

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL RECIBO
DE GAS OPÓN EN LA PLANTA DE GAS EL CENTRO PERTENECIENTE A LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES ECOPETROL S.A.**

**DEIBER ALFONSO GONZALEZ ACEVEDO
OMAR YASSED CRUZ RUIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL RECIBO
DE GAS OPÓN EN LA PLANTA DE GAS EL CENTRO PERTENECIENTE A LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES ECOPETROL S.A.**

**DEIBER ALFONSO GONZALEZ ACEVEDO
OMAR YASSED CRUZ RUIZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director
MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS
Ingeniero De Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida y por seguir día a día mi camino y ser parte de él. Gracias por esa fe que ha creado en mí que crece continuamente haciéndome mejor persona, marchando bajo tus principios y leyes brindándome fuerza para lograr cada objetivo que me propongo.

A Mis Padres por ese apoyo incondicional que siempre me han brindado y enseñarme a luchar por metas y objetivos claros. ¡Ustedes son verdaderos profesores de vida!

A mi amor Maryori por brindarme seguridad, confianza y sobre todo alegría y felicidad en aquellos momentos de tristeza y preocupación. Gracias por enseñarme a amar cada día más a DIOS y sobre todo gracias por estar siempre a mi lado.

Al Ing. Juan Manuel Ortiz Afanador por el compromiso y la dedicación a este proyecto, a mis compañeros de trabajo y en especial al Ing. Hector Hernando Bernal Luzardo por compartir ese conocimiento tan valioso como es la experiencia adquirida por los años. Y por último a la Universidad Industrial de Santander por permitir realizar y culminar este sueño tan importante para mi crecimiento profesional y personal.

Mil y Mil Gracias.
Omar Yassed Cruz Ruiz

Mi más sincero agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander (UIS) y en ella a todos los distinguidos docentes quienes con su profesionalismo y ética, marcaron cada etapa de nuestro camino universitario.

A nuestro Director, el Ing. Manuel Enrique Cabarcas, quien ha sido la guía idónea durante todo el proceso que ha llevado la realización de este trabajo, por su tiempo brindado y ayuda con las asesorías y aclaración de dudas presentadas en la elaboración del mismo.

Al Ing. Nicolás Santos Santos, por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y al Ing. Juan Manuel Ortiz Afanador, por su tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional.

A mi colega, el Ing. Omar Cruz, con quien tengo el privilegio de compartir este trabajo, por ser pieza clave para el desarrollo del mismo y sobre todo por la amistad brindada durante el recorrido de este arduo camino.

Finalmente a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de este trabajo.

¡A todos ellos, muchas gracias!
Deiber Alfonso Gonzalez Acevedo

DEDICATORIA

A mis Padres y Hermanos por todo el amor y comprensión, son y seguirán siendo mi fuente de inspiración en mi proyecto de vida; les debo todo lo que soy, mi reflejo como profesional y como persona. Gracias por ser siempre parte este gran logro.

A mi amor Maryori J. Martinez Nieto que siempre está presente en mi mente y quien me brinda ese sentimiento de cariño y ternura en cada momento de mi vida. ¡Tu felicidad es mi felicidad!

A todos aquellos que me brindaron ayuda y que aún siguen trabajando por mejorar y lograr las metas que se proponen.

Atentamente,

Omar Yassed Cruz Ruiz

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo este proceso de formación.

A mi esposa, quien me brindó su amor, su estímulo y su apoyo constante. Su cariño, comprensión y paciente espera para que pudiera terminar este trabajo son evidencia de su gran amor.

A mis padres, no hay un día en el que no le agradezca a Dios el haberme colocado entre ustedes, la fortuna más grande es tenerlos conmigo y el tesoro más valioso son todos y cada uno de los valores que me inculcaron. Mi triunfo es el de ustedes.

A mis hermanos, que nunca dudaron que lograría este triunfo y a todos aquellos familiares y amigos que se me escapan en este momento.

Atentamente,

Deiber A. Gonzalez Acevedo

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCION	22
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	22
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	22
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO	24
1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	25
1.5 JUSTIFICACIÓN	26
1.6 OBJETIVOS	
1.6.1 Objetivo General	26
1.6.2 Objetivos Específicos	26
2. MARCO TEORICO	28
2.1 GAS NATURAL	28
2.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	31

2.2.1	Clasificación de acuerdo a su Composición	31
2.2.2	Clasificación de acuerdo a su Localización en el Subsuelo	32
2.3	USO DEL GAS NATURAL	32
2.4	MEDICIÓN DEL GAS NATURAL	33
2.4.1	Cumplimiento de estándares y regulaciones	34
2.4.2	Sistemas de medición	35
2.4.3	Perfil del flujo y efectos de la medición de fluidos	35
2.4.3.1	Flujo en las Tuberías	35
2.4.3.1.1	Flujo Laminar	36
2.4.3.1.2	Flujo Turbulento	37
2.4.3.1.3	Remolinos y Distorsión	38
2.4.3.1.4	Pulsaciones	38
2.4.4	Tipos de Medidores	39
2.4.4.1	Platina de Orificio	40

2.4.4.1.1 Principio de Operación	41
2.4.4.1.2 Ecuaciones y Normatividad	41
2.4.4.1.3 Operación	47
2.4.4.1.4 Beneficios e Inconvenientes	49
2.4.4.1.5 Rango de Operación	49
2.4.4.1.6 Mantenimiento y Manejo	50
2.4.4.2 Turbina	52
2.4.4.2.1 Principio de Operación	52
2.4.4.2.2 Normatividad y Estándar	53
2.4.4.2.3 Operación	54
2.4.4.2.4 Beneficios e Inconvenientes	57
2.4.4.2.5 Rango de Operación	57
2.4.4.2.6 Mantenimiento y Manejo	58
2.4.4.3 Ultrasónicos	59
2.4.4.3.1 Principio de Operación	60

2.4.4.3.2 Normatividad y Estándares	61
2.4.4.3.3 Operación	63
2.4.4.3.4 Beneficios y Desventajas	65
2.4.4.3.5 Rango de Operación	66
2.4.4.3.6 Operación y Mantenimiento	67
2.4.5 Transductores	67
2.4.5.1 Presión	67
2.4.5.1.1 Presión Diferencial	67
2.4.5.1.2 Presión Estática	68
2.4.5.2 Temperatura	69
2.4.5.3 Densidad	70
2.4.5.4 Calibración de los elementos del Medidor	70
3. DESARROLLO DEL TRABAJO	72
3.1 CONDICIONES OPERATIVAS	72
3.1.1 Platina de Orificio	72

3.1.2 Presión Diferencial	75
3.1.3 Presión Estática	76
3.1.4 Temperatura del Gas Natural	76
3.1.5 Rango de Flujo del Gas Natural	77
3.2 CONDICIONES DE CALIDAD DEL SISTEMA	78
3.3 CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES Y NORMATIVIDAD	80
3.3.1 Relación entre Diámetros (Factor Beta)	80
3.3.1.1 Calculo de la Curva de Presión Diferencial Versus Factor Beta a las Condiciones actuales de Operación (Platina de 16 in)	81
3.3.1.2 Calculo de la Curva de Presión Diferencial Versus Factor Beta a las Condiciones actuales de Operación (Platina de 8 in)	82
3.3.2 Longitud del Tubo de Medición	83
3.3.3 Empaque de la Platina de Orificio	86
3.3.4 Caída de Presión del Sistema de Medición	86
3.3.5 Tubo de Medición	82
3.3.6 Rugosidad de la Tubería	87

3.3.7	Diámetro del Tubo de Medición	88
3.3.8	Bridas de Orificio	88
3.3.9	Muestreo	89
3.3.10	Transmisores de Presión y Temperatura	89
3.4	EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA ENTRE LAS TECNOLOGÍAS PLATINA DE ORIFICIO, TURBINA Y MEDIDOR ULTRASÓNICO	90
3.4.1	Evaluación Económica	90
3.4.2	Evaluación Técnico	94
3.5	MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE CANTIDADES VOLUMÉTRICAS DE GAS	96
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103
	BIBLIOGRAFIA	106
	ANEXOS	108

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Ubicación de la Planta de Gas el Centro. Ecopetrol S.A	22
Figura 2: Esquema actual de la Planta de Gas del Centro. Ecopetrol S.A	24
Figura 3: Perfil de Flujo Laminar	36
Figura 4: Perfil de Flujo Turbulento	37
Figura 5: Perfil de Flujo Swirl y distorsión	38
Figura 6: Medidor Tipo Platina de Orificio	41
Figura 7: Longitudes aguas arriba y abajo permisible para Medidor Tipo Platina de Orificio	46
Figura 8: Incertidumbre en función del factor beta	47
Figura 9: Rango de Operación de los Medidores de Orificio	50
Figura 10: Medidor Tipo Turbina	52
Figura 11: Instalación de un Medidor de Turbina	53
Figura 12: Diagrama Operativo de un Sistema de Medición de Turbina	56

Figura 13: Rango de Operación del Medidor de Turbina	58
Figura 14: Clasificación de Medidores de turbina	60
Figura 15: Medidor Ultrasónico	61
Figura 16: Rango de Operación del Medidor Ultrasónico	66
Figura 17: Ubicación del Sistema de Medición de Gas de recibo Opón.	72
Figura 18: Estado actual de la Platina de Orificio	74
Figura 19: Platina de Orificio y Porta Platina.	74
Figura 20: Comportamiento de la presión diferencial.	75
Figura 21: Comportamiento de la presión estática	76
Figura 22: Comportamiento de la Temperatura en el Gas de Opón.	77
Figura 23: Comportamiento del Flujo de Gas	77
Figura 24: Contracción y Expansión en una Tubería.	85
Figura 25: Sistema de Medición de 8 pulgadas Daniel.	87
Figura 26: Componentes de transporte en tarifa a usuario final \$/m ³	93
Figura 27: Comparativo Calculo Computador de Flujo versus Algoritmo	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Composición Química del Gas Natural	28
Tabla 2: Especificaciones de Calidad del Gas Natural RUT	29
Tabla 3: Uso del Gas Natural.	33
Tabla 4: Clasificación de Medidores de Gas Natural	39
Tabla 5: Requerimientos de Diámetros de tubería en función del factor beta	47
Tabla 6: Calidad del Gas de Opón	78
Tabla 7: Comportamiento del Factor β a condiciones de Operación	81
Tabla 8: Comportamiento del Factor β con una tubería de 8"	82
Tabla 9: Verificación Individual de los elementos asociados al Sistema de Medición.	89
Tabla 10: Errores máximos permitidos para sistemas de Medición	90
Tabla 11: Costos del Elementos primarios para la medición de Gas.	91

Tabla 12: Costos instrumentación asociada y accesorios para la medición de Gas	92
Tabla 13: Rutinas de Mantenimiento preventivo Base para los elementos asociados al Sistema de Medición	92
Tabla 14: Costos de Mantenimiento de la instrumentación asociada al Sistema de Medición	93
Tabla 15: Calculo del Periodo de recuperación de la inversión Inicial a 5 años	94
Tabla 16: Comparativo Técnico de las tres tecnologías (Cualitativo y Cuantitativo)	96

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A: Reporte de configuración del computador de flujo	108
Anexo B: Rutinas de Mantenimiento Preventivo Base Ecopetrol S.A	109
Anexo C: Fotos Platina de Orificio e Instrumentación Asociada Actual	113
Anexo D: Condiciones Técnicas para la Instalación de una Platina de Orificio	115
Anexo E: Ejemplo de Cálculo del Caudal en una Platina de Orificio	120
Anexo F: Calculo de errores en una platina de orificio	121
Anexo H: Estándares de errores en un medidor ultrasónico	122

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL RECIBO DE GAS OPÓN EN LA PLANTA DE GAS EL CENTRO PERTENECIENTE A LA SUPER- INTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES. ECOPETROL S.A.*

AUTOR: OMAR YASSED CRUZ RUIZ / DEIBER ALFONSO GONZALEZ ACEVEDO**

PALABRAS CLAVES: MEDICIÓN, PLATINA DE ORIFICIO, GAS, FLUIDO, ECOPETROL.

RESUMEN:

Mediante el presente trabajo se establecen las especificaciones y requerimientos necesarios para la instalación de un medidor que garantice una medición con baja incertidumbre y alta exactitud en una línea de 16 pulgadas de recibo gas Opón ubicado la Planta de gas del Centro teniendo en cuenta los parámetro contemplados en las normas: MMH, AGA 3, ISO 9001:2000, API MPMS, ASTM.

Se evaluó el Sistema de Medición actual para el recibo de gas, la cual y basado en los estándares internacionales AGA y API está generando una alta incertidumbre en la determinación de volúmenes; dado al sobre dimensionamiento del elemento primario el cual no es adecuado, ya que actualmente la Planta de Gas recibe un flujo promedio de 1.200.000ft³/día sin embargo su diseño inicial fue de 110.000.000ft³/día y teniendo en cuenta que los medidores tipo Orificio dependen directamente de las condiciones de flujo, velocidad, tipo de fluido y las variables como la temperatura y presión.

Se realizó una evaluación técnico – económica entre las tecnologías platina de orificio, turbina y ultrasónica. Evidenciando que aunque los medidores de turbina y ultrasónicos garantizan una buena medición con un error máximo de $\pm 1\%$ del caudal de transición a caudal máximo, sus costos de instalación, mantenimiento y calibración hacen que para esta aplicación el elemento primario de platina de orificio sea el más adecuado asegurado una óptima medición.

Basado en el Estándar AGA Reporte N°3 y AGA Reporte N°8 se elabora un modelo matemático para determinar las cantidades del recibo de gas Opón en la Planta de gas en estado estacionario; basado en las mejores prácticas industriales se generaron recomendaciones para la correcta instalación y mantenimiento del Sistema de Medición de Gas seleccionado para esta aplicación garantizar medidas justas y exactas minimizando cada día más el presupuesto de la incertidumbre en la medición.

* Proyecto de Grado

** Facultad: CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS. Escuela. INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Director: MANUEL ENRIQUE CABARCAS

SUMMARY

TITLE: EVALUATION AND MEASUREMENT SYSTEM SELECTION FOR RECEIPT OPON GAS IN EL CENTRO GAS PLANT FOR THE SUPERINTENDENCIA DE MARES FOR ECOPETROL S.A*

AUTHOR: OMAR CRUZ RUIZ / DEIBER ALFONSO GONZALEZ ACEVEDO**

KEY WORDS: MEASUREMENT, ORIFICE PLATE, GAS, FLUID, ECOPETROL.

CONTENT:

Through this work is establish the specifications and requirements for the installation of a meter to ensure low uncertainty measurement with high accuracy and a 16-inch gas Opón receipt located at El Centro Gas Plant belonging to Ecopetrol considering the parameter specified in the rules: MMH, AGA 3, ISO 9001:2000, API MPMS, ASTM.

Was initially evaluated current measurement system for Opón gas receipt in El Centro Gas Plant, which, based on international standards AGA and API is generating high uncertainty in the determination of volumes received, this due to the envelope dimensioning of the primary element which is not appropriate because the Gas Plant currently receives an average flow of 1,200,000 ft³/day initial design however was 110,000,000 cubic feet of gas per day and considering that hole-type meters are directly dependent on the flow conditions, speed, type of fluid and the process variables such as temperature and pressure.

Subsequently a technical - economical evaluation between technologies orifice plate, turbine and ultrasonic ensure a measurement of Opón Gas receipt with low uncertainty, with high accuracy and compliance with high standards. Making clear that although the turbine meters and ultrasonic ensure good measurement with a maximum error of $\pm 1\%$ of flow to maximum flow transition, installation costs, maintenance and calibration make this application the parent of orifice plate is the appropriate secured more optimal measurement.

Based on the Standard AGA Report No. 3 and AGA Report No. 8 was elaborated a mathematical model for the determination of the quantities of gas volumetric Opón receipt Processing Plant in steady state, and based on industry best practices were generated recommendations for the proper installation and maintenance of Gas Measurement System selected for this application ensure fair and accurate measures every day minimizing the budget of the measurement uncertainty.

* Graduation Project

** Department: CIENCIAS FISICOQUÍMICAS. School. INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Manager: MANUEL ENRIQUE CABARCAS

INTRODUCCIÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

En Colombia existe en la actualidad varios campos de producción de gas natural los cuales están distribuidos en todo el país y son transportados desde las zonas de producción hasta las plantas de tratamiento o en algunos casos directamente a las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT), el cual fue creado bajo el Decreto 1493 del 2003 por el Ministerio de Minas y Energías (MME). Uno de los yacimientos de gas que creó una gran expectativa de producción en 1996 fue el descubierto en Opón, municipio de Cimitarra (Santander), y que iba a ser uno de los principales campos en aportar a las reservas para el plan de masificación de gas natural en el país, el cual resultó ser una frustración.

En consecuencia, se realizaron una serie de millonarias inversiones por parte de Ecopetrol y la multinacional estadounidense AMOCO que culminó con la creación de un gasoducto de 16" el cual proviene del Campo Opón y que culmina en la Refinería de Barrancabermeja (GRB). Se dio inicio a la construcción y puesta en funcionamiento entre 1996 y diciembre de 1997 con más de 100 Km de longitud y una capacidad de manejo de 160 MPCSD. Este gasoducto cruza por los municipios de Chimitarra, Puerto Parra, Simacota y Barrancabermeja atravesando los ríos de Opón y la Colorada, operada por la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Actualmente la Planta de Gas del Centro pertenece a la Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol S.A de la Gerencia Regional Magdalena Medio la cual está ubicada en el corregimiento El Centro del Municipio de Barrancabermeja del Departamento de Santander, Colombia.

Figura 1: Ubicación de la Planta de Gas el Centro [1].



Fuente: Ecopetrol S.A.

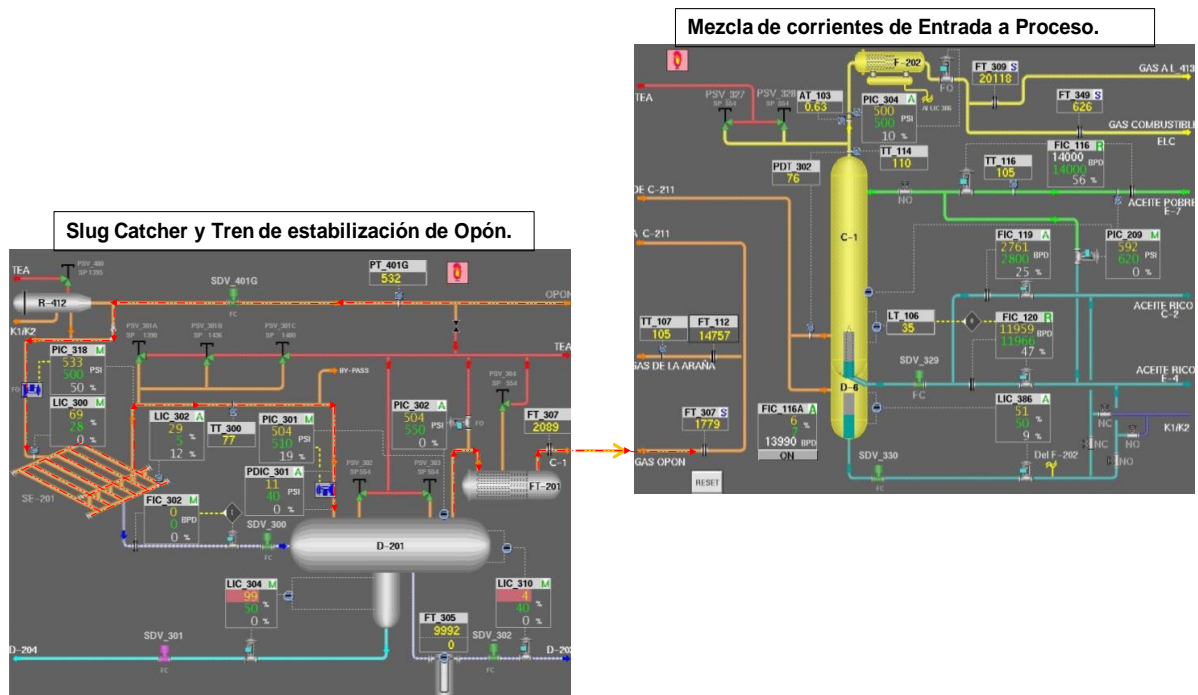
Desde el Campo Opón a la Planta de procesamiento El Centro hay un trayecto de aproximadamente 75 Km en la cual y para facilitar su operación y control se encuentran siete válvulas de seccionamiento que cierran automáticamente por alta presión, por baja presión o por diferencial de presión (ruptura de la línea). Desde la Planta de Gas del Centro hasta la Refinería de Barrancabermeja existen aproximadamente 25 Km de gasoducto con 4 válvulas de seccionamiento que cumplen la misma función del tramo antes mencionado.

¹ http://www.ecopetrol.com.co/multimedias_gas/mapa_gasoductos_campos_gas.pdf

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO

Una vez la Planta de Gas El Centro recibe el gas rico del Campo Opón, este es transportado a través del tramo 1 del gasoducto Opón-GRB, junto con el condensado producido en el campo (Ver Figura 2).

Figura 2: Esquema actual de la Planta de Gas del Centro.



Fuente: Ecopetrol S.A.

La mezcla de gas y condensado se recibe en el slug-catcher de la Planta que recogen el gas con el fin de amortiguar las pulsaciones y permite retirar la mayor cantidad de condensado. El líquido remanente es retirado en el tren de estabilización de Opón. Una vez el gas es separado del condensado, la corriente de gas de Opón de transferencia en custodia es medida en el computador de flujo (FT307) con lo cual se establecen las cantidades volumétricas de gas recibido por la Planta. Posteriormente a ello, se mezcla con las corrientes provenientes de los

Campos Lisama y la Cira Infantas, y es procesada con el propósito de retirar los líquidos condensables (propano, butano y gasolina). El gas finalmente es comprimido y enviado por un tramo de aproximadamente 25 Km que termina en la Refinería de Barrancabermeja.

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Ecopetrol S.A. actualmente se encuentra en crecimiento continuo contemplando dentro de sus objetivos principales la determinación volumétrica y contabilización de cantidades de hidrocarburos líquidos y gaseosos asegurando la calidad de la información garantizando siempre la oportunidad, confiabilidad e integridad de los datos, siendo la fuente primaria de información los Sistemas de Medición los cuales y basado en sus incertidumbres genera diferencias volumétricas que son determinadas mediante la ecuación de balance regida por la Ley de la Conservación de la Materia.

La Planta de Gas de proceso El Centro inicialmente fue diseñado recibir una cantidad de aproximadamente 110.000.000 de pies cúbicos por día de gas rico provenientes del Campo Opón, sin embargo actualmente está recibiendo 1.200.000 pies cúbicos días ocasionando un cambio en su capacidad de carga y en las variables operativas como son la presión, caudal y temperatura del flujo. Los factores expuestos anteriormente, afectan la medición volumétrica y por tanto todos los procesos asociados al control, transferencia, recuperación y balance los cuales se traducen en pérdidas no identificadas para la empresa afectando los costos de producción y venta de estos productos. Es por ello que se hace necesario realizar este estudio con el fin de conocer las condiciones actuales de los sistemas de medición y garantizar mediante el análisis de las variables de proceso una buena medición con baja incertidumbre, alta exactitud y cumpliendo siempre con los altos estándares internacionales y gubernamentales expuestos en el Reglamento Único de Transporte (RUT).

1.5 JUSTIFICACIÓN

ECOPETROL S.A. está comprometido con el aseguramiento de los sistemas de medición para transferencia de custodia, con el fin de garantizar a los clientes medidas justas y exactas minimizando cada día más el presupuesto de la incertidumbre en la medición. Es por ello que se hace inminente realizar una evaluación al Sistema de Medición actual debido al cambio de las condiciones de operacionales, las cuales no están garantizando una medida confiable.

1.6 OBJETIVOS

1.6.1 Objetivo General

Evaluación y selección de un Sistema de Medición para el recibo de Gas Opón en la Planta de Gas El Centro perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol S.A. teniendo en cuenta los parámetros contemplados en las normas: MMH (Manual de Medición de Hidrocarburos de Ecopetrol S.A.), Normas AGA, ISO 9001:200, API MPMS, GPA y ASTM.

