoritmos que deben estar diseñados siguiendo los estándares de AGA y API.



Figura 3.16 : Medidor de Flujo Electrónico instalado en planta Santa Rosa

La instalación de estos equipos, aunque requiere de una inversión inicial mayor que los equipos mecánicos, brindan condiciones de operación sencillas en lo que concierne a su mantenimiento y calibración, y además se ajustan a los requerimientos de medición de gas en puntos fiscales. Sin embargo, debe prestarse atención a los parámetros del medidor que se configuración en el equipo, ya que pueden presentarse errores de manipulación de datos que se convertirán luego en mediciones erróneas del flujo de gas.

3.6. ANÁLISIS DE NORMATIVAS Y ESTÁNDARES NACIONALES E INTERNACIONALES PARA MEDICIÓN DE FLUJO DE GAS NATURAL ^{(15) (1) (2) (3) (7)}

En este aparte se describirán las normas y estándares más importantes empleados para la medición de gas, especialmente por placa orificio, y que fueron empleados en este trabajo como apoyo para el análisis de las condiciones de medición de flujo de gas en las instalaciones estudiadas.

3.6.1 Normas Técnicas para la Fiscalización del Gas Natural. Ente Emisor: MEM

Esta normativa describe los requerimientos técnicos y legales para la medición fiscal de hidrocarburos gaseosos asociados y no asociados a la producción de crudos, y es aplicable a las actividades de transferencia de custodia, balances de masa de los campos de producción, así como a todas las actividades de control y de medición fiscal llevadas a cabo por empresas operadoras dentro del territorio nacional.

Entre otros aspectos, la normativa establece las responsabilidades en materia de medición de gas natural, tanto del MEM como de las empresas operadoras, establece las condiciones que deben tener los sistemas de medición, cómo debe ser la verificación de las mediciones, la calibración de los equipos de medición, las sanciones por incumplimiento, etc. A continuación se detallan algunos de estos aspectos presentados en la normativa y de particular importancia para el desarrollo del presente trabajo.

RESPONSABILIDADES DEL MEM:

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, el MEM tiene la facultad de fiscalizar el gas natural producido y utilizado en el país, a los efectos de la debida utilización de este recurso y de la determinación de los impuestos de explotación o regalía correspondiente. A tales efectos y para la determinación precisa de los volúmenes de gas natural que deberán ser sometidos al impuesto, el MEM, a través de la Dirección competente en materia de fiscalización de hidrocarburos y liquidación de los impuestos respectivos, apoyándose en las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos, se procederá a verificar los volúmenes del gas producido, reinyectado, venteado, quemado, objeto de pérdidas, utilizado como combustible o de cualquier otro uso por parte de las empresas operadoras, así como el transportado fuera de la zona de producción y el vendido a terceros. Dentro de las responsabilidades específicas están:

1. Garantizar los volúmenes reales de gas natural, sujetos a la liquidación de las regalías dispuestas en la Ley.
2. Auditar y validar los sistemas y procedimientos de medición utilizados por las operadoras, así como las calibraciones de los medidores existentes, de conformidad con los procedimientos establecidos por las presentes Normas, asegurándose de la vigencia de las certificaciones de los instrumentos utilizados para las calibraciones de dichos medidores.
3. Será potestad del MEM, realizar esta auditoria por sí mismo o a través de entes acreditados.

RESPONSABILIDADES DE LAS EMPRESAS OPERADORAS:

Las empresas operadoras son responsables de ejecutar las operaciones, en forma individual o conjunta, de la producción, transporte, distribución y venta del gas natural, a sus clientes. De igual forma, son responsables de la operación y buen funcionamiento de los sistemas de control y de medición fiscal, para lo cual deben garantizar el correcto funcionamiento de todos los componentes de los sistemas respectivos para obtener información confiable y auditable de los volúmenes y calidades del gas natural sujetos a pagos de impuestos y regalías. Esto incluye los siguientes aspectos:

1. Diseño y construcción de sistemas de medición fiscal acorde con estas Normas.
2. La corrección de fallas detectadas y la correspondiente calibración a fin de garantizar la integridad y funcionamiento de los sistemas de medición. Toda calibración deberá ser certificada por entes acreditados.

3. Asegurar la calidad de las mediciones y cálculos, para generar y transmitir por sistemas de información apropiada, al MEM, la información y documentación necesaria que respalden la gestión realizada.
4. Mantener capacitado y actualizado su personal en materia de sistemas automatizados de medición fiscal.
5. Garantizar la calidad de información fiscal con la finalidad de alimentar el Sistema Automatizado de Contribución Fiscal (SACF).

CONDICIONES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN:

Las condiciones que deberá cumplir el sistema de medición serán las siguientes:

- 1) Para medidores primarios de tipo de diferencial de presión, las corrientes a medir serán monofásicas, específicamente gaseosas. Sólo será tolerable hasta un uno por ciento (1%) de volumen en otra fase. En el caso de que sea mayor al uno por ciento (1 %), se deberá aplicar otra tecnología de medición, la cual deberá ser sometida a aprobación por parte del MEM.
- 2) Se deben incluir los medidores de variables que serán usadas con fines de compensación, tales como densitómetros o medidores de temperatura y presión estática.
- 3) Contar con un medio de validación de los resultados obtenidos.
- 4) Tomar las previsiones para la calibración y certificación en línea.
- 5) La incertidumbre global de la cantidad fiscalizada o cuya custodia se transfiere deberá ser calculada según se indica en estas Normas o bajo un procedimiento debidamente detallado y justificado.

6) El programa de referencia deberá ser emitido por un organismo internacionalmente reconocido, tal como AGA o ISO.

7) El equipo de cálculo deberá actualizar los resultados del caudal completamente compensados, en ciclos con duración no mayor de un (1) minuto.

8) En los casos donde se usen placas de orificio se cumplirán las limitaciones indicadas en la norma ISO 5167-1 (1991), especialmente:

a) Incertidumbre en la medición del diámetro interno de la tubería: más o menos cero coma cuatro por ciento ($\pm 0,4\%$)

b) Incertidumbre en la medición del diámetro del orificio, promediado según se especifica en la norma: menor que más o menos cero coma cero siete por ciento ($\pm 0,07\%$).

c) Los tramos rectos antes y después del elemento de medición, serán los máximos mostrados en la tablas respectivas de la norma ISO 5167-1-1998 (valores sin paréntesis) o de la norma AGA-3 en su última revisión.

d) En el largo del tubo que sale de la placa de orificio solo podrán insertarse, antes del próximo empalme para la próxima tubería, sensores de presión y/o temperatura, tal como se especifica en las normas ISO-5167 o AGA-3.

e) Toda placa de orificio que no se ajuste a las normas AGA o ISO deberán ser remplazadas.

f) La relación del diámetro del orificio entre el diámetro interno de la tubería (Beta), será menor o igual a cero coma sesenta y siete (0,67).

- g) La relación entre la presión diferencial y la presión estática absoluta, medidas ambas en las mismas unidades, deberá ser menor o igual a cero coma uno (0,1).

EQUIPO ELECTRÓNICO DE MEDICIÓN:

Se instalarán equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas en aquellos puntos que el MEM considere necesario para un mejor control fiscal. En general, estos deberán cumplir con la normativa internacional de medición AGA, ISO y API, tanto en lo que se refiere a la instalación de dichos equipos como a las fórmulas de cálculo de los volúmenes y el resguardo e integridad de la información.

VERIFICACIÓN DE LAS MEDICIONES:

Las correctas mediciones y cálculos que realice cualquier sistema de medición deben ser verificados y validados en los siguientes casos:

- a) Antes de su puesta en servicio.
- b) En forma periódica, de acuerdo a la exigencia o rigurosidad del servicio y de mutuo acuerdo entre las partes.
- c) Después de un mantenimiento mayor o modificación en los componentes del sistema.
- d) Después de un ajuste de calibración en los medidores o sensores.
- e) Cuando existen indicios, sospechas o evidencias de medición o cálculo no apropiados.

La verificación deberá ser realizada por un ente acreditado, debidamente autorizado por el MEM, o la podrá realizar también una de las partes, siguiendo los procedimientos y normas ISO, de mutuo acuerdo entre las partes y avalado por el MEM como ente oficial de validación.

CALIBRACIÓN DE EQUIPOS:

La calibración de todo medidor usado para cálculo fiscal deberá ser realizada por un ente acreditado ante el Ministerio de Energía y Minas y congruente con estándares nacionales e internacionales.

La frecuencia de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos gaseosos, utilizados en los campos de producción objeto de control fiscal y en los puntos de transferencias de custodia, deberá ser fijada dependiendo de las condiciones de procesos a la que estará sometida y a la tecnología empleada, sin que este periodo sea mayor a una vez por trimestre.

3.6.2 Reporte No. 3 “*Orifice Metering of Natural Gas and other related hydrocarbon fluids*”. Ente Emisor: AGA⁵

Parte 1: Este estándar internacional emite las ecuaciones básicas e incertidumbre para calcular el flujo a través de medidores de placa orificio. (1991)

Parte 2: Presenta los requerimientos y especificaciones de instalación para medición de fluidos monofásicos y Newtonianos empleando placas orificio concéntricas y tipo brida. Se proveen las especificaciones para la construcción e instalación de la placa, la tubería y las conexiones asociadas al medidor. (1991)

Parte 3: Guía práctica para la aplicación de este Reporte No. 3 de AGA. Se presentan los métodos para el cálculo de flujo volumétrico a condiciones base (o estándar), de acuerdo a las prácticas de la industria norteamericana. (1992)

⁵ Nota: el Reporte No. 3 de AGA es equivalente al API 14.3 y GPA-8185-90

La última actualización de este Reporte No. 3 es emitida en el año 2000, los cambios se refieren básicamente a las condiciones de instalación del medidor de placa orificio, lo cual incluye longitudes aguas arriba y aguas abajo requeridas, dimensiones de la placa orificio, instalación de acondicionadores de flujo.

RESUMEN DE REQUERIMIENTOS EMITIDOS EN EL REPORTE NO. 3 PARA LA INSTALACIÓN DEL MEDIDOR DE PLACA ORIFICIO:

- La superficie aguas arriba de la placa será plana, y al ser instalada quedará perpendicular al eje del tubo. La desviación máxima de la curvatura a lo largo de todo el diámetro será de 0,0254 centímetros por centímetro de la altura circunferencial (0,01 pulgada por pulgada). Las tolerancias permisibles de desviación se determinarán según las tolerancias de la Tabla 3.1.

Diámetro de orificio (pulg)	Tolerancia (± pulg)
0,25	0,0003
0,375	0,0004
0,5	0,0005
0,75	0,0005
0,875	0,0005
1	0,0005
Mayor de 1	0,0005/cada pulg de diámetro

Tabla 3.1. Tolerancias prácticas para diámetros de orificio ⁽¹⁾

- El borde circunferencial del orificio en el lado aguas arriba de la placa será cuadrado, puntiagudo y bien definido sin contornos redondeados o biselados, de modo que no permita el paso de un haz de luz al ser inspeccionado con un verificador de borde de orificio. Debe ser mantenido en estas condiciones, mientras que permanezca en servicio. También la placa se mantendrá limpia en todo tiempo y libre de acumulaciones de suciedad, líquidos y otros materiales extraños, al proceso de medición.

- El orificio de la placa se deberá perforar en el centro de la misma y una vez instalada, este orificio deberá de quedar concéntrico con respecto al diámetro interno del tubo medidor. La concentricidad debe tener una tolerancia máxima de 3% con respecto al diámetro interior del tubo medidor. Esta tolerancia se hace más crítica en los medidores con tubo medidor de bajo diámetro con relación (β) alto y cuando el desplazamiento esta hacia las conexiones de presión.
- El diámetro medido del orificio debe ser lo más cercano al utilizado por el cálculo del factor básico de orificio; debe ser medido en por lo menos cuatro diámetros diferentes y uniformemente espaciados. Ningún diámetro utilizado para el cálculo del factor básico de orificio ni de otro diámetro medido en una magnitud superior a las tolerancias establecidas por las normativas.
- Para efecto de diseño se recomienda que la razón beta representada por la división entre el diámetro de orificio y el diámetro de la línea (d/D) esté limitada en la siguiente forma: Para medidores con conexiones de brida: $0,15 < \beta < 0,70$. Para medidores con conexiones de tubería: $0,20 < \beta < 0,67$.
- La placa de orificio debe ser de metal que resista la corrosión. Se recomienda el uso de acero inoxidable. La superficie de la placa debe ser lisa y pulida, con una rugosidad que no exceda de 127 micrones.
- La norma AGA establece que el espesor no debe de exceder de 1/50 del diámetro de la tubería o 1/8 del orificio, el menor de los dos. Esto significa que para diámetros nominales de tuberías menores a 6 pulgadas deben tener un espesor menor a 1/8 de pulgada. El menor espesor de plato utilizado por la industria es de 1/8 de pulgada. Para lograr espesores menores se acostumbra a hacerles un bisel de 45 grados a lo largo de la circunferencia del orificio en su cara posterior o aguas abajo hasta lograr el espesor adecuado con

respecto a la cara anterior del plato. Otra alternativa es rebajar la cara posterior del plato hasta conseguir el espesor deseado.

- La tubería debe tener la superficie interior lo más lisa posible. La rugosidad no debe exceder de 760 micrones. Se debe utilizar tubería comercial lisa, cuidadosamente seleccionada. La tubería debe ser sin costura. Para cumplir con las especificaciones, la superficie interna del tubo puede ser maquinada, esmerilada y/o pulida. No tendrá ningún tipo de conexión o accesorio dentro de las distancias mínimas especificadas en los esquemas de instalación, con excepción de las conexiones de toma de presión o termopozos.
- No se permiten ranuras, rayas, huecos, productos de costura deformación causada por soldadura, delineamiento, etc. (no importa el tamaño que sea). Si al suceder estas anomalías se exceden las tolerancias permisibles, pueden ser corregidas mediante rellenado, esmerilado o limado.
- El diámetro interno medido en el tramo aguas arriba de la placa debe ser lo más próximo al diámetro interno especificados por la norma. De no ser así, deberá utilizarse el diámetro interno real de tubo medidor para el cálculo del factor básico.
- Las instalaciones del tubo medidor y configuración del mismo esta regido por una serie de gráficos (Anexo 1), que establecen las distancias que debe medir aguas arriba y abajo a la placa de orificio, así como la localización de los accesorios (codos, termopozos, tapones entre otros).
- Las tomas de presión en los medidores que utilizan bridas porta orificio deberán tener una distancia de 1,0 pulgada desde la cara de la placa hasta el eje central del agujero de conexión de presión de la brida. Esta distancia se cumplirá a ambos lados de la placa de orificio.

- Los agujeros deberán ubicarse en la cresta superior de la brida de donde se harán las conexiones, y otros agujeros en la parte inferior de la brida, los que servirán a propósito de drenaje. El diámetro del agujero será de 0,64 a 1,2 centímetros (1/4 a 1/2 pulgadas).
- Cuando las conexiones de presión se hagan en el tubo medidor la distancia aguas arriba desde la cara de la placa será de dos veces y media (2,5) el diámetro interno del tubo medidor y ocho (8) veces la distancia aguas abajo.
- Las conexiones de presión se deben perforar de manera que formen un ángulo recto con el eje del tubo medidor.
- Los medidores que utilizan bridas podrán tener los extremos perforados de manera tal que se le pueda hacer la rosca requerida. Para los medidores con conexión en el tubo medidor, el agujero será perforado en el tubo y no tendrá rosca.

3.6.3 Reporte No. 8 “*Compressibility and Super compressibility for Natural Gas and other hydrocarbon gases*”.Ente Emisor: AGA

Presenta el procedimiento para calcular los factores de compresibilidad y supercompresibilidad y densidad del gas natural y otros hidrocarburos gaseosos. Incluye las ecuaciones básicas y además un programa de computación de muestra. (1986)

Los cálculos obtenidos pueden aplicarse directamente en cálculos de volumen y tasa de flujo de gas, así como pueden derivarse propiedades termodinámicas como velocidad del sonido, capacidad calorífica, entalpía, entropía.

Se presentan dos métodos para calcular la compresibilidad, los cuales se diferencian en los parámetros de entrada que requieren para los cálculos. En el primer método se requiere el conocimiento detallado de la composición del gas (Detail Characterization Method), el segundo método requiere poder calorífico y/o densidad relativa (Gross Characterization Method).

Se deben destacar que para los cálculos de flujo de gas para la mayoría de los medidores explicados en este trabajo, se requiere del factor de compresibilidad del gas calculado sobre la base de los estándares de AGA referidos en este reporte.

3.6.4. Capítulo 21 “Flow Measurement using Electronic Metering Systems, Section 1 Electronic Gas Measurement” del “Manual of Petroleum Measurement Standards”. Ente Emisor: API

Este estándar describe las especificaciones mínimas para los sistemas electrónicos de medición de gas empleados en la medición y registro de parámetros de flujo de hidrocarburos en fase gaseosa, para aplicaciones de transferencia y custodia en producción y transmisión.

Entre otros aspectos, se definen:

- Algoritmos para sistemas de medición de tipo lineal y diferencial.
- Disponibilidad de los datos, los requerimientos para reporte y auditorias.
- Instalación de los equipos que componen el sistema de medición.
- Requerimientos de calibración.
- Requerimientos de seguridad

3.7. SISTEMA DE UNIDADES ⁽¹⁵⁾

Según lo indicado en las normas emitidas por el MEM, para todos los cálculos se utilizarán las siguientes Unidades de Ingeniería, con la cantidad de decimales indicados (yy):

Variable	Unidad	Decimales
Volumen	Metros Cúbicos o Pies Cúbicos Estándar	Xxxxxx
Densidad	Kilogramos/ M3	xxxx,yy
Temperatura	°C ó °F	xxx,y
Masa	Kilogramos	Xxxxx
Densidad Relativa Adimensional		x,yyyy
Valor calorífico	BTU o Kcal	xxxx,yy
Gravedad Adimensional		xxx,yy
Contenido de Agua	PPM	x,yyyyyy
Presión	Bar o PSIG	xxxx,yy

Tabla 3.2. Unidades de Ingeniería ⁽¹⁵⁾

3.8. CONDICIONES ESTANDAR DE REFERENCIA

Las condiciones estándar de referencia para la medición fiscal empleadas en Venezuela son:

- a) Temperatura base: 15,6 ° C (60 °F)
- b) Presión base: 0,0 PSIG a nivel del mar (14,696 PSIA)

3.9. INCERTIDUMBRE EN LA MEDICION⁽¹⁵⁾

3.9.1. Valores de incertidumbre para los sistemas de medición fiscal en Venezuela

El valor de incertidumbre especificado para los sistemas de medición fiscal y de transferencia de custodia será de acuerdo al propósito de la medición. Se establecen los siguientes valores de incertidumbre:

Clase G1: Medición fiscal y/o transferencia de custodia de gas con contenido de C2+ ó de alto valor económico: más o menos uno por ciento ($\pm 1\%$) del volumen y energía del gas medido a condiciones estándar.

Clase G2: Medición fiscal y/o transferencia de custodia de gas metano: más o menos dos por ciento ($\pm 2\%$) del volumen y energía del gas medido a condiciones estándar.

Clase G3: Medición de gas para utilizarlo como combustible, levantamiento de gas, gas de inyección, remoción de oxígeno: más o menos a tres por ciento ($\pm 3\%$) del volumen del gas medido a condiciones estándar.

Clase G4: Medición de gas a venteo: más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) del volumen del gas medido a condiciones estándar.

Estas incertidumbres son totales, las cuales son derivadas de una combinación estadística apropiada de incertidumbres parciales de diversos componentes en el sistema de medición. Las operadoras y empresas de servicios deberán realizar los esfuerzos para utilizar equipos que alcancen estos niveles de funcionamiento.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación es de tipo Explicativa, porque, tal como lo indica Tamayo en su libro El Proceso de la Investigación Científica, “consiste en la búsqueda o el descubrimiento de las causas o razones que son desconocidas y que ocasionan el problema” ⁽²¹⁾ En este caso se requiere conocer cuales son las causas que ocasionan diferencias en las mediciones de gas tanto en estaciones de flujo, plantas compresoras y sitios de distribución.

4.2. NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación fue de Campo No Experimental. De campo, por cuanto la información y los datos fueron recolectados durante inspecciones en campo. En referencia a lo anteriormente planteado Balestrini (1997) indica: “la investigación de campo permite establecer una interacción entre los objetivos y la realidad de la situación de campo, observar y recolectar los datos directamente de la realidad, en su situación natural”.

De igual forma, se considera No Experimental, ya que la investigación por medio de la observación realizada en las instalaciones para determinar el estado físico y operacional de cada uno de los componentes del sistema de medición, se llevó a cabo sin efectuar ningún tipo de variación a las condiciones del sistema, es decir, se observaron los fenómenos tal como se presentaron en su contexto natural. Como lo señala Kerlinger (1979, p. 116). “La investigación no experimental es cualquier investigación en la que resulta imposible manipular variables o asignar aleatoriamente a los sujetos o a las condiciones”.

4.3. ÁREA DE ESTUDIO

El Distrito Norte es una Unidad de Explotación de la División Oriente de PDVSA, conformada a su vez por los Distritos Maturín y Punta de Mata. El Distrito Maturín comprende los Campos El Furrial, Jusepín y Orocuá, y al Distrito Punta de Mata pertenecen los campos Carito, Mulata, Muri y Santa Bárbara. Además de las áreas tradicionales, también se incluyen acá los convenios operativos. Los campos del distrito están localizados en el área norte del Estado Monagas, tal como se observa en la Figura 4.1.



Figura 4.1. Ubicación geográfica del Distrito Norte

Los yacimientos explotados en el área norte de Monagas indican la presencia de grandes reservas de hidrocarburos, cuya gravedad varía de 23 a 36 ° API. La presencia de H₂S en algunos campos de área alcanza niveles cercanos a 800 ppm, así como niveles de CO₂ que alcanzan hasta 8% en volumen.

En general, el gas producido en el área se distribuye como gas inyectado a los yacimientos, gas empleado como combustible en las instalaciones, gas enviado a tratamiento para luego suplir necesidades de consumo industrial, comercial y doméstico.

Las instalaciones del Complejo Muscar, ubicado en el norte del Estado Monagas, cerca de la población de Punta de Mata, entre los campos petroleros Musipán y Carito, son la base del manejo de gas desarrolladas en el Distrito Norte de la División Oriente de PDVSA. Su principal actividad es la recolección y acopio del gas producido y su área de influencia abarca el acondicionamiento del gas asociado, de la explotación de los campos Furrial, Carito y Pirital y la segregación de gas para la planta de extracción de líquidos. Actualmente se están recibiendo 1.575 MMPCSD procedentes de los distintos yacimientos ubicados al norte de Monagas.

Por otro lado, un determinado volumen del gas producido en el Distrito es inyectado a través de la planta de inyección de gas de alta presión PIGAP, a los yacimientos que están en el programa de recuperación secundaria.

En este trabajo se evaluó el desempeño y condiciones de instalación de los equipos de medición de flujo de gas en diferentes instalaciones de los Campos Orocuál y Jusepín (Distrito Maturín) y en algunas instalaciones del Distrito Punta de Mata.

A continuación se describen brevemente los campos petroleros indicados.

Campo Orocuál

El Campo Orocuál está situado en el Distrito Piar, Estado Monagas, al noreste de la ciudad de Maturín. Fue descubierto en abril de 1933 con la perforación del pozo ORC-2, el cual se completó en la parte inferior de la formación Las Piedras como productor de crudo pesado, con una gravedad igual a 13° API. Actualmente mantiene una producción de 17 MBND de crudo cuya gravedad es de 34° API y 150

MMPCSD de gas aproximadamente. La infraestructura instalada en el campo incluye las siguientes instalaciones:

- 4 estaciones de flujo (EF-ORC-1/2/3/4)
- 3 plantas compresoras (PC-ORC-2/3/4)
- 8 múltiples de producción /prueba
- 2 plantas deshidratadoras (PDES ORC-1 y 2)
- 11 Tanques de almacenamiento
- Aproximadamente 115 pozos entre activos, inactivos, inyección de gas e inyección de agua

Campo Jusepín (Complejo)

El Complejo Jusepín está ubicado al sur oeste de la ciudad de Maturín. En 1986 inició sus operaciones de procesamiento de crudo proveniente del Campo Furrial área Este. En este complejo se realizan los procesos necesarios para la separación gas- petróleo - agua, la estabilización y almacenamiento de crudo, así como operaciones de compresión del gas para su comercialización. Tiene una capacidad nominal de procesamiento de 530 MBND de crudo y 500 MMPCSD de gas. La infraestructura del Complejo comprende:

- 7 Módulos de producción
- 6 Tanques de estabilización
- 9 Tanques de almacenamientos
- 8 plantas compresoras
- 1 Planta de Inyección (IGF)
- 4 Recuperadoras de vapor
- 1 Planta de extracción de líquidos

En los Anexos 2 y 3 se presentan los diagramas de procesos del gas del Campo Orocuá y del Campo Jusepín, respectivamente.

Distrito Punta de Mata

Se encuentra ubicado geográficamente en el área norte de Monagas, delimitado al norte con el Frente de Montaña, al Sur con el Río Tonoro, al Este con las formaciones del Distrito Maturín y al Oeste con la falla Urica.

Actualmente la producción de gas en el distrito Punta de Mata se encuentra en 2155 MMPCSD, lo que le da un factor de peso muy importante dentro del área norte de Monagas.

El distrito está compuesto por los campos Santa Bárbara, Carito, Pirital y Muri así como el Complejo Muscar, ubicado entre los campos petroleros Musipán y Carito, Su principal actividad es la recolección y acopio del gas producido y su área de influencia abarca el tratamiento y acondicionamiento del gas asociado, de la explotación del campo El Furrial perteneciente al Distrito Maturín, y los campos Carito y Pirital.

Para el estudio, se analizaron los sistemas de medición de las estaciones Santa Bárbara, COT, COA, Carito y Muri. En todas las estaciones de producción se maneja el gas en tres niveles de presión, 60 psi, 450 psi y 1200 psi.

En general, el gas producido es transferido para su deshidratación al complejo Muscar, y de allí se transfiere a las plantas de extracción de líquidos Santa Bárbara y ACCRO III.

4.4. ALCANCE DEL ESTUDIO

En los Campos del Distrito Norte en el Estado Monagas se encuentran instalados más de 200 medidores fiscales en el área. En el Anexo 4 se incluye un listado de los medidores del Distrito Maturín y Distrito Punta de Mata, indicando la instalación donde están ubicados.

El universo de estudio está representada por los medidores pertenecientes a las instalaciones de mayor importancia dentro del Distrito Norte, tomando en cuenta la cantidad de fluido manejado, así como el hecho de que algunas instalaciones son parte del proyecto de automatización de las mediciones que adelanta PDVSA, por lo cual se requería la evaluación de la condición actual del proceso de medición en estos puntos. En total se evaluaron 181 medidores distribuidos en Distritos Maturín y Punta de Mata.

Se debe destacar que el proceso de evaluación de los medidores en el Distrito Norte continuará llevándose a cabo durante todo el año 2004, ya que se requieren abarcar todos los medidores que no se incluyeron en este estudio pero que son puntos de medición fiscal. Igualmente se incluirán posteriormente aquellos que corresponden a las instalaciones de los Convenios Operativos, ya que en estos se originan entregas de gas desde o hacia PDVSA, los cuales representan puntos de medición fiscales que requieren ser evaluados según lo indica el MEM.

4.5. TÉCNICAS, PROCEDIMIENTOS Y CRITERIOS DE MEDICIÓN

4.5.1. PRIMERA ETAPA: Efectuar el levantamiento de los datos de los medidores de flujo de gas en instalaciones operacionales de los campos pertenecientes al Distrito Norte.

Como inicio de las fases de trabajo en campo, se procedió al levantamiento de la información de campo, para la cual se realizaron visitas a las estaciones y plantas

compresoras en estudio, con el propósito de verificar el estado físico y ubicación de cada punto así como recopilar los parámetros de diseño y operatividad de cada uno de los puntos de medición.

Se emplearon esquemas de medición de las zonas objeto de estudio, así como información recabada en el sistema Centinela de Gas de PDVSA. Posteriormente la información fue verificada y completada directamente en campo, con la ayuda de los supervisores y operadores del área.

Los formatos para la recopilación de la información de los medidores analizados se presentan en el Anexo 5. Todos los datos recolectados, se requirieron para la etapa de validación de constantes y volumen de gas, que será descrita más adelante.

4.5.2. SEGUNDA ETAPA: Determinar las condiciones físicas y de instalación de los medidores de flujo de gas en estudio y recomendar acciones a seguir en caso de que evidencien áreas de atención, con el fin de que el sistema se ajuste a las normas nacionales o internacionales vigentes.

La revisión física de los puntos de medición se realizó tomando como patrón las normativas establecidas en el Reporte 3 de AGA y las emitidas por el MEM, que en general se refieren a los estándares internacionales de AGA e ISO.

Condición de la Caja de Orificio: En primer lugar se verificó el estado actual de las cajas de orificio, con la finalidad de detectar posibles filtraciones a través de la compuerta o válvula igualadora de presión, determinar el estado de los piñones y de los rieles del portaplaca.

Condición de la Placa Orificio: En los medidores que permitían el retiro de la placa sin interferir en el flujo de la línea, se evaluaron las condiciones de las placas, siguiendo los patrones establecidos por AGA. Para determinar si presentaban

dobleces, irregularidades en los bordes del orificio, colocación correcta y aguas abajo dentro del portaplaca en caso que estuviese biselada.

- Instalación de la placa en el sentido correcto según dirección del flujo
- Estado de limpieza de la placa
- Nivel del líquido en la tubería
- Observar cualquier hendidura o rasgadura en la orilla de la placa
- Observar la superficie de la placa
- Medir con un vernier el orificio de la placa (al menos cuatro diámetros)
- Observar que la superficie de la placa no presentara dobleces.

Condición de la Carrera de Medición: Con el fin de diagnosticar si la carrera de medición se ajusta a los requerimientos establecidos en la normativa se procedió a:

- a) Medir las longitudes de tubería recta aguas arriba y aguas debajo de la placa orificio, para luego compararlas con los requerimientos emitidos en el Reporte No. 3 de AGA, según los valores de beta del medidor.
- b) Revisar los manuales de instalación del fabricante para verificar la presencia de acondicionadores y/o enderezadores de flujo y realizar la inspección en sitio para comprobar su correcta ubicación, la cual debe estar aguas arriba a cierta distancia de la placa orificio (indicado también en el Reporte No. 3 de AGA).
- c) Medir las distancias entre la placa orificio y las conexiones de presión estática, diferencial y temperatura para compararlas con los requerimientos emitidos por AGA.
 - No deben existir conexiones dentro de estos límites aguas arriba que no sean acondicionadores o enderezadores de flujo o aguas abajo que no sean las tomas de presión y/o temperatura.

Con las longitudes medidas, se procedió entonces a comparar con lo recomendado por AGA, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se identificó el diámetro nominal de la línea (en caso de no ser posible identificarlo tomar nota de diámetro publicado y el Schedule).
- Se tomó nota del diámetro de la placa orificio y se determinó el valor de beta (β) que es la razón entre el diámetro de la placa y el diámetro interno de la tubería, posteriormente se identificó cual de los gráficos establecidos por AGA-3 se adaptaba a la infraestructura de medición existente en campo. (En los casos en que la instalación no es igual a ninguna de las indicadas en AGA, el cálculo debe realizarse con el gráfico fijado para instalaciones correspondientes a tuberías rectas). (Anexo 1)
- Con el gráfico seleccionado (Anexo 1) se localizó el valor de β en el eje de las abscisas, trazándose una vertical que cortará con la línea (punto 1) que correspondiera con la distancia aguas arriba o aguas abajo, luego se trazo una paralela desde el punto de intersección 1 hasta cortar con el eje de las ordenadas (punto de intersección 2), leyéndose la lectura correspondiente a la longitud requerida.
- El valor leído en las ordenadas se multiplicó por el diámetro nominal de la línea y de esta manera se obtuvo las longitudes aguas arriba y aguas abajo dependiendo de cada caso.
- Se realizó una comparación con las distancias medidas en campo y las calculadas.
- En los casos en que las distancias calculadas resultaron menores a las tomadas en campo, se concluye que el medidor cumple con lo establecido

por las normas, de lo contrario se recomienda adecuar la infraestructura, haciendo cambios de diámetro de la placa, cuando sea posible según las condiciones de flujo.

Condición del Elemento Secundario: se verificó la correcta instalación y operación del equipo, revisando las conexiones de las tomas de presión y el múltiple de válvulas del registrador o en los transmisores, según el caso, para determinar si existían fugas o filtraciones.

Se verificó la calibración del equipo, lo cual se realizó colocando el registrador o el transmisor fuera de servicio a fin de comprobar si las plumillas o el indicador del equipo electrónico marcaban la presión aplicada con el equipo de prueba empleado (peso muerto).

4.5.3. TERCERA ETAPA: Validar el cálculo de flujo de gas emitido por la operadora del campo (PDVSA), tomando en cuenta el algoritmo empleado, el proceso de integración de discos y las variables de proceso empleadas.

El procedimiento seguido durante esta etapa se describe a continuación:

- Obtener los parámetros necesarios para los cálculos de volumen, tomando la información del levantamiento de datos de los medidores y tomando información cromatografía de gases en las instalaciones estudiadas.
- A partir de esta información, en conjunto con los valores de operación de la presión, diferencial y temperatura, tomados durante la prueba de calibración de los elementos secundarios, se podrá realizar el cálculo del volumen y de la constante del medidor, con el fin de detectar posibles fallas de configuración o del algoritmo empleado por PDVSA. Este valor se obtuvo empleando el programa de computación para medición de gas PGAS, cuyos cálculos se

basan en los estándares emitidos por AGA en el Reporte 3 y el Reporte 8. (Ver detalles en Anexo 6)

- El programa señalado emite la constante del medidor, la cual se comparó con la constante empleada por PDVSA para el mismo medidor. Es importante señalar que esta información no se encontró en el módulo de Centinela Gas y fue necesario emplear el programa de continuación “SA/CCG” (Sistema de Integración de Cartillas Circulares de Gas), el cual posee una base de datos donde se almacena la información correspondiente a cada medidor y a su vez posee un enlace con Centinela Gas.

La ecuación utilizada para el cálculo de la desviación es la siguiente:

$$\%Desviación = \left(\frac{C'_{dia} - C}{C'_{dia}} \right) \times 100 \quad \text{..} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde:

C' = es la constante de medición generada en el programa PGAS.

C = constante de medición reportada por PDVSA en el SAICCG.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se analiza la información obtenida como resultado de la aplicación de los procedimientos detallados en el capítulo anterior, los cuales fueron realizados en orden cronológico, buscando cumplir con los objetivos planteados en el Anteproyecto del Trabajo Especial de Grado.

5.1. Recopilación de información en campo.

La recopilación de la información en campo se efectuó en las estaciones, plantas compresoras y múltiples de distribución de los Campos Orocuál, Jusepín y el Distrito Punta de Mata, con el fin de reunir los datos físicos de los medidores y obtener la información requerida para la evaluación de las condiciones de instalación de estos puntos, de acuerdo a lo establecido en los estándares aplicables. Para la recopilación de los datos se emplearon los formatos incluidos en el Anexo 5, donde se recibe la información correspondiente al elemento primario y elemento secundario de cada punto de medición.

Se destaca que todos los puntos de medición que forman parte de la muestra de este estudio, son medidores de placa orificio. Se encontraron otro tipo de medidores en las instalaciones visitadas, como Annubar, Venturi y Ultrasónicos, pero estos no forman parte del presente estudio ya que el requerimiento de PDVSA fue evaluar el desempeño de los medidores de placa orificio actualmente en servicio.