1.6.2 Objetivos Específicos

Mediante la evaluación y selección de un sistema de medición de Gas de entrada de Gas Opón se busca:

- a. Evaluar el Sistema de Medición actual para el recibo de Gas Opón en la Planta de Gas El Centro perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares.
- b. Realizar una evaluación técnico – económica entre las tecnologías platina de orificio, turbina y ultrasónica que garantice una medición con baja incertidumbre, con alta exactitud y cumpliendo con altos estándares contemplados en las normas internacionales.

- c. Elaborar un moldeamiento matemático para la determinación de las cantidades volumétricas del recibo de Gas Opón en la Planta de Procesamiento El Centro basado en el sistema de Medición Seleccionado para esta aplicación.
- d. Recomendaciones para la correcta instalación del Sistema de Medición de Gas seleccionado para esta aplicación.

MARCO TEORICO

2.1 GAS NATURAL

El Gas Natural, es un energético de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento las cuales pueden ser de origen estructural o estratigráfico; y se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa^[2].

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno (Tabla 1).

Tabla 1: Composición Química del Gas Natural

Hidrocarburo	Composición Química	Rango(en %)
Metano	CH ₄	91-95
Etano	C ₂ H ₆	2-6
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-2
Propano	C ₃ H ₈	0-2
Nitrógeno	N	0-1

Fuente: Ecopetrol

² BORRAS BRUCART Enrique. Gas Natural: características, distribución y aplicaciones industriales". En: Editores Tecnicos asociados. 1987.

La calidad del gas natural que puede ser comercializada en Colombia está definida por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT^[3]. Este reglamento es expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, adscrita al Ministerio de Minas y Energías. Las especificaciones de Calidad definidas por el RUT para que el Gas Natural pueda ser comercializado (gas de venta) se muestra a continuación (Tabla 2). Por ello el gas de producción el cual sale de los yacimientos debe ser tratado mediante procesos de separación, endulzamiento (remoción de gas ácido), deshidratación (control del punto de rocío de agua), control de punto de rocío por hidrocarburo (recobro de líquidos del gas natural, LGN) y fraccionamiento o procesamiento. Estas actividades son desarrolladas en una Planta de Proceso o de tratamiento de gas.

Las principales ventajas del gas natural son las siguientes:

- No requiere mayor infraestructura para su uso, como tanques de almacenamiento, bombas, intercambiadores de calor, etc.
- No requiere procesamiento previo o posterior a su uso en el punto de consumo, a diferencia de otros energéticos como el carbón que requiere molienda previa y remoción de cenizas después de su uso.
- Es seguro en caso de fugas, debido a que se disipa fácilmente por el aire disminuyendo el riesgo de explosión generado por altas concentraciones.
- Es más amigable con el medio ambiente (energía más limpia).
- La frecuencia de mantenimiento de los equipos que operan con gas natural es menor si se compara con la requerida por equipos que utilizan otros energéticos.

³ Reglamento Único de Transporte – RUT (Resolución CREG 071 de 1999)

Tabla 2: Especificaciones de Calidad del Gas Natural RUT⁴

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.10%	0.10%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Fuente: RUT

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Las propiedades del Gas Natural son calculadas con base en el conocimiento de las propiedades de los componentes puros combinados con la medición de la cantidad de cada componente en el flujo del gas. Este no es un proceso simple debido a la interacción molecular entre cada elemento del gas. Los estándares “Factor de Compresibilidad del Gas Natural y otros hidrocarburos gaseosos”, AGA

⁴ Reglamento Único de Transporte – RUT (Resolución CREG 071 de 1999)

8; API 14.2 (Asociación Americana del Gas) “Comité de transmisión de Medición” Reporte 8; Instituto Americano del Petróleo, MPMS Capitulo 14.2, son usados y aceptados por la industria para estimar las propiedades de los componentes, los coeficientes de interacción y métodos de cálculo del factor de compresibilidad del gas Natural.

2.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

El Gas natural puede ser clasificado de acuerdo a su composición física química la cual va relacionada con su estructura molecular y de acuerdo a su locación en el subsuelo.

2.2.1 Clasificación de acuerdo a su Composición

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

Gas Pobre: También llamado Gas Seco, es aquel gas que está formado en su mayoría por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrogeno.

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

Gas Dulce: es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) de H_2S y CO_2 .

2.2.2 Clasificación de acuerdo a su Localización en el Subsuelo

Gas Asociado: Es el gas disuelto o separado del petróleo (capa de gas) en yacimientos petrolíferos. Este gas ocurre asociado al petróleo en yacimientos subterráneos donde a causa de su segregación gravitacional constituye la capa superior de las fases (gas, petróleo, agua) que normalmente se presentan en un yacimiento^[5].

Gas No Asociado: Es aquel que esta solo con agua, con nata en yacimientos de gas seco.

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

2.3 USO DEL GAS NATURAL

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia. En el siguiente cuadro se presentan algunas de las aplicaciones más comunes del gas natural:

⁵BORRAS BRUCART Enrique. Gas Natural: características, distribución y aplicaciones industriales". En: Editores Tecnicos asociados. 1987.

Tabla 3: Uso del Gas Natural.

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor
	Industria de alimentos
	Secado
	Cocción de productos cerámicos
	Fundición de metales
	Tratamientos térmicos
	Temple y recocido de metales
	Generación eléctrica
	Producción de petroquímicos
	Sistema de calefacción
	Hornos de fusión
Comercio y Servicios	Calefacción central
	Aire acondicionado
	Cocción/preparación de alimentos
	Agua caliente
Energía	Cogeneración eléctrica
	Centrales térmicas
Residencial	Cocina
	Calefacción
	Agua caliente
	Aire acondicionado
Transporte de pasajeros	Taxis
	Buses

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes ^[6]

2.4 MEDICIÓN DEL GAS NATURAL

En orden de importancia, las razones para realizar una buena medición del Gas Natural son: el dinero y el control y gestión de la vida útil de la tubería.

⁶ <http://www.innergy.cl>

Facturación: El dinero inmediato es la primera razón para realizar una buena medición. En la operación de transporte por tuberías es la medición del producto hidrocarburo quien provee tanto las cuentas por cobrar como la información de facturación de cuentas a pagar. Si contractualmente no es aceptado medir los traslados de volúmenes entre el productor, el transportador y el consumidor final, entonces no existirá el concepto de transferencia.

Los costos de operación: La medición de la cantidad de producto que va a lo largo, y fuera de un sistema de tuberías se requieren para la operación segura, eficiente y rentable del gasoducto.

Costo de Activos: La medición y control de contaminantes de los gasoductos es un componente necesario para la vida útil de los activos y gestión de riesgos. La vida útil de los gasoductos puede ser extendido o reducido dependiendo de la calidad del diseño y el funcionamiento del sistema de medición utilizado.

2.4.1 Cumplimiento de estándares y regulaciones

Numerosos estándares gubernamentales, códigos industriales regulados y normas se han establecido para simplificar la aceptación contractual de los distintos métodos de medición del Gas Natural. La importancia de la aceptación contractual de las prácticas de medición estándar se puede resaltar con un ejemplo muy simple. La industria de los estándares aceptados en general da una precisión de medición de gas natural de $\pm 1\%$. Si, para mantener este sencillo ejemplo, el costo del gas natural es de \$ 1 por cada 1.000 PCSD, un sesgo de 1% en 1.000 MMPCSD, puede dar lugar a errores de facturación en exceso de \$ 300.000 por mes. Es sólo la aceptación contractual de las normas de medición que mantiene cada una de estas operaciones bajo control y conciliación entre las partes.

2.4.2 Sistemas de medición

Hoy en día la industria espera una medición altamente confiable y precisa el cual se logra mediante la formulación de un sistema de medición completo. El cumplimiento de los requisitos de precisión implica conocer las limitaciones de los distintos estándares, verificar y calibrar los elementos que hacen parte del Sistema de Medición y elegir correctamente:

- Medidores de flujo
- Transductores
- Tubería de distribución
- Los dispositivos de medición de registro y almacenamiento
- Datos de comunicaciones metodológicas

Para asegurarse de que dicho sistema es fiable, se requiere una apreciación tanto de la seguridad y de la operación de tener contaminantes en la corriente de flujo. Esta comprensión también revela cómo un sistema de medición bien diseñado puede ser usado para prolongar la vida de las instalaciones de tuberías, de compresión y medición.

2.4.3 Perfil del flujo y efectos de la medición de fluidos

2.4.3.1 Flujo en las Tuberías

Para cada una de las técnicas de medición presentadas a continuación (sección 2.4.4) se debe tener en cuenta que el fluido deberá estar en lo posible limpio, en una sola fase y con condiciones físicas y térmicas homogéneas. Adicionalmente hay que tener en cuenta que basado en los requerimientos establecidos en los mejores estándares para la medición se recomienda un flujo plenamente desarrollado y sin pulsación:

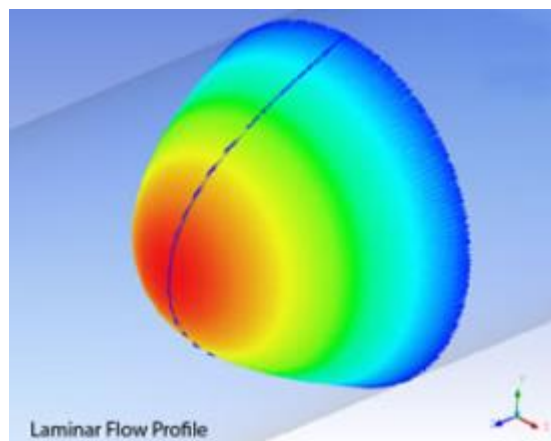
- ✓ AGA 3: “con el fin de asegurar una medición con precisión, el fluido deberá ingresar a la platina de orificio con un perfil totalmente desarrollado, libre de turbulencias y vórtices.”
- ✓ ISO 5167: “instale la tubería de tal manera que las condiciones de flujo aguas arriba sea suficientemente próximas a las de un perfil totalmente desarrollado y libres de remolino.”

Los requerimientos establecidos en los estándares para un número mínimo de diámetros aguas arriba de los medidores platina de orificio o turbinas intentan asegurar un flujo totalmente desarrollado antes de realizar la medición.

2.4.3.1.1 Flujo Laminar

El flujo Laminar se caracteriza por tener una velocidad baja del gas en las tuberías; esta es tipificada mediante un gráfico perfil de velocidad parabólica (Figura 3). La condición primordial para que el flujo sea catalogado como Laminar es que el Reynolds sea menor de 2000.

Figura 3: Perfil de Flujo Laminar



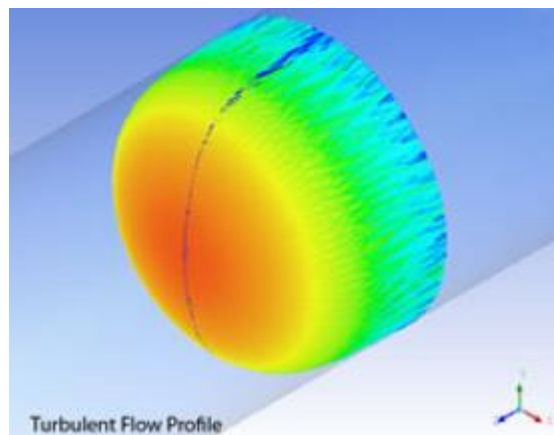
Fuente: <http://www.innenergy.cl>

2.4.3.1.2 Flujo Turbulento

Cuando la velocidad del gas se incrementa en una tubería el perfil de flujo se convierte en turbulento, el cual tiene la característica de presentar achatamiento en la parábola generada por la velocidad del flujo tal y como se muestra en la figura 4. Se aprecia que la velocidad tiende a ser igual en todos los puntos de la gráfica, este detalle depende de del número de Reynolds del fluido. La condición primordial para que el flujo sea catalogado como turbulento es que el Reynolds sea mayor de 4000.

Normalmente los perfiles laminares tienen flujos viscosos en el interior de las tuberías con diámetros pequeños a bajas velocidades, mientras que los perfiles turbulentos tienen flujos viscosos relativamente bajos en el interior de las tuberías con diámetros grandes a altas velocidades.

Figura 4: Perfil de Flujo Turbulento



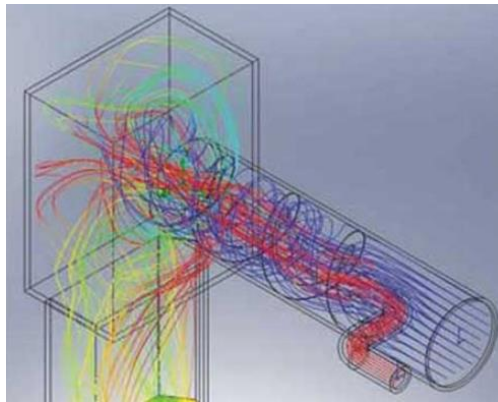
Fuente: <http://www.innenergy.cl>

Para el gas Natural se requiere que el perfil de flujo sea turbulento dado a que en este régimen la física del fluido es caótica y predecible. El fluido turbulento se clasifica en completamente desarrollado, en pseudo desarrollado o en desarrollado.

2.4.3.1.3 Remolinos y Distorsión

Los remolinos (swirl) y la distorsión del perfil del flujo presentado en las tuberías son condiciones en las cuales la velocidad del gas no es completamente paralela al eje de la tubería, caracterizándose por poseer un componente en espiral. Este tipo de fenómeno puede originarse por varios tipos de accesorios, pero en especial por arreglos de codos en planos perpendiculares, por ello se deben tener en cuenta al momento de diseñar los Sistemas de medición de gas en las estaciones de recibo y/o despachos.

Figura 5: Perfil de Flujo Swirl y Distorsión



Fuente: <http://www.innenergy.cl>

2.4.3.1.4 Pulsaciones

Las pulsaciones en los flujos de las tuberías son ocasionadas generalmente por equipos recíprocos, acción de las válvulas o flujo dinámico en estructuras resonantes de la tubería.

- ✓ AGA 3: “Las mediciones confiables de flujo no se puede conseguir con un medidor de orificio cuando pulsaciones apreciables están presentes en el punto de medición”
- ✓ ISO 5167: “El Caudal deberá ser constante o, en la práctica, sólo variar ligeramente y lentamente con el tiempo”

Nuevamente hay que tener en cuenta que este tipo de fenómenos al momento de diseñar los Sistemas de medición de gas en las estaciones de recibo y/o despachos.

2.4.4 Tipos de medidores

Los elementos de medición son clasificados en primarios, secundarios y terciarios los cuales son utilizados para determinar la cantidad y calidad de producto en un punto determinado. El elemento primario lo compone el medidor; los elementos secundarios incluyen equipos para la determinación de las variables de presión, temperatura, composición y otros parámetros de interés. Los elementos terciarios están compuestos por equipos electrónicos tales como los computadores de flujo, equipos de procesamiento de información, HMI, entre otros los cuales reciben la información de los elementos primarios y secundarios y los procesan mediante algoritmos de cálculos obteniendo los datos a condiciones estándares dentro de los límites establecidos y proveyendo un sistema de auditoria aceptable.^[7]

Tabla 4: Clasificación de Medidores de Gas Natural.

Energy Additive		Energy Extractive	
Discrete	Inferential	Discrete	Inferential
PD Pump	Magnetic	Sliding Vane	Turbine
	Ultrasonic without HPFC	Rotary	Ultrasonic with HPFC
	HPFC	Diaphragm	Thermal with HPFC
	Thermal without HPFC		Vortex
			Coriolis
			<i>Head Class</i>
			Orifice
			Venturi
			Subsonic Nozzle
			Pitot
			Sonic Nozzle

Fuente: Natural Gas Measurement Handbook. James E

⁷ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

Los medidores que dispone el mercado para servicio de transferencia de custodia y que poseen normativa internacional y gubernamental se clasifican en aquellos que imprimen energía al fluido y aquellos que extraen energía para determinar la rata de flujo (Tabla 4).

Por otro lado podemos clasificar los medidores de extraen energía del fluido según su tipo medición directa o indirecta (medición de una propiedad del fluido).

- Medidor tipo diferencial: Platina de orificio concéntrico.
- Medidor tipo lineal: Turbina
- Medidor tipo lineal: Ultrasónico
- Medidor tipo volumétrico: Diafragma Desplazamiento Positivo
- Medidor tipo volumétrico: Rotatorio Desplazamiento Positivo
- Medidor másico: Coriolis

La medición de fluidos aplica únicamente para condiciones de flujo en estado estacionario los cuales se encuentran limpios, en una sola fase, homogéneos, y considerados flujos newtonianos. Para el desarrollo de este estudio, nos enfocaremos en los tres primeros.

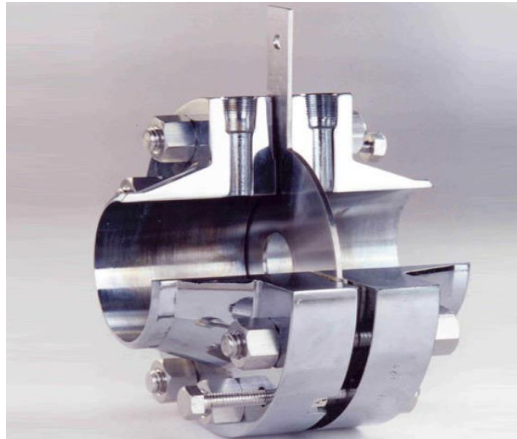
2.4.4.1 Platina de orificio

El primer mecanismo utilizado para la medición de gas fue la platina de orificio en donde el flujo pasa a través de él, esto debido a que la normatividad para diseñar un sistema de medición basado en este tipo de medidor esta utilizado para todos los tipos de medición en una estación determinada. La platina de orificio es también un buen ejemplo para demostrar la diferencia que existe entre los distintos tipos de normas y estándares existentes basados en un mismo principio de medición.

2.4.4.1.1 Principio de Operación

Este tipo de medidores está basado en el principio del teorema de Bernoulli el cual es función del diferencial de presión de la corriente, la velocidad y elevación de la misma. Este principio es aplicado tanto a los fluidos líquidos o gaseosos alterando siempre la velocidad de cierta manera en la sección del orificio siendo este proporcional al delta de presión. Los elementos primarios de este sistema de medición es la Platina de Orificio o un tubo Venturi; el elemento secundario requiere de un computador de flujo con el que se medirán las presiones estáticas y diferenciales del sistema y la temperatura del fluido.

Figura 6: Medidor Tipo Platina de Orificio



Fuente: <http://www.innergy.cl>

2.4.4.1.2 Ecuaciones y Normatividad

Las ecuaciones utilizadas para calcular el flujo a través de una platina para la transferencia de custodia están dadas por:

- ✓ AGA 3: “Manual Estándares para la Medición del Petróleo” Capitulo 14: Medición del Gas Natural, Sección 3: Medidor de Platina de Orificio con extremos concéntricos o cuadrados; Parte 1: Ecuaciones Generales y guía

de Incertidumbre”⁸

- ✓ ISO 5167: “Medición de flujo de fluidos por platinas de orificio, boquillas o tubos Venturi en conductos circulares de sección transversal de funcionamiento completo.”⁹

Como se puede apreciar en la figura 6, las tomas de presiones permiten que en cualquier posición de la Platina de Orificio va a ser la misma presión medida estando ubicadas 1 pulgada antes y después de la contracción de flujo. Este tipo de sistema es llamado “flange tap” o platina de brida las cuales están basadas las siguientes ecuaciones que requieren de la presión estática, diferencial de presión y temperatura del fluido usando estos puntos de toma. En caso de utilizar otro tipo de puntos para la toma de variables se requerirá otro tipo de estándar o normatividad.

$$q_m = C_d E_v Y \left(\frac{\pi}{4} \right) d^2 \sqrt{2 g_c \rho \Delta P} \quad (\text{Ec.1})$$

q_m = Rata de Flujo Masica

C_d = Coeficiente de Descarga de la Platina de Orificio

E_v = Factor de Velocidad de Enfoque

Y = Factor de Expansion

d

= Diametro interno de la platina de Orificio a Condiciones de Temperatura de Flujo

g_c = Constante dimensional de Conversión

ρ = Densidad del Fluido a condiciones de Operación

ΔP = Diferencial de Presión

El coeficiente de descarga de la platina de orificio es un valor empírico la cual es función del tamaño de la vena contractora a través del orificio para distintas ratas de flujo. Una ecuación que defina un apropiado valor del coeficiente de descarga

⁸ AGA Report 3 (AGA 3). Orifice Flow Meters for Natural Gas Measurement

⁹ ISO 5167

requiere el conocimiento de la rata de flujo. (Estimación Inicial del $C_d = 0.6$ es apropiado para comenzar los procesos de estimación, calculando el flujo, luego el nuevo coeficiente de descarga, se recalcula el flujo e iterar hasta que el cambio del flujo calculado sea el mínimo aceptable)

$$C_d(FT) = C_i(FT) + 0.000511 \left[\frac{10^6 \beta}{Re_D} \right]^{0.7} + (0.0210 + 0.0049A)\beta^4 C \quad (\text{Ec.2})$$

$$C_i(FT) = C_i(CT) + TapTerm \quad (\text{Ec.3})$$

$$C_i(CT) = 0.5961 + 0.0291\beta^2 - 0.2290\beta^8 + 0.003(1 - \beta)M_1 \quad (\text{Ec.4})$$

$$TapTerm = UpStrm + DnStrm \quad (\text{Ec.5})$$

$$UpStrm = [0.0433 + 0.0712e^{-8.5L_1} - 0.1145e^{-6.0L_1}](1 - 0.23A)B \quad (\text{Ec.6})$$

$$DnStrm = -0.0116[M_2 - 0.52M_2^{1.3}]\beta^{1.1}(1 - 0.14A) \quad (\text{Ec.7})$$

$$B = \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} \quad (\text{Ec.8})$$

$$M_1 = \max(2.8 - \frac{D}{4}, 0.0, M_2 = \frac{2L_2}{1 - \beta}) \quad (\text{Ec.9})$$

$$A = \left[\frac{19000\beta}{Re_D} \right]^{0.8} \quad (\text{Ec.10})$$

$$C = \left[\frac{10^6 \beta}{Re_D} \right]^{0.35} \quad (\text{Ec.11})$$

$C_d(FT)$ = Coeficiente de descarga a Reynolds especifico para tomas con briba

$C_i(FT)$ = Coeficiente de descarga a Reynolds infinito para tomas con briba

$C_i(CT)$

= Coeficiente de descarga a Reynolds infinito para medidores con tomas de esquina

d = diametro interno del borde de la platina interna a la temperatura de flujo

D = diametro interno de la tubería calculado a la temperatura de flujo

e = Constante 2.71828

L_1 = corrección dimensional para la ubicación de la conexión

N_4 = 1.0 cuando D es en pulgadas (= 25.4 cuando D es en milímetros)

Re_D = Numero de Reynolds

El número de Reynolds es uno de los parámetros básicos del análisis de flujo de fluidos y es usado para cuantificar, de modo adimensional la similitud de los patrones de flujo.

$$Re_D = \frac{4q_m}{\pi \mu D} \quad (\text{Ec.12})$$

El factor de velocidad de enfoque es usado para describir las limitaciones geométricas de la placa de orificio de una forma no dimensionada¹⁰:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}}, \beta = \frac{d}{D} \quad (\text{Ec.13})$$

E_v = Factor de Velocidad de Enfoque

β = Factor Beta

d = diametro interno del borde de la platina interna a la temperatura de flujo

D = diametro interno de la tubería calculado a la temperatura de flujo

Adicionalmente a las ecuaciones antes mencionadas existen requerimientos de instalación con el fin de generar un perfil de flujo similar a los experimentos que

¹⁰ SZABO Jason and VAN HARDEVELD Thomas. Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach". En: ASME PRESS. Vol.3, No 7, 2005 p. 57 -167

originaron un tipo de comportamiento base, dentro de ello se encuentra especificado la longitud de tramo recto aguas arriba y aguas abajo del medidor así como el uso de enderezadores de flujo aguas arriba del medidor. En general es usual el factor Beta como condicional para el diseño de los Sistemas de Medición basado en la Platina de Orificio.