En el Distrito Maturín, de acuerdo a lo verificado en campo, se tienen que de 130 puntos de medición revisados, 36 de ellos están fuera de servicio, lo cual representa un 28% de los medidores que conforman el sistema de medición de Orocuál y

Jusepín. En el Distrito Punta de Mata, entre las estaciones de flujo y las plantas, se evaluaron un total de 51 puntos de medición de los cuales 41 medidores están en servicio y 10 medidores fuera de servicio; esto representa un 80 % y 20 %, respectivamente de los medidores que conforman las estaciones y plantas en estudio. En general, esto indica que para las instalaciones estudiadas, con un total de 181 medidores, hay un 46 medidores fuera de servicio, lo cual equivale al 20 % de los medidores evaluados, tal como se observa en el Gráfico 5.1. Cabe acotar que el resto de los medidores aún cuando se encuentran activos presentaron diversas fallas, las cuales no imposibilitan su funcionamiento pero si la eficiencia en el proceso de medición.

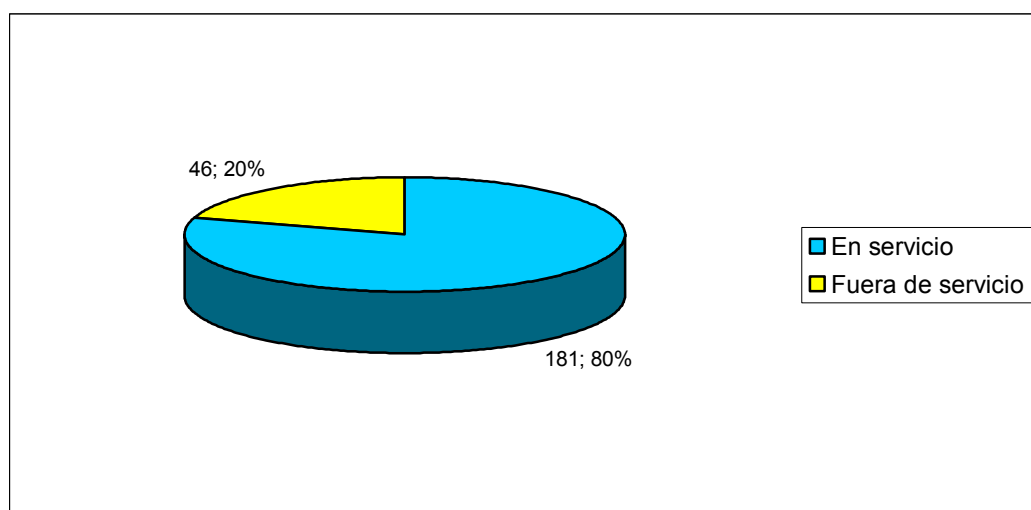


Gráfico 5.1: Dstribución de Medidores en servicio y fuera de servicio

5.2. Condiciones físicas y de instalación de los medidores de flujo de gas en estudio.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de cada uno de los elementos de medición que conforman el universo de estudio.

- **Cajas portaorificio.**

Las cajas de orificios que se encontraron en el área de estudio, en su totalidad son del modelo *Senior Daniel*. De un total de 91 cajas portaorificio evaluadas en el Campo Orocual y Jusepín, 15 se encontraron en buen estado y 71 de ellas presentaron fallas, lo cual es indicativo de la falta de programas de mantenimiento para los equipos de medición, 5 de ellas no pudieron ser evaluadas por estar ubicadas en puntos de difícil acceso. En el Distrito Punta de Mata, todas las cajas orificio inspeccionadas por el personal de operaciones, presentaron fallas. Entre las fallas encontradas lo más común fue encontrar fugas en las cajas o compuertas aisladas, igualmente se encontraron válvulas y rotores aislados, y piñones dañados. Las condiciones encontradas aportan un factor de error significativo en la medición de gas.

Por otra parte, la situación encontrada en las cajas portaorificio dificultó la posibilidad de realizar la inspección de las placas orificio, debido a que muchas de estas no pudieron ser extraídas dada la condición de la caja.

Esta situación evidencia la necesidad de establecer programas de mantenimiento rutinarios, que permitan asegurar el buen estado de este elemento del sistema de medición que constituye una fuente de error importante cuando no opera correctamente.

- **Placa orificio**

Como se mencionó anteriormente, las condiciones de las cajas portaorificio no permitieron en muchos casos poder sacar la placa para realizar la inspección visual que se requería.

En el Distrito Maturín, de un total de 24 placas revisadas, el 50% se encontraron en óptimas condiciones, mientras que el otro 50% restante presentaron condiciones inadecuadas para la medición, tomando en cuenta lo recomendado en el estándar de AGA. En cuanto al Distrito Punta de Mata, de las 18 placas extraídas, que en general estaban en óptimas condiciones, en 15 de ellos se evidenció la presencia de líquidos (ver Tabla 5.1). Específicamente, se encontró lo siguiente:

- Empacaduras del portaplaca en algunos casos se evidenció la ausencia de las mismas: lo cual no permite que la placa sea centralizada correctamente en la tubería y además puede originar fugas a través del portaplaca; en otros casos se encontró que las empacaduras no correspondían al diámetro externo de la placa o se encontraron en mal estado, esto ocasiona perturbaciones en el flujo de gas a través de la placa.
- Acumulación de residuos: se detectó la presencia de asfáltenos en placas ubicadas a la salida de los depuradores, lo cual es indicativo de que existe irregularidad en los procesos de separación y depuración del gas procesado, esto puede originar errores en las lecturas de presión diferencial del registrador. Por otra parte, el depósito de impurezas en las paredes de la tubería podría afectar la relación beta dependiendo de la proporción de asfáltenos acumulados, debido a que existe una reducción del diámetro interno de la tubería.

DISTRITO	PLACAS REVISADAS	CONDICIONES CORRECTAS	CONDICIONES INADECUADAS
PUNTA DE MATA	18	3	15
MATURIN	24	12	12

Tabla 5.1: Condición encontrada en las placas orificio

Otros aspectos observados en la evaluación, fueron:

- Colocación de la placa en el sentido correcto (el bisel de la placa debe estar aguas abajo). Una de las placas revisadas se encontró instalada en sentido contrario. Según la bibliografía consultada, esto puede originar altos porcentajes de error en la medición.
- Se midió el diámetro de las placas, empleando un vernier, para validar los valores extraídos de la base de datos de PDVSA. Este factor es de suma importancia en el cálculo de flujo.
- En algunos casos se observaron pequeñas hendiduras en el borde de las placas, sin embargo, aunque el estándar indica que el borde de la placa debe ser totalmente liso, el hecho de no disponer de un stock de repuestos en sitio, no permitió el correcto reemplazo de dichos elementos.

En la Figuras 5.1 y 5.2 se observa una comparación entre una placa libre de residuos y una con acumulación de asfaltenos.

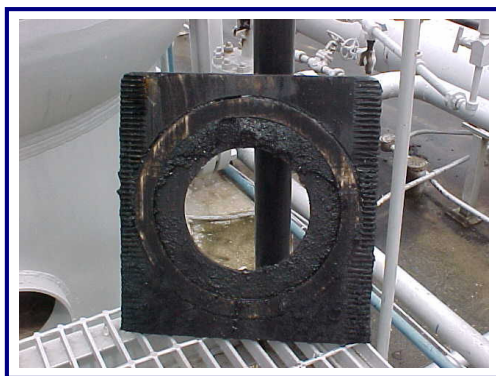


Figura 5.1. Placa con acumulación de asfaltenos
Instalación de Campo Orocual.

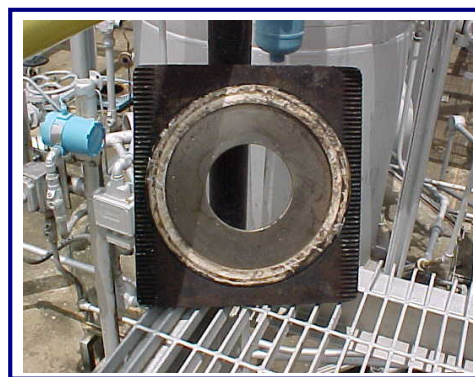


Figura 5.2. Placa libre de residuos
Instalación de Campo Orocual.

- **Condición de la Carrera de Medición**

El principio de la medición requiere que el fluido que pase a través de la placa de orificio tenga un comportamiento laminar, es por ello que las distancias aguas arriba y aguas abajo deben cumplir con lo establecido por las normas internacionales AGA, para que la medición sea confiable.

En campo se midieron las longitudes de tubería recta aguas arriba y aguas abajo del aplaca orificio a fin de corroborar si los medidores evaluados cumplen con lo establecido en las normas aplicables. En la Figura 5.3 se muestra esquemáticamente cuales son las medidas tomadas en campo para cada medidor.

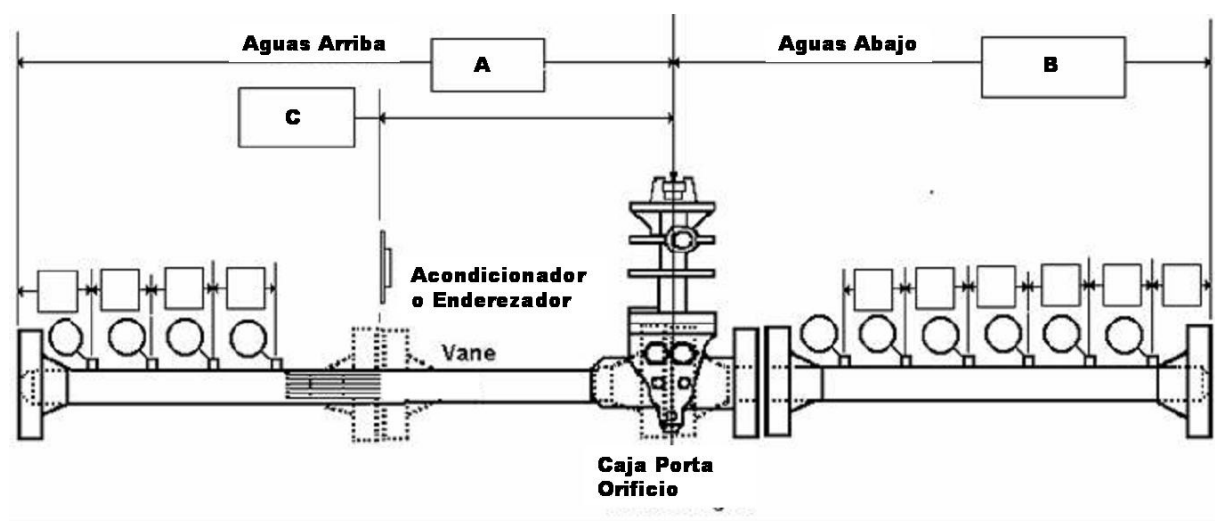


Figura 5.3: Esquema de condiciones de instalación del medidor ⁽²³⁾

En el Distrito Maturín, de 91 medidores evaluados, 44 de ellos (48%) están fuera de norma en lo que respecta a las longitudes de tubería recta requeridas o están fuera del rango de relación beta requerido para lograr un perfil de flujo adecuado para la medición a través placa orificio. En los puntos de medición evaluados en el Distrito Punta de Mata, solo cuatro cumplen con las normas AGA. De esta manera, en la totalidad de puntos evaluados para toda el área Norte, un 64 % de los medidores se encontraron fuera de norma en lo que respecta a las condiciones de la carrera de medición.

En el Apéndice A, se visualiza una hoja de Excel empleada para realizar esta evaluación, cuyos cálculos están basados en los gráficos presentados en el Reporte 3 de AGA para determinar las condiciones de instalación requeridas según la relación beta del medidor. En el Anexo 1 se muestran estos gráficos, cada uno de ellos se emplea dependiendo del tipo de instalación que se tenga, tomando en cuenta la presencia de codos, válvulas, etc.

Como ejemplo de lo encontrado en campo, en la Figura 5.4 se observa la incorporación inadecuada de una válvula en el tubo medidor a una distancia aguas arriba más corta de lo requerido por AGA.

En cuanto a la relación beta (diámetro de la placa entre diámetro interno de la tubería) fue determinada para cada punto de medición activo con la finalidad de verificar el cumplimiento de las normas AGA.

Para el Distrito Maturín, se tienen que sólo un 12% y 5% para los campos Jusepín y Orocuál respectivamente, no corresponden a lo establecido por la norma, al obtenerse una relación beta mayor a 0.7 (recomendado por AGA). En Punta de Mata, el resultado fue de 67% fuera de rango, 18% en norma y 15% sin posibilidad de evaluar.

Para corregir esta falla se requiere reducir el diámetro de orificio, tomando en cuenta la cantidad de fluido manejado.

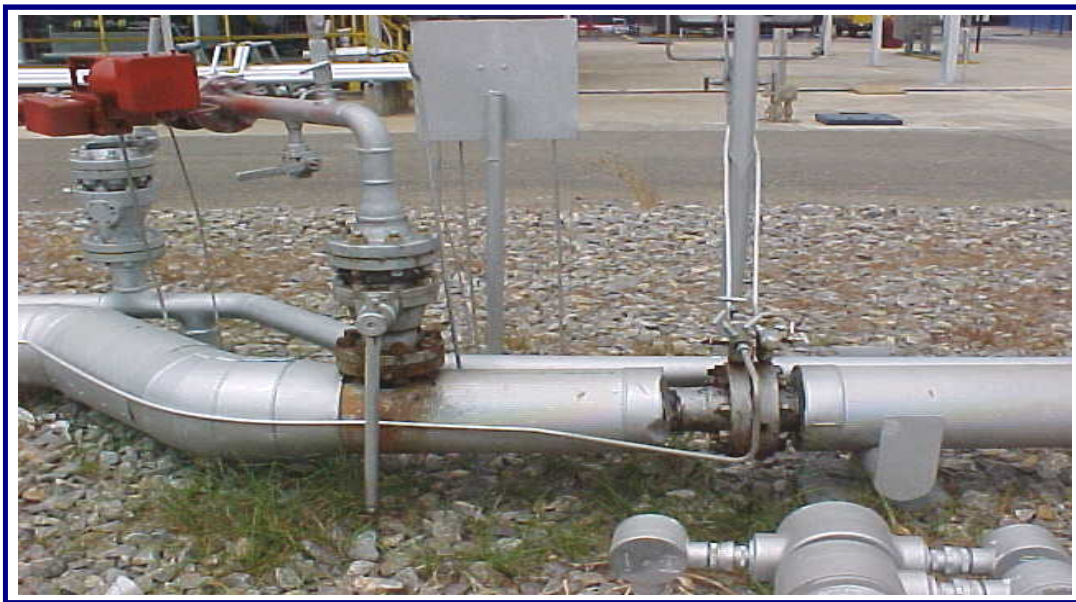


Figura 5.4. Instalación fuera de norma
Instalación en Dtto. Punta de Mata

De acuerdo a las condiciones encontradas, pueden corregirse las relaciones beta fuera de rango con la reducción de los diámetros de orificio, para adecuar la relación beta y las distancias mínimas permitidas. Sin embargo, dado el inadecuado diseño de algunos de los medidores, la adecuación o mejora no depende de la relación beta, sino que solo será corregido remplazando los accesorios o el tubo medidor, o instalando acondicionadores de flujo aguas arriba de la placa orificio.

- **Condición del Elemento Secundario**

Esta fase incluyó la verificación de las condiciones de instalación y las condiciones de calibración de los registradores.

Se evaluaron los siguientes aspectos, a través del trabajo realizado por Coordinación Operacional de PDVSA:

Lecturas diferenciales por encima de las lecturas estáticas: estas características, indican que los parámetros del resorte y rango diferencial no corresponden a las presiones manejadas por dichos medidores, aunque no genera fallas en el proceso de medición, es conveniente corregirlas a fin de evitar confusiones. La norma establece que las lecturas diferenciales deben estar entre 3 y 7 unidades de la escala del disco y las lecturas estáticas por encima de las lecturas diferenciales. Esta característica se observó en 11 medidores ubicados en el Distrito Maturín.

Estado de las Plumillas y Brazos: en el Distrito Maturín, se observó en 28 medidores que los brazos de los registradores tenían la misma longitud en ambas plumillas, esto ocasiona choques de los brazos entre sí originando errores en las lecturas del registrador. En otros casos las plumillas no tenían tinta al momento de la inspección, lo cual dificulta la visualización de los valores registrados y genera un alto grado de incertidumbre en el cálculo del flujo de gas a través del medidor. Esto se corrigió inmediatamente ya que PDVSA cuenta con un inventario de plumillas.

Calibración del registrador: Se presenciaron trabajos de campo de los ingenieros e instrumentistas que se encargaron de verificar la calibración tanto de la presión estática como la presión diferencial, empleando equipos de prueba certificados. En la Figura 5.5 se muestra el equipo de calibración empleado para tal fin.



Figura 5.5: Multicalibrador Digital y Calibrador de Presión Estática con Bomba Neumática

En general, se encontró descalibración en la presión estática y en la presión diferencial del equipo, en algunos casos, las lecturas estaban fuera de rango, con las

plumillas marcando fuera de la escala de los discos. Los errores correspondientes a este aspecto varían dependiendo de los parámetros de cada medidor.

La Tabla 5.3 muestra en resumen las fallas encontradas en los registradores instalados en el Distrito Maturín. Debe señalarse que en el Distrito Punta de Mata el elemento secundario está representado por transmisores multivariables, sin embargo, aún se emplean los discos de los registradores para los cálculos de flujo de gas.

FALLAS DETECTADAS	TOTAL
Ldif POR ENCIMA DE LA Lest	11
LECTURA DIFERENCIAL FUERA DE RANGO	8
PLUMILLAS SIN TINTA	2
BRAZOS INCORRECTO Y PLUMILLAS MAL INSTALADAS	28
RELOJ SIN CUERDA	2
TOTAL DE REGISTRADORES CON FALLAS	51

Tabla 5.2 Características observadas en los registradores de presión

En las ilustraciones mostradas a continuación se evidencian algunas de las deficiencias detectadas en los registradores durante la inspección.

Múltiple de válvulas (Manifold).

El múltiple de válvula es de gran utilidad a la hora de calibrar los registradores ya que permite habilitar y deshabitar de servicio el medidor sin mayor complejidad, razón por la cual es indispensable el buen estado.

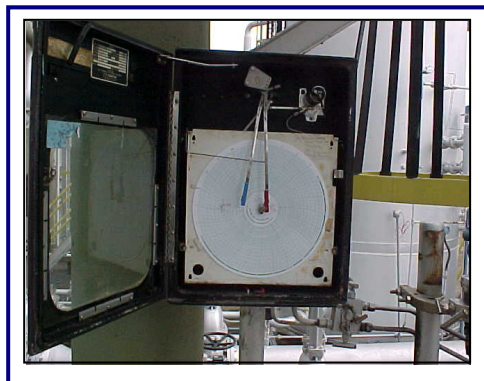


Figura 5.6. Registrador descalibrado

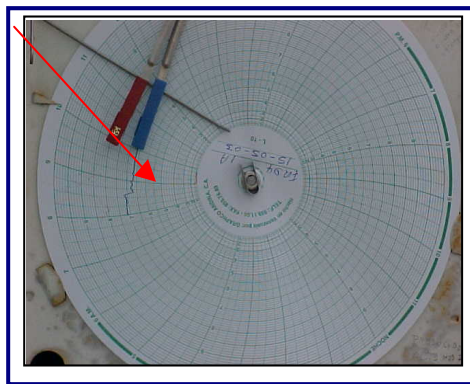


Figura 5.7. Plumilla diferencial sin tinta

Sin embargo, durante la inspección fueron detectadas las siguientes irregularidades: válvulas de bloqueo trabadas o aisladas, impidiendo la calibración y revisión de equipo, válvulas igualadoras de presión dañadas, esto trae como consecuencia daños en el rango diferencial debido a las diferencias de presiones a las cuales estaría sometida en caso de no ser posible la igualación de presión en ambas cámaras; manifolds obstruidos, lo cual impide purgar la cantidad de líquido que generalmente es retenida como producto de la inadecuada ubicación del mismo, esto contribuye a la alteración de las lecturas diferenciales registradas en los discos. También fue posible observar la presencia de líquido, fugas, corrosión y la ausencia de válvulas.

En la Tabla 5.3, se observa con mayor precisión la proporción del estado de los múltiples de válvulas en ambos campos.

INSTALACIÓN	PROBLEMAS DETECTADOS						TOTAL
	BUEN ESTADO	VÁLVULAS DAÑADAS	OXIDADOS	DAÑADOS	FUGA/ FILTRACIÓN	NO EXISTEN	
Dtto. Maturin	64	12	24	3	12	15	130
Dtto. Punta de Mata	52		20		4		76

Tabla 5.3. Estado físico de los Manifolds

5.3. Cálculo de constantes de los medidores y cálculo de flujo de gas.

- Constante del Medidor:

Este análisis se desarrolló solo para los medidores del Distrito Maturín, puesto que el Distrito Punta de Mata se están empleando actualmente los volúmenes calculados por los transmisores multivariables.

Al analizar los resultados para el Distrito Maturín, reflejados en el Apéndice B, en la tablas B.1, B.2 y B.3 se observaron variaciones significativas incluso con altos porcentajes de error (hasta un 97%) entre las constantes calculadas por el programa de computación para medición de gas empleado (PGAS)⁶ y las constantes registrada en SAICCG⁷ de PDVSA, al analizar cada uno de los parámetros de los cuales dependen dichas constantes se detectó que el sistema SAICCG estaba desactualizado en relación con los parámetros de campo (rango diferencial, diámetro de orificio, resorte entre otros), afectando en gran proporción las constantes de orificio y en consecuencia el volumen de gas calculado a partir de la misma. Por otra parte, se cuantificaron 33 casos en donde los parámetros de diseños coincidían con los de campos pero la constante no era actualizada por parte de los operadores, lo que genera caudales de gas que no corresponden con los valores de campo.

Una de las principales causas por las cuales se generan estos errores, se debe a que los cambios realizados en campo, en función de las condiciones operacionales luego no son reportados al personal que realiza los cálculos respectivos. Estos parámetros de diseño influyen notablemente en el cálculo de las constantes y por ende, el cálculo de flujo de gas a través del medidor.

⁶ Precision Gas Accounting System

⁷ Sistema Automático para Integración de Cartilla Circulares de Gas.

- **Cálculo del flujo volumétrico**

Al calcular el flujo de gas, utilizando las mismas condiciones de operación empleadas en el aparte anterior, se encontró al igual que en la constante, diferencias entre el valor real (calculado) y el valor reportado por PDVSA en SAICCG como era de esperarse, ya que el volumen depende del producto de la constante, presión diferencial y presión estática. Este análisis fue realizado solo para los puntos de medición activos de los sistemas en estudio. Se realizó una comparación entre los volúmenes obtenidos en Centinela, SAICCG y Excel con el fin de conocer las variaciones que existen bajo las mismas condiciones de operación y parámetros de diseño. A continuación se muestran los resultados de este estudio efectuado para un medidor del Campo Orocuál.

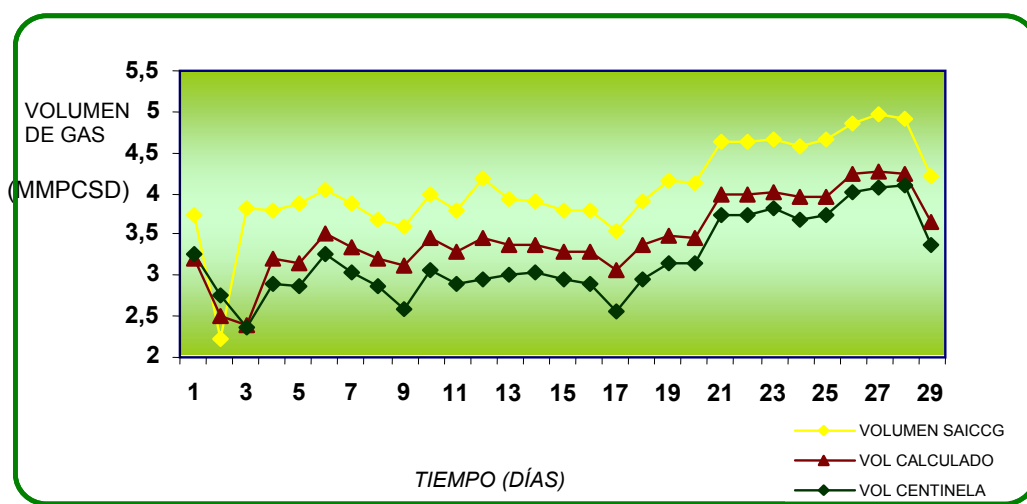


Gráfico 5.8: Relación de los volúmenes de gas determinados por diferentes programas para el medidor FRORC-1B.
Fuente: PDVSA. Coordinación Operacional

Al analizar el comportamiento del medidor FRORC-1B, se observan variaciones en los volúmenes de gas, a pesar de encontrarse en la misma línea y manejar el mismo volumen de gas, esta situación es producto de las diferencias existentes en la constante de campo y la registrada por el sistema SAICCG, cuyos resultados se reflejan en las tasas volumétricas. Durante el estudio se encontró que el resorte

empleado por este punto de medición es 200 lpcm, y como no se está actualizando el valor de la constante debido a este cambio (0,164) el cálculo de volumen resulta mayor.

Debido a esta situación, se hace necesaria actualización de la información de los medidores en el sistema Centinela Gas, que representa la base de datos de la empresa PDVSA, en la cual se carga diariamente toda la información necesaria para realizar el cierre y balances diarios del sistema. Sin embargo, aunque allí se reflejan los volúmenes, los parámetros de cada medidor no pueden ser cargados. Para ello entonces debe utilizarse el Sistema Automatizado de Integración de Cartas Circulares para Gas (SAICCG), donde se originan los datos de volumen de gas.

CONCLUSIONES

- La infraestructura de medición presenta condiciones de ineficiencia tanto en el elemento primario como en el elemento secundario.
- El 64 % de los medidores evaluados no cumplen con las longitudes del tubo medidor recomendadas en el estándar de AGA; esto afecta el patrón de flujo del fluido traduciéndose en niveles de incertidumbre mayores a los indicados por el fabricante para este tipo de medidores.
- La mayoría de las placas inspeccionadas (64%) se encontraron sucias o con fallas en la empacadura, lo cual incide negativamente en la medición, afectando el valor del diámetro de la placa así como el patrón de flujo deseado.
- Se encontró descalibración del elemento secundario en la totalidad de los medidores evaluados, tanto en la presión diferencial como en la presión estática, lo cual afecta el cálculo de volumen para dichos medidores.
- La calibración realizada en los registradores de presión, redujo el nivel de incertidumbre en la medición de flujo, al minimizar el error en la lectura de la presión estática y la presión diferencial.
- La ausencia de medidores de combustible y venteo en algunas instalaciones hace imposible contabilizar la cantidad precisa de gas empleado para estos fines, y por lo tanto dificulta el proceso de obtener balances de gas con bajo nivel de incertidumbre.
- La presencia de líquido en las tomas de presión, numerosos ángulos de inclinación y dobleces en su configuración, ocasionan que un alto porcentaje

de los medidores instalados en las instalaciones de Distrito Norte no cumplan con las consideraciones establecidas por las normativas internacionales.

- Los cambios de los parámetros de diseño no registrados en los medidores estudiados, ocasionan desviaciones entre la constante de medición calculada y la registrada en el sistema empleado por PDVSA para el cálculo de flujo de gas.
- La inconsistencia en los balances de gas en los campos de Distrito Norte, se debe a las condiciones actuales de las cajas porta orificios y de los desajustes de los registradores, además de la falta de medidores en puntos estratégicos del sistema (succión, descarga, transferencia), así como el manejo de la información de cada medidor.

RECOMENDACIONES

- Establecer un programa de mantenimiento rutinario para los sistemas de medición, a fin de mantener su correcta operatividad y el cumplimiento de las estándares internacionales aplicables.
- Mantener un inventario de partes y equipos de la infraestructura de medición, de manera que se pueden efectuar las reparaciones y/o reemplazos necesarios surgidos con la puesta en marcha del plan de mantenimiento sugerido.
- Crear una base de datos con los parámetros de cada punto de medición, que permita su actualización acorde a los cambios realizados en campo y que además pueda ser consultada cuando se requieran validar cálculos de flujo de gas.
- Actualizar continuamente toda la información referente a los medidores en la bases de datos de PDVSA, para que el sistema efectúe el cálculo de la constante de medición y el volumen de gas correspondiente de acuerdo a los parámetros físicos correctos y la información transmitida al MEM corresponda a datos reales y precisos.
- Realizar análisis cromatográficos en puntos estratégicos del sistema con regularidad, con el fin de actualizar los valores de gravedad específica y composición del gas requeridos para el cálculo de flujo de gas a través de los medidores.

- Reparar las cajas porta orificios dañadas y programar el mantenimiento y revisión de las cajas que no fueron inspeccionadas como consecuencia del mal estado que presentaron.
- Definir dentro de la organización, los roles referentes a la medición de gas, buscando separar el sistema de medición de crudo y de gas, ya que son equipos y procedimientos totalmente diferentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AMERICAN GAS ASSOCIATION. (1992). **“Report No. 3: Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids”**.
2. AMERICAN GAS ASSOCIATION. (1992). **“Report No. 8: Compressibility and Supercompressibility for Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases”**.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. (1993) **“Capítulo 21 “Flow Measurement using Electronic Metering Systems, Section 1 Electronic Gas Measurement”**
4. BARRIENTOS, J. (1995), **“Taller de Medición de Gas”**. PDVSA, Venezuela.
5. BARTON. (1995). **“Measurement and Control, Product Catalog”** Canada.
6. BARTON. (1994). **“Barton Models 202E & 208E Differential Pressure Recorders.”**
7. CIED (1999), **“Criterios para la Medición del Gas Natural”**, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Venezuela.
8. FIGUERA, B.(2003). **“Medición por Orificio”**. PDVSA.
9. FOXBORO. (1995). **“Instrument Catalog Foxboro”** Massachusetts, U.S.A.
10. HUSAIN, S. (1995). **“Theoretical Uncertainty of Orifice Flow Measurement”**. Houston, Texas.

11. MARTINEZ, F. (2004). **“Medición de Gas Natural, Programa Modular de Transporte y Distribución de Gas Natural”**. Guía Curso del Instituto Tecnológico, Facultad de Ingeniería U.C.V.
12. MARTÍNEZ, M. (1998), **“Ingeniería de Gas. Características y Comportamiento de los Hidrocarburos”**. Maracaibo- Venezuela.
13. MARTÍNEZ, M. (1998), **“Ingeniería de Gas. Diseño de Redes y Tuberías de Gas”**. Maracaibo- Venezuela.
14. MC CONAGHY, B. (1989). **“How orifice plate condition affects measurement accuracy”**. Edmonton, Canadá
15. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (2002) **“Normativa de Medición Fiscal de Gas Natural”**.
16. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2000). **“Ley Orgánica de Hidrocarburos”**.
17. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (1999). **“Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos”**.
18. PERRY, R. (1992), **“Manual del Ingeniero Químico”**. Sexta edición. Tomo II. Editorial Mc Graw Hill. México.
19. SANTAMARÍA, N.(1986). **“Modelo para Análisis de Sistemas de Medición de Gas Natural con Placa de Orificio”**. Instituto Americano del Petróleo. Mexico.
20. SEIJAS Y., F. (1993). **“Investigación por Muestreo”**. Ediciones FACES/UCV, Venezuela.

21. TAMAYO Y TAMAYO, M.(1998). **“El Proceso de la Investigación Científica”**. Editorial Limiusa. Mexico.

22. Consultas a Internet:

www.emersonprocess.com

www.gas-training.com

www.pdvsa.com

www.tecnocontroles.com/corner.htm

22. TECNOCONTROLES. “Catálogo de Productos”. CD 2004.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aguas Arriba

Área ubicada antes de la placa de orificio.

Aguas Abajo

Área ubicada después de la placa de orificio.

Calibración

Es el conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre valores de cantidades indicadas por un instrumento o sistema de medición, o por un material patrón o de referencia, y los valores correspondientes a los establecidos como estándares.

Centinela Gas

Es una herramienta corporativa que se utiliza para manejar, consultar y actualizar los volúmenes de gas que pasa por cada punto de medición y permite ejecutar balance de gas al nivel de las instalaciones que maneja el mismo, así como también accesar a los puntos de medición existentes dando información de sus parámetros, características y función.

Certificación

Calibración y ajuste, avalados por un ente acreditado por el MEM, mediante un informe o certificado de haber realizado alguna acción de calibración y ajuste siguiendo un procedimiento. La certificación garantiza la precisión de la medición.

Compresibilidad

Es la relación entre el volumen del gas y la presión a que está sometido.

Condiciones de Operación

Condiciones a las que se encuentra sujeto el desempeño del medidor. Estas condiciones generalmente corresponden a presión y temperatura.

Equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas

Es el equipo usado para el cálculo de volumen a partir de señales provenientes de los sensores de flujo y compensado por temperatura, presión y densidad.

Cromatografía

Es el resultado de la composición de un fluido obtenido mediante técnicas de análisis espectral de las emisiones o absorciones de energía.

Densidad

Es la cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

Disco o Cartilla de Medición

Es el Disco portátil inserto en el registrador adjunto a los medidores de placa de orificio. El disco viene en círculos concéntricos, dentro de los cuales una plumilla rectora graba la presión estática, será otra plumilla registra el diferencial de presión y una tercera plumilla mide la temperatura.

Elemento primario:

Es la parte del sistema de medición que está directamente en contacto con el flujo.

Elemento Secundario

Es el equipo auxiliar y complementario del elemento primario de medición. Es la parte del sistema de medición que interpreta las variaciones generadas por el elemento primario y proporciona una lectura asociada a la variable que se desea medir.

Elemento Terciario

Es el sistema o programa de computación software que recoge, configura o interpreta datos e información producidos por los elementos primarios y secundarios.

Enderezador de flujo

Es la longitud determinada de tubería que contiene elementos que ayudan a la eliminación de turbulencias, denominadas venas enderezadoras. Esta pieza se instala a la entrada del medidor de flujo con el fin de reducir los errores en la medición.

Ente Acreditado

Es la compañía independiente experta en la medición y control de producción de hidrocarburos, la cual debe reunir todos los requisitos exigidos por la Dirección competente del MEM, según las disposiciones de estas Normas, para realizar tanto auditorías de sistemas de medición, como mantenimiento, instalación, calibración y

certificación de equipos de control y de la medición de gas natural, a los efectos de su respectiva calificación y registro en el MEM.

Error aleatorio

Es el error causado por variaciones aleatorias temporales y espaciales de las magnitudes que influyen en la medición y que son imposibles de predecir.

Error de medición

Es la diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero del mensurando.

Error máximo permisible de un medidor

Es el valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

Error sistemático

Es el error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

Exactitud

Es la cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

Fiscalización

Es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

Gas Húmedo

Es un gas que contiene vapor de agua. Puede estar saturado o no. Se usará el término gas húmedo para referirse al gas con la cantidad de agua medida en condiciones de operación o con la humedad especificada.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Mezcla de propano y butanos, obtenida del procesamiento

Gas Metano

Mezcla de hidrocarburos gaseosos que contiene principalmente metano (CH_4) y cumple, a su vez, con las especificaciones de las normas técnicas aplicables para su transporte y comercialización, que puede ser obtenido a través del tratamiento,

procesamiento o mezcla del gas, de la refinación del petróleo o de la explotación directa de los yacimientos de hidrocarburos naturales o de otros fósiles.

Gas Natural

Mezcla de hidrocarburos gaseosos, procedente de yacimientos de hidrocarburos naturales, cuya producción puede estar asociada o no a la del petróleo crudo, condensados u otros fósiles.

Gas Natural Asociado

Gas natural que se encuentra en contacto con el petróleo o disuelto en él, en un yacimiento.

Gas Natural no Asociado

Gas natural que se encuentra en forma gaseosa en los yacimientos y no está asociado a cantidades significativas de petróleo o condensado.

Gas Residual

Es un gas al cual se le han extraído cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos C_3+ . Su componente principal es el metano.

Gas Rico

Es aquel del cual se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, C_3+

Gas Seco

Es un gas que teóricamente no contiene vapor de agua.