La Normatividad ISO 5167 contempla dentro de su estándar una manera de calcular la rata de flujo másica para medidores de orificio tipo Flange Taps (Bribas).

$$q_m = CE\varepsilon \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2\Delta P \rho_1} \quad (\text{Ec.14})$$

q_m = Rata de Flujo Masico

C = Coeficiente de descarga

E = Factor de Velocidad de enfoque

ε = Factor de Expansión

d = Diametro Interno

ΔP = Diferencial de Presión

ρ_1 = Densidad del Gas a condiciones de Flujo

El coeficiente de descarga es determinado mediante la siguiente ecuación:

$$C = 0.5959 + 0.0312\beta^{2.1} - 0.184\beta^8 + 0.0029\beta^{2.5} \left[\frac{10^6}{Re_D} \right]^{0.75} + 0.0900L_1\beta^4(1 - \beta^4)^{-1} - 0.0337L_2'\beta^3 \quad (\text{Ec.15})$$

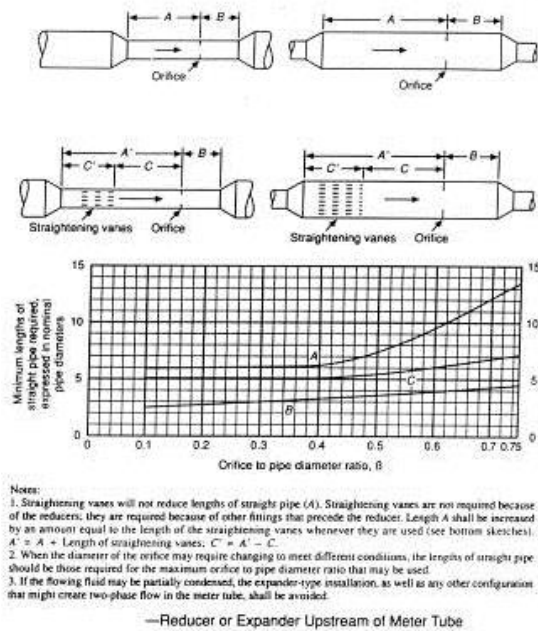
C = Coeficiente de Descarga para medidores Flange taps

$\beta = \frac{d}{D}$ (factor Beta)

Re_D = Numero de Reynolds del flujo de gas en el tubo de medición

$L_1 = L_2 = 0.06563$

Figura 7: Longitudes aguas arriba y abajo permissible para Medidor Tipo Platina de Orificio



Fuente: AGA 3

El factor de velocidad de enfoque se caracteriza por la geométrica del medidor de orificio y el factor de expansión dada por la siguiente ecuación:

$$E = (1 - \beta^4)^{-1/2} \quad (\text{Ec.16})$$

$$\varepsilon = 1 - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{\Delta P}{K P} \quad (\text{Ec.17})$$

$E = \text{Factor de velocidad de enfoque}$

$\varepsilon = \text{Factor de Expansión}$

$\beta = \text{Factor Beta}$

$\Delta P = \text{Presión Diferencial del Sistema}$

$K = \text{exponente isentropico de la corriente de Gas}$

$P = \text{Presión Estática del Sistema}$

El número de diámetros de tubería aceptados para garantizar un perfil de flujo completamente desarrollado se evidencia en la tabla 4 del ISO 5167.

Tabla 5: Requerimientos de Diámetros de tubería en función del factor beta

Meter Run - Dimension Specification (ISO 5167)								
Beta Ratio	Upstream Diameters					Downstream Diameters		
	Single 90 bend or tee	Two or more 90's in plane		Two or more 90's out of plane		Globe Valve (open)	Gate Valve (open)	All fittings
				Reducer	Expander			
<0.2	10	14	34	5	16	18	12	4
0.25	10	14	34	5	16	18	12	4
0.30	10	16	34	5	16	18	12	5
0.35	12	16	36	5	16	18	12	5
0.40	14	18	36	5	16	20	12	6
0.45	14	18	38	5	17	20	12	6
0.50	14	20	40	6	18	22	12	6
0.55	16	22	44	8	20	24	14	6
0.60	18	26	48	9	22	26	14	7
0.65	22	32	54	11	25	28	16	7
0.70	28	36	62	14	30	32	20	7
0.75	36	42	70	22	38	36	24	8
0.80	46	50	80	30	54	44	30	8

Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach"

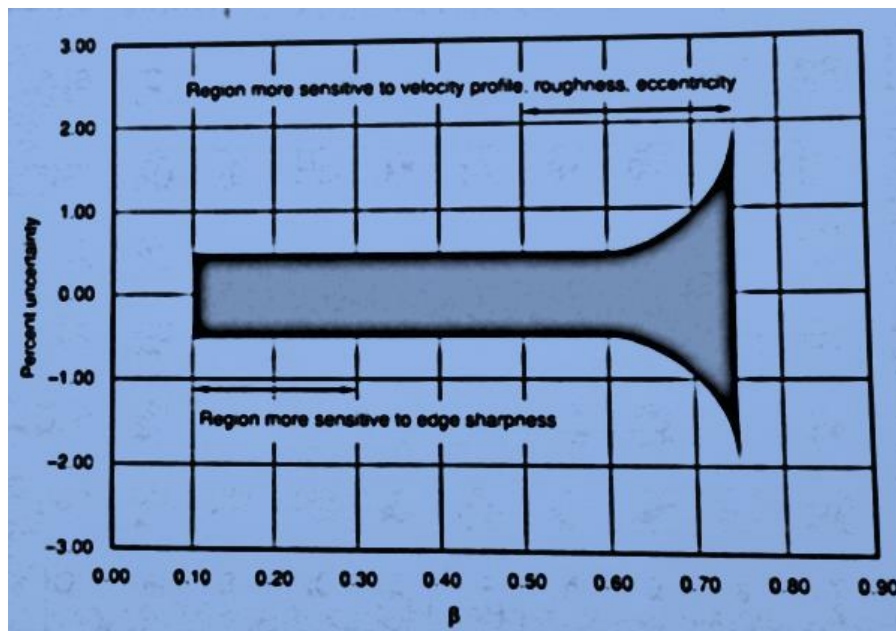
2.4.4.1.3 Operación

La mayor diferencia en la aplicación de los dos estándares anteriormente mencionado radica en el número requerido de diámetros con el fin de garantizar un perfil de flujo completamente desarrollado. Por lo general las industrias establecen estándares internos asegurando una mayor longitud recta que el mínimo requerido por los estándares aguas arriba y abajo del medidor.

La caída de presión alrededor del medidor de platina de orificio es típicamente limitado a un rango de operación entre 5000 a 50.000 Pa (20 a 200 inH₂O) los

cuales corresponden a el mayor y menor factor beta permisible por la norma. La Norma AGA 3 plantea que el factor beta está directamente relacionado con la exactitud de la medición (Figura 8), por ello, las compañías usan una combinación de estos efectos con el fin de garantizar una medición con baja incertidumbre y alta precisión¹¹:

Figura 8: Incertidumbre en función del factor beta



Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. “A practical Approach”

AGA 3: $\beta = 0.20$ a 0.75

ISO 5167: $\beta = 0.20$ a 0.75

CCAC: $\beta = 0.15$ a 0.70

Típicamente: $\beta = 0.20$ a 0.60 (Nivel Industrial)

Para una mejor estimación de la incertidumbre de la platina de orificio se pueden seguir los parámetros expuestos en el Anexo.^[12]

¹¹ ASME MFC-3M: Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi-Date of Issuance: 8/15/2005

¹² GALLAGHER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

2.4.4.1.4 Beneficios e Inconvenientes

Capacidad de Diseño:

Rango máximo de tamaño del Medidor: NPS 2 a NPS 30

Máximo $\beta = 0.6$, $Re=100 \times 10^6$

Mínimo $\beta = 0.2$ ($\beta = 0.25$ para NPS 2) $Re=4000$

Incertidumbre: $\pm 0.75\%$ a $\pm 1.50\%$

Ventajas:

Buena precisión

Diseño robusto

Simple y Fácil Mantenimiento

Dispositivo altamente utilizado

Desventajas:

Rango de flujo bajo para un solo plato (3:1)

Requieren equipos porta platinas de alta tolerancia y son susceptible a daños

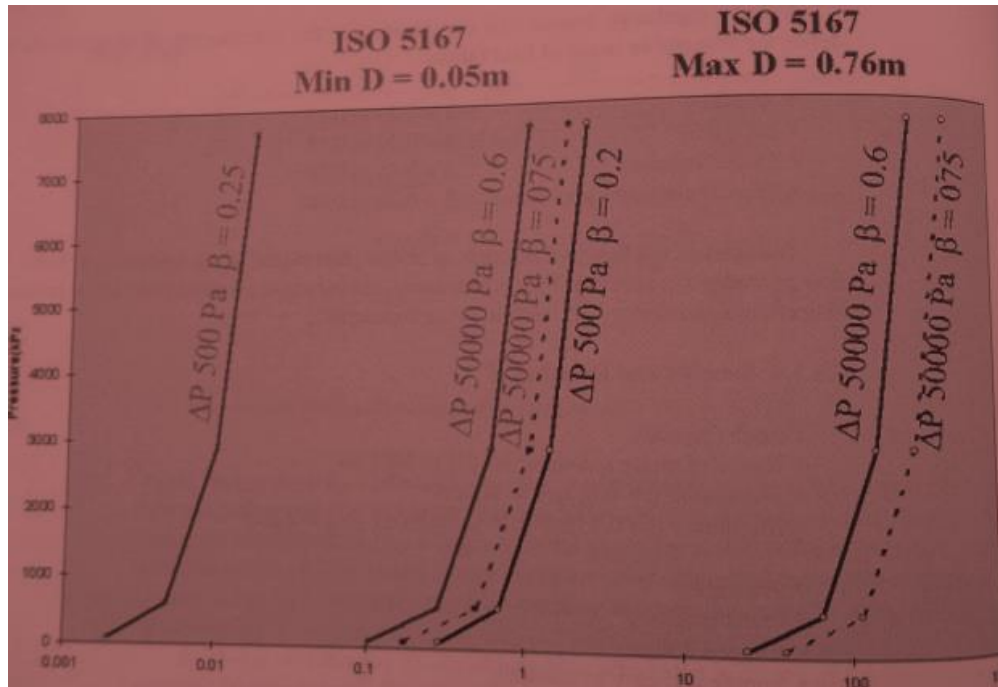
Altas caídas de presión requieren otro dispositivo de medición de caudal

Alto cambio en el flujo aumenta la incertidumbre en la medición

2.4.4.1.5 Rango de Operación

En la figura 9 se muestra los regímenes de flujo para los dos extremos los cuales están bajo el estándar ISO 5167. Para cada uno de los extremos, se asocia el máximo y el mínimo factor beta permitido (Beta de 0.6, se toma como máximo sin tener perdida de precisión en la medición) versus cuatro presiones para el gas.

Figura 9: Rango de Operación de los Medidores de Orificio



Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach"

La figura está dada en términos de presión del gas versus el logaritmo de la tasa de flujo másico del mismo. Cada tipo de medidor se describirá bajo esta misma grafica con el fin de realizar una fácil comparación entre ellos.

2.4.4.1.6 Mantenimiento y Manejo

Para permitir un rango de operación más amplio, las empresas manufactureras de medidores tipo platina de Orificio desarrollaron métodos con el fin de permitir cambiar las platinas y así mismo el factor beta garantizando una precisión mayor en el medidor. Los porta platinas permiten realizar esta actividad incluso con flujo de gas pasando por el medidor (Seniors, junior and simplex), así mismo, realizar las inspecciones, limpiezas y mantenimientos preventivos a los elementos primarios y secundarios del sistema de medición.

Algunos de los problemas de operación y mantenimiento a este tipo de medidores son los siguientes:

- Instalación de la Platina de Orificio; el biselado deberá ir aguas abajo y la cara cortante de la platina de orificio aguas arriba. El problema de la instalación es muy frecuente en la industria.
- Presencia de acumulación de sucio y residuos líquidos en la tubería (aguas arriba y aguas abajo del medidor)
- Presencia de acumulación de sucio y residuos líquidos en las paredes de la platina (aguas arriba y aguas abajo del medidor).
- Bordes redondeados (no cortante) o mellado aguas arriba de la placa de orificio.

De acuerdo con el AGA 3 se le debe verificar a una platina de orificio la redondez, los bordes, el espesor del orificio, el espesor de la placa, el bisel, la planitud y la rugosidad superficial adicionalmente en el proceso de inspección y verificación se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Diámetro del Orificio del Plato (Circularidad, diámetro)
- Redondez del orificio.
- Las caras de la Platina no deben tener ningún tipo de ralladura, mancha o doblez.
- La Platina no debe tener ningún tipo de depósito o corrosión en sus caras.
- Verificar el espesor de la Platina
- Angulo del bisel y longitud.
- Integridad de los sellos^[13]

¹³ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

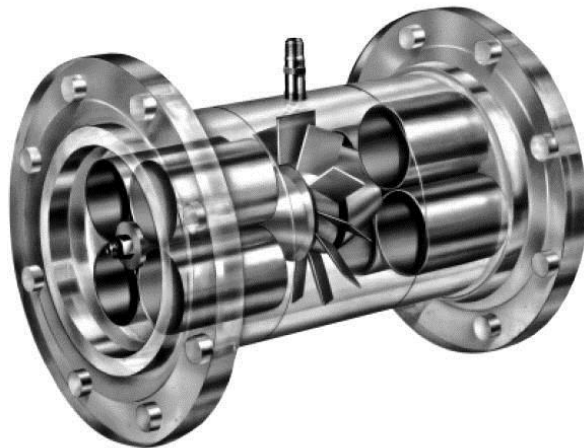
2.4.4.2 Turbina

Los medidores tipo Turbina son medidores de tipo inferencial los cuales se destacan por su exactitud y repetibilidad. Por estas dos cualidades son usados como patrones para la calibración de otros medidores de gas garantizando siempre un flujo en estado estable libre de pulsaciones de presión y partículas (líquidas y sólidas); fluido homogéneo monofásico y newtoniano [14]. Son utilizados ampliamente en la medición de gas desde hace varias décadas.

2.4.4.2.1 Principio de Operación

El medidor de turbina es un tipo de medidor de flujo axial en donde el fluido es medido mediante la velocidad del flujo que se genera axialmente sobre los alabes del rotor. Al pasar el flujo del gas a través de los alabes de medidor genera una velocidad angular la cual es aproximadamente proporcional a la velocidad del fluido que está siendo medido.

Figura 10: Medidor Tipo Turbina



Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach"

¹⁴ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

La velocidad angular del rotor puede ser medido de diferentes maneras dependiendo del diseño de cada compañía manufacturadora. Generalmente la velocidad es medida mediante detectores magnéticos que se encuentran alrededor del rotor los cuales generan pulsos en corriente alterna (AC) y son transmitidos a un contador mecánico que transduce esta información con base al tiempo en velocidad.

Para el buen funcionamiento de los medidores de turbina se deberá en caso de ser necesario instalar separadores, filtros o lavadores de gas con el fin de reducir al mínimo la presencia de partículas sólidas y líquidos condensados. Las partículas sólidas pueden tener un efecto abrasivo sobre las zonas vulnerables del medidor tales como cojinetes de la turbina, los bordes del estator y el rotor.

Los medidores de turbina no pueden exceder sus flujos o límites de presión diferencial dado a que pueden experimentar desgastes excesivos de los cojinetes lo que provoca que el medidor genere un error en la medición.

2.4.4.2.2 Normatividad y Estándar

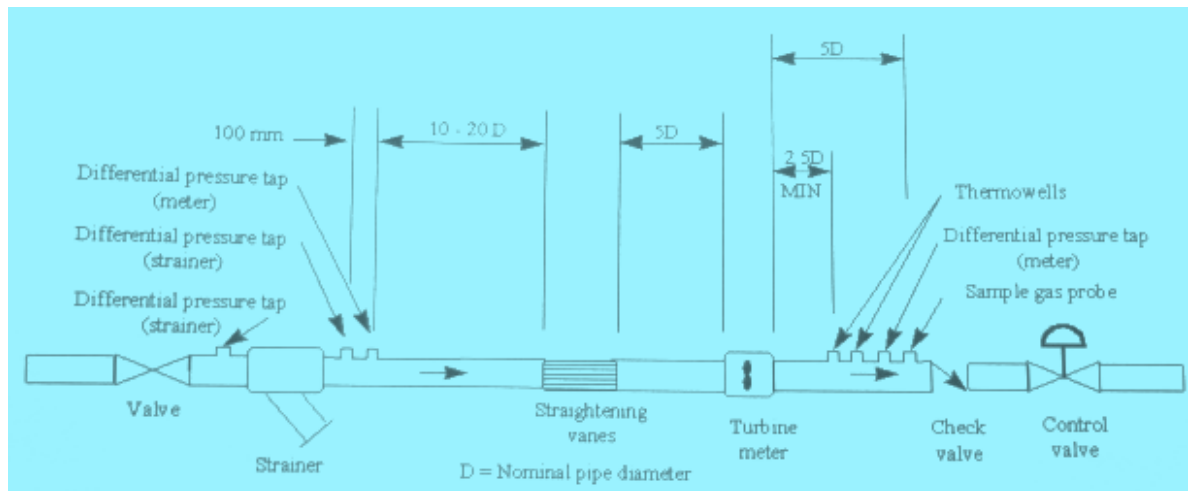
Las ecuaciones utilizadas para calcular y garantizar el flujo a través de un medidor de turbina para la transferencia en custodia son las siguientes:

- AGA 7: “Medición de Combustibles gaseosos a través de medidores de turbina”¹⁵
- ISO 9951: “Medición de flujo de gas en circuitos cerrados – Medidores de Turbina”¹⁶

¹⁵ AGA Report 7 (AGA 7), Turbine Flow Meters for Natural Gas Measurement

¹⁶ ISO 9951

Figura 11: Instalación de un Medidor de Turbina



Ecopetrol S.A.

2.4.4.2.3 Operación

En la figura 10 se puede apreciar un corte de un medidor tipo turbina en donde se aprecia un acondicionador de flujo antes y después del rotor de la turbina; esto debido a que este tipo de medidor tiene la posibilidad de trabajar en ambos sentidos. Cada medidor de turbina viene con su propia calibración la cual indica el nombre, la ubicación en donde se realizó la calibración, la fecha, el método utilizado para la calibración (probador de esfera, medidor maestro, etc.) y sobre todo la incertidumbre de la calibración. Adicionalmente la posición del medidor (horizontal o vertical), y el error en distintos puntos del rango de flujo.

La curva típica de una calibración de un medidor de turbina se realiza por lo general con aire (fluido de calibración) a presiones aproximadas de 100 KPa y a 800 KPa. Cambios en el desempeño y precisión de los medidores de turbina pueden ocurrir cuando las condiciones operativas de temperatura y presión difieren de las condiciones de calibración. Por ello la mejor calibración se realiza cuando se simulan las condiciones a las cuales la turbina a trabajar. Las turbinas deben ser trabajadas dentro de su rango de operación y tener en cuenta que tanto las partículas

sólidas como líquidas pueden causar daños en los internos del medidor. Así mismo trabaja la turbina a velocidades por encima de lo diseñado puede ocasionar daños permanentes en el medidor.

Enderezadores de flujo y filtros son recomendados para las instalaciones de los sistemas de medición que incluyen medidores de turbina con el fin de prever partículas que puedan producir daños en las partes móviles del medidor. Hay que tener en cuenta que el mantenimiento de los filtros para prever distorsión en el flujo y caídas altas de presión por ello se deberá monitorear con el fin de garantizar una correcta operación. (Incertidumbre = 0.25% con acondicionador; Incertidumbre = 1.00% sin acondicionador)^[17].

Hay que asegurar que el incremento del flujo a través del medidor no sea abrupto sino gradual; aunque este tipo de medidores son diseñados para trabajar por encima del 20% del máximo flujo de trabajo sin presentar daños en sus partes internas y así mismo sin presentar errores de precisión, las velocidades extremas causan daños severos al medidor.

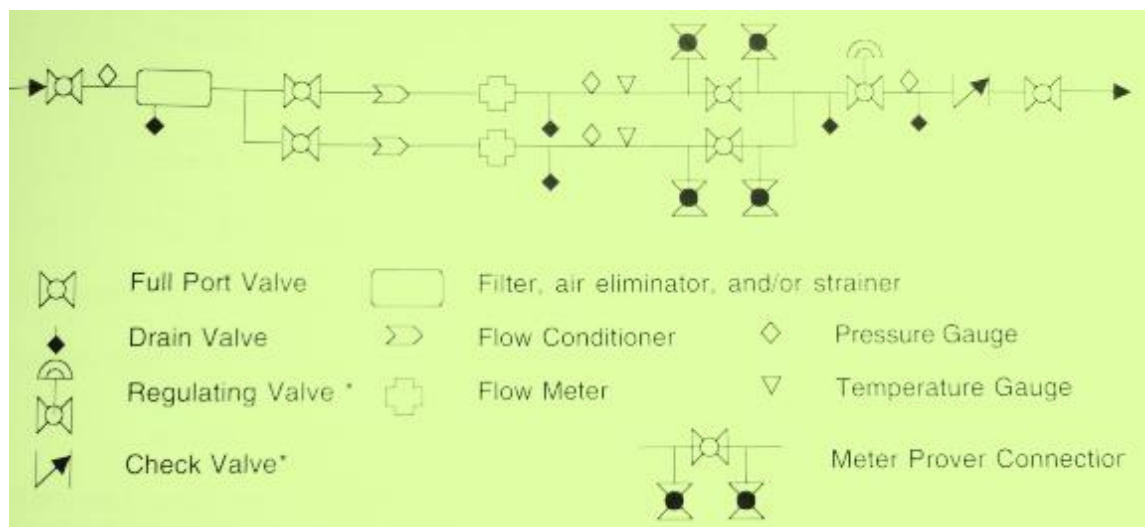
Cuando las aplicaciones requieran manejar altas presiones se recomienda la instalación de un bypass alrededor de la corriente de válvula de seguridad del medidor con el fin de evitar altas velocidades por despresurización. Con el fin de prevenir una alta velocidad en operaciones normales, es común instalar una válvula de control que permita limitar el flujo a través del medidor (una sola válvula de control puede ser utilizado para proteger varios medidores).

Es común en aplicaciones de medición de gas Natural cuando se cuenta con la presión disponible de trabajo utilizar reductores o boquillas con el fin de prevenir al medidor de altas velocidades. El límite de un medidor de turbina es de aproximadamente del 20% de la velocidad máxima de flujo; para las platinas de

¹⁷ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

orificio puede resultar una pérdida del 50% de la presión y tubos Venturi una pérdida del 20% de la presión. Aunque algunos medidores de turbina pueden realizar mediciones en ambas direcciones, el flujo en reversa para aquellos medidores de una sola dirección puede ocasionar daños graves en los internos, por ello es frecuente utilizar válvulas cheques corriente a bajo para asegurar un flujo en una sola dirección.

Figura 12: Diagrama Operativo de un Sistema de Medición de Turbina



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los medidores tipo Turbina requieren ser calibrados y para ellos se les obtiene (con un patrón) un factor del medidor (MF) el cual tiene en cuenta las condiciones de flujo y las propiedades del fluido. Cuando las propiedades operacionales cambian es necesario recalibrar. Las calibraciones se deberán realizar con un fluido patrón y pueden realizarse en sitio o en un laboratorio especializado.

El medidor de turbina tiene alta sensibilidad a los parámetros no controlados del entorno que lo rodea; entre estas se encuentran: perfil de velocidad, remolinos y turbulencia (error del 2% o más), acumulación de aceites y líquido y desgastes de sus partes móviles^[18].

¹⁸ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

2.4.4.2.4 Beneficios e Inconvenientes

Capacidad de Diseño:

Máximo: 80% de la capacidad manufacturada a la mínima presión.

Mínimo: Capacidad mínima de manufacturación a la máxima presión.

Repetibilidad: $\pm 0.2\%$ de Caudal Mínimo a Caudal Máximo.

Máximo error pico a pico: $\pm 1.0\%$ por encima de Caudal de transición.

Máximo error: $\pm 1.0\%$ de Caudal de transición a Caudal Máximo y $\pm 1.5\%$ de Caudal.

Mínimo a Caudal de Transición.

Caudal de transición: Caudal de transición no mayor a 0.2 Caudal Máximo.

Beneficios:

Buen rango de flujo (10:1).

Buena precisión.

Baja caída de presión.

Permite realizar corridas de verificación.

Desventajas:

Es susceptible a daños por incrustaciones de partículas solidad y/o liquidas que provienen en la corriente de gas.

Requiere enderezador de flujo aguas arriba del medidor.