Hidrocarburos Gaseosos

Hidrocarburos que a condiciones estándar de temperatura y presión se encuentran en estado gaseoso y pueden provenir de los yacimientos o de cualquier proceso de transformación de dichos hidrocarburos.

Humedad

Se refiere a la presencia de vapor de agua en el gas. La humedad o contenido de agua del gas se expresa en términos de masa de agua por unidad de masa o volumen de gas a condiciones estándar.

Incertidumbre de la medición

Es el parámetro asociado al resultado de una medición que caracteriza la dispersión de los valores que pudieran ser atribuidos razonablemente a la sustancia medida.

Integrador

Es el equipo que lee el disco o cartilla de medición, con el fin de determinar los volúmenes de gas manejados.

Líquidos del Gas Natural (LGN)

Porciones líquidas obtenidas del gas natural en instalaciones de campo o plantas de procesamiento, incluidos etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados de planta.

Medición

Es la comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Medición en línea

Es la medición en la cual el dispositivo está localizado directamente dentro de la línea principal, midiendo continuamente el material.

Medidores de desplazamiento positivo

Es el instrumento que mide un volumen de fluido, separándolo mecánicamente en cantidades discretas de un volumen fijo y contando las cantidades en unidades de volumen.

Mermas

Es la reducción en la masa del fluido manejado debido a razones naturales asociadas al proceso al cual es sometido. Ejemplos de mermas son la vaporización del crudo en tanques atmosféricos durante su almacenamiento y la condensación de gas durante la compresión.

Muestreo

Son todos los pasos necesarios para obtener una muestra representativa del gas que fluye a través de una tubería y colocar dicha muestra en un recipiente o contenedor para su análisis.

Normas Técnicas Aplicables (NTA)

Conjunto de normas técnicas que regulan las actividades relacionadas con el gas, dentro de las cuales se contemplan las Normas Venezolanas COVENIN, y las contenidas en las resoluciones, circulares e instructivos emanados del Ministerio de Energía y Minas y otros entes oficiales. En ausencia de NTA, la norma técnica

internacional correspondiente se aplicará cuando el Ministerio de Energía y Minas la adopte.

Placa de Orificio

Es una placa circular metálica (acero inoxidable), perforada por un orificio, la cual se coloca (generalmente entre bridas o en una guarnición porta placas especialmente diseñada) en una tubería a través de la cual pasa el fluido. El diámetro del orificio es siempre inferior al diámetro interno del tubo, creando por tanto una caída de presión transversal al plato. Midiendo la caída de presión diferencial (presión diferencial o "dp") puede ser determinada la proporción de flujo que pasa por la tubería.

Precisión

Es la cantidad o número que define el máximo error asociado a la medición, bajo ciertas condiciones de operación.

Presión absoluta

Es la presión estática medida directamente o calculada como la presión manométrica más la presión atmosférica.

Presión Estática

Es la fuerza por unidad de área ejercida por un gas en un punto del sistema. La presión estática en medidores de orificio es medida en uno de las tomas de presión diferencial. En medidores de tipo lineal, se mide en el cuerpo del medidor. Se puede considerar como la presión del conducto y se le toma usualmente en el conducto de gas aguas abajo de la placa de orificio.

Presión diferencial

Es la caída de presión de una corriente de medición, la cual varía con la proporción de flujo a través de cualquier elemento de medición (placa de orificio, etc.).

Presión manométrica

Es la presión estática medida, sin incluir la presión atmosférica.

Quema del gas natural

Consiste en quemar deliberadamente parte o todo el gas producido.

Rangoabilidad (Alcance de la Medición)

Relación que indica el grado de versatilidad del instrumento de medición. Se obtiene al dividir el valor máximo registrado por el instrumento entre el mínimo valor medido por éste. Ejemplo: máximo 50, mínimo 10, indica rangoabilidad de 5:1)

Registrador

Es el receptáculo en el cual va inserto el disco o cartilla de medición. El Registrador se abre para retirar el disco. En cada oportunidad debe registrarse la fecha de inserción del disco en el registrador, así como la fecha de retiro del disco.

Relación beta

En las placas de orificio, es la relación que existe entre el diámetro del orificio y el diámetro de la tubería conectada a la placa mediante bridas o portaplacas.

Repetibilidad

Es la medida del grado en que distintas lecturas de un mismo valor de entrada bajo las mismas condiciones de operación, tienden a alejarse de dicho valor de entrada.

Separación

Conjunto de actividades cuyo objeto consiste en separar las fases de los fluidos producidos de los yacimientos.

Termopozos

Son dispositivos mediante los cuales se mide la temperatura del fluido.

Tubo Medidor

Consta de una cierta longitud de tubería en la cual se coloca la brida de orificio o el porta orificio, en esta tubería también se hacen las conexiones de presión.

Transductor

Es un dispositivo instalado como elemento secundario en la medición, que convierte un tipo de señal a otra.

Transferencia de Custodia

Ocurre cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

Tratamiento

Actividad de remover principalmente los componentes no hidrocarburos del gas natural, tales como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), agua

(H₂O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico.

Trazabilidad o seguimiento de Origen

Es la propiedad del resultado de una medición o de un valor usado como referencia que permite compararla con referencias establecidas, normalmente estándares nacionales o internacionales, a través de una cadena interrumpida de comparaciones, poseyendo cada una de las mismas una incertidumbre definida.

Turbina

Es un medidor de flujo consistente en un rotor con aspas, el cual gira a una velocidad aproximadamente proporcional a la velocidad promedio de la corriente y por tanto, al volumen proporcional de flujo.

Validación de la medición

Es el acto de dar aceptación o fe del resultado obtenido.

Ventas

Es el acto, mediante el cual el producto es entregado a un tercero a cambio de un valor económico, transfiriendo la propiedad del producto.

Venteo

Es el gas arrojado a la atmósfera por paros imprevistos de los equipos de compresión o por falta de capacidad o ausencia de los sistemas de recolección, compresión y distribución del gas o por cualquier otra razón operacional.

APENDICE A

Formato para la Evaluación de la Carrera de Medición (diseñada en hoja de cálculo en Excel)

DATOS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO

Estación de Flujo

	ORIFICIO (IN)		TUBERÍA (IN)		BETA	LONGITUD (IN)			Ao	Bo	Ao´	A	B	C	C´	A´	ORIFICIO	BETA	Ac	Ac´	Bc
	Suminis.	Medido	INTERNO	NOMINAL		LA	LB	LA´				AGA	AGA	AGA	AGA	AGA	recom.	recom	recom	recom	recom
3 PHASE SEPARATOR	5,50		10,020	10,00	0,549	425,0	97,0		42,5	9,7		26,8	3,7								
LP GAS SCRUBBER	2,00		6,065	6,00	0,330	126,0	75,0		21,0	12,5		19,5	3,1								
FUEL GAS TO UNIT #35	0,75		1,939	2,00	0,387	82,0	55,0		41,0	27,5		20,7	3,2								
FUEL GAS TO UNIT #36	0,88		1,939	2,00	0,454	116,0	85,0		58,0	42,5		22,7	3,4								
UNIT #35 SUCTION	3,00		7,981	8,00	0,376	499,0	66,0		62,4	8,3		20,5	3,2								
UNIT #36 SUCTION	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
MAIN GAS TO REMOTES	1,00		3,826	4,00	0,261	96,0	84,0		24,0	21,0		18,4	2,9								
50 GAS TO FLARE	3,00		5,761	6,00	0,521	134,0	63,0		22,3	10,5		21,9	3,8								
TEST SEPARATOR	1,00		4,026	4,00	0,248	120,0	56,0		30,0	14,0		18,2	2,9								
MAIN GAS SUPPLY	1,00		2,624	3,00	0,381	113,0	48,0		37,7	16,0		20,6	3,2								
GAS LIFT	0,50		1,689	2,00	0,296	62	83		31,0	41,5		18,9	3,0								

LEYENDA

LA: Longitud de tubería aguas arriba

LB: Longitud de tubería aguas abajo

LA´: Longitud de tubería aguas arriba con la instalación de enderezadores de flujo

Ao: número de diámetros de tubería, medido aguas arriba

Bo: número de diámetros de tubería, medido aguas abajo

Ao´: número de diámetros de tubería, medido aguas arriba (con enderezadores)

A (AGA): mínimo número de diámetros requerido aguas arriba según AGA

B (AGA): mínimo número de diámetros requerido aguas abajo según AGA

C (AGA): número de diámetros de tubería requerido del enderezador de flujo al orificio, según normas AGA

C´(AGA): número de diámetros de tubería requerido del enderezador al elemento, según normas AGA

A´(AGA): número de diámetros de tubería requerido aguas arriba con la instalación del enderezador, según normas AGA

Orificio recom: diámetro de orificio recomendado

Beta recom: beta calculado con el diámetro de orificio recomendado

Ac recom: mínimo de número de diámetros de tubería requerido aguas arriba según AGA. (sin enderezador)

Ac´ recom: mínimo de número de diámetros de tubería requerido aguas arriba según AGA, (con enderezador)

Tub nom: diámetro nominal de tubería

Bc recom: mínimo de número de diámetros de tubería requerido aguas abajo según AGA. (sin enderezador)

TOTAL DE MEDIDORES = 10

APENDICE B

Constantes de Medición y Porcentajes de Desviación

Tabla B.1. Constantes de medición y porcentajes de desviación calculados para los medidores ubicados en el Campo Orocual.

INSTALACIÓN	MEDIDOR	CONSTANTE CALCULADA	CONSTANTE PDVSA	% DESVIACIÓN	OBSERVACIONES
EF-ORC-1	FRORC-1A	0,1835	0,19	-3,4	
	FRORC-1B	0,164	0,19	-15,9	Actualizar el resorte y el valor de la constate
EF-ORC-2	FRORC-2A	0,0661	0,114	72,4	Actualizar el valor de la constante
	FRORC-2B	0,116	0,114	3,0	Actualizar la constante
EF-ORC-3	FRORC-3AA	0,7967	0,943	-18,4	Actualizar la constante
	FRORC-3AB	0,7925	0,105	19,0	Actualizar la constante
	FRORC-3A1M	1,85	1,511	18,5	Actualizar la constante
	FRORC-3A2M	0,6288	0,69	-9,7	Actualizar la gama
	FRORC-3B1M	0,4133	0,429	-3,8	Actualizar la constante
	FRORC-3B2M	0,4136	0,286	30,0	Actualizar la constante el rango diferencial
EF-ORC-4	FRORC-4AM	0,4407	0,476	-8,0	Actualizar la constante
	FRORC-4BM	0,5589	0,566	-1,2	Actualizar el rango diferencial
	FRORC-4AB	0,128	0,134	-4,7	Actualizar la constante
	FRORC-4BB	0,128	0,134	-4,0	Actualizar la constante
PC-ORC-2	FRORC-2D	1,1897	1,199	-0,8	
PC-ORC-3	FRSK-1000	0,989	1,038	-5,0	Actualizar el rango diferencial
	FRSK-2000	0,987	1,038	-5,2	Actualizar el rango diferencial
	FRCK-1000	0,0224	0,017	23,9	Actualizar la constante
	FRCK-2000	0,0223	0,017	23,9	Actualizar la constante
PC-ORC-4	FRORC4S	0,4217	0,435	-3,1	Actualizar el diámetro del orificio.
	FRORC4D1	0,2296	0,232	-1,0	
	FRORC4D2	0,2296	0,232	-1,0	
	FRGCOR4	0,0138	0,014	-1,5	Actualizar la constante
PDES- ORC-1	FRDPDOR1	1,2101	1,442	-19,2	Actualizar el valor de la constante
MULTIPLES	FRORC-ZIM	0,2573	0,27	-4,9	Actualizar la constante
	FRQQALMI	0,0137	0,0136	0,7	Actualizar el resorte
	FRQQCRESS	0,0014	0,001	1,5	Actualizar la constante

Tabla B.2. Constantes de medición y porcentajes de desviación calculados para los medidores ubicados en los módulos de producción del Complejo Jusepín.

INSTALACIÓN	MEDIDOR	CONSTANTE CALCULADA	CONSTANTE PDVSA	% DESVIACIÓN	OBSERVACIONES
MOD I	FRD1-2A	0,4285	0,764	-78,30	Actualizar la constante
	FRD1-2B	0,4248	0,764	-79,64	Actualizar la constante
	FRD1-3A	0,1721	0,172	0,06	
	FRD1-3B	0,2109	0,172	-18,47	Actualizar la constante
MOD II	FRD2-2A	0,568	0,579	-1,91	Actualizar la constante
MOD III	FRD3-1A	0,5809	0,512	11,86	Actualizar la constante
	FRD3-2A	0,572	0,708	-23,77	Actualizar la constante
MOD IV	FRD4-1A	0,8183	0,942	-15,12	Actualizar la constante
	FRD4-1B	0,8196	0,942	-14,94	Actualizar la constante
	FRD4-2A	0,8466	0,884	-4,42	Actualizar la constante
	FRD4-2B	0,9454	0,884	6,50	Actualizar el rango diferencial y la cte.
	FRD4-3A	0,1029	0,103	-0,08	
	FRD4-3B	0,1013	0,103	-1,66	Actualizar la constante
MOD V	FRD5-1A	0,812	0,919	-13,18	Actualizar la constante
	FRD5-1B	0,8119	0,919	-13,19	Actualizar la constante
	FRD5-2A	0,8538	0,906	-6,11	Actualizar la constante
	FRD5-2B	0,8539	0,906	-6,10	Actualizar la constante
	FRD5-3A	0,1021	0,104	-1,85	Actualizar la constante
	FRD5-3B	0,1044	0,104	-0,41	
MOD VI	FRD6-2A	1,2333	1,375	-11,57	Actualizar la constante
	FRD6-2B	1,2324	1,375	-11,57	Actualizar la constante
MOD VII	FRD7-2A	1,3819	1,537	-11,22	Actualizar el valor de la gama y la constante
	FRD7-2B	1,3799	1,537	-11,39	Actualizar la constante

Tabla B.3. Constantes de medición y porcentajes de desviación calculados para los medidores ubicados en plantas compresoras del Complejo Jusepín.

INSTALACIÓN	MEDIDOR	CONSTANTE CALCULADA	CONSTANTE PDVSA	% DESVIACIÓN	OBSERVACIONES
PC-JUS-2	FRJUS-2BS	0,426	0,418	1,94	Actualizar la constante
	FRJUS-2AS	0,4574	0,452	1,17	Actualizar la constante
	FRJUS-2BE	0,3526	0,385	-9,19	Actualizar la constante
	FRJUS-2AE	0,2873	0,287	0,11	
	FRJUS-2C	0,0059	0,009	5-1,54	Actualizar la constante
PC-JUS-6	FRJUS-1,2,6C	0,0695	0,072	-3,55	Actualizar la constante
	FRJUS-6S	1,7386	1,931	-11,07	Actualizar la constante
	FRJUS-6D	1,9828	1,932	2,56	Actualizar la constante
	FRJUS-6C	0,0111	0,022	-97,83	Actualizar la constante
PC-JUS-8	FRJUS-8C	0,0256	0,037	-44,43	Actualizar el valor de la gama y la constante
	FRJUS-8S	1,2867	1,402	-8,96	Actualizar la constante
	FRJUS-8SB	0,6301	0,712	-12,99	Actualizar la constante
	FRJUS-8D2	5,8477	6,825	-16,71	Actualizar el resorte y el valor de la constante
	FRJUS-8D	1,1472	1,246	-8,61	Actualizar la gama, el resorte y la constante
PC-6 Y PC-8	FRGENEC	0,0975	0,105	-7,74	Actualizar la constante
RV-JUS-1	FRRV-1/2	0,0373	0,038	-1,96	Actualizar la constante
	FRRV-1DM	0,0979	0,107	-9,30	Actualizar la constante
RV-JUS-2	FRRV-2DM	0,991	0,107	-7,95	Actualizar la constante
RV-JUS-3	FRRV-3DM	0,1665	0,183	-9,91	Actualizar la constante
RV-JUS-4	FRRV-4DM	0,1656	0,105	36,60	Actualizar la constante
MPC- JUS-5	FRJUS-5D	1,001	1,007	-0,58	
MPC- JUS-4	FRJUS-4D	1,001	0,989	1,23	Actualizar el valor de la constante
MPC-JUS-3	FRJUS-3D	0,9987	0,976	20,28	Actualizar el valor de la constante

Tabla B.4. Comparación de flujo de gas para los medidores ubicados en estaciones y plantas del Campo Orocual.

INSTALCION	MEDIDOR	Q PDVSA (MMPCND)	Q CALCULADO (MMPCND)	Q centinela (MMPCND)	Diferencia de Q (Qcalc- Qcentinela)	Diferencia de Q (Qcalc- Qsaiccg)
EF-ORC-1	FRORC-1A	3,8534	3,9157	3,8286	0,0871	0,0623
	FRORC-1B	3,7856	3,2737	2,9486	0,3251	-0,5119
EF-ORC-2	FRORC-2A	3,281	1,7717	3,0201	-1,2484	-1,5093
	FRORC-2B	3,192	3,4699	2,089	1,3809	0,2779
EF-ORC-3	FRORC-3AA	19,7112	16,4609	22	-5,5391	-3,2503
	FRORC-3AB	0,5997	4,8711	22	-17,1289	4,8711
	FRORC-3B1M	23,286	22,4657	30,1786	-7,7129	-0,8203
	FRORC-3B2M	15,7097	22,8174	35,7883	-12,9709	7,1077
	FRORC-3A1M	32,958	40,6454	36	4,6454	7,6874
	FRORC-3A2M	45,9994	41,9118	39,7943	2,1175	-4,0876
	FRORC-4AM	21,6214	20,0463	21,5829	-1,5366	-1,5751
	FRORC-4BM	20,7013	22,4015	20,8925	1,509	1,7002
	FRORC-4AB	3,5712	3,6754	3,6329	0,0425	0,1042
	FRORC-4BB	3,7507	3,7353	3,24	0,4953	-0,0154
	FRORC-2D	71,7406	71,23	70,7343	0,4957	-0,5106
PC-ORC-3	FRSK-2000	36,7077	34,8914	35,7457	-0,8543	-1,8163
	FRSK-1000	21,3006	20,7805	18,24	2,5405	-0,5201
	FRCK-1000	0,4264	0,5557	0,4264	0,1293	0,1293
	FRCK-2000	0,5429	0,7096	0,5371	0,1725	0,1667
PC-ORC-4	FRORC-4S	25,6829	24,9106	25,4471	-0,5365	-0,7723
	FRORC-4D1	11,9201	11,785	12,43	-0,645	-0,1351
	FRORC-4D2	13,0654	12,9218	12,43	0,4918	-0,1436
	FRGCOR4	0,7521	0,7626	0,7457	0,0169	0,0105
PDES- ORC-1	FRDPDOR1	89,5938	75,1789	50,1117	25,0672	-14,4149
MULTIPLES	FROR-ZIM	7,69	7,2927	7,63	-0,3373	-0,3973
	FRQQALMI	0,1718	0,1734	0,1617	0,0117	0,0016
	FQQCRES	0,0373	0,0382	0,0333	0,0049	0,0009

Tabla B.5. Comparación de flujo de gas para los medidores ubicados en plantas compresoras del Complejo Jusepín.

INSTALACIÓN	MEDIDOR	Q saiccg (MMPCND)	Q Excel (MMPCND)	Q centinela (MMPCND)	Diferencia de Q (Qcalc-Qcentinela)	Diferencia de Q (Qcalc-Qsaiccg)
PC-JUS-2	FRJUS-2BS	1,4568	1,5	1,975	-0,475	0,0432
	FRJUS-2AS	11,704	11,9	8,636	3,264	0,1956
	FRJUS-2BE	2,5603	2,3734	2,5057	-0,1323	-0,1869
	FRJUS-2AE	8,376	8,3833	8,37	0,0133	0,0073
	FRJUS-2C	0,1359	0,088	0,2	-0,112	-0,0479
PC-JUS-6	FRJUS-1,2,6C	0,9525	0,9249	0,9421	-0,0104	-0,0276
	FRJUS-6S	42,034	38,118	43,002	-4,8838	-3,916
	FRJUS-6D	16,85	17,36	40,72	-23,36	0,51
	FRJUS-6C	0,1506	0,075	0,1429	-0,0679	-0,0756
PC-JUS-8	FRJUS-8C	1,6157	1,0313	1,633	-0,6017	-0,5844
	FRJUS-82S	47,728	44,901	57,85	-12,945	-2,8274
	FRJUS-8SB	3,7132	3,8289	0	3,8289	0,1157
	FRJUS-8D2	0,3596	307,88	*	307,8847	307,5251
	FRJUS-8D	55,941	51,502	55,5	-3,9983	-4,4394
PC-6 Y PC-8	FRGENEC	5,7263	5,3404	5,7	-0,3596	-0,3859
RV-JUS-1	FRRV-1/2DM	1,0419	1,1053	*	1,1053	0,0634
	FRRV-1DM	0,9752	1,0622	0,8217	0,2405	-0,7347
RV-JUS-2	FRRV-2DM	2,1326	2,1829	2,8557	-0,6728	-2,8054
RV-JUS-3	FRRV-3DM	3,3611	2,9688	2,3043	0,6645	-2,6966
RV-JUS-4	FRRV-4DM	2,5709	3,876	3,3026	0,5734	-1,9975
MPC- JUS-5	FRJUS-5D	46,952	46,67	46,95	-0,28	-0,282
MPC- JUS-4	FRJUS-4D	45,123	45,69	45,114	0,5757	0,567
MPC-JUS-3	FRJUS-3D	48,283	49,47	47,471	1,9986	1,187

ANEXO 1:

Gráficos para calcular longitudes de tubería recta requeridos para instalaciones de placa orificio

(Fuente: reporte No. 3, AGA)

LONGITUDES MÍNIMAS DE TUBERÍA RECTA DEL TUBO MEDIDOR REQUERIDAS POR AGA-3

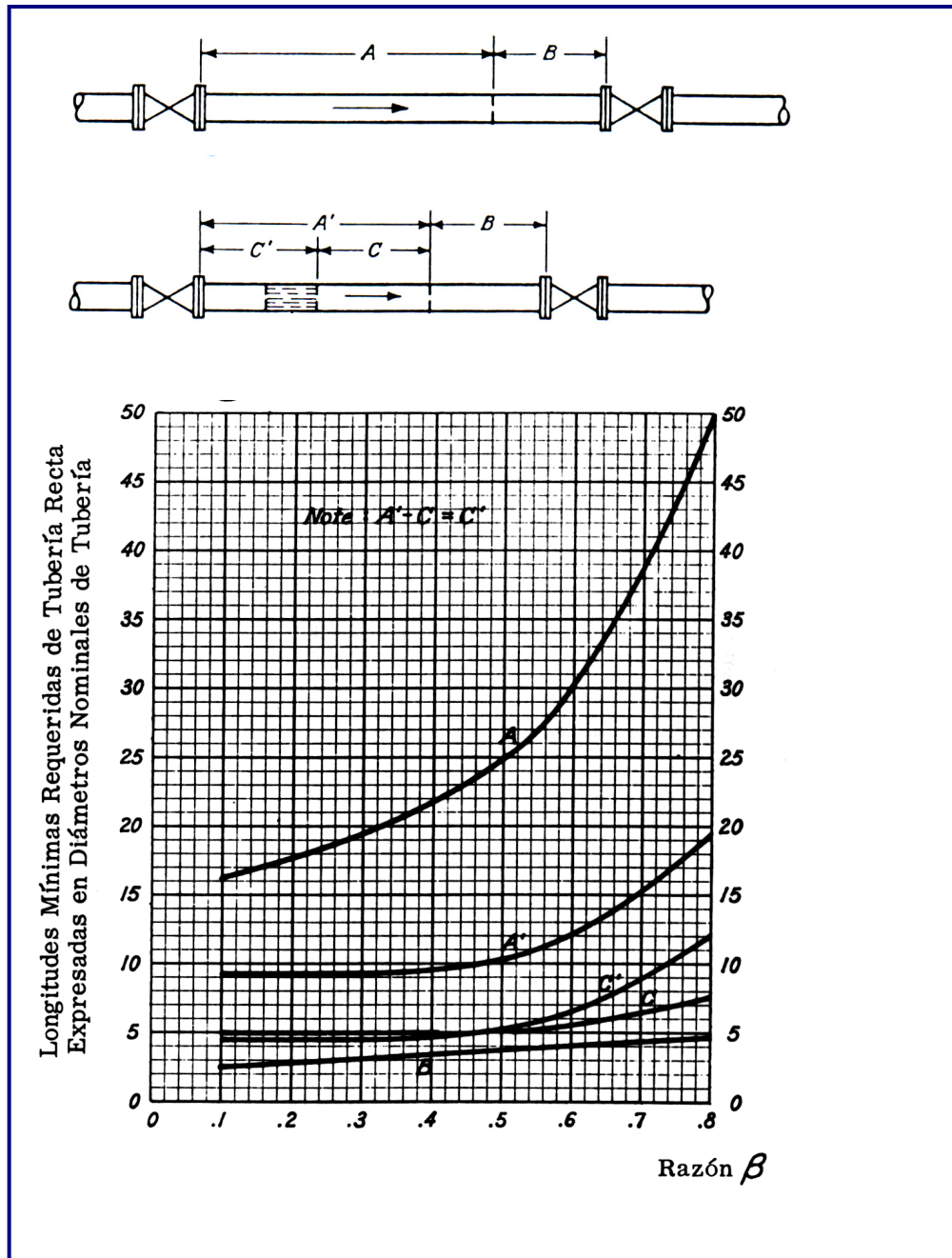


Ilustración I Instalación con válvulas en el mismo plano antes del tubo medidor.

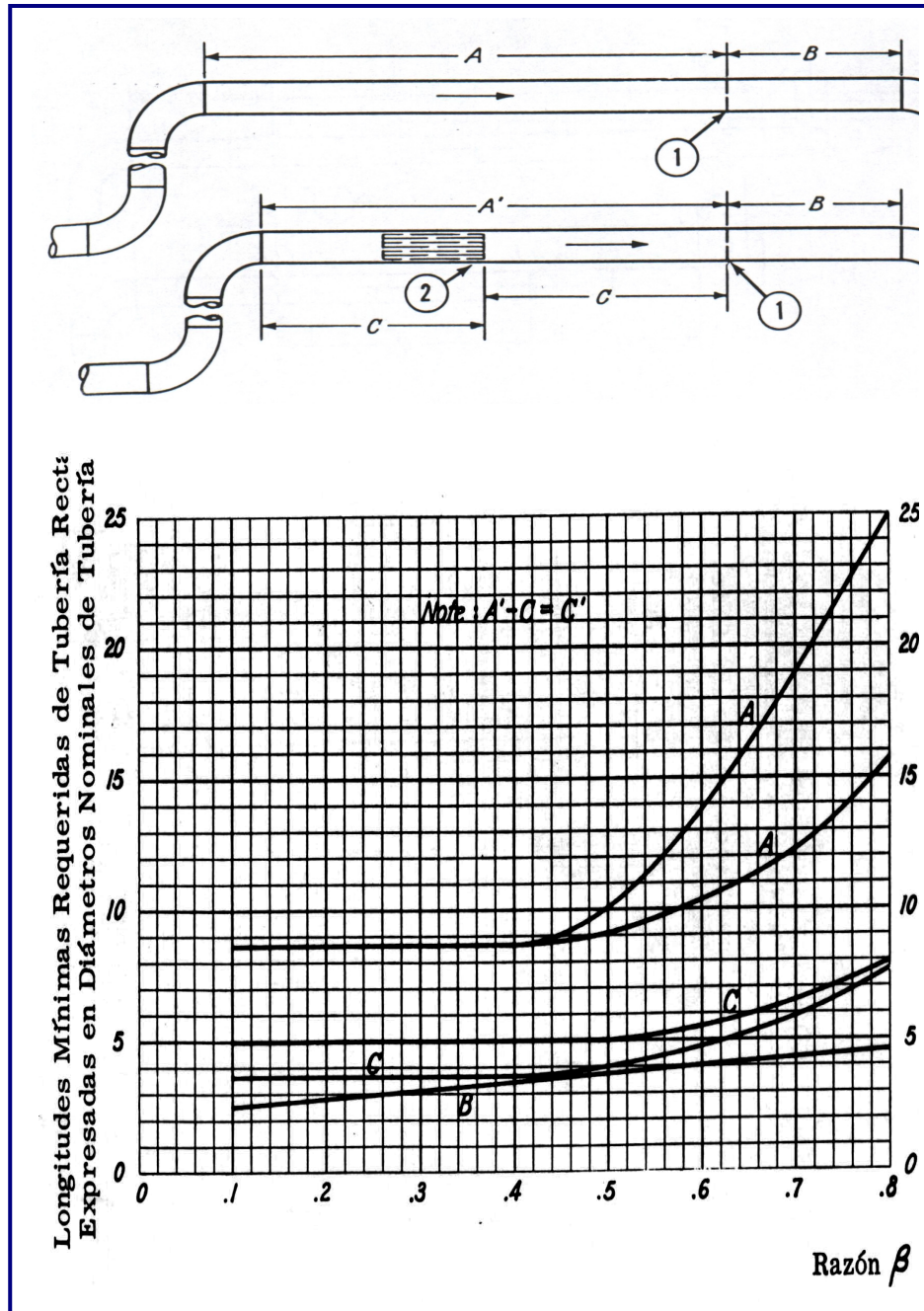


Ilustración II Instalación con dos codos en el mismo plano antes del tubo medidor.

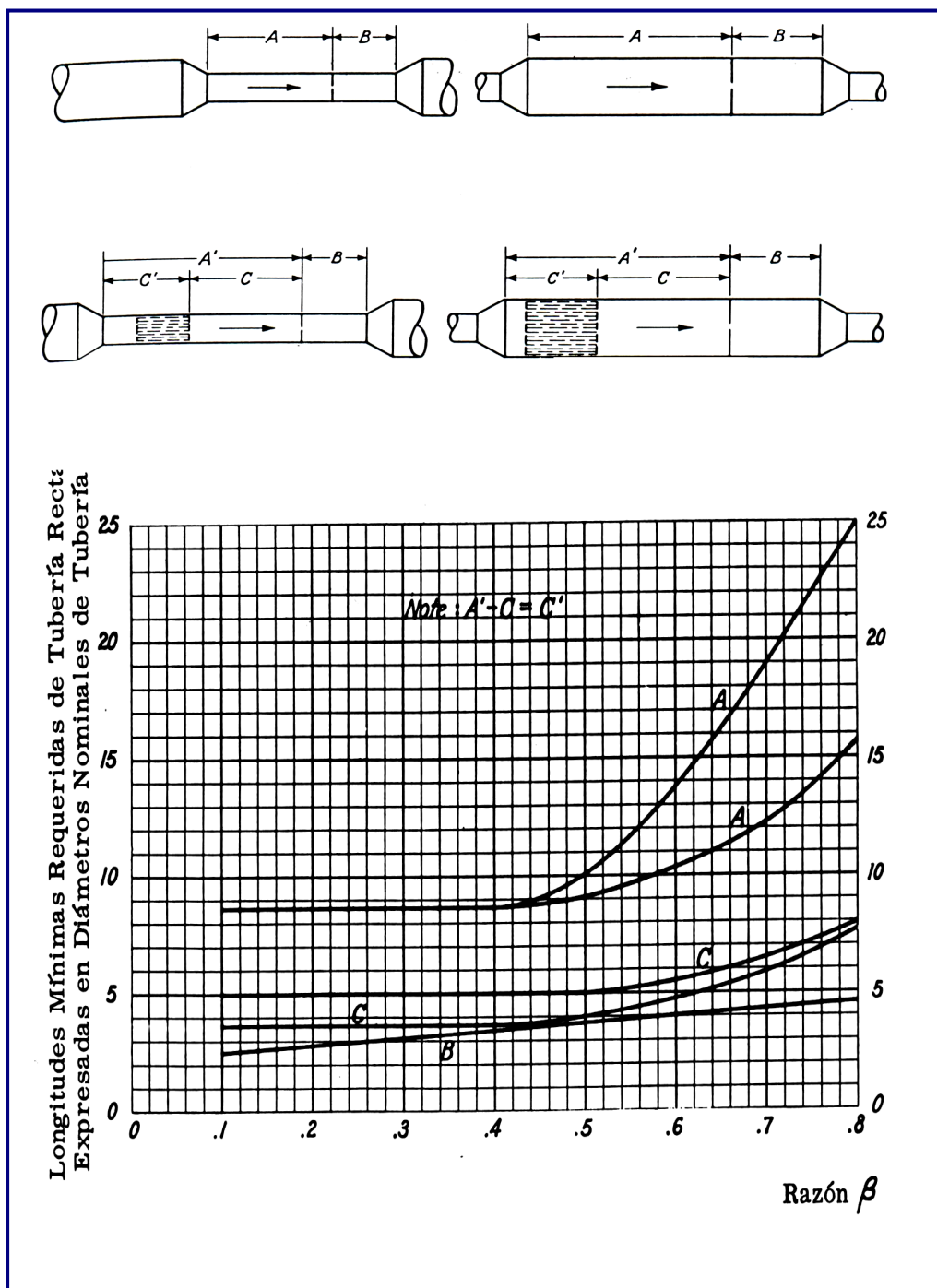


Ilustración III Instalación con una expansión o reducción en tubo medidor.

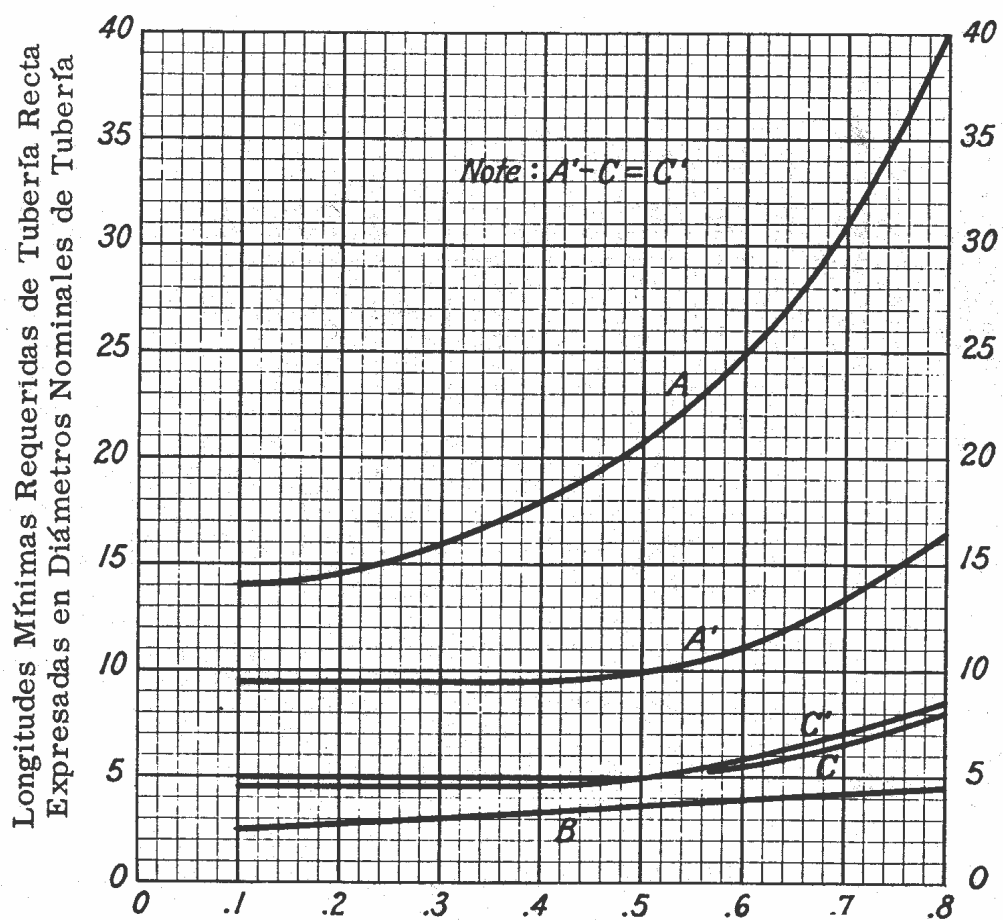
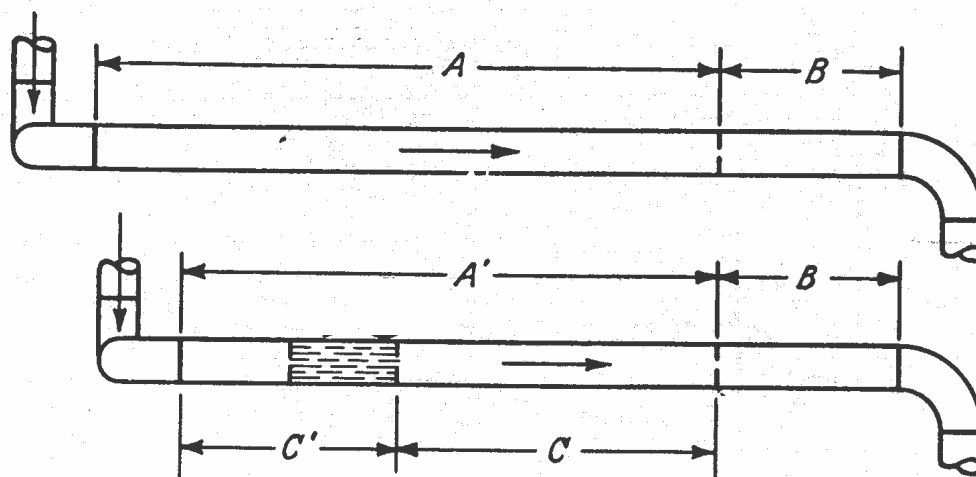


Ilustración IV Instalación con codos en diferentes planos en el tubo medidor.