Es susceptible a fricción por desgaste lo que ocasiona error en la medición

Es necesario realizar calibración.

Si se trabaja por fuera del rango de operación del medidor se puede producir daños en los internos.

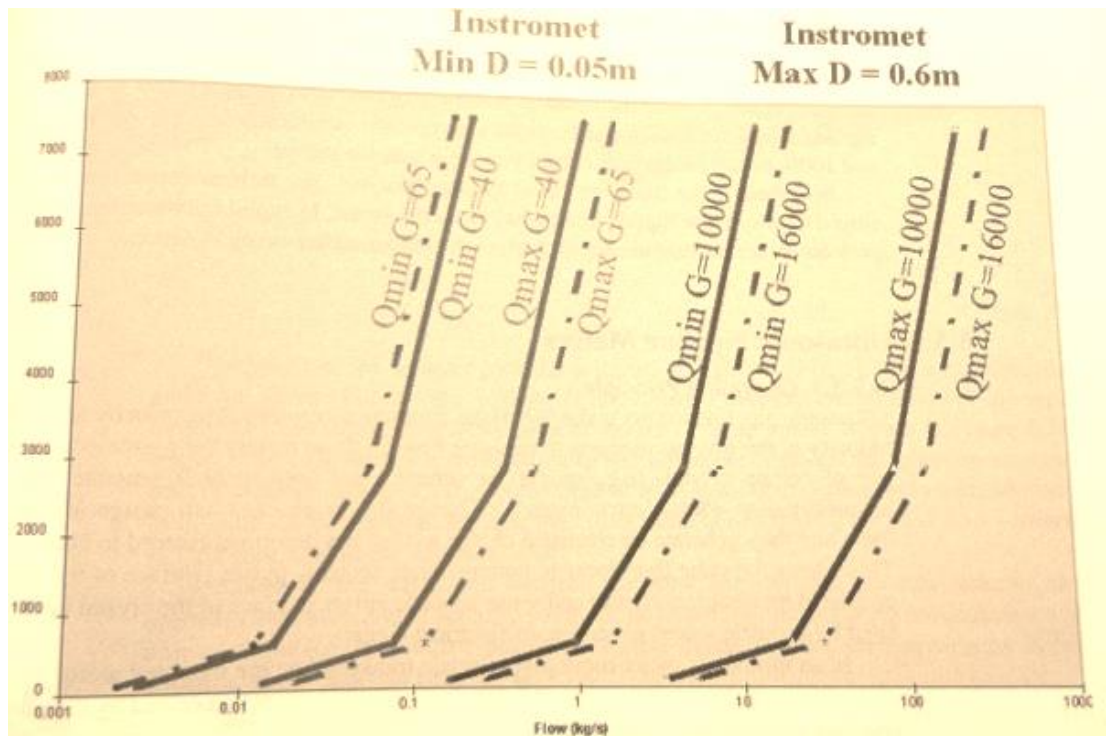
Requiere control de flujo.

La mayoría de los diseños de los sistemas de Medición por turbina requieren válvula cheque.

2.4.4.2.5 Rango de Operación

En la figura 13 se puede apreciar los rangos de operación más bajos y más altos para el tipo de medidor de turbina para el gas natural. Para cada tamaño de medidor dentro de su rango de medición se incluyen dos tipos de rotor. Nótese que para cada tamaño de medidor y rotor seleccionado, las líneas de flujo muestran el rango total de flujo a condiciones operacionales.

Figura 13: Rango de Operación del Medidor de Turbina



Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach"

2.4.4.2.6 Mantenimiento y Manejo

La precisión de los medidores de turbina depende de unas buenas prácticas de mantenimiento y rutinas de inspección, teniendo en cuenta que aquellos medidores utilizados para corrientes con gases sucios o con partículas de gas requieren mayor

atención. Los mantenimientos de las turbinas por lo general incluyen tres consideraciones importantes: la revisión de internos (prueba de tiempo de giro), cambio de aceites y calibración. La frecuencia de mantenimiento depende del tipo y cantidad de flujo contaminado sin embargo los periodos van de tres a seis meses entre la revisión de internos (prueba de tiempo de giro) y la limpieza de los filtros de gas Natural. La prueba de tiempo de giro (spin time test) es una prueba cualitativa y no sustituye la calibración del medidor; en esencia es un indicador de nivel relativo de fricción en el medidor.

Una fricción elevada se traduce en un deterioro del medidor y en errores de medición, especialmente a bajos caudales y presión. Los fabricantes suministran los tiempos de giro por medidor o modelo, en ocasiones los reportan a diferentes etapas de ensamble. Los tiempos mínimos de giro depende en general de los detalles de diseño del medidor y del tamaño del rotor el cual puede ir de un rango de 70 a 130 segundos para rotores de 4 pulgadas (100 mm) y de 150 a 300 segundos para rotores de 12 pulgadas (300 mm).

La lubricación de las partes móviles de la turbina deberá ser cambiado con regularidad en aproximadamente de 6 meses a un año. Dependiendo de las condiciones de operación un medidor de turbina tiene una vida útil de 2 a 10 años. En este punto los medidores son enviados a limpieza y rectificación; la rectificación se realiza típicamente a 10%, 15%, 25%, 50% y 100% de la máxima capacidad de flujo usada para probar.

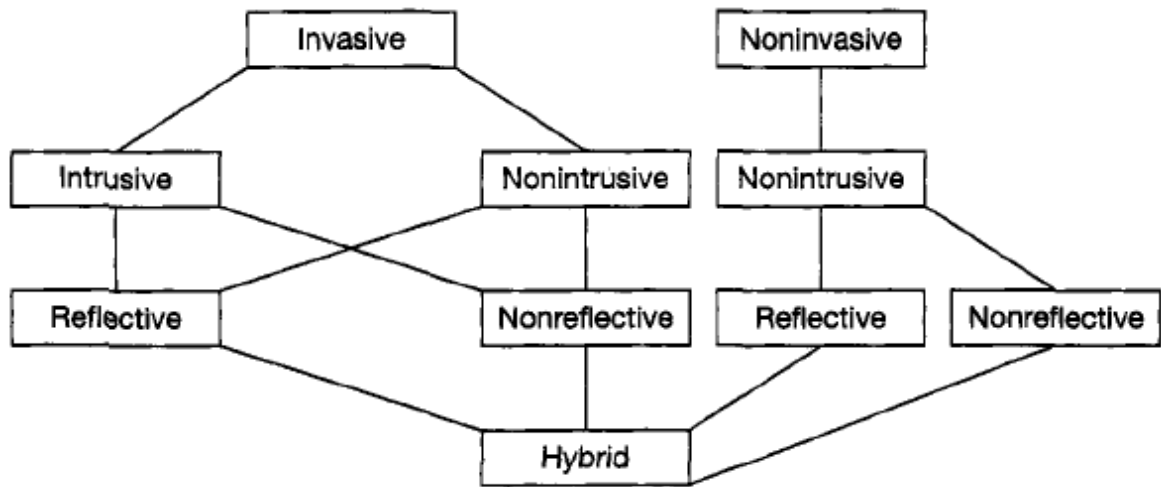
2.4.4.3 Ultrasonicos

Los medidores Ultrasonicos (cuerpo del medidor, transductores y electrónica asociada al equipo) constituyen un importante desarrollo tecnológico en materia de medición de gas haciendo uso de la tecnología de tiempo en tránsito la cual depende de la velocidad del sonido en el fluido. Generalmente son usados en los

sectores de producción y transportes, en entregas de grandes volúmenes de gas a altas presiones. Su principio de operación es muy sencillo y se basa en la medición de la velocidad del gas.

Los medidores de turbina se clasifican en invasivos y no invasivos los cuales a su vez pueden ser intrusivos o no intrusivos^[19]. Para la transferencia en custodia se recomienda que se cuente con medidores no invasivos intrusivos con doble tiempo en tránsito con el fin de garantizar un buen cálculo de la velocidad en tránsito del fluido según su perfil de flujo.

Figura 14: Clasificación de Medidores de turbina.



Fuente: Natural Gas Measurement Handbook. James E

2.4.4.3.1 Principio de Operación

Los medidores ultrasónicos hacen uso de la interacción entre la velocidad del flujo y la velocidad del sonido de un fluido de un lugar a otro. Este tipo de equipos cuentan con partes piezoeléctricas (como cuarzo o cerámica) los cuales son usados para generar y recibir pulsos acústicos.

¹⁹ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

En un medidor los transmisores piezoeléctricos están ubicados a lo largo de la longitud del medidor con el fin de generar señales sonoras la cuales son recibidas por un sensor y viceversa. El tiempo que demora una señal en ser transmitida de un sensor y recibida por el otro transductor permite calcular la velocidad del flujo en el medidor. Por ello se hace indispensable contar con la velocidad de propagación del sonido en el medio medido.

Figura 15: Medidor Ultrasónico



Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach"

2.4.4.3.2 Normatividad y Estándares

Los medidores Ultrasónicos usados para la transferencia de custodia son relativamente nuevos.

- AGA Reporte 9: "Medición de gas por Medidores ultrasónicos de trayectoria múltiple" Junio 1998²⁰
- ASME – MFC – 5M: "Medición de flujo de líquido en circuito cerrado usando

²⁰ AGA Report 9 (AGA 9). Measurement of gas by multipath ultrasonic meters

Medidores de flujo ultrasónico de tiempo en tránsito²¹

Para un simple haz acústico las ecuaciones básicas se derivan la velocidad del fluido a medir del tiempo que demora una señal sonora desde que es transmitida hasta que es recibida teniendo en cuenta la longitud (L) entre los transductores.

Debido a la interacción entre la velocidad de flujo y la velocidad acústica aguas arriba y aguas abajo, las trayectorias acústicas son de longitudes diferentes, resultando un pulso acústico en una diferencia en el tiempo. Para esta diferencia, el promedio de la velocidad en dirección de la trayectoria puede ser dada por:

$$v = \frac{L}{2\cos\varphi} \left(\frac{1}{t_D} - \frac{1}{t_U} \right) \quad (\text{Ec.18})$$

$$L = \frac{D}{\text{Sen}\varphi} \quad (\text{Ec.19})$$

Para un flujo con perfil completamente desarrollado sin presencia de remolinos, la velocidad media (V) alrededor de una sección transversal (S) de la tubería puede darse por:

$$V = \frac{1}{S} \iint_S v(r) dS = k_c v \quad (\text{Ec.20})$$

En donde (k) para un haz acústico en un plano a través de la tubería es:

$$k \approx \frac{1}{1.12 - 0.011 \log_{10} Re} \quad (\text{Ec.21})$$

Agrupando las ecuaciones anteriores,

²¹ ASME – MFC – 5M: "Medición de flujo de líquido en circuito cerrado usando Medidores de flujo ultrasónico de tiempo en tránsito"

$$V \approx \frac{D}{2\cos\varphi\sin\varphi} \left(\frac{1}{t_D} - \frac{1}{t_U} \right) \left[\frac{1}{1.12 - 0.011 \log_{10} Re} \right] \quad (\text{Ec.22})$$

Hay que notar que las ecuaciones anteriores requieren especificaciones similares a lo largo del medidor. La primera sección de la ecuación requiere mediciones exactas en el cuerpo del medidor. La segunda parte de la ecuación requiere precisión en la determinación de la velocidad del sonido en el gas; la cual depende de las presiones, factor de compresibilidad y presión. Y en la tercera parte de la ecuación se representa el perfil de flujo que depende de las mediciones de la presión, temperatura y las propiedades del fluido agrupados en el número de Reynolds.

2.4.4.3.3 Operación

El estándar AGA 9 no exige que el medidor ultrasónico sea calibrado en su uso inicial para la transferencia de custodia, sin embargo entre mayor sea la información disponible del medidor se podrá conocer la línea base y su real comportamiento en la medición de flujo. Para la operación de un medidor ultrasónico se deben tener en cuenta consideraciones como la calidad del gas; que según el AGA 8 el medidor deberá ser operado en un rango normal de 0.554% y 0.87% de gravedad específica, de igual forma es recomendable consultar al fabricante en caso de que la corriente de gas a medir posea dióxido de carbono mayor al 10% o azufre mayor a 20 granos por 100 pies cúbicos de gas y si su operación se realiza cerca a la densidad crítica del medidor.

Las tuberías aguas arriba y aguas abajo del medidor pueden en dichos casos afectar el perfil de velocidad del gas, es por ello que es recomendable realizar la calibración del medidor con el paquete completo (teniendo en cuenta los tramos rectos exigidos por la norma AGA 9 aguas arriba y aguas abajo del medidor) en

caso de ser en el laboratorio. La presencia de ruido acústico en un rango de frecuencias coincidente con el del medidor interferirá con la detección de pulsos ocasionado errores en la medición.

Se deberá realizar el sistema a flujo cero que por lo general se realiza con nitrógeno de ultra alta pureza con el fin de verificar el sistema de medición de tiempos en tránsito. Esta prueba permite conocer la velocidad del sonido en el medio de la siguiente forma:

$$c = \frac{L}{(t_D + t_U)/2} \quad (\text{Ec.23})$$

Este tipo de medidores requiere calibración en donde se recomienda realizarlo a los caudales de 2.5%, 5.0%, 10%, 25%, 50%, 75% y 100% del caudal máximo del medidor.

Los medidores ultrasónicos tienen una alta sensibilidad a los siguientes parámetros en el ambiente de trabajo:

- Asumir un fluido homogéneo a través de los transductores.
- Las calibraciones se deberán realizar a la misma velocidad del fluido de trabajo.
- Acumulación de líquidos y residuos en la zona de traductores y en el cuerpo del equipo.
- Cambio en el ángulo del transductor.
- Sincronización en la medición ^[22].

El efecto de cada uno de estos parámetros se encuentra en el Anexo H. Para la calibración de estos equipos se deberá considerar tres aspectos importantes:

²² GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

1. Inspección Visual (validación del diámetro interno, inclinación de los transductores, espesor y circularidad) y del equipo mediante auto test del Medidor.
2. Se deberá establecer el cero del equipo haciendo uso de nitrógeno seco (contenido nulo de agua) al 99.999% en concentración volumétrica.
3. Establecer el factor del medidor mediante prueba dinámica en laboratorio utilizando como fluido base el gas natural.

2.4.4.3.4 Beneficios y Desventajas

Capacidad de Diseño:

Máxima: 80 pies por segundo (24 m/s).

Mínima: 10 pies por segundo (3 M/s).

Repetibilidad: $\pm 0.2\%$ entre Caudal de transición y Caudal Máximo.

$\pm 0.4\%$ de Caudal Mínimo y Caudal de transición.

Resolución: 0.003 ft/s (0.001 m/s).

Intervalo de muestreo de velocidad ≤ 1 segundo.

Lectura de cero flujo: < 0.02 ft/s (6mm/s) para cada trayectoria acústica.

Desviación de la velocidad del sonido: $\pm 0.2\%$.

Beneficios:

Alta rangeabilidad (50:1) y precisión

Por lo general tiene buen desempeño con presencia de contaminantes

Su caída de presión es casi del cero.

Son excepcionales para la medición de grandes cantidades de volumen

Aquellos medidores con multihaz pueden realizar auto revisiones.

Algunos medidores son bidireccionales.

Desventajas:

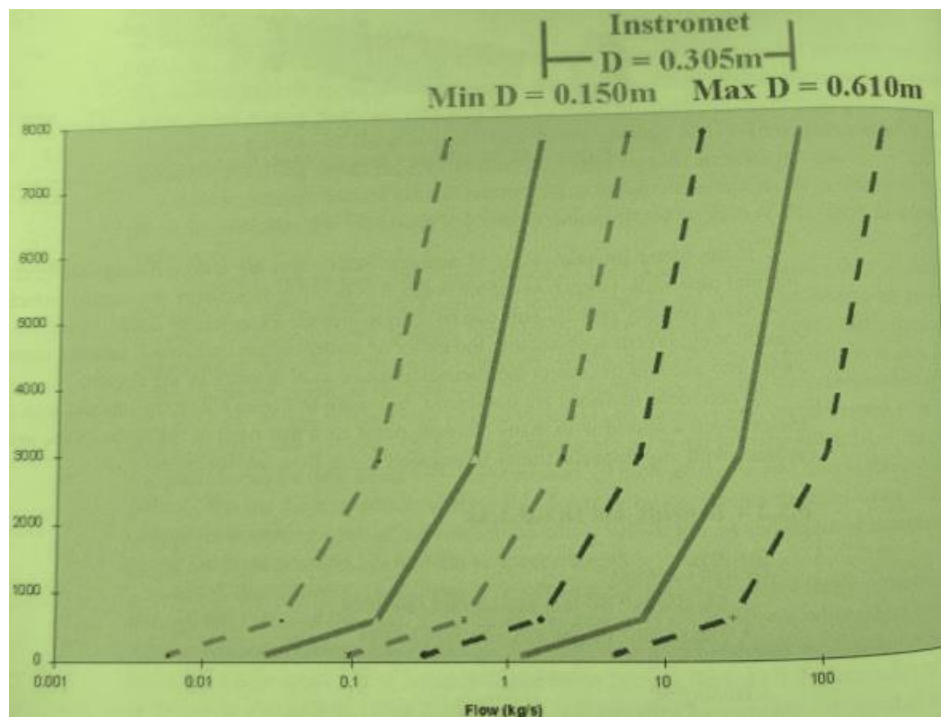
Son relativamente nuevos y hay una compresión limitada de su respuesta a condiciones de funcionamiento no ideales.

No es muy común encontrar facilidades de tamaño específico de calibración. Los transmisores son susceptibles a contaminación de partículas de gas y liquido reduciendo su desempeño.

2.4.4.3.5 Rango de Operación

En la siguiente grafica se muestra el rango de operación estimado para calibraciones por debajo de Diámetros de 0.35 m

Figura 16: Rango de Operación del Medidor Ultrasónico



Fuente: Pipeline Operation & Maintenance. "A practical Approach"

2.4.4.3.6 Operación y Mantenimiento

Los medidores Ultrasónicos son menos susceptibles a los efectos de contaminación que las otras tecnologías, sin embargo es necesario realizar el monitoreo de los transductores con el fin de garantizar una buena precisión en la medición. Este tipo de medidores ofrecen un completo diagnóstico, el cual es útil para la detección de problemas y la proyección de la respectiva solución; además es recomendable programar inspecciones periódicas así como pruebas de flujo cero. Las inspecciones deben considerar no solo el estado interno del medidor sino el tubo de medición y los acondicionadores de flujo.

2.4.5 Transductores

Luego de que los transductores están en correcto funcionamiento es necesario realizar mediante mantenimiento programados la verificación y calibración de los mismos contra valores de referencia conocidos. Normalmente, una referencia de calibración se espera que sea muy estable y aproximadamente 10 veces más preciso que el instrumento se calibra.

2.4.5.1 Presión

2.4.5.1.1 Presión Diferencial

La presión diferencial es fundamental para en las aplicaciones de platina de orificio por ello se prefieren transmisores electrónicos a la luz de su impacto en la medición total de la incertidumbre del flujo. Los transmisores de presión diferencial deben tener un límite como mínimo de 20 in H₂O a 60°F. Aunque existen transmisores con límites inferiores, no pueden ser utilizados debido a que puede confundir la turbulencia con el dato registrado por el instrumento. Para las placas de orificio con doble cámara la lectura máxima se deberá limitar a 250 in a 60°F dado a las

limitaciones del anillo del sello.

Por otro lado, para los medidores rotativos se utilizan con el fin de determinar el arrastre excesivo en el medidor debido a los rodamientos y partículas acumuladas en las partes del medidor.

Adicionalmente a los transmisores digitales, existen equipos que utilizan salidas análogas cuya exactitud es especificada normalmente como un porcentaje del span; es por ello que se debe tener mucho cuidado en la selección del transmisor dado a que afecta directamente a la incertidumbre la cual a lecturas bajas es de mucha importancia en los medidores de orificio, Venturi y boquilla de flujo subsónica. Las limitaciones del span de una comunicación por señal análoga es de 10:1 en la presión diferencial que equivale a 3:1 de la velocidad de flujo aguas abajo del medidor; por ello se recomienda contar con dos transmisores de presión diferencial de alta y otro de baja^[23].

2.4.5.1.2 Presión Estática

El Transductor de presión puede ser capacitivo, por diafragma o piezoresistivo. El rango de presión es de aproximadamente 0 a 70 KPa (0 a 10 psig) a 0 a 7000 Kpa (0 a 1000 psig). Reproducibilidad de + / - 0,1% del rango de uso general, aunque + / - 0,25% del rango generalmente no cumple con los requisitos del estándar. Los Transductores de presión diferencial también puede ser capacitivo, de diafragma o piezoresistivo cuyos rangos oscilan de 0 a 2,5 KPa a 0 a 50 KPa (0 a 10 inH₂O a 0 a 200 inH₂O) con una reproducibilidad de + / - 0,1% del rango, aunque una vez más los transmisores con reproducibilidad de + / - 0,25% del rango por lo general no cumplen con los requisitos del estándar.

La calibración de estos transductores de presión se realiza a través de pesos

²³ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

muerdos. Comercialmente los probadores de peso muerto vienen con una precisión de $+ / - 0.015\%$ de lectura y la repetibilidad de $+ / - 0,0015\%$. Hay que tener en cuenta que los transductores de campo deben ser periódicamente revisadas contra un estándar de calibración, los patrones de referencia necesitan ser recertificado periódicamente contra un incluso más exigente.

2.4.5.2 Temperatura

La temperatura se mide comúnmente mediante dispositivos térmicos resistivos (RTD) que emplean una pequeña bobina de platino en contacto térmico (generalmente a través de un pozo térmico) dentro del flujo a medir. La resistencia de una longitud dada de alambre es directamente proporcional a la temperatura. El platino se utiliza para esta medición debido a su respuesta precisamente lineal y la estabilidad a largo plazo.

Aunque las condiciones ambientales pueden ser extremas, para la transferencia de custodia la temperatura oscila en un rango de medición de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. En este intervalo, las mediciones de temperatura son típicamente reproducibles con $+ / - 0,25\%$ de intervalo de calibración del instrumento. El procedimiento de calibración de transmisores de temperatura implica desconectar el transductor de RTD de platino de la electrónica del transmisor y la sustitución de la resistencia de referencia conmutable para simular los cambios de temperatura. Con este tipo de calibración se está comprobando el cableado y la configuración de flujo de ordenador, y no únicamente la RTD. El método más utilizado para calibrar la medición de temperatura consiste en insertar la RTD, la cual sigue conectada a su electrónica, en un baño de agua de temperatura ajustable. Este proceso de calibración es muy lento, requiriendo siempre tiempo para permitir que la RTD y el baño de agua alcancen el equilibrio térmico. Los Baños de temperatura disponibles en el mercado, vienen con una precisión de $+ / - 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una repetibilidad de $+ / - 0,05\text{ }^{\circ}\text{C}$ y son fácilmente asequibles.

2.4.5.3 Densidad

La cromatografía de Gas sumado a las ecuaciones de Estado expuestas en el estándar AGA 8 se ha Convertido en un método Estándar para determinar las Propiedades del gas natural y su calibración por lo general se realiza mediante la comparación de las lecturas de fluidos de referencia puros en el laboratorio.

Para medir la densidad del gas utilizando un densitómetro en línea se prefieren elementos de cuyo principio de funcionamiento este basado en la vibración (y no utilizar los basados en la flotabilidad y nucleares).

Un densitómetro con elemento vibratorio es capaz de medir la densidad de la masa que fluye a través del equipo con una incertidumbre menor al 0.20% de su lectura teniendo en cuenta una correcta instalación en campo.

Se recomienda que su instalación se realice directamente sobre el la tubería del sistema. Su calibración se ve afectada por la temperatura y la velocidad del sonido en el fluido ^[24].

2.4.5.4 Calibración y Certificación de los elementos del Medidor

Los certificados de calibración se requieren para los equipos de referencia para asegurar el buen funcionamiento y trazabilidad de los dispositivos en donde el requisito mínimo para la incertidumbre de los equipos de referencia no debe ser más de la mitad de la precisión deseada del equipo de campo o $\pm 0.05\%$ de la lectura.

²⁴ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

Con base en este criterio los valores incertidumbre promedio son los siguientes:

Presión Diferencial = $\pm 0.05\%$ de la lectura.

Presión Estática = $\pm 0.1\%$ de la lectura.