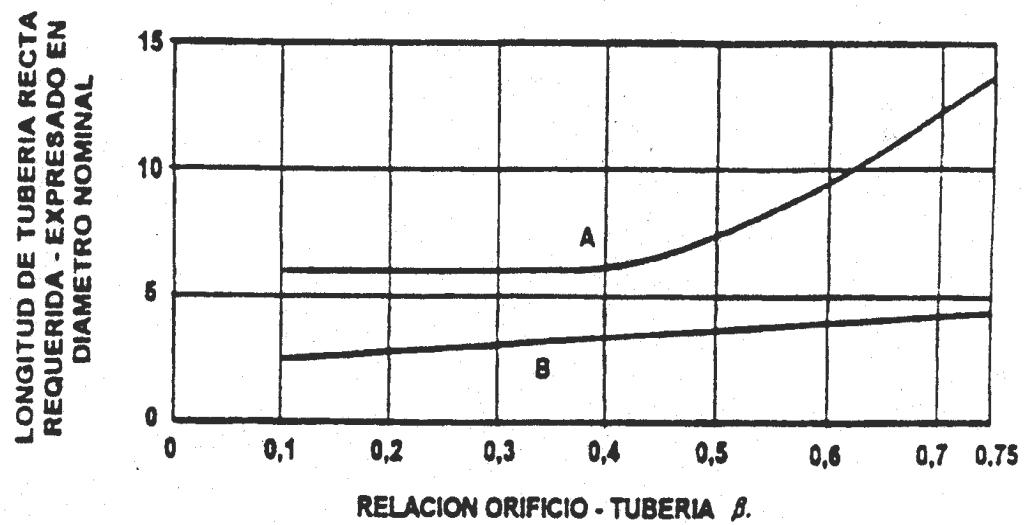
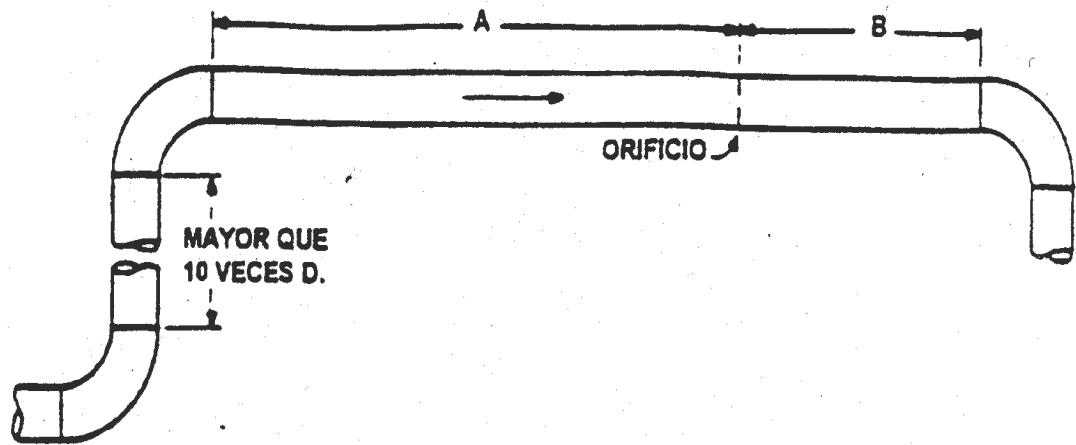
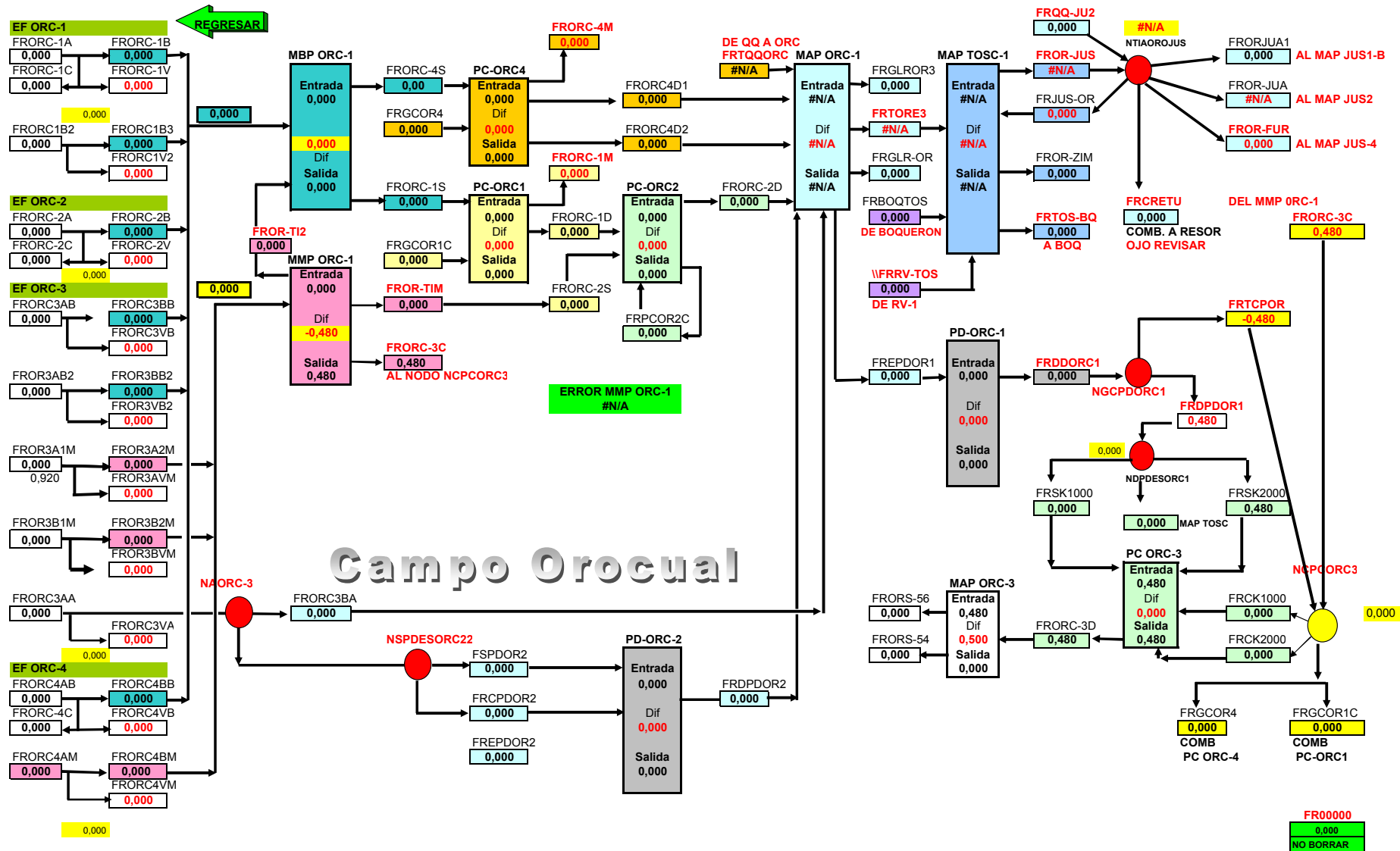


Ilustración V Instalación con dos codos planos iguales en el tubo medidor.

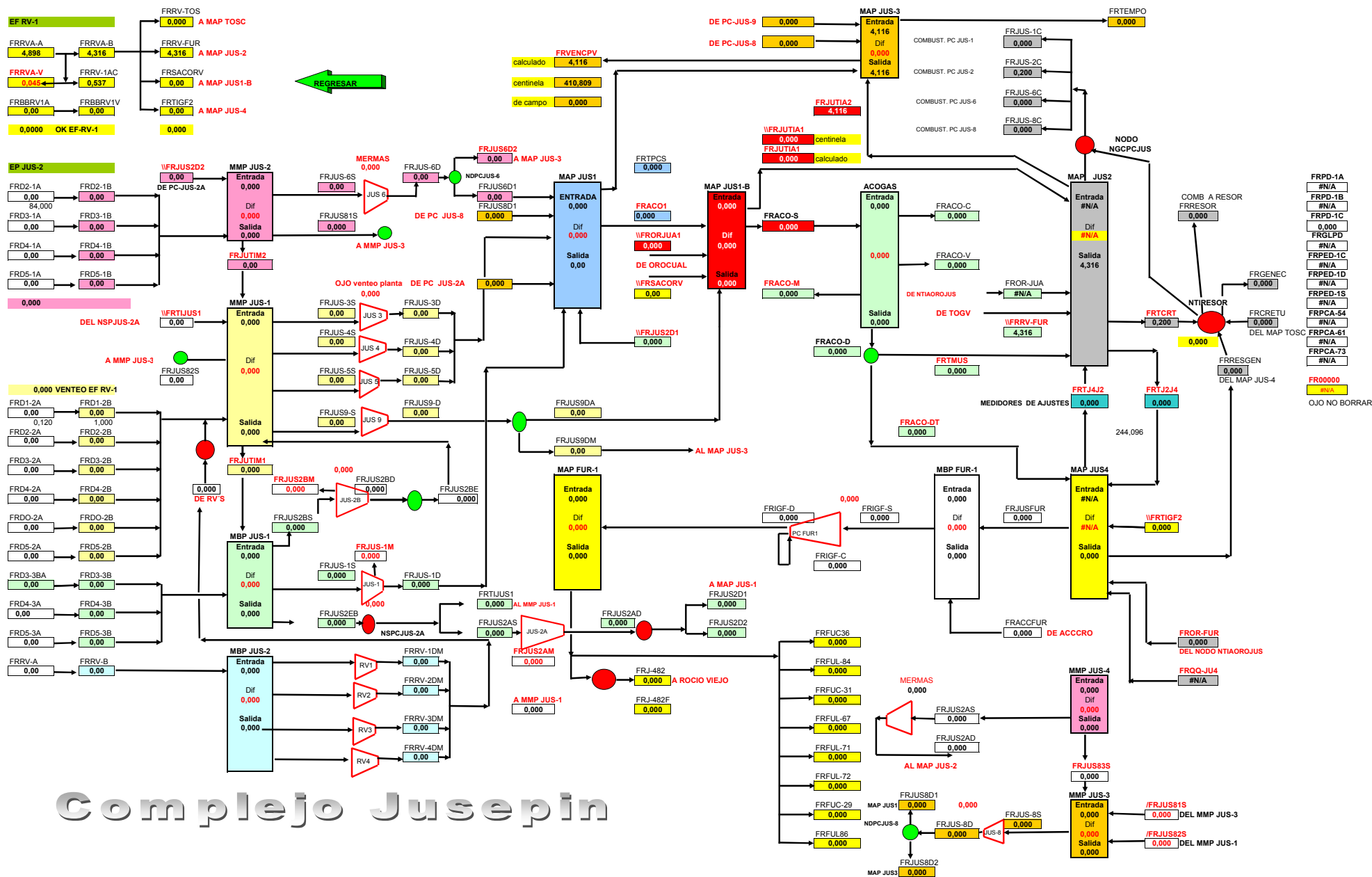
ANEXO 2

Esquema de Medición de Gas, Campo Orocual



ANEXO 3

Esquema de Medición de Gas, Campo Jusepín



Complejo Jusepin

ANEXO 4

Listado de Medidores por Instalación

Tabla 1: PUNTOS DE MEDICIÓN EN EL CAMPO OROCUAL

CAMPO	INSTALACIONES	MEDIDOR	SERVICIO
OROCUAL	EF-ORC-1	FRORC-1A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-1B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	EF-ORC-2	FRORC-2A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	EF-ORC-3	FRORC-3AA	GAS TOTAL EN ALTA PRESIÓN
		FRORC- 3BA	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN ALTA PRESIÓN
		FRORC-3B1M	GAS PRODUCIDO DE MEDIA PRESIÓN (M2)
		FRORC-3B2M	GAS TRANSFERIDO A PLANTA DE MEDIA PRESIÓN(M2)
		FRORC-3A1M	GAS PRODUCIDO DE MEDIA PRESIÓN (M1)
		FRORC-3A2M	GAS TRANSFERIDO A PLANTA DE MEDIA PRESIÓN (M1)
		FRORC3AB2	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN (MOD II)
		FRORC3BB2	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN (MOD II)
	EF-ORC-4	FRORC-4AM	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRORC-4BM	GAS TRANSFERIDO A PLANTA MEDIA PRESIÓN
		FRORC-4AB	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-4BB	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-4C	GAS COMBUSTIBLE EF-ORC-4

Tabla 1: PUNTOS DE MEDICIÓN EN EL CAMPO OROCUAL

CAMPO	INSTALACIONES	MEDIDOR	SERVICIO
OROCUAL	EF-ORC-1	FRORC-1A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-1B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	EF-ORC-2	FRORC-2A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	EF-ORC-3	FRORC-3AA	GAS TOTAL EN ALTA PRESIÓN
		FRORC- 3BA	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN ALTA PRESIÓN
		FRORC-3B1M	GAS PRODUCIDO DE MEDIA PRESIÓN (M2)
		FRORC-3B2M	GAS TRANSFERIDO A PLANTA DE MEDIA PRESIÓN(M2)
		FRORC-3A1M	GAS PRODUCIDO DE MEDIA PRESIÓN (M1)
		FRORC-3A2M	GAS TRANSFERIDO A PLANTA DE MEDIA PRESIÓN (M1)
		FRORC3AB2	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN (MOD II)
		FRORC3BB2	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN (MOD II)
	EF-ORC-4	FRORC-4AM	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRORC-4BM	GAS TRANSFERIDO A PLANTA MEDIA PRESIÓN
		FRORC-4AB	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-4BB	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
		FRORC-4C	GAS COMBUSTIBLE EF-ORC-4

Tabla 1(continuación):PUNTOS DE MEDICIÓN DE GAS EN EL CAMPO OROCUAL

CAMPO	INSTALACIONES	MEDIDOR	SERVICIO
	PC.ORB-3	FRSK-1000	SUCCIÓN DEL K-1000
		FRSK-2000	SUCCIÓN DEL K-2000
		FRCK-1000	GAS COMBUSTIBLE DEL K-1000
		FRSK-2000	GAS COMBUSTIBLE DEL K-2000
	PC.ORB-4	FRORC-4S	SUCCIÓN DE PC-ORB-4
		FRORC-4D1	DESCARGA 1 DE PC-ORB-4
		FRORC-4D2	DESCARGA 2 DE PC-ORB-4
		FRGCR4	GAS COMBUSTIBLE DE PC-ORB-4
	PZ-ORS	FRORS-54	POZO ORS-54
		FRORS-56	POZO ORS-56
		FRORS-34	POZO ORS-34
	MAP-TOSC	FRORC-ZIM	TRANSFERENCIA OROCUAL-TOSCANA
	MMP-QQ-3	FRQQALMI	VENTAS ALFARERIA MIRAFLORES
		FQQCRES	GAS COMB. RESIDENCIAL

Tabla 1(continuación):PUNTOS DE MEDICIÓN DE GAS EN EL CAMPO OROCUAL

CAMPO	INSTALACIONES	MEDIDOR	SERVICIO
	PC.ORB-3	FRSK-1000	SUCCIÓN DEL K-1000
		FRSK-2000	SUCCIÓN DEL K-2000
		FRCK-1000	GAS COMBUSTIBLE DEL K-1000
		FRSK-2000	GAS COMBUSTIBLE DEL K-2000
	PC.ORB-4	FRORC-4S	SUCCIÓN DE PC-ORB-4
		FRORC-4D1	DESCARGA 1 DE PC-ORB-4
		FRORC-4D2	DESCARGA 2 DE PC-ORB-4
		FRGCR4	GAS COMBUSTIBLE DE PC-ORB-4
	PZ-ORS	FRORS-54	POZO ORS-54
		FRORS-56	POZO ORS-56
		FRORS-34	POZO ORS-34
	MAP-TOSC	FRORC-ZIM	TRANSFERENCIA OROCUAL-TOSCANA
	MMP-QQ-3	FRQQALMI	VENTAS ALFARERIA MIRAFLORES
		FQQCRES	GAS COMB. RESIDENCIAL