Temperatura del Fluido = $\pm 0.1^\circ\text{F}$.

Pulsos generados y contados = $\pm 0.005\%$ de la lectura.

Todos los instrumentos y normas de referencia utilizados para la calibración y verificación deben realizarse a 60°F y trazables con patrones primarios mantenidos por una organización de estándares reconocidos internacionalmente ^[25].

²⁵ GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

DESARROLLO DEL TRABAJO

Inicialmente se realizó una visita a la Planta de Procesos del Centro perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares de la Empresa Ecopetrol S.A con el fin de inspeccionar el estado actual de Sistema de Medición Dinámica de Gas y determinar las especificaciones mínimas necesarias para garantizar medidas justas y exactas minimizando cada día más el presupuesto de la incertidumbre en la medición en el punto del FT-307.

3.1 Condiciones Operativas del Sistema

Las condiciones de operación evidenciadas en el momento de la visita fueron las siguientes:

De TUBO DE MEDICIÓN:	16 in
Di TUBO DE MEDICIÓN:	15 in
Di PLATINA DE ORIFICIO:	2.2481 in (Acero Inoxidable)
PRESIÓN LINEA:	500 PSI
PRESIÓN ATMOS:	14.57223 PSI
TEMPERATURA LINEA:	86 F
CAUDAL:	1.100.000 SFCD
RANGO DE ΔP :	0 – 30 in H ₂ O

3.1.1 Platina de Orificio

La platina de orificio que hace parte del sistema de transferencia en custodia del gas Opón es denominado FT-307 el cual, una vez separado el gas del condensado es medido con el fin de establecer las cantidades volumétricas del gas de recibo en la Planta del Centro. El sistema de Medición está conformado por un tubo de 16" de diámetro nominal con placa de orificio concéntrico cuyo

diámetro es de 2.2481" y espesor de 3/8 (Platina Daniel 16" 304/304 LSS M163279 P0165974) el cual está en un porta platina tipo senior (utilizado para transferencia en custodia) que presenta un buen estado. El tren de medición se muestra en la siguiente figura en donde se aprecia la dirección del flujo de gas natural; adicionalmente se resalta un gran tramo recto aguas arriba y abajo del medidor cumpliendo con lo estipulado en los estándares AGA3 e ISO5167.

Figura 17: Ubicación del Sistema de Medición de Gas de recibo Opón.



Fuente: Autor

Con se observa en las figuras 18 y 19 en las caras de la platina de orificio se observan presencia de depósitos de partículas sólidas tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor. La platina de Orificio fue inspeccionada teniendo en cuenta los parámetros establecidos por la norma AGA 3 en cuanto a cálculo del diámetro del orificio reportado a la temperatura de referencia de 68°F, cálculo de la redondez del orificio e inspección de sus bordes, determinación del espesor del orificio y de la placa, determinar si se requiere bisel o no, su planitud, empaques, excentricidad en la instalación y rugosidad superficial. Encontrándose en general en buen estado.

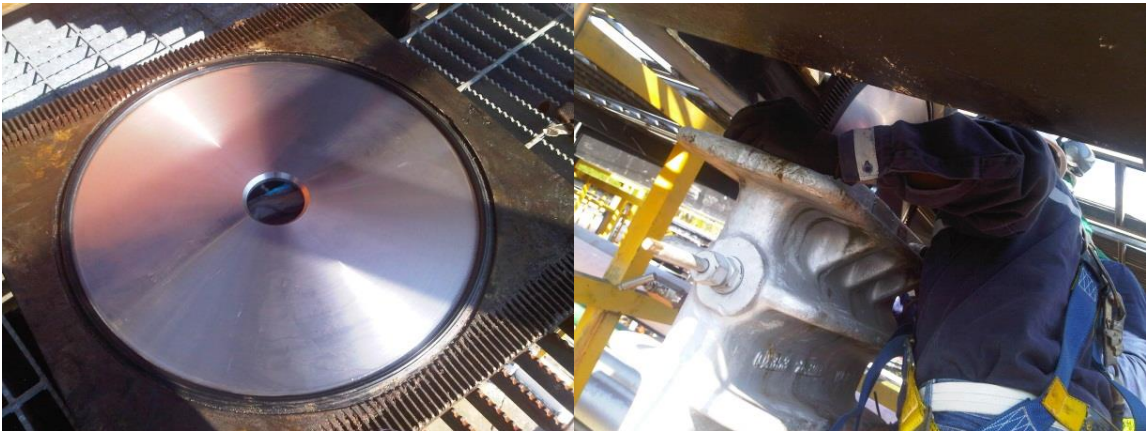
Figura 18: Estado actual de la Platina de Orificio.



Fuente: Autor

Los datos configurados para el cálculo de volumen en el Computador de Flujo del Sistema de Medición dinámica de Gas garantizan el volumen medido; la RTU 202 de la Planta de Proceso el Centro recibe las señales de temperatura, presión diferencial, presión estática y flujo; la composición del gas se carga manualmente de acuerdo a la muestra puntual tomada. La ecuación de flujo cumple con la norma AGA 3.

Figura 19: Platina de Orificio y Porta Platina.



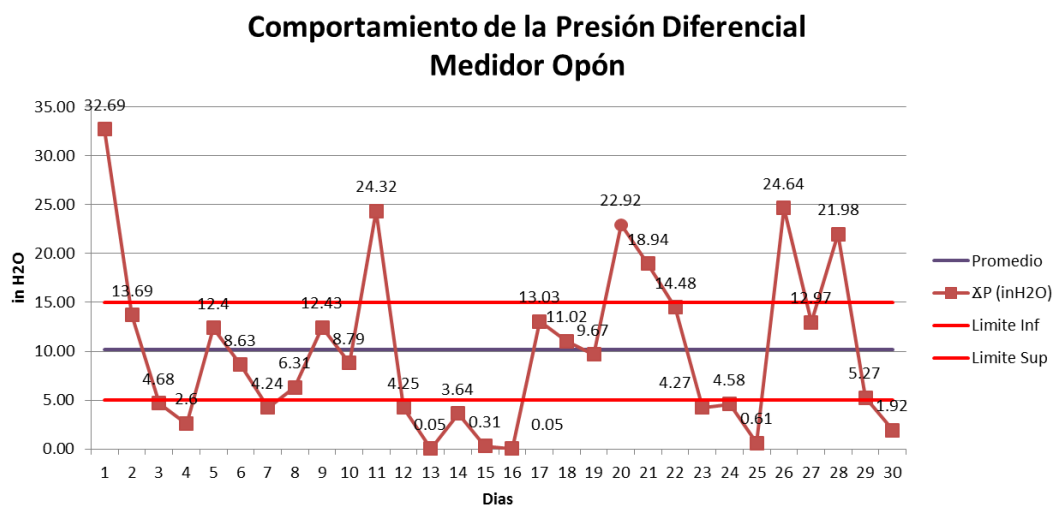
Fuente: Autor

3.1.2 Presión Diferencial.

El transmisor de presión diferencial (PT 303) ubicado en el Sistema de Medición de gas posee un span de 0 a 100 inH₂O y en la verificación realizada se evidencia que posee buena repetibilidad con el patrón utilizado. Sin embargo y luego de analizar los datos de mes de la variable se observa una alta fluctuación de alguno de los datos (El flujo de gas no es continuo) debido a las condiciones de operación atípica de la planta de proceso, presentando un valor máximo de 32 inH₂O y un rango de oscilación de 5 a 15 inH₂O (Figura 20).

Dentro del análisis de la variable presión diferencial medida en el sistema de medición dinámica del gas de Opón se parecía que existen tres rangos. Rango de 0.0 inH₂O a 5 inH₂O en donde se considera flujo nulo a través del medidor, existe otro rango que va desde 5 inH₂O hasta 15 inH₂O dentro de los cuales el caudal va desde 200 MCFD hasta 1500 MCFD y el ultimo rango en donde el diferencial de presión es mayor a las 15 inH₂O llegando a flujos de 3000 MCFD.

Figura 20: Comportamiento de la presión diferencial.

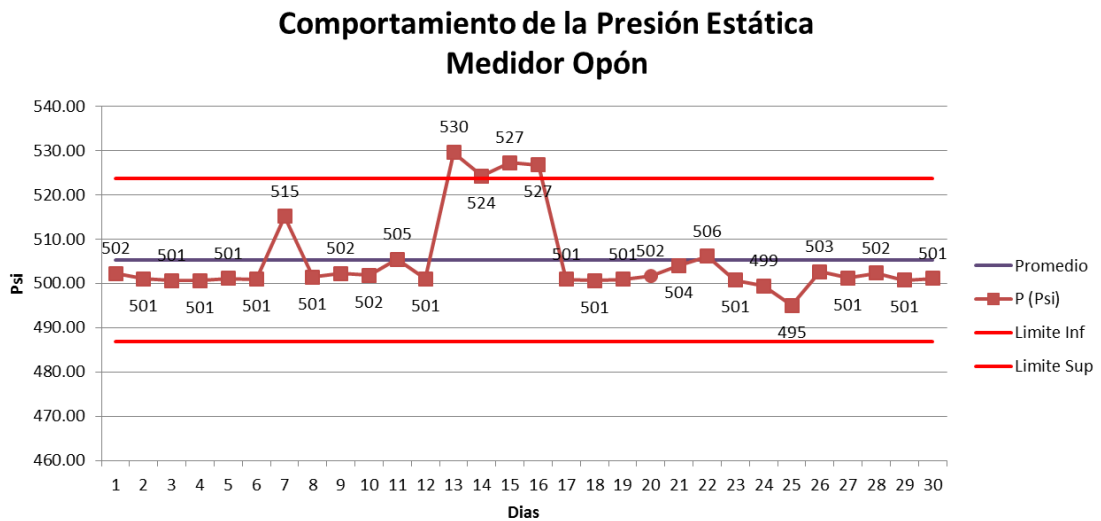


Fuente: Autor.

3.1.3 Presión Estática.

El span para la medición de la Presión Estática en el Sistema de Medición Dinámica esta de 0 psi a 600psi presentando buena repetibilidad en las verificaciones realizadas con el patrón. Se evidencia que la presión estática del sistema es constante y se mantiene dentro de los 500 psi y oscila normalmente de 500 psi a 505 psi (el sistema se mantiene presurizado) tal como se evidencia a continuación, en la figura 21.

Figura 21: Comportamiento de la presión estática.

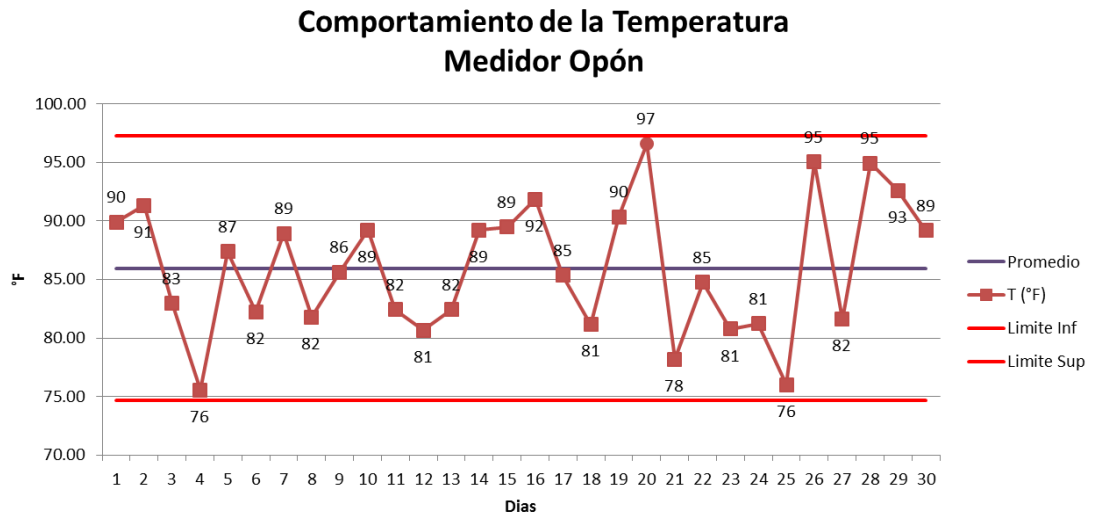


Fuente: Autor

3.1.4 Temperatura del Gas Natural.

El span manejado por el transmisor de temperatura va desde 32°F hasta 150°F y dentro de la verificación realizada se evidencia que está dentro de los parámetros de repetibilidad exigidos por la norma API MPMS 21.1. Se denota en los datos operativos (Figura 22) que los intervalos de la temperatura oscilan entre los 80°F hasta los 90°F, no presentando variaciones abruptas.

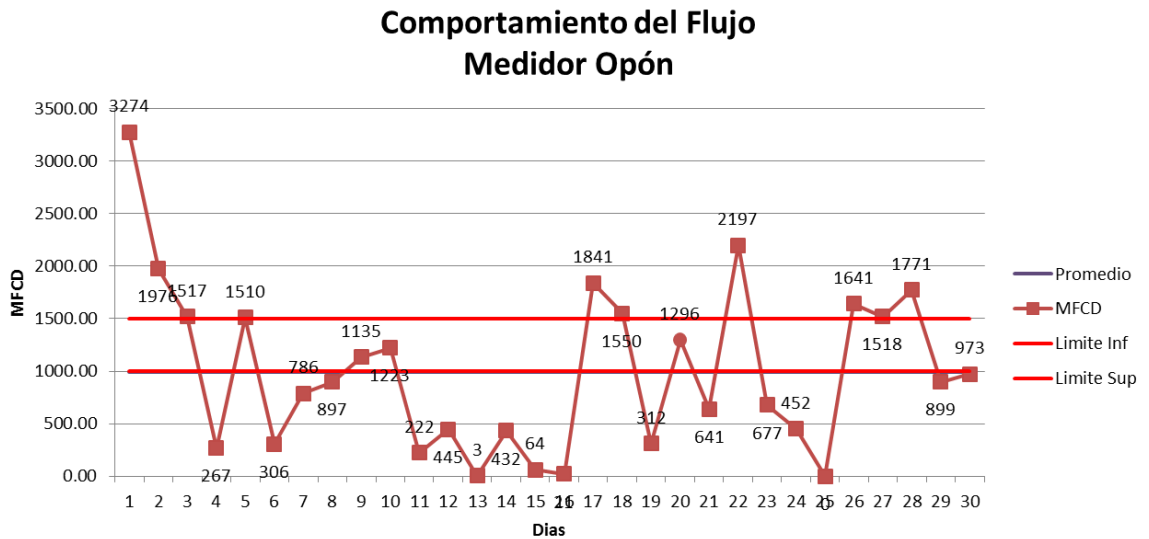
Figura 22: Comportamiento de la Temperatura en el Gas de Opón.



Fuente: Autor

3.1.5 Rangos de Flujo del Gas Natural

Figura 23: Comportamiento del Flujo en el Gas de Opón.



Fuente: Autor

El medidor de gas Natural de recibo de Opón presenta comportamientos atípicos siempre que la línea está detenida y reinicia el bombeo; esto debido a que existe una mayor acumulación (Almacenamiento) en el tramo que del Campo Opón va hacia la Planta de proceso el Centro. La siguiente figura se muestra la fluctuación del flujo el cual va desde 0 MFCD hasta unos 3000 MFCD en donde el promedio se mantiene dentro del 1100 MFCD. Este parámetro de flujo define en muchas cosas el diseño óptimo del Sistema de medición.

3.2 CONDICIONES DE CALIDAD DEL SISTEMA

La recolección de las muestras para este tipo de gas se realiza mediante el estándar ASTM Designación 1265, en donde las muestras son llevadas al Laboratorio de Petróleos de Ecopetrol S.A de El Centro en donde se realiza el análisis cromatografico con el fin de obtener la fracción molecular de cada componente en el gas a condiciones estándares. La calidad del Gas de Opón varia muy poco a través del tiempo manteniendo los parámetros como densidad y peso molecular casi constantes. Las propiedades del Gas promedio son las siguientes:

G ESPECIFICA:	0.62690
DENS, Lb/Gls:	0.04780
PESO MOLECULAR:	18.11041

En donde la composición de cada compuesto en el gas es el siguiente:

Tabla 6: Calidad del Gas de Opón

FE-307		
Pbase (Psia)	14.65	
Tbase(°F)	60	
CROMATOGRAFIA		
Compuesto	Promedio	Peso Molecular
C1	91.2258	16.04246
C2	4.7007	30.06904
C3	1.3839	44.09562
IC4	0.3078	58.12220
NC4	0.1386	58.12220
IC5	0.1522	72.14878
NC5	0.1500	72.14878
C6+	0.4425	86.17536
O2	0.2010	31.99880
N2	0.2645	28.01340
H2	0.0000	24.02140
CO	0.0000	28.01010
CO2	1.0330	44.00950
H2S	0.0000	34.08088
Total	100.0000	18.11041
G ESPECIFICA	0.6269	
Dens, Lbs/GI	0.0478	

Fuente: Autor

Basado en la composición del Gas Natural y las condiciones operativas promedios se obtiene que el factor de supercompresibilidad estipulado en el AGA 8 es igual a:

COMPRESIBILIDAD: 0.9288 v/v
 PESO MOLECULAR: 18.11041 Kg/mol
 DENSIDAD: 1.66495 Lb/ft³

3.3 CUMPLIMIENTO DE LOS ESTANDARES Y NORMATIVIDAD

Con el fin de determinar si el sistema de medición actual cumple con los estándares internacionales y Normatividad gubernamental vigente garantizando una medición precisa y con baja incertidumbre se tomaron los lineamientos establecidos en la norma AGA 3 (Sistema de Medición), lo estipulado en el API MPMS (Calibraciones y Verificaciones), la Resolución RUT y las buenas practicas establecidas en la GPA y la SGC en donde se obtuvieron los siguientes resultados:

3.3.1 Relación entre Diámetros (Factor Beta)

Todos los análisis realizados se fundamentan en relaciones de diámetro beta, entre 0.2 y 0.60 (típicamente utilizado como buenas prácticas a nivel industrial) dado a que la incertidumbre mínima del coeficiente de descarga de la platina de orificio (C_d) se logra con relaciones de diámetro (β), entre 0.2 y 0.6 y diámetros de orificios mayores o iguales a 0.45 pulgadas.

Para los medidores tipo Platina de orificio se tuvo en cuenta que:

- Numero de Reynolds en tuberías mayores o iguales a 4000
- Diámetros Nominales de tubería iguales o superiores a 2" –SCH 160
- Relaciones de Diámetros de **0.10 a 0.75** AGA3 (*Rango recomendable 0.2 a 0.6*) (*Relación Beta ideal = 0.40*)

$$\beta = \frac{d}{D} \tag{Ec.24}$$

En donde:

β = Relación de Diámetros.

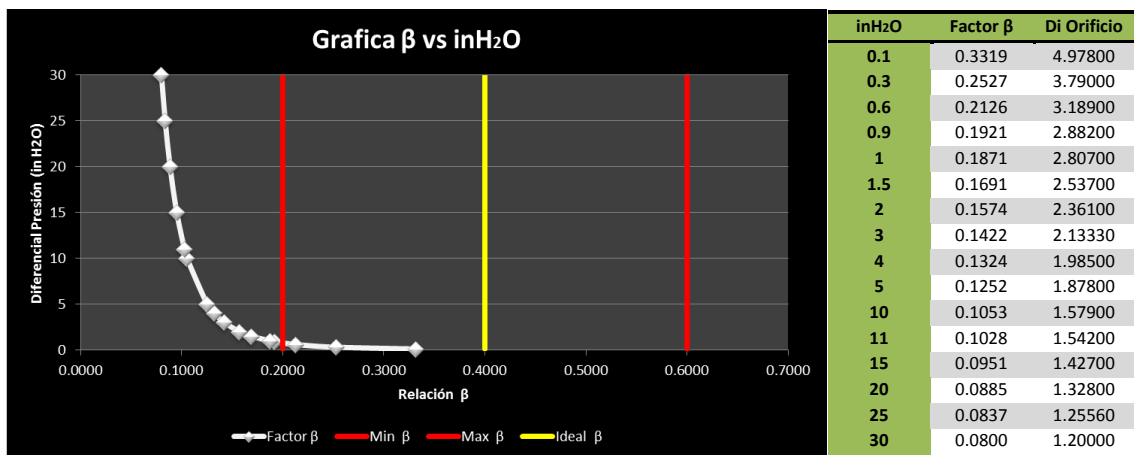
d = Diámetro del orificio de la Placa.

D = Diámetro interno del tubo de medición.

Realizando un análisis de lo anteriormente mencionado se calcula el β a condiciones actuales; a condiciones con una platina de orificio de 16 inches y a aquellas condiciones ideales para el flujo actual con el fin de obtener un alto desempeño y alta rangeabilidad del equipo de medición basado en la norma ASME MFC-3M obteniendo los siguientes resultados:

3.3.1.1 Cálculo de la Curva de Presión Diferencial Versus Factor Beta a las Condiciones actuales de Operación (Platina de 16 in)

Tabla 7: Comportamiento del Factor β a condiciones de Operación



Fuente: Autor

La Platina de Orificio instalada en la actualidad es de 2.2481 in de diámetro interno y teniendo en cuenta el span del transmisor de presión diferencia que va de 0 – 30 in H₂O, se obtienen caídas de presión menores a 4 inH₂O y factores beta menores de 0.3 generando una alta incertidumbre en la determinación de volúmenes de gas. Para generar la tabla 6 se tuvieron en cuenta las condiciones normales de operación (1.110.000 SFCD y 86 °F).

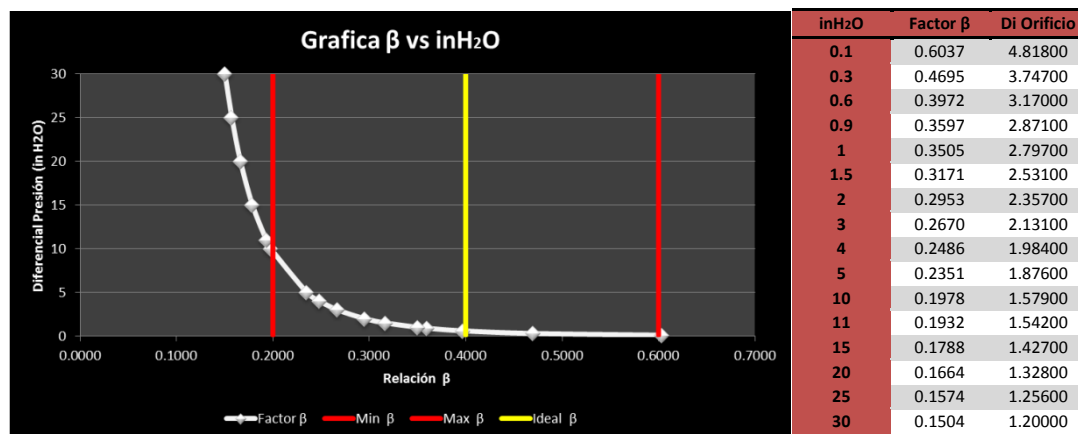
Por otro lado al realizar este mismo ejercicio manteniendo constante la Platina de Orificio con diámetro interno de 2.2481 pulgadas a los diferentes flujos los resultados fueron los siguientes:

FLUJO: 1.100.000 SFCD BETA= 0.14 ΔP= 2.433 inH₂O
 FLUJO: 1.500.000 SFCD BETA= 0.14 ΔP= 4.500 inH₂O
 FLUJO: 2.000.000 SFCD BETA= 0.14 ΔP= 8.000 inH₂O
 FLUJO: 3.000.000 SFCD BETA= 0.14 ΔP= 18.10 inH₂O

En donde se puede concluir que actualmente se cuenta con un Sistema de Medición con alta incertidumbre dado a que el factor β se encuentra por fuera de los límites establecidos por la norma.

3.3.1.2 Cálculo de la Curva de Presión Diferencial Versus Factor Beta a las Condiciones actuales de Operación (Platina de 8 in)

Tabla 8: Comportamiento del Factor β con una tubería de 8”



Fuente: Autor

Dado a que la empresa Ecopetrol S.A. en la actualidad cuenta con un Sistema de Medición marca Daniel tipo Platina de Orificio que posee un tubo de medición de 8 pulgadas disponible para su instalación, se propuso realizar este mismo análisis en donde los resultados fueron los siguientes:

Se evidencia que el comportamiento es mucho mejor que un tubo de 16 pulgadas. El factor beta promedio esta alrededor del 0.32 estando por dentro de rango permisivo por la Norma. Adicionalmente y aunque el diámetro de la tubería de 8 pulgadas no es el más óptimo para estas condiciones de operación, se realizó una simulación con una platina de diámetro interno igual a 2.131 pulgadas para los diferentes flujos que maneja la línea con los siguientes resultados:

FLUJO: 1.100.000 SFCD	BETA= 0.267	$\Sigma P= 3.000 \text{ inH}_2\text{O}$
FLUJO: 1.500.000 SFCD	BETA= 0.267	$\Sigma P= 5.578 \text{ inH}_2\text{O}$
FLUJO: 2.000.000 SFCD	BETA= 0.267	$\Sigma P= 9.000 \text{ inH}_2\text{O}$
FLUJO: 3.000.000 SFCD	BETA= 0.267	$\Sigma P= 22.22 \text{ inH}_2\text{O}$

En donde se puede concluir que aunque con un tubo de medición de 8 pulgadas se pueden obtener un factor β se encuentra por dentro de los límites establecidos por la norma, no es el más adecuado para estas condiciones de operación.

Ahora manteniendo el factor β en 0.4 (Optimo) se concluye que para este sistema la mejor alternativa es contar con un tubo de medición de 5 o 6 pulgadas con una platina de 2 pulgadas de diámetro interno ya que con un menor diámetro de tubería se cuenta con mayor velocidad que ocasiona una mayor caída de presión asegurando rangeabilidad del transmisor y menor incertidumbre en la determinación de volúmenes.

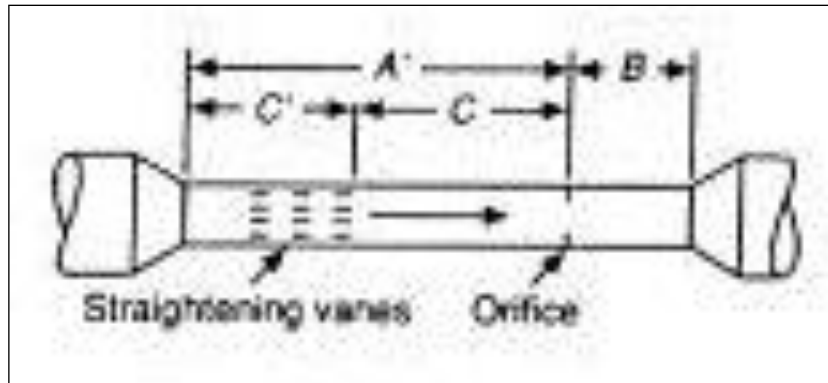
3.3.2 Longitud del Tubo de Medición

Para asegurar mediciones de flujo exactas, el fluido debe entrar a la platina de orificio libre de remolinos, chorros o vórtices. Tal condición se logra a través del uso de enderezadores de flujo y suficiente longitud de tubería aguas arriba y aguas abajo de la platina de orificio. Cualquier distorsión del perfil de flujo producirá errores en las mediciones de flujo. Existen muchas configuraciones de tubería para las cuales el medidor de orificio no producirá resultados dentro de la incertidumbre del estándar AGA 3 Numeral 2.6.3.2 tablas 2.7 y 2.8. Para las condiciones actuales de operación se evidencia que este sistema de medición cuenta con suficiente tramos rectos garantizando al 100% el perfil del flujo.

Ahora bien, al cambiar la tubería de 16 pulgadas de diámetro a 8 pulgadas se realiza inicialmente una reducción, posteriormente al pasar por el medidor esta tubería de 8 pulgadas vuelve a ser de 16 pulgadas realizando una expansión. Hay que tener en cuenta que la configuración inicial se restringe a tramos rectos aguas arriba del medidor las cuales no presentan accesorios (codos, válvulas y té) dentro de su estructura lineal de la tubería antes del medidor. En la visita realizada en campo se evidencia que se cuenta con un tramo recto mayor a 30 metros antes del medidor.

En la Figura 24 se muestra el uso de una reducción o expansión precediendo la sección recta del tubo medidor. Esta Figura sólo se aplica a reducciones o expansiones concéntricas. Para calcular la longitud mínima requerida se asumen las condiciones de operación más extremas en donde la relación de diámetros sea el máximo permisible de 0.75; de igual forma se considera que se cuenta con enderezador de flujo. En la figura 24 evidenciamos que la configuración aplicable es la siguiente:

Figura 24: Contracción y Expansión en una Tubería



Fuente: AGA 3

Ahora, reemplazando los valores antes mencionados obtenemos que las longitudes aguas arriba y aguas abajo del medidor son las siguientes:

$A' = A + \text{Longitud del enderezador.}$

$A = 13 \times \text{Diámetro Nominal} = 13 \times 8 \text{ pulgadas} = 104 \text{ pulgadas.}$

$A' = 104 \text{ pulgadas} + 1 \text{ pulgadas} = 105 \text{ pulgadas.}$

$C' = 105 \text{ pulgadas} + C$

$C = 56 \text{ pulgadas.}$ Según patín actual contamos con 60 pulgadas equivalentes a 152.6 cm cumpliendo con lo requerido por norma AGA 3

$C' = 105 \text{ pulgadas} - 56 \text{ pulgadas}$

$C' = 49 \text{ pulgadas} = 124.46 \text{ cm}$ según el patín actual contamos con 200.99 cm.

$B = 4.5 \times \text{Diámetro Nominal} = 4.5 \times 8 \text{ pulgadas} = 36 \text{ pulgadas.}$ Según el patín actual contamos con 60 pulgadas = 152.4 cm.

Se evidencia según lo anteriormente mencionado que el Patín de Medición de 8 o el actualmente en funcionamiento de 16 pulgadas cuentan con los requerimiento mínimos establecidos por la Norma sin embargo se recomienda en lo posible extender estos valores con el fin de garantizar un perfil de flujo completamente desarrollado.

3.3.3 Empaque de la Platina de Orificio

En la figura 18 y 19 se puede observar el empaque en buenas condiciones garantizando hermeticidad del sistema de medición y así mismo previniendo cualquier tipo de escape de gas de la porta platina. De este modo se garantiza lo estipulado en la norma AGA 3 Numeral 2.5.3.

3.3.4 Caída de Presión del Sistema de Medición

Basado en el estándar AGA 3 en su numeral 2.4.5 en donde se estipulan los valores límites para la caída de presión máxima a través de la placa (*tabla 2.3 Orifice Plate thickness and maximum allowable differential pressure base on the structural limit*) se evidencia que para una platina de Orificio de 16 pulgadas nominal y un diámetro interno de 15 pulgadas; el espesor es de 0.375 que es el recomendado por la norma y de igual forma su máxima caída de presión ha sido de 32 pulgadas de H₂O estando dentro de parámetros, los cuales establecen como espesor mínimo de 0.175 pulgadas y máximo es de 0.5 pulgadas y para las caídas de presión se establece como máximo permisible 1000 in H₂O (bridado) y de 465 in H₂O (montado).

3.3.5 Tubo de Medición

El tubo del medidor se define como la sección recta de tubería aguas arriba incluyendo los enderezadores de flujo, si son usados, el soporte de la platina de orificio y la longitud de tubería aguas abajo. La sección aguas arriba del medidor se define como la longitud recta que se extiende de la platina de orificio al cambio en área de flujo (no incluidos los accesorios del medidor) o cambio de dirección de flujo.

Basado en el estándar AGA 3, no deben existir conexiones de tubería en este tramo de línea, con excepción de las tomas de presión, indicadores de temperatura, rectificadores de flujo bridado o asegurado con pin, soldaduras o bridas de los porta-orificios y bridas para conectar extensiones de tubería recta aguas arriba o aguas abajo. Cualquier brida o soldadura aguas abajo debe estar localizada mínimo a 2" de la cara de la platina de orificio, de lo contrario se deben maquinar. Estas recomendaciones estipuladas en la norma lo cumple a cabalidad el Sistema de Medición de 16"; Para el de 8 pulgadas se puede apreciar que igualmente cumple.

Figura 25: Sistema de Medición de 8 pulgadas Daniel.



Fuente: Autor

3.3.6 Rugosidad de la Tubería

La rugosidad superficial interna del tubo medidor debe medirse aproximadamente en las mismas ubicaciones axiales que se usan para verificar y determinar el diámetro interno del tubo medidor. La medición de la rugosidad se lleva a cabo con un instrumento electrónico que mide la rugosidad promedio (de un mínimo de cuatro medidas de rugosidad). La rugosidad superficial interna (promedio aritmético de estas cuatro medidas) del tubo medidor no debe exceder los siguientes valores:

300 micro pulgadas si las relaciones de diámetro β , son menores de 0.6.

250 micro pulgadas si las relaciones de diámetro β , son mayores o iguales a 0.6.

Dentro de la inspección realiza al Sistema de medición de 16" no se pudo verificar este parámetro, sin embargo se corrobora mediante inspecciones anteriores que los valores se encuentran muy por debajo de los 300 micro pulgadas.

3.3.7 Diámetro del Tubo de Medición

El diámetro interno medido del tubo medidor, D_m debe ser determinado mediante cuatro mediciones del diámetro, igualmente espaciadas a una pulgada aguas arriba de la cara de la platina de orificio el promedio aritmético de éstas cuatro o más mediciones individuales define el diámetro interno del tubo medido (D_m). Adicionalmente, se deben realizar como mínimo dos medidas en otras secciones transversales diferentes del tubo medidor, aguas arriba. Se deben realizar mediciones individuales del diámetro interno del tubo medidor en la sección aguas abajo, en un plano ubicado a una pulgada aguas abajo de la lámina de orificio, igualmente se deben realizar por lo menos dos mediciones en otras secciones transversales del medidor, aguas abajo. Se verifica que en inspecciones realizadas anteriormente el Sistema de Medición actualmente en funcionamiento cumple con este parámetro exigido por el estándar AGA 3.

3.3.8 Bridas de Orificio

Se verifica visualmente que las bridas de conexión del porta platina al tubo medidor están construidas de acuerdo con las especificaciones mecánicas del tubo medidor (superficies maquinadas y libre de rebabas y protuberancias) presentando buen estado.

3.3.9 Muestreo

El muestreo actualmente se está realizando bajo el estándar ASTM designación 1265 basando su periodicidad mensual encontrándose el punto de la toma de muestra aguas abajo del sistema de Medición.

3.3.10 Transmisores de Presión y Temperatura

Basado en el estándar API MPMS Capitulo 21.1 numeral 18.3 se comprueba que se cumplen las rutinas de calibración y verificación garantizando el buen comportamiento de los transmisores de presión estática, diferencial y temperatura siendo estos de Clase de exactitud C.

Tabla 9: Verificación Individual de los elementos asociados al Sistema de Medición.

Errores máximos permitidos para:	Clase de Exactitud A	Clase de Exactitud B	Clase de Exactitud C
Temperatura	$\pm 0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Presión	$\pm 0.2 \%$	$\pm 0.5 \%$	$\pm 1 \%$
Densidad	$\pm 0.35 \%$	$\pm 0.7 \%$	$\pm 1 \%$
Factor de compresibilidad	$\pm 0.3 \%$	$\pm 0.3 \%$	$\pm 0.5 \%$

Fuente: OIML

Basado en el OIML R140, se evidencian los errores máximos relativos, positivos o negativos, para el sistema de medición en donde existen tres categorías: A, B y C, siendo la categoría “A” la de mayor exactitud y la “C” de menos exactitud. Establecido en la normativa expuesta por el RUT Res. 071 /1999 en donde se el porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables de proceso de flujo de gas (presión estática, diferencial y temperatura) deberán estar dentro de un margen de error de $\pm 1\%$ y que el error combinado de los diferentes

equipos involucrados en la medición no deberá ser mayor de $\pm 1\%$ va en contravía de lo expuesto de por el OIML R140 y del cálculo real del error combinado debido a que está permitiendo que cada elemento tenga como máximo un error de $\pm 1\%$. Esta normatividad deberá ser revisada debido a que en la mayoría de las platinas de orificio instaladas en la Superintendencia de Operaciones de Mares esta alrededor del 3% al 5% incumpliendo con lo establecido por el RUT.

Tabla 10: Errores máximos permitidos para sistemas de Medición

Errores máximos permitidos para determinación de:	Clase de Exactitud A	Clase de Exactitud B	Clase de Exactitud C
Energía	$\pm 1.0 \%$	$\pm 2.0 \%$	$\pm 3.0 \%$
Volumen convertido, masa convertida o masa directa	$\pm 0.9 \%$	$\pm 1.5 \%$	$\pm 2.0 \%$

Fuente: OIML

3.4 EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA ENTRE LAS TECNOLOGÍAS PLATINA DE ORIFICIO, TURBINA Y MEDIDOR ULTRASÓNICO.

La Evaluación Técnico – Económica nos permite determinar la tecnología más adecuada y óptima para la aplicación de recibo de gas en la Planta de procesos del Centro perteneciente a la Superintendencia de Operaciones de Mares proveniente del Campo Opón teniendo en cuenta las condiciones operativas, la exactitud requerida para esta aplicación y las distintas tecnologías existentes para tal fin. Para la realización de la evaluación técnico – Económica se tuvo en cuenta como elemento primario la Platina de Orificio, turbina y Ultrasónico.

3.4.1 Evaluación Económica

Para el estudio económico se contó con los valores en pesos (COP) de los elementos primarios, la instrumentación asociada a estos equipos y los accesorios referentes al acondicionamiento del flujo. Basado en el cumplimiento de la norma

internacional AGA los medidores más apropiados para esta aplicación son los siguientes:

Tabla 11: Costos del Elementos primarios para la medición de Gas.

TECNOLOGÍA	COSTO		
	Medidor	Valor Unitario [COP]	Instalación + Montaje + Commisioning
Placa de Orificio [2" Size]	Elemento Primario	\$ 16,790,400	\$ 2,800,000
Turbina [2" Size]		\$ 39,000,000	\$ 4,200,000
Ultrasónico [3" Size Custodia > 3"]		\$ 69,647,040	\$ 4,800,000
CORIOLIS [2" Size]		\$ 48,700,800	\$ 4,800,000

Fuente: Autor.

De igual forma fue necesario validar los costos asociados a la instrumentación requerida para la medición de las variables de temperatura, presión y calidad. Se contempla el computador de flujo y los elementos necesarios para garantizar un flujo óptimo y su comisionamiento. Toda esta instrumentación se considera como inversión inicial al proceso de la medición.

Basado en el Manual de Medición de Hidrocarburos de Ecopetrol S.A en el Capítulo 1 "CONDICIONES GENERALES Y VOCABULARIO" en su anexo 1 "Tabla 1. Rutinas de mantenimiento preventivo Base" se evidencian los periodos de verificación y/o ajuste, mantenimiento y calibración para cada uno de los elementos primarios, secundarios y terciarios que hacen parte del Sistema de Medición Dinámico de Gas.

Tabla 12: Costos instrumentación asociada y accesorios para la medición de Gas

Instrumentación Asociada	Valor Unitario [COP]	Instalacion+Montaje+comisioning	Computador de Flujo	Valor Unitario [COP]	Instalacion+Montaje+comisioning	Acondicionamiento de Flujo	Valor Unitario [COP]
Presión Estática (Manométrica)	\$ 2,984,400	\$ 800,000	Elemento Terciario	\$35,591,400	\$ 1,600,000	Tubos de Medición 2"	\$ 4,792,740
Presión Diferencial,	\$ 4,950,000	\$ 800,000				Rectificadores 2"	\$ 4,348,380
Temperatura de Flujo,	\$ 3,006,000	\$ 800,000				Placa Perforada	
Cromatografía, etc.	\$ 9,000,000	\$ 1,600,000				Filtros Acústicos etc.	\$ 333,270

Fuente: Autor.

Con ello se procede a calcular el OPEX correspondiente a las tres tecnologías de comparación teniendo en cuenta los costos asociados a los mantenimientos, verificación y calibración de cada instrumento asociado al Sistema. De esta manera se obtienen los gastos por año en que se incurre al mantener un sistema de medición asociado a la tecnología a utilizar.

Tabla 13: Rutinas de Mantenimiento preventivo Base para los elementos asociados al Sistema de Medición.

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
8	MEDIDORES GAS NATURAL	Medidores con Master Meter	Mensual a la Instrumentación asociada y Comp. Flujo: Temp, Pres (Estática y Diferen.) y Calidad (Composición, Humedad, Azufre) y Autodiagnóstico (si aplica)	Por discrepancias contra los balances diarios y por mal funcionamiento	Annual o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)		API MPMS CAPITULO 21. 2. API MPMS CAPITULO 21. 1.
9		Medidores sin Master Meter		Por discrepancias contra los balances diarios y por mal funcionamiento	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)		API MPMS CAPITULO 21. 2. API MPMS CAPITULO 21. 1.

Fuente: MMH Ecopetrol S.A

El costo del transporte del gas natural, es remunerado mediante el componente T de la tarifa al usuario final, que se calcula con la metodología definida en la

resolución de la CREG 001 del 2000. Cuya metodología establece para cada gaseoducto un cargo fijo para remunerar los costos de administración, operación y mantenimiento, AOM y parejas de cargos fijos y variables para remunerar los costos de inversión.

Tabla 14: Costos de Mantenimiento de la instrumentación asociada al Sistema de Medición.

CANTIDAD	VERIFICACIÓN X MES					MANTENIMIENTO X SEMESTRE	CALIBRACIÓN (CADA 5 AÑOS)
	Computador de Flujo	Instrumentación			Calidad	Al Sistema	Elemento Primario
		Presión Estática	Presión Diferencial	Temperatura		Revisión y Diagnostico	
Platina de Orificio	\$ 680,000	\$ 285,000	\$ 285,000	\$ 285,000	\$ 850,000	\$ 750,000	\$ 550,000
Turbina	\$ 680,000	\$ 285,000	\$ 285,000	\$ 285,000	\$ 850,000	\$ 2,850,000	\$ 3,250,000
Ultrasónico*	\$ 680,000	\$ 285,000	\$ 285,000	\$ 285,000	\$ 850,000	\$ 3,100,000	\$ 5,650,000

* Para la calibración de los medidores ultrasónicos es necesario contar con un banco de pruebas y se realiza mediante Water draw

Fuente: Autor

Adicionalmente, se calculan dos tarifas estampilla para remunerar parte de la inversión en los gaseoductos principales y los gaseoductos ramales. Los cargos fijos y variables, se determinan utilizando la tasa promedio de costo capital para la remuneración de servicios de capacidad y volumen respectivamente.

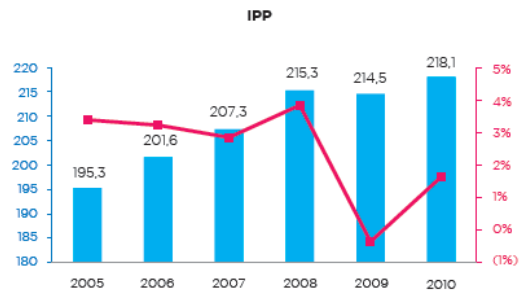
Figura 26: Componentes de transporte en tarifa a usuario final $\$/m^3$.

Empresa	Componentes de transporte en tarifa a usuario final - $\$/m^3$		Variación	
	dic-05	dic-10	Periodo	Promedio anual
Alcanos de Colombia (*)	185	233	26%	5%
Gases de Occidente (*)	184	206	12%	2%
EPM	181	192	6%	1%
Metrogas	177	182	3%	1%
Llanogás	123	168	37%	6%
Gas Natural	107	163	53%	9%
Efigas	125	141	13%	3%
Promedio aritmético	119	144	21%	4%
Surtigas	59	123	107%	16%
Gas Natural Cundiboyacense	96	103	8%	2%
Gases del Caribe	51	84	64%	10%
Gasorienté	106	71	(33%)	(8%)
Gases de La Guajira	41	63	53%	9%

Nota: El promedio sólo incluye las empresas relacionadas y se ubica de acuerdo con el resultado obtenido y su relación frente a las cifras de 2010.

(*) Las tarifas están ponderadas en ASE y ASNE.

Fuente: CCON



El componente de transporte de la tarifa a usuario final es el resultado de:

- La modalidad contractual pactada por el distribuidor - comercializador.
- Variación del IPP (2005 - 2010): 12%.
- Variación del IPC (2005 - 2010): 25%.
- Variación de la TRM (2005 - 2010): (18%).

Fuente: Ministerio de Minas y Energías Colombia

Para este caso en particular se aplicó un Componente de transporte por un valor de \$160/m³ lineal propuesto para el 2013 en donde \$5/m³ equivale a la inversión y mantenimiento al nuevo sistema de Medición dinámica propuesto [Su equivalencia es el 3% del total del Componente de transporte] para un periodo de 5 años.

Tabla 15: Calculo del Periodo de recuperación de la inversión Inicial a 5 años.

Tecnología	Inversión Inicial	Costos de Ver y Mantto x (5 año)	Total Inversión	Recuperación	Tiempo de Recuperación en Meses	Tiempo de Recuperación en Años
Platina de Orificio	\$ 80,863,320	\$ 151,150,000	\$ 232,013,320	\$ 60,552,859	46	3.8
Turbina	\$ 104,472,920	\$ 174,850,000	\$ 279,322,920	\$ 61,072,757	55	4.6
Ultrasónico*	\$ 136,053,230	\$ 179,750,000	\$ 315,803,230	\$ 61,103,339	62	5.2

Fuente: Autor

Fundamentado en lo expuesto anteriormente y utilizando las precisiones de 1% para la platina de orificio, 0.15% para tecnología de turbina y 0.1% para ultrasónicos se comprueba que la tecnología que posee menor inversión es la Platina de Orificio con una inversión total de \$232.013.320 pesos colombianos con un periodo de recuperación de 46 meses correspondientes a aproximadamente 4 años, posteriormente continua la Turbina con un periodo de recuperación de 55 meses correspondientes a casi 5 años, y por último la Tecnología ultrasónica que no se alcanza a recuperar en el periodo analizado.

3.4.2 Evaluación Técnica

Establecido las condiciones operativas del sistema y los desempeños de cada una de las tecnologías se valida el comportamiento técnico basado en las siguientes propiedades:

- ¿Existen normatividad vigente o estándares que permitan validar cada una de las tecnologías a seleccionar?
- ¿Cuál es la aceptación de esta tecnología a nivel industrial?

- Para la aplicación de la medición de gas de recibo de Opón en la Planta de Gas del Centro, ¿Cuál sería la precisión de cada una de las tecnologías a comparar?
- Para la aplicación de la medición de gas de recibo de Opón en la Planta de Gas del Centro, ¿Cuál sería inversión a realizar para cada una de las tecnologías a comparar?
- Para la aplicación de la medición de gas de recibo de Opón en la Planta de Gas del Centro, ¿Cuáles serían los costos de operación de cada una de las tecnologías a comparar?
- ¿El elemento primario cuenta con partes móviles?
- ¿El elemento primario posee sensibilidad al perfil de flujo?
- ¿Puede presentarse error por pulsación del flujo?
- ¿Es requerida la instrumentación secundaria para la determinación de volúmenes de gas?
- ¿En la aplicación actual puede presentarse alto flujo que ocasione daños en el medidor?
- ¿EL medidor presenta tolerancia al sucio?
- ¿El medidor puede realizar autodiagnóstico?
- ¿El medidor presenta tolerancia al ruido?

Basado en lo anterior se realizó una matriz de correlación cualitativa y cuantitativa con el fin de establecer cuál sería la tecnología más óptima para esta aplicación arrojando los siguientes resultados en donde se consideró lo siguiente:

Valoración 5: Alta

Valoración 3: Media

Valoración 1: Baja

Tabla 16: Comparativo Técnico de las tres tecnologías (Cualitativo y Cuantitativo).