TABLA 2:PUNTOS DE MEDICIÓN EN EL CAMPO JUSEPÍN

CAMPO	INSTALACIONES	MEDIDOR	SERVICIO
JUSEPÍN	MOD-JUS-1	FRD1-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD1-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
		FRD1-3A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRD1-3B	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRD1-3A/3B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	MOD-JUS-2	FRD2-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD2-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
		FRD2-1A	GAS TOTAL EN ALTA PRESIÓN
		FRD2-1B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN ALTA PRESIÓN
	MOD-JUS-3	FRD3-1A	GAS TOTAL EN ALTA PRESIÓN
		FRD3-1B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN ALTA PRESIÓN
		FRD3-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD3-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
	MOD-JUS-4	FRD4-1A	GAS TOTAL EN ALTA PRESIÓN
		FRD4-1B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN ALTA PRESIÓN
		FRD4-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD4-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
		FRD4-3A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRD4-3B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	MOD-JUS-5	FRD5-1A	GAS TOTAL EN ALTA PRESIÓN
		FRD5-1B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN ALTA PRESIÓN
		FRD5-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD5-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
		FRD5-3A	GAS TOTAL EN BAJA PRESIÓN
		FRD5-3B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN BAJA PRESIÓN
	MOD-JUS-6	FRD6-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD6-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
	MOD-JUS-7	FRD7-2A	GAS TOTAL EN MEDIA PRESIÓN
		FRD7-2B	GAS TRANSFERIDO A PLANTA EN MEDIA PRESIÓN
	MOD-JOM	SGJ-3A	MÓDULOS DE PRUEBA
		SGJ-2A	
		SGJ-2B	
		SGJ-2A/2B/2C	
		SGJ-2C	
		SGJ-3B	

TABLA 2 (continuación): PUNTOS DE MEDICIÓN EN EL CAMPO JUSEPÍN

CAMPO	INSTALACIONES	MEDIDOR	SERVICIO
JUSEPÍN	PC-JUS-1	FRJUS-1C9	GAS COMBUSTIBLE
		FRJUS-1S	SUCCIÓN
		FRJUS-1D	DESCARGA
	PC-JUS-2	FRJUS-2BS	SUCCIÓN C3 /C4
		FRJUS-2AS	SUCCIÓN C1 /C2
		FRJUS-2BE	DESCARGA C3 /C4
		FRJUS-2AE	DESCARGA C1 /C2
		FRJUS-2C	GAS COMBUSTIBLE
	PC-JUS-6	FRJUS-1,2,6C	COMBUSTIBLE GENERAL
		FRJUS6D1	DESCARGA A MUSCAR
		FRJUS-6S	SUCCIÓN
		FRJUS-6D	DESCARGA
		FRJUS-6C	COMBUSTIBLE PC-6
	PC-JUS-8	FRJUS-8C	GAS COMBUSTIBLE
		FRJUS-82S	SUCCIÓN FURRIAL 100LBS
		FRJUS-83S	SUCCIÓN BOQUERON
		FRJUS8D2	TRANSF. MUSCAR
		FRJUS-8D	DESCARGA PC-8
		FRJUS-81S	SUCCIÓN FURRIAL (500LBS)
		FRGENEC	GAS COMBUSTIBLE
	MPC-JUS-3	FRJUS-3D	DESCARGA GENERAL DE MPC-JUS-3
	MPC-JUS-4	FRJUS-4D	DESCARGA GENERAL DE MPC-JUS-4
	MPC-JUS-5	FRJUS-5D	DESCARGA GENERAL DE MPC-JUS-5
	PC-JUS-9	FRJUS9-S	SUCCIÓN
		FRJUS9-D	DESCARGA
		FRJUS9DA	TRANSFERENCIA PC-JUS-9 A ACOGAS
		FRJUS9DM	TRANSFERENCIA PC-JUS-9 A MUSCAR
	RV	FRRV-1DM	DESCARGA RV-JUS-1
		FRRV-2DM	DESCARGA RV-JUS-2
		FRRV-3DM	DESCARGA RV-JUS-3
		FRRV-4DM	DESCARGA RV-JUS-4
		FRRV-1/2DM	RECIRCULACIÓN DE LAS RECUPERADORAS
	PEXT- ACOGAS	FRACO-S	SUCCIÓN
		FRACO-D	DESCARGA
		FRACO-DT	TRANSFERENCIA FURRIAL
		FRACO-C	COMBUSTIBLE
		FRACO-V	VENTEO
	PC-IGF	FRIGF-C	COMBUSTIBLE PC-IGF
		FRIGF-D	DESCARGA PC-IGF
		FRIGF-S	SUCCIÓN PC-IGF
		FRIGF-482F	TRANSFERENCIA TOGV PARA INY PZ 482J

TOTAL 3: PUNTOS DE MEDICIÓN DISTRITO PTA DE MATA

INSTALACIÓN		MEDIDOR	SERVICIO
ESTACIÓN	STA BARBARA	3442	GAS TRANSFERENCIA A PLANTA
		3443	
		3444	
	COT	3406	
		3405	
		3404	
	COA	3418	
		3417	
		3416	
	CARITO	3585	
		3583	
		3580	
	MURI	1850	
		1848	
	MUSIPAN	3555	
		3552	
		3556	
		3551	
		3557	
PLANTA COMPRESORA	COA	32905	SUCCIÓN
		32902	
		FI-22001	GAS COMBUSTIBLE
		32906	DESCARGA
	PIGAP II	FT-01001	SUCCIÓN
		FT-02001	
		FT-03001	
		FT-04001	
		FT-05001	
		FT-06001	
		FT-07001	
		FT-08001	
		FT-2301	GAS COMBUSTIBLE
		PMPIGP2D	DESCARGA
	MAP (PIGAP II)	PM-MACO1	MULTIPLE DE ALTA PRESIÓN
		PM-MACO2	
		PM-MACO3	

TOTAL 3: PUNTOS DE MEDICIÓN DISTRITO PTA DE MATA

INSTALACIÓN		MEDIDOR	SERVICIO
		PM-MACO4	
	MACOLLA1 (PIGAP II)	FT-2101	INYECCIÓN
		FT-2103	
	MACOLLA 2 (PIGAP II)	FT-2201	INYECCIÓN
		FT-2202	
		FT-2203	
	MACOLLA 3 (PIGAP II)	FT-2002	INYECCIÓN
		FT-2003	
		FT-2102	
	MACOLLA 4 (PIGAP II)	FT-1901	INYECCIÓN
		FT-1902	
		FT-1903	
		FT-1904	
PLANTA COMPRESORA	COT	3410(FT-002)	SUCCIÓN
		3409(FT-004)	
		3411	DESCARGA
		3412	GAS COMBUSTIBLE
	MCMA	PMPIGP-S	SUCCIÓN
		FT-15012	GAS COMBUSTIBLE
		FT-14012	
		FT-13012	
		FT-12012	
		FT-16012	
		FT-16	DESCARGA
		FT-12	
		FT-13	
		FT-14	
		FT-15	
	MAP-MCMA	PM-MACO1	MULTIPLE DE ALTA PRESIÓN
		PM-MACO2	
		PM-MACO3	
		PM-MACO4	
		PM-MACO5	
	MACOLLA 1 (MCMA)	FT-30016	INYECCIÓN
		FT-30011	
	MACOLLA 2 (MCMA)	FT-30021	INYECCIÓN

TOTAL 3: PUNTOS DE MEDICIÓN DISTRITO PTA DE MATA

INSTALACIÓN		MEDIDOR	SERVICIO
		FT-30031	
		FT-30026	
		FT-30036	
	MACOLLA 3 (MCMA)	FT-30041	INYECCIÓN
		FT-30051	
		FT-30056	
		FT-30046	
	MACOLLA 4 (MCMA)	FT-30076	INYECCIÓN
		FT-30076 * (REVISAR)	
		FT-30068	
	MACOLLA 5 (MCMA)	FT-30076 * (REVISAR)	INYECCIÓN
		FT-30081	
	MACOLLA 6 (MCMA)	FT-30086	INYECCIÓN
		FT-30091	
PLANTA DE EXTRACCIÓN	STA. BÁRBARA	PMSB-PRC	SUCCIÓN
		PMSB-GC	GAS COMBUSTIBLE
		PMSB-LGN	DESCARGA
		PMSB-DT	
	ACCRO III	PMAC-PRC	SUCCIÓN
		PMAC-GC	GAS COMBUSTIBLE
		PMAC-LGN	DESCARGA
		PMAC-DT	
	MUSCAR	3569	SUCCIÓN
		3563	
		3566	DESCARGA
		3564	GAS COMBUSTIBLE
RV	COT	PMRVT	RECUP. DE VAPOR
	COA	PMRVA	RECUP. DE VAPOR
	CARITO	PMRVC	RECUP. DE VAPOR
	MURI	PMRVMV	RECUP. DE VAPOR
	MUSIPAN	PMRVMVS	RECUP. DE VAPOR

ANEXO 5

Formato de Recolección de Datos Básicos del Medidor

(se presenta un ejemplo para un medidor del Campo Orocual)

INFORMACION BASICA DE MEDIDORES																			
DISTRITO			CAMPO			INSTALACION			NOMBRE DEL MEDIDOR			SERVICIO							
NORTE			OROCUAL			EF-ORC-1			FRORC-1A			GAS TOTAL DE BAJA (40psi)							
COMPañIA				SISTEMA ENTRADA				SISTEMA SALIDA		FECHA			HORA						
PDVSA				SEPARADOR DE 40psi				DEPURADOR DE 40ps		DIA	MES	ANO	AM PM						
INFORMACIÓN DEL MEDIDOR E INSTRUMENTOS																			
DATOS DEL ORIFICIO Y PORTAORIFICIO				TRANSMIRORES						REGISTRADOR DE DISCOS									
				Presión			Presión Diferencial												
DIÁMETRO DE ORIFICIO @ 68 ° F.		4,5	Pulg.	ETIQUETA (TAG)				ETIQUETA (TAG)				ETIQUETA (TAG)							
DIÁMETRO DE TUBERÍA (Nominal)		6	Pulg.	FABRICANTE				FABRICANTE				FABRICANTE							
DIÁMETRO DE TUBERÍA (Interno)		6,056	Pulg.	MODELO				MODELO				MODELO		BARTON					
MATERIAL DE LA TUBERÍA				SERIAL				SERIAL				SERIAL							
MATERIAL DE LA PLACA				RANGO				RANGO				RANGO RESORTE		250					
				SALIDA				SALIDA				RANGO DIFERENCIAL		100					
CONEXIÓN DE LA DIFERENCIAL	☐ EN LA BRIDA			Temperatura				RTU / SCADA				ROTACION DE DISCO		DIARIO					
	☐ EN LA TUBERÍA											ETIQUETA (TAG)				ETIQUETA (TAG)			
CONEXIÓN DE LA ESTÁTICA	☐ AGUAS ARRIBA			FABRICANTE				FABRICANTE				ARCO DE PLUMILLAS							
	☐ AGUAS ABAJO			MODELO				MODELO											
TIPO DE	☐ BRIDA			SERIAL				SERIAL				COMENTARIO:							
PORTAPLACAS	☒ CAJA DE ORIFICIO			RANGO															
				SALIDA															
PORTAORIFICIO				Medidor Electrónico de Flujo (EFM)															
MODELO				ETIQUETA (TAG)				SERIAL											
FABRICANTE				FABRICANTE				# SELLO DE SEGURIDAD				TIPO DE RELOJ							
SERIAL				MODELO								☐ BATERÍA		☒ CUERDA					
CONFIGURACIÓN DE INSTALACIÓN																			
LONGITUDES DE TUBERÍA						LONGITUDES DE LAS TOMAS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA													
LONGITUD AGUAS ARRIBA				Pulg.	# DIÁMETROS NOMINALES			TOMA DE LA ESTÁTICA				Pulg.	# DIÁMETROS NOMINALES						
LONGITUD AGUAS ABAJO				Pulg.	# DIÁMETROS NOMINALES			TOMA DE LA DIFERENCIAL				Pulg.	# DIÁMETROS NOMINALES						
PRESENCIA DE ENDEREZADOR DE FLUJO				☐	SI	☐ NO		TOMA DE LA TEMPERATURA				Pulg.	# DIÁMETROS NOMINALES						
LONGITUD ENDEREZADOR				Pulg.	# DIÁMETROS NOMINALES														
COMENTARIOS:						COMENTARIOS:													
DATA DE CONFIGURACION DEL MEDIDOR																			
CPRIMA		0,1898014		FLUJO MAX.		MMPCND		CROMATOGRAFÍA DEL GAS											
PRESIÓN FLUJO		psig		FLUJO MIN.		MMPCND		% METANO				%OCTANO		GRAVEDAD ESPECÍFICA					
DIFERENCIAL FLUJO		°H ₂ O		FLUJO. PROMEDIO		MMPCND		% ETANO				%NONANO		PESO MOLECULAR					
TEMPERATURA DE FLUJO		°F		COMENTARIO:				% PROPANO				%DECANO		Psc (Psia)					
TEMPERATURA BASE		°F						% I-BUTANO				% AGUA				Tsc (°R)			
PRESIÓN BASE		psig						% N-BUTANO				% HELIO				TEMPERATURA (°F)			
PRESIÓN ATMOSFÉRICA		psig						% I-PENTANO				% H ₂ S				PRESIÓN (PSIG)			
PRESION DE DISEÑO		50 psig						% N PENTANO				% OXYGENO				PODER CAL. (BTU/ft³s)			
TEMPERATURA DE DISEÑO		80 °F						% HEXANO				% C02		FECHA DE ANÁLISIS					
								%HEPTANO				% N2		HORA					

ANEXO 6

Información del Programa de Computación PGAS

PGAS

PRECISION GAS MEASUREMENT SYSTEM

CSE Systems & Engineering (America), Inc.



PGAS PRECISION GAS MEASUREMENT SYSTEM

- **Definición**

- **PGAS es un revolucionario sistema automatizado de precision para la contabilidad del gas natural, el cual interconecta los distintos elementos primarios y secundarios de medición. Este sistema de medición de gas ha sido diseñado y desarrollado bajo arquitectura abierta. Sus principales características incluyen integración de cartas, cálculo de volumen de gas, balance de gas en unidades de volumen y energía, elaboración de reportes, almacenamiento de datos, etc.**

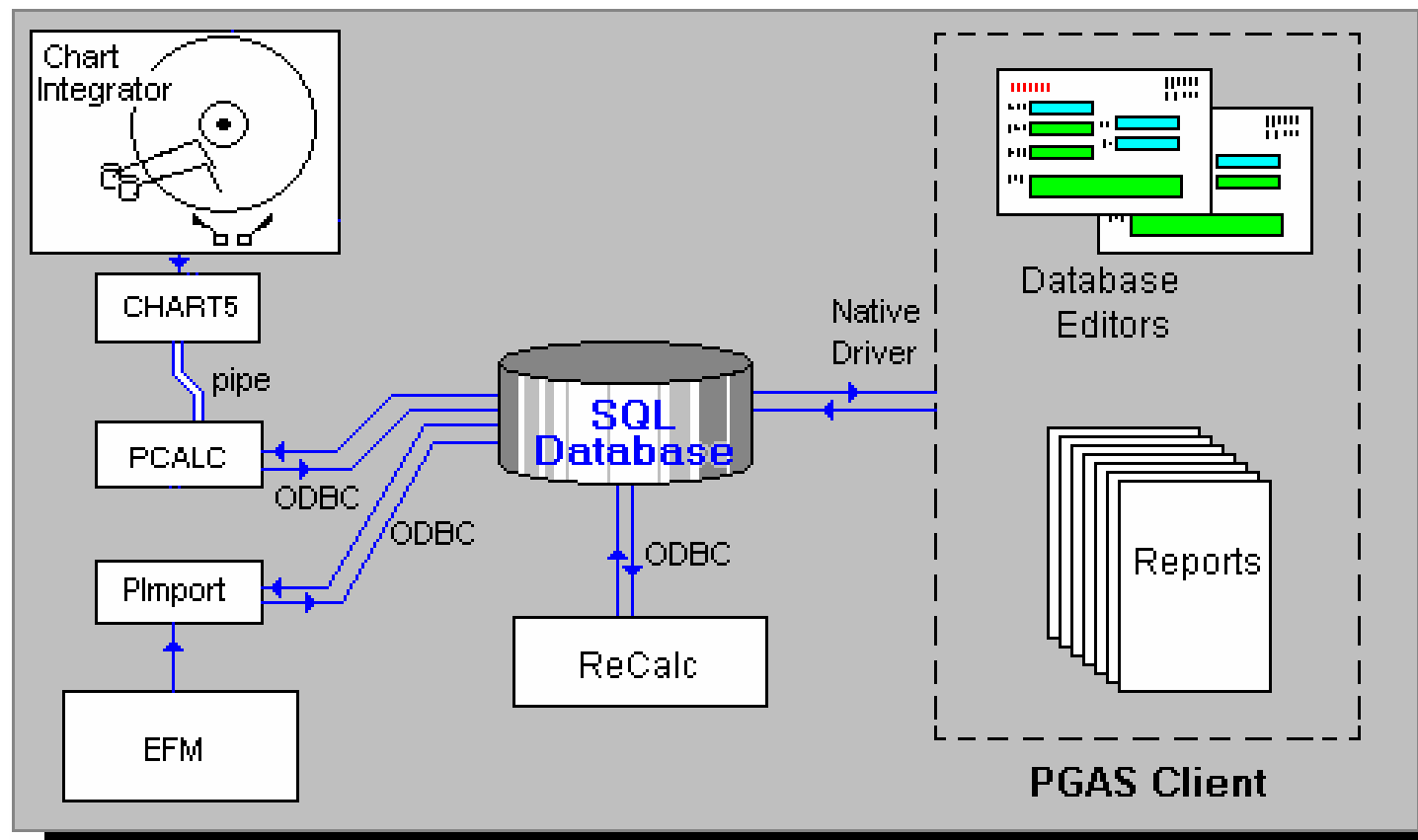
PGAS PRECISION GAS MEASUREMENT SYSTEM

- **Estructura de PGAS**
 - El sistema está compuesto por diferentes aplicaciones, las cuales permiten a las compañías de gas (producción o transporte), manejar registros relacionados con el volumen producido, calidad del gas y transacciones. Los módulos son:
 - **PGAS Client**
 - **PCalc**
 - **Chart5**
 - **PImport**
 - **PRecalc**
 - **Database Server**

PGAS

PRECISION GAS MEASUREMENT SYSTEM

- Estructura de PGAS (cont.)



ANEXO 7

Análisis Cromatográficos