ATRIBUTO	ORIFICIO		TURBINA		ULTRASONICO	
ESTANDAR	5	AGA 3	5	AGA 7	5	AGA 9
ACEPTACIÓN	5	AMPLIA	3	FRAGMENTADA	3	FRAGMENTADA
PRECISIÓN	3	MEDIA	3	MEDIA	5	ALTA
INVERSIÓN	5	BAJA	3	MEDIA	1	ALTA
COSTOS OPERACIÓN	5	BAJA	3	MEDIA	1	ALTA
PARTES MOBILES	5	NO	1	SI	5	NO
SENSIBILIDAD AL PERFIL	1	SI	1	SI	1	SI
ERROR POR PULSACIÓN	5	NO APLICA	5	NO APLICA	5	NO APLICA
INSTRUMENTACIÓN	1	REQUERIDA	1	REQUERIDA	1	REQUERIDA
PERDIDA DE PRESIÓN	3	MEDIA	3	MEDIA	5	BAJA
DAÑO POR ALTO FLUJO	5	NO APLICA	5	NO APLICA	5	NULA
TOLERANCIA AL SUCIO	3	MEDIA	1	BAJA	3	MEDIA
AUTODIAGNOSTICO	1	NO TIENE	3	LIMITADA	5	MULTIPLE
TOLERANCIA AL RUIDO	5	ALTA	5	ALTA	1	BAJA
RESULTADO	3.71		3.00		3.29	

Fuente: Autor

3.5 MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE CANTIDADES VOLUMÉTRICAS DE GAS

Para la realización del modelo matemático para el cálculo de cantidades volumétricas de gas, se estableció como base el estado estacionario del fluido teniendo en cuenta las ecuaciones expuestas en el estándar AGA 3, permitiéndonos validar los datos arrojados por el Computador de Flujo y lo generado por el modelo creando un procedimiento de respaldo y de validación de datos volumétricos en la Planta de Procesos el Centro.

El desarrollo de la Ecuación de Cálculo de Cantidades Volumétricas fue el Siguiente:

- a. Se define como tiempo de operación: $H_b = 24$ horas; por tanto el volumen calculado Q en MMSCFD para un periodo de 24 horas se define como:

$$Q = \frac{Q_v \times H_b}{1000000} \quad (\text{Ec.25})$$

b. Flujo de Gas a Condiciones estándares (Qv) en ft³/hrs mediante la ecuación:

$$Q_v = C' \sqrt{h_w (P_f - P_a)} \quad (\text{Ec.26})$$

En donde:

Q_v = Flujo de gas a condiciones estándares.

C' = Constante de Orificio.

h_w = Presión Diferencial.

P_f = Presión Estática.

P_a = Presión atmosférica.

c. Calculo de la constante de Orificio:

$$C' = F_a \times F_l \times F_m \times FPV \times F_{gr} \times F_{tf} \times F_{tb} \times F_{pb} \times Y \times F_r \times F_b \quad (\text{Ec.27})$$

en donde:

$$F_a = (1 + (0.0000185 \times (T_f - 68))) \quad (\text{Ec.28})$$

$$F_l = \sqrt{\frac{980.665 + (0.087 \times (Lat - 45)) - (0.000094 \times Elev)}{980.665}} \quad (\text{Ec.29})$$

$$F_m = \sqrt{\frac{((T_a + 460 - 520) \times (-0.000101) + 1) \times 846.324 - FC}{846.324}} \quad (\text{Ec.30})$$

$$F_c = \frac{FPV \times FPV \times 2.699053 \times G_{ideal} \times (P_f + P_a)}{T_a + 460} \quad (\text{Ec.31})$$

$$FPV = \frac{\sqrt{B1/D1 - D1 + n/(3 \times Pc)}}{[1 + 0.00132]/Tc^{3.25}} \quad (\text{Ec.32})$$

$$D1 = \sqrt[3]{b1 + (b1^2 + B1^3)} \quad (\text{Ec.33})$$

$$b1 = \frac{9 \times n - 2 \times m \times n^3}{54 \times m \times Pc^3 - E2 / (2 \times m \times Pc^2)} \quad (\text{Ec.34})$$

$$E2 = 1 - 0.00075 \times Pc^{2.3} \times (2 - e^{-(20 \times (1.09 - Tc))}) - 1.317 \times (1.09 - Tc)^4 \times Pc \times (1.69 - Pc^2) \quad (\text{Ec.35})$$

$$B1 = \frac{3 - m \times n^2}{9 \times m \times Pc^2} \quad (\text{Ec.36})$$

$$b1 = \frac{9 \times n - 2 \times m \times n^3}{54 \times m \times Pc^3 - E2 / (2 \times m \times Pc^2)} \quad (\text{Ec.37})$$

$$n = \frac{0.265827 / Tc^2 + 0.0457697 / Tc^4 - 0.133185 / Tc^1}{m} \quad (\text{Ec.38})$$

$$m = 0.0330378 / Tc^2 - 0.0221323 / Tc^3 + 0.0161353 / Tc^5 \quad (\text{Ec.39})$$

$$Gr = \frac{Zmezcla}{Zaire \times Gideal} \quad (\text{Ec.40})$$

Los valores del porcentaje de Contenido de Nitrógeno (Mn), Porcentaje de contenido de CO2 (Mc) y la gravedad específica del gas ideal son obtenidos mediante la cromatografía de la sustancia. El factor de compresibilidad del aire se considera constante para esta aplicación que es igual a 0.9995.

- d. Para el cálculo del Factor de compresibilidad de la Mezcla se siguieron los siguientes pasos:

$$Zmezcla = 1.00369 - (0.0101 \times Gideal) + \left(0.07 \times \left[\frac{Mc}{100} + \frac{Mn}{100}\right]\right) \quad (\text{Ec.41})$$

- e. Calculo del Factor de la Gravedad especifica:

$$Fgr = \sqrt{1 / Gideal} \quad (\text{Ec.42})$$

- f. Calculo del factor de temperatura de flujo:

$$Ftf = \sqrt{\frac{519.67}{Tf + 459.67}} \quad (\text{Ec.43})$$

g. Calculo del factor de temperatura base:

$$Ftb = \frac{Tb+459.67}{519.67} \quad (\text{Ec.44})$$

h. Calculo del factor de la presión base:

$$Fpb = \frac{14.7}{Pb} \quad (\text{Ec.45})$$

i. Calculo del Factor de expansión aguas abajo:

$$Y = \frac{\sqrt{1+X2}-(0.41+0.35 \times Beta^4) \times X2}{(k \times \sqrt{1+X2})} \quad (\text{Ec.46})$$

En donde,

$$K = 1.3.$$

$$X2 = \frac{hw}{27.707 \times (Pf+14.5)} \quad (\text{Ec.47})$$

j. Calculo del Factor del Numero de Reynolds

$$Fr = 1 + b/\sqrt{hw \times (Pf + 14.5)} \quad (\text{Ec.48})$$

$$b = E/(12835 \times d \times K) \quad (\text{Ec.49})$$

$$K = 0.604/\sqrt{1 - Beta^4} \quad (\text{Ec.50})$$

k. Calculo del factor básico del orificio

$$Fb = 338.178 \times d^2 \times Ko \quad (\text{Ec.51})$$

En donde el coeficiente de flujo del Número de Reynolds K_o se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$K_o = K_e / (1 + (15 \times E) / (d \times 10^6)) \quad (\text{Ec.52})$$

$$K_e = 0.5993 + 0.007/D + (0.364 + (0.076/D^{0.5})) \times \text{Beta}^4 + 0.4 \times (1.6 - 1/D)^5 \times A2^{(5/2)} - (0.009 + 0.034/D) \times A4^{(3/2)} + (65/D^2 + 3) \times A6^{(5/2)} \quad (\text{Ec.53})$$

l. Calculo del Coeficiente de Flujo Flange Taps:

$$E = d \times (830 - 5000 \times \text{Beta} + 9000 * \text{Beta}^2 - 4200 * \text{Beta}^3 + B) \quad (\text{Ec.54})$$

$$B = \frac{530}{D^2} \quad (\text{Ec.55})$$

$$Tc = \frac{Taj+460}{500} \quad (\text{Ec.56})$$

m. Calculo de la Temperatura ajustada:

$$Taj = ((226.29 \times (Tf + 460)) / (99.15 + 211.9 \times Gr - (Mc + 1.681 \times Mn))) - 460 \quad (\text{Ec.57})$$

n. Temperatura Base = 60°F. (Tb)

o. Presión Base = 14.7 psi (Pb)

p. Calculo de la Presión Critica:

$$Pc = \frac{Paj+14.70}{1000} \quad (\text{Ec.58})$$

q. Calculo de la Presión ajustada:

$$Paj = (156.47 \times Pf) / (160.8 - 7.22 \times Gr + (Mc - 0.392 \times Mn)) \quad (\text{Ec.59})$$

r. Relación de diámetros - Beta:

$$Beta = d/D \quad (Ec.60)$$

s. Relación de variables:

$$A1 = (0.07 + 0.05/D) - Beta \quad (Ec.61)$$

$$A2 = A1 \text{ cuando } A1 \text{ es mayor de Cero sino } A2 = 0 \quad (Ec.62)$$

$$A3 = 0.5 - Beta \quad (Ec.63)$$

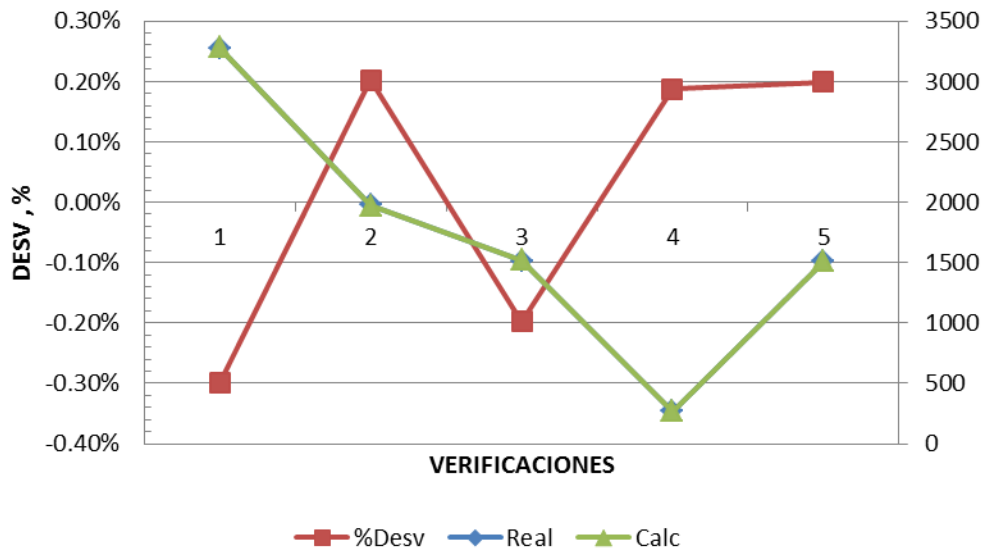
$$A4 = A3 \text{ cuando } A3 \text{ es mayor de Cero sino } A4 = 0 \quad (Ec.64)$$

$$A5 = Beta - 0.7 \quad (Ec.65)$$

$$A6 = A5 \text{ cuando } A5 \text{ es mayor de Cero sino } A6 = 0 \quad (Ec.66)$$

Basado en lo anterior se realizó una validación de los datos por el algoritmo evidenciando mínimas menores al 0.3% de desviación entre cantidades representando de buena manera el comportamiento del gas natural dentro de una tubería.

Figura 27: Comparativo de Calculo versus Algoritmo.



Fuente: Autor

Hoja de Cálculo para el desarrollo del Algoritmo:

**CALCULO DEL VOLUMEN DE GAS SEGUN EL AGA-3
PARA PLATINAS DE ORIFICIO**

15/03/2013

CAMPO	GAS
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIÓN DE MARES	OPON

TEMPERATURA AMBIENTE (°F)	Ta	80.00	
ELEVACION (FEET)	Elev	300	
LATITUD (DEG)	Lat	27.00	
PRESION ATMOSFERICA	Pa	14.650	
DIAMETRO ORIFICIO	d	2.250	-0.07666667
DIAMETRO TUBERIA	D	15.000	0
RELACION DE DIAMETROS	BETA	0.150	0.35
PRESION DIFERENCIAL	hw	13.69	0.35
PRESION ESTATICA	Pf	501.00	-0.55
TEMPERATURA DE FLUJO	Tf	90.00	0
PRESION BASE	Pb	14.65	
PRESION AJUSTADA	Pajd	498.65	
COEFICIENTE DE PRESION	Pc	0.51	
TEMPERATURA BASE	Tb	60.00	
TEMPERATURA AJUSTADA	Tajd	80.31	
COEFICIENTE DE TEMPERATURA	Tc	1.08	
	B	136.85	
COEFICIENTE DE FLUJO FLANGE TAPS	E	911.63	
	Ke	0.60	
COEFICIENTE DE FLUJO NUMERO DE REYNOLDS GRANDE	Ko	0.59	
FACTOR BASICO DE ORIFICIO	Fb	1016.97	
	K	0.60	
	b	0.05	
FACTOR DEL NUMERO DE REYNOLDS	Fr	1.00	
	X2	0.00	
FACTOR DE EXPANSION (AGUAS ABAJO)	Y	1.00	
RELACION (Cp/Cv)	k	1.30	
FACTOR DE PRESION BASE	Fpb	1.01	
FACTOR DE TEMPERATURA BASE	Ftb	1.00	
FACTOR DE TEMPERATURA DE FLUJO	Ftf	0.97	
FACTOR DE GRAVEDAD ESPECIFICA	Fgr	1.26	
FACTOR COMPRESIBILIDAD DEL AIRE	Zaire	0.9995	

<i>FACTOR COMPRESIBILIDAD DE LA MEZCLA</i>	Zmezcla	1.00
<i>PORCENTAJE DE CONTENIDO DE NITROGENO</i>	Mn	0.2645
<i>PORCENTAJE DE CONTENIDO DE CO2</i>	Mc	1.0330
<i>GRAVEDAD GAS IDEAL</i>	Gideal	0.6269
<i>GRAVEDAD REAL</i>	Gr	0.626
	m	0.02
	n	6.36
	B1	41.24
	E2	1.00
	b1	203.12
	D1	8.13
<i>FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD</i>	FPV	1.04
		1.73
	Fm	1.00
	Fl	1.00
	Fa	1.00
<i>CONSTANTE DE ORIFICIO</i>	C'	1298.16
<i>FLUJO DE GAS EN Ft3/H A CONDICIONES STANDARD</i>	Qv	109070.51
<i>TIEMPO DE OPERACION</i>	Hb	24.00
<i>PIES CUBICOS STANDARD DIA</i>	MMSCFD	2.618

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Basado en lo anteriormente analizado se evidencia que si es necesario realizar el cambio del medidor actual dado a que no está garantizado una medición confiable y con baja incertidumbre. Adicionalmente hay que tener en cuenta que:

- a. Realizar la verificación de la Platina de Orificio (cálculo del diámetro del orificio reportado a la temperatura de referencia de 68°F, diámetro interno del tubo de medición reportado a la temperatura de referencia de 68°F, cálculo de la redondez del orificio e inspección de sus bordes, determinación del espesor del orificio y de la placa, determinar si se requiere bisel o no, su planitud, excentricidad en la instalación y rugosidad superficial) antes de ser instalada con el fin de que se cumplan con los parámetros establecidos en la Norma AGA 3.
- b. De manera similar se recomienda antes de realizar los trabajos de soldadura del tubo de medición realizar los trabajos de verificación del diámetro interno aguas arriba y agua abajo del medidor a la temperatura de inspección; la perpendicularidad del Medidor y la rugosidad superficial de los tubos.
- c. La altura máxima de la línea central del brazo de medición al piso del sistema de medición, no debe ser superior a 4 pies (1,31 m). Como mínimo deberá existir una distancia entre brazos de medición de 5 pies (1,64 m) entre centros de tubería de los brazos de medición o de 3 pies (0,98 m) entre bordes de los medidores, utilizando la distancia que sea mayor, pero en ningún caso deben ser inferiores a lo especificado por el fabricante.
- d. Se recomienda realizar ajuste al Span del Transmisor diferencial de presión a las condiciones requeridas por la línea con el fin garantizar una buena

determinación de este valor. En la actualidad está configurado de 0 – 30 in H₂O.

- e. Realizar la adecuada selección de la platina de orificio teniendo en cuenta el facto beta óptimo de 0.4.
- f. Se evidencia que el diámetro óptimo de la tubería no es 8 pulgadas sino menor (garantizar un beta de 0.4), aunque al realizar la instalación del Sistema de Medición disponible de 8" de evidencia un buen comportamiento del Beta; de igual forma se recomienda si es posible realizar el análisis del diámetro óptimo de la tubería para este tipo de condiciones de operación y evaluar la posibilidad de la obtención y/o compra de un medidor de menor tamaño con el fin de garantizar un alto desempeño en la deducción de volúmenes.
- g. Basado en el análisis técnico – económico se recomienda contar con la tecnología Platina de Orificio para esta aplicación teniendo en cuenta realizar el cambio del diámetro de la tubería y los acondicionamientos necesarios para garantizar un perfil de flujo óptimo.
- h. El algoritmo de Cálculo para estado estacionario representa el comportamiento del Flujo a través de una Platina de orificio presentando una desviación máxima en las pruebas del 0.3% generando un mecanismo de validación rápida y aproximada para la obtención de cantidades volumétricas.

BIBLIOGRAFIA

- API MPMS. Manual of Petroleum Measurement Standards.
- ASME – MFC – 5M. Medición de flujo de líquido en circuito cerrado usando Medidores de flujo ultrasónico de tiempo en tránsito. Vol.1, No 3, 2001 p. 12 - 72.
- ASME MFC- 3M. Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi-Date of Issuance. Vol.4, No 3, 2003 p. 25 -58.
- ASTM. American society for testing and materials.
- BORRAS BRUCART Enrique. Gas Natural: características, distribución y aplicaciones industriales”. En: Editores Tecnicos asociados1987.
- Disponible también en versión HTML en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/d885ffd1ac6de2a90525785a007a5f30/\\$FILE/Creg007-2001.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/d885ffd1ac6de2a90525785a007a5f30/$FILE/Creg007-2001.pdf)>
- Disponible también en versión HTML en: <http://www.innergy.cl>>
- Disponible también en versión HTML en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/precios_combustibles/Termicas_Marzo_2012.pdf>
- Disponible también en versión HTML en: http://www.superservicios.gov.co/c/document_library/get_file?uuid=1d150406-ec5e-4fb7-affd-734e66983556&groupId=10122>
- Disponible también en versión HTML en: http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf>
- Disponible también en versión HTML en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Abast_Gas_Natural/PLAN_ABASTECIAMIENTO_GAS%20NATURAL_2009.pdf>
- GALLAGUER E. James. Natural Gas Measurement Handbook. En: Gulf Publishing Company. Vol.2, No 7, 2006 p. 125 -187.

- GPA. Gas Processors Association.
- ISO 9001:2000. International Organization for Standardization.
- MMH. Manual de Medición de Hidrocarburos de Ecopetrol S.A.
- Reglamento Único de Transporte – RUT (Resolución CREG 071 de 1999)
- SZABO Jason and VAN HARDEVELD Thomas. Pipeline Operation & Maintenance. “A practical Approach”. En: ASME PRESS. Vol.3, No 7, 2005 p. 57 -167.

ANEXO A

REPORTE DE CONFIGURACIÓN DEL COMPUTADOR DE FLUJO

Characteristic/Configuration Report

System Parameters

ROC Address	11	ROC Group	2
Active AGA's	5	Max AGA's	5
Contract Hour	0	MPU Loading	56.58672
Base DB Pt's	11	RAM1 DB Pt's	30
RAM2 DB Pt's	30	RAM Installed	01100111
ROM Installed	10000000		

General Flow parameters

Latitude	27.00000	Elevation	300.0000
1~Calc Method	00000101	2~AGA Config	01000100
Sp. Gravity	.6266608	Heating Value	1092.058
Gravity	32.12135	Scan Period	60
Pipe Dia.	15.00000	Orifice Dia.	2.250000
Measure Temp	68.00000	3~Orif. Material	StainlessSteel
4~Alarm Code	00000000	Low Alarm	.0000000
High Alarm	10000.00	Viscosity	.0000080
Sp. Heat Ratio	1.300000	Base Press.	14.64999
Base Temp.	60.00000	Low Flow Cutoff	.0100000
Fpwl	1.000000	Atm Pressure	14.57223
1~Calc Method II	00000000	Pipe Ref Temp	68.00000
5~Pipe Material	2		

ANEXO B

RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASE ECOPETROL S.A

Item	TIPO DE EQUIPO	PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA		
		VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL	
1	PROBADORES	Patrones volumétricos tipo tanque (seraphines) Usados en calibración de probadores volumetricos	Inspección antes de ser utilizado (Ver nota 5)	Antes y después de ser utilizado	5 años dependiendo de su estado, según API MPMS 4,7_2009. Mar 07 de 2012 (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS Capitulo 4 Sección 7.5.3
2		Probador tipo tanque	Inspección antes de ser utilizado (Ver nota 5)	Antes y después de ser utilizado	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
3		Probador Master Meter	No Aplica	Según análisis de resultados contra la Carta de Control	3 meses para cada producto y a condiciones similares de operacionales del medidor que se va a calibrar (Ver nota 2)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
4		Probadores Compactos (Probadores Unidireccionales de pistón) Probadores de Pequeño Volumen (SVP)	No Aplica	Semestral	3 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
5		Unidireccional de Esfera Bidireccional de Esfera o de Pistón.	No Aplica	Semestral	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
6	MEDIDORES PARA LIQUIDOS	Medidores con probador dedicado	Diaria a semanal dependiendo de la criticidad del sistema. Para exportación por cada embarque	Según análisis de resultados contra la Carta de Control	Mensual por producto o según Contrato o Acuerdo entre las partes	Capitulo 5	API MPMS Capitulo 5 Sección 2
7		Medidores con probador portátil	Diaria del Meter Factor mientras esté conectado el probador	Según análisis de resultados contra la Carta de Control	Semestral por producto o según Contrato o Acuerdo entre las partes	Capitulo 5	API MPMS Capitulo 5 Sección 2
8	MEDIDORES PARA GAS NATURAL	Medidores con Master Meter	Mensual a la Instrumentación asociada y Comp. Flujo: Temp, Pres (Estática y Diferen.) y Calidad (Composició, Humedad, Azufre) y Autodiagnóstico (si aplica)	Por discrepancias contra los balances diarios y por mal funcionamiento	Annual o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)		API MPMS CAPITULO 21. 2. API MPMS CAPITULO 21. 1.
9		Medidores sin Master Meter		Por discrepancias contra los balances diarios y por mal funcionamiento	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)		API MPMS CAPITULO 21. 2. API MPMS CAPITULO 21. 1.

INSTRUMENTOS DE CAMPO, VÁLVULAS Y MISCELÁNEOS	10	Lazo de Presión (Transmisor, equipo terciario, etc)	En línea Líquidos : Trimestral. Lazo completo (3 pasos según procedimiento) Líquidos: BIANUAL Gas Natural: Mensual	No Aplica En caso de falla reemplazar el Equipo	Según recomendación fabricante o en su defecto cada 2 años. (Ver nota 3).		
	11	Lazo de Temperatura) (RTD, Transmisor, equipo terciario, etc)	En línea Líquidos : Trimestral. Lazo completo (3 pasos según procedimiento) Líquidos: BIANUAL Gas Natural: Mensual	No Aplica En caso de falla reemplazar el Equipo	Según recomendación fabricante o en su defecto cada 2 años. (Ver nota 3).		
	12	Densitómetros	Semestral Frecuencias Densitómetro 1.- lleno Agua 2.- lleno Aire	Semestral Limpieza interna	2 a 5 años Si no pasa la verificación se debe calibrar (Ver nota 3)	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
	13	Válvulas de doble bloqueo y purga	Trimestral	Anual y cuando tenga pase	No Aplica	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
	14	Actuadores para Válvulas	Anual Ajuste a los límites de Carrera	Cada 2 años	No Aplica	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
	15	Válvulas de expansión térmica	Semestral	Cuando falle	Anual	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
	16	Válvulas de seguridad	Semestral	Cuando falle	Semestral	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6

17	INSTRUMENTOS DE CAMPO, VÁLVULAS Y MISCELÁNEOS	Lazos de control PID (Computador de Flujo, Sistema de Control, PLC, DCS, etc.)	Semestral	Cuando falle	Semestral	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
18		Computadores de flujo (Configuración, Archivos de Alarma y Eventos)	Anual	Cuando falle	Anual (Entradas / Salidas Análogas) (Ver nota 3)	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
19		Sincronización de Relojes (Computadores de Flujo, Sistemas de Control, Equipos) (Ver nota 4)	Mensual	No Aplica	No Aplica	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
20		Báscula Camionera	Trimestral	Trimestral	Anual (Ver nota 3)	-	-
21		Sistemas Híbridos de Medición de Tanques (SHMT) (Tanques Atmosféricos) (Nivel, Temperatura y Densidad)	Mensual Nivel - Manual con Cinta Temp - Manual con Termómetro Dens. - Manual con	Anual o cuando falle (Ver nota 3)	Anual (Ver nota 3)	Capítulo 3	API MPMS Capítulo 3.2
22		Sistemas Híbridos de Medición de Tanques (SHMT) (Tanques Presurizados) (Nivel, Temperatura y Densidad)	Semestral Nivel - Manual con Cinta Temp - Manual con Termómetro Dens. - Manual con	Anual o cuando falle (Ver nota 3)	Anual (Ver nota 3)		
23		Tanques de Almacenamiento (Tablas de Aforo)	5 años (Ver nota 3)	Cuando se requiera (Por cambio de producto, falla estructural, etc.)	15 años (Ver nota 3)	Capítulo 2	API MPMS Capítulo 2.2A, Apéndice A
24		Cintas de medición	Inspección - diaria o antes de sus uso Verificación - Anual	No Aplica	No Aplica	Capítulo 3	API MPMS Capítulo 3.1A, numeral 3.1A.8
25		Termómetros Electrónicos (PET)	Trimestral	No Aplica	Anual (Ver nota 3)	Capítulo 7	API MPMS Capítulo 7 numeral 8.2
26		Termómetros de vidrio Termómetros Bimetálicos Hidrómetros Termohidrómetros	Trimestral	No Aplica	No Aplica	Capítulo 7	API MPMS Capítulo 7 numeral 8.3.1.
27	Manómetros (Bourdon)	Semestral	Cuando falle	Anual (Ver nota 3)			
28	Tomamuestras Automático	Semestral	Semestral y número de operaciones de Extracción	No Aplica	Capítulo 8	API MPMS Capítulo 8 Sección 2	
29	Analizadores de Calidad (SW, Azufre, Cromatógrafo, Humedad, etc.)	Semestral	Anual o cuando falle (Ver nota 3)	Anual (Ver nota 3)	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21	
Planta 010							39/45

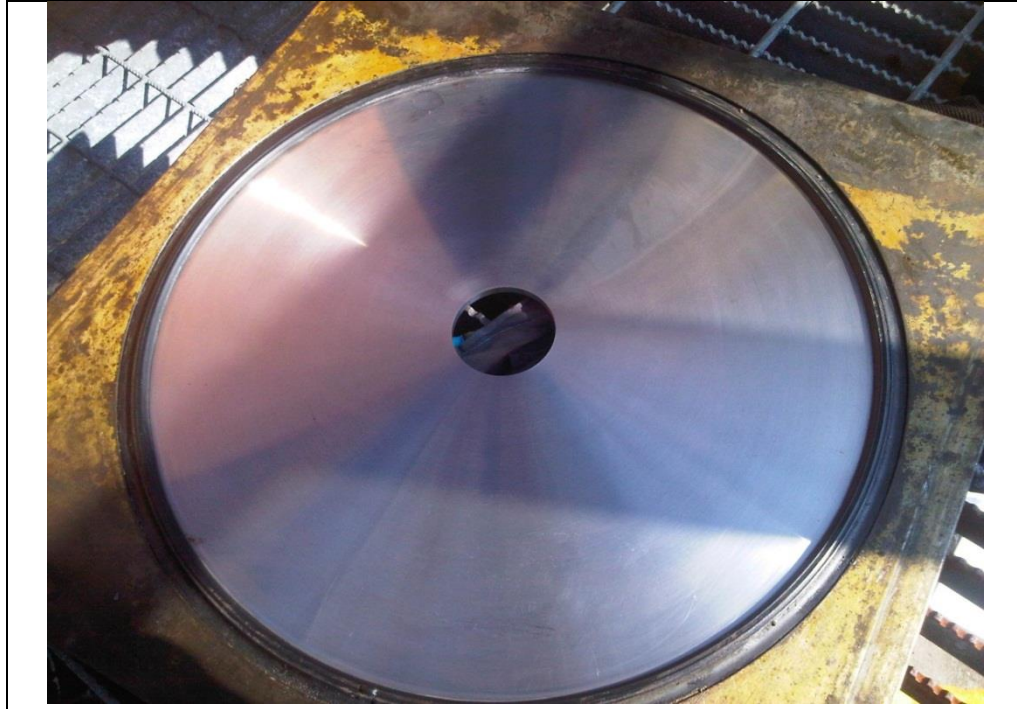
30	EQUIPOS DE REFERENCIA	Multímetros Calibradores de campo	N.A. Semestral	No Aplica	2 años (Ver nota 3)	-	-
31		Patrones de MEDICIÓN generación de Temperatura (Baño seco controlado)	N.A. Semestral	Semestral o cuando falle	2 años (Ver nota 3)	-	-
32		Patrones de generación de presión (peso muerto)	Semestral	Semestral o cuando falle	5 años (Ver nota 3)	-	-
33		Manómetros (Bourdon, digitales)	Anual	Cuando falle	2 años (Ver nota 3)	-	-
34		Termómetros (Vidrio, Digitales)	Anual	Cuando falle	2 años (Ver nota 3)	-	-
35	EQUIPOS DE LABORATORIO	Analizadores de Calidad de Laboratorio: Karl Fischer, balanza analítica, salinómetro, termohigrómetro, mufla, Trampas de destilación, Cromatógrafo y demás equipos de laboratorio	El control metrológico del laboratorio se establecerá con base en la recomendación del fabricante de cada equipo o en la recomendación que establece cada uno de los métodos de ensayo estándar Internacionales, implementados en el Laboratorio.			Capítulo 1	-

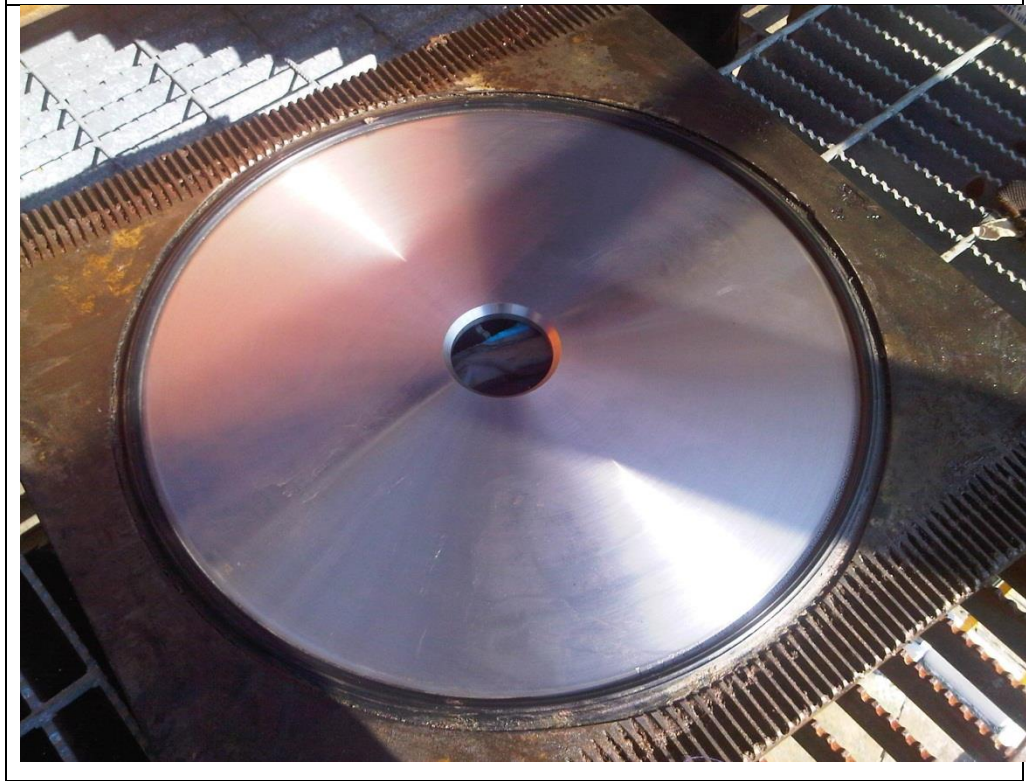
Notas:

1	De forma general: 1.- Todo equipo o instrumento debe venir calibrado de fabrica con su correspondiente certificado de calibración 2.- El período entre Verificaciones/Ajuste, podrá modificarse (ampliarse o disminuirse) de acuerdo a los registros históricos, a las recomendaciones del fabricante o a los análisis estadísticos, siempre y cuando se encuentren debidamente documentados y justificados, no deberá ser superior a 2 años.
2	La calibración podrá ser realizada directamente por Ecopetrol o por un Ente externo certificado para hacerla.
3	La calibración se deberá realizar por un Ente o Laboratorio certificado para hacerla. No se recomienda que Ecopetrol realice directamente estas calibraciones.
4	Debe hacerse por señal de sincronismo donde haya conexión a Scada, Satelite o señal Web
5	Inspección: Examen cuidadoso que se hace de un lugar o de una cosa con el objeto de determinar el estado en que se encuentra física y mecánicamente y reportarlo.

ANEXO C

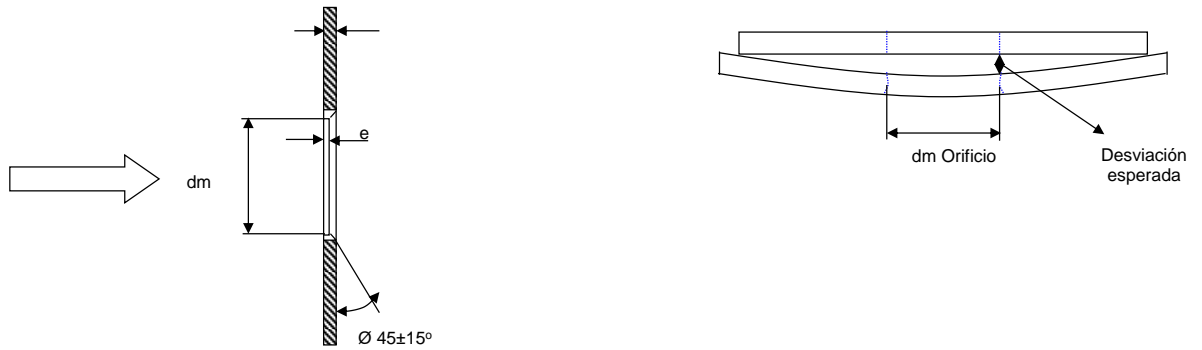
FOTOS PLATINA DE ORIFICIO E INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA ACTUAL





ANEXO D

CONDICIONES TECNICAS PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLATINA DE ORIFICIO



Diámetro del orificio " dm	Máxima desviación esperada para los siguientes diámetros										
	2	3	4	6	8	10	12	16	20	24	30
0.125	0.009										
0.25	0.009										
0.375	0.008										
0.5	0.008	0.013									
0.625	0.007	0.012	0.017								
0.75	0.007	0.012	0.016	0.027							
0.875	0.006	0.011	0.016	0.026	0.036						
1	0.005	0.01	0.015	0.025	0.035	0.046					
1.25	0.004	0.009	0.014	0.024	0.034	0.044	0.054				
1.5	0.003	0.008	0.013	0.023	0.033	0.043	0.053	0.067			
1.75		0.007	0.011	0.022	0.032	0.042	0.052	0.066			
2		0.005	0.01	0.02	0.03	0.041	0.05	0.065	0.085		
2.25		0.004	0.009	0.019	0.029	0.039	0.049	0.063	0.083		
2.5			0.008	0.018	0.028	0.038	0.048	0.062	0.082	0.102	
2.75			0.006	0.017	0.027	0.037	0.047	0.061	0.081	0.101	
3			0.005	0.015	0.025	0.036	0.045	0.06	0.08	0.1	0.13
3.25				0.014	0.024	0.034	0.044	0.028	0.078	0.098	0.128
3.5				0.013	0.023	0.033	0.043	0.057	0.077	0.097	0.127
3.75				0.012	0.022	0.032	0.042	0.056	0.076	0.096	0.126
4				0.01	0.02	0.031	0.04	0.055	0.075	0.096	0.125
4.5				0.008	0.018	0.028	0.038	0.052	0.072	0.092	0.122
5					0.015	0.026	0.035	0.05	0.07	0.09	0.12
5.5					0.013	0.023	0.033	0.047	0.067	0.087	0.117
6					0.01	0.021	0.03	0.045	0.065	0.085	0.115
6.5						0.018	0.028	0.042	0.062	0.082	0.112
7						0.016	0.025	0.04	0.06	0.08	0.11
7.5						0.013	0.023	0.037	0.057	0.077	0.107
8							0.02	0.035	0.055	0.075	0.105
8.5							0.018	0.032	0.052	0.072	0.102
9							0.015	0.03	0.05	0.07	0.1

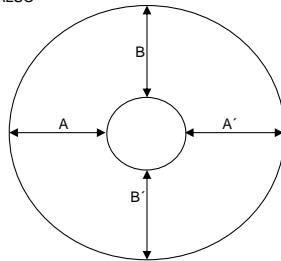
Excentricidad

Dm = 4
 dm = 0.875 0.8
 β_m = 0.22

$$\varepsilon \leq \frac{0.0025 * D_m}{0.1 + 2.3 * \beta_m^4}$$

β _m	Diámetro interno del tubo de medición "					
	2.067	3.068	4.026	6.026	7.981	10.02
0.2	0.05	0.074	0.097	0.146	0.192	0.242
0.25	0.047	0.07	0.092	0.139	0.183	0.23
0.3	0.044	0.065	0.085	0.128	0.168	0.211
0.35	0.038	0.057	0.075	0.113	0.148	0.186
0.4	0.033	0.048	0.063	0.095	0.126	0.158
0.45	0.027	0.039	0.052	0.078	0.103	0.129
0.5	0.021	0.032	0.041	0.062	0.082	0.103
0.55	0.017	0.025	0.032	0.049	0.064	0.081
0.6	0.013	0.019	0.025	0.033	0.05	0.063
0.65	0.01	0.015	0.02	0.03	0.039	0.049
0.7	0.008	0.012	0.015	0.023	0.03	0.038

β_m = 0.2
 ε límite = 0.94997006
 ε Tabla = FALSO



A = 2.523
 A' = 2.519
 B = 2.508
 B' = 2.553

0.002
 -0.0225

Orificio

TOLERANCIAS

Diámetro del orificio d _m "	Tolerancia
≤ 0.25	0.0003
0.251 - 0.375	0.0004
0.376 - 0.5	0.0005
0.501 - 0.625	0.0005
0.626 - 0.75	0.0005
0.751 - 0.875	0.0005
0.876 - 1	0.0005
≥ 1	0.0005

EXPANSIÓN TÉRMICA

Material	Coficiente lineal de expansión térmica
Acero inoxidable 304 y 316	0.00000925
Monel	0.00000795
Acero al carbón	0.0000062

ESPECIFICACIONES ESPESOR

Mínimo espesor permitido es el mayor entre e ≥ 0.02dm o e ≥ 0.005
Máximo espesor corresponde al menor valor entre e ≤ 0.02 Dm o e ≤ 0.125 dm

Espesor de la Platina

		DIÁMETRO INTERNO NOMINAL "																					
		2	3		4		6		8		10		12		16		20		24		30		
Editado		1.687		2.624	3.152						9.562						18.812						
Interno		1.939		2.9	3.438		4.897	5.761		7.981	10.02			11.938		15	19		23			29	
Diámetro		2.067	2.3	3.068	3.826	4.026	5.187	6.065	7.625	8.071	10.136	11.374	12.09	14.688	15.25	19.25	22.624	23.25	28.75	29.25			
		ESPESOR DE LA PLATINA DE ORIFICIO "																					
Mínimo		0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.175	0.175	0.175	0.175	0.24	0.24	0.24	0.37	0.37			
Máximo		0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.163	0.192	0.254	0.319	0.319	0.379	0.398	0.49	0.5	0.505	0.505	0.562	0.562	0.578			
Recomendado		0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.25	0.25	0.25	0.375	0.375	0.375	0.375	0.375	0.5	0.5			

		MÁXIMO ESPESOR DEL ORIFICIO "																					
Diámetro del orificio	$e \leq 0.125$ d_m																						
0.25	1/32	1/32	1/32	1/32	1/32																		
0.375	3/64			3/64	3/64																		
0.5	1/16			1/16	1/16	1/16	1/16																
0.625	5/64			5/64	5/64	5/64	5/64																
0.75	3/32					3/32	3/32																
0.875	7/64					7/64	7/64	7/64	7/64														
1	1/8					1/8	1/8	1/8	1/8														
1.125	9/64					9/64	9/64	9/64	9/64														
1.25	5/32							5/32	5/32	5/32	5/32												
1.375	11/64								11/64	11/64	11/64												
1.5	3/16								3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16									
1.625	13/64								13/64	13/64	13/64	13/64	13/64	13/64									
1.75	7/32									7/32	7/32	7/32	7/32	7/32									
1.875	15/64									15/64	15/64	15/64	15/64	15/64									
2	1/4										1/4	1/4	1/4	1/4									
2.25	9/32										9/32	9/32	9/32	9/32									
2.375	19/64											19/64	19/64	19/64	19/64	19/64	19/64	19/64	19/64				
2.5	5/16											5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16				
2.75	11/32											11/32	11/32	11/32	11/32	11/32	11/32	11/32	11/32				
2.875	23/64											23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	23/64	
3	3/8												3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	
3.25	13/32																			13/32	13/32	13/32	
3.5	7/16																			7/16	7/16	7/16	
3.625	29/64																			29/64	29/64	29/64	
3.75	15/32																				15/32	15/32	
4	1/2																				1/2	1/2	
4.25	17/32																				17/32	17/32	
4.5	9/16																				9/16	9/16	
4.625	37/64																					37/64	
4.75	19/32																						
5	5/8																						

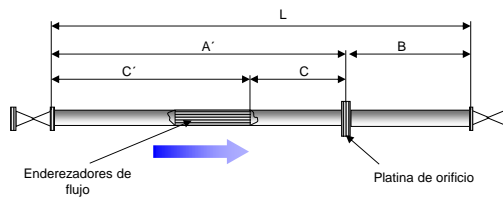
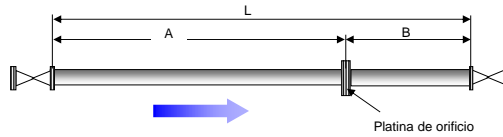
Especifica el máximo espesor aplicable para ese diámetro en específico.

Tubo de Medición

RUGOSIDAD

β	μ pulgadas
< 0.6	300
> 0.6	250

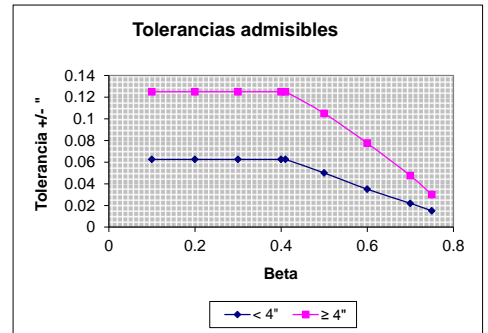
ARREGLOS DE TUBERÍA



β	Diámetros					
	A	A'	C	C'	B	
0.1	16	9	4.5	4.5	2.6	
0.2	17	9	4.6666	4.6666	2.8	
0.3	19	9	4.83327	4.83327	3	
0.4	21.5	9.5	5	5	3.1	
0.5	24.75	10.5	5.1	5.2	3.5	
0.6	29.5	12	5.5	6.5	4	
0.7	37.5	15.5	6.5	9	4.2	
0.75	44	17.5	7.5	10.5	4.5	

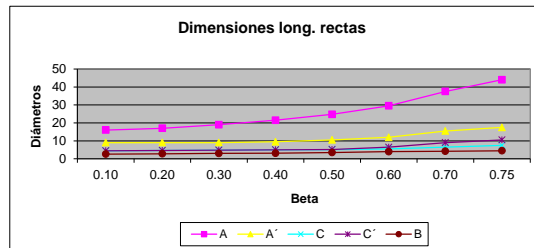
VARIACIONES PERMITIDAS DE LOCALIZACIÓN PARA EL SENSOR DE PRESIÓN

β	Tolerancia	
	< 4"	≥ 4 "
0.1	0.0625	0.125
0.2	0.0625	0.125
0.3	0.0625	0.125
0.4	0.0625	0.125
0.41	0.0625	0.125
0.5	0.05	0.105
0.6	0.035	0.0775
0.7	0.022	0.0475
0.75	0.015	0.03



TOMAS DE PRESIÓN

\varnothing tubo	\varnothing orificio
2"	3/8 ± 1/64
3"	3/8 ± 1/64
4"	1/2 ± 1/64



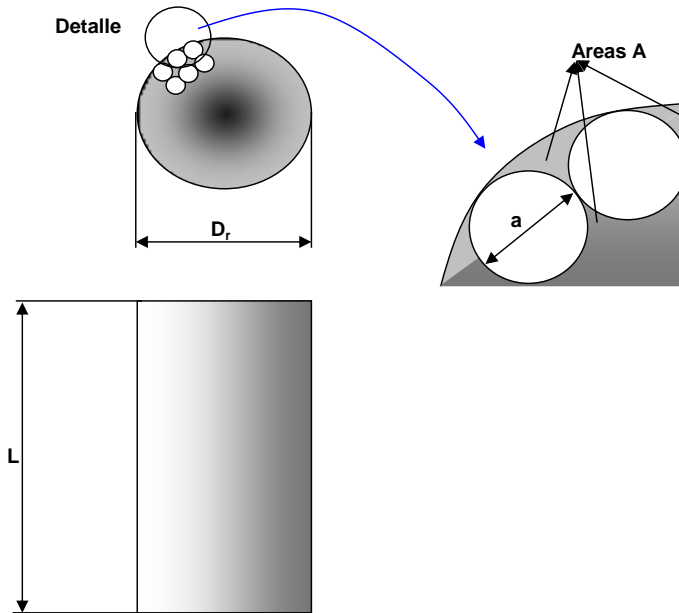
ECUACIONES

β	Diámetros	Parametros
0.21875	17.3967542 A	$y=12.4246141899 \cdot \exp(1.53876172866 \cdot x)$ R2=0.979627
	8.85699299 A'	$Y=7.08862854207 + \exp(1.01812767663 \cdot X)$ R2=0.9106
	4.60474331 C	$Y=3.96373330299 \cdot \exp(0.685259852253 \cdot x)$ R2=0.9123
	4.52216197 C'	$Y=3.45007356994 \cdot \exp(1.23700437044 \cdot x)$ R2=0.9007
	2.81010752 B	$Y=2.33398949248 \cdot \exp(0.848656974285 \cdot x)$ R2=0.9903

Enderezadores de Flujo

a =	1
D _r =	4
L =	12
A =	0.125

El diámetro de los tubos enderezadores no debe exceder 1/4 del diámetro nominal del tubo D_r



Los enderezadores de flujo de ben cumplir con los siguientes parámetros:

- | | |
|---------------------------------------------|-----------|
| 1. $a \leq 1/4 D_r$ | CUMPLE |
| 2. $A \leq 1/16(2 \cdot \pi \cdot D_r^2/4)$ | CUMPLE |
| 3. $10a \leq L \leq C/2$ | NO CUMPLE |

ANEXO E

EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL CAUDAL EN UNA PLATINA DE ORIFICIO

Ejemplo del Cálculo del Caudal en una Placa de Orificio

Condiciones para el Cálculo

- Tf=80°F - Pf=1200 psi - Gr=0,708 g/dm3 - Zb=0,829 - D=6 in
 - Tb=60°F - Pb=14,65 psi - Dp=160 lnH2O - Zf=0,849 - d=3,5 in

Ecuación de Cálculo

$$Qv = 7709,61 * Cd * Ev * Y1 * d^2 * \sqrt{\frac{Pf * Zb * Dp}{Gr * Zf * Y}}$$

Cálculo de las Variables Constantes en el tiempo

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{3,5}{6} = 0,58$$

$$Ev = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} = \frac{1}{\sqrt{1-0,3^4}} = 1,063462$$

$$d^2 = 3,5^2 = 12,25$$

$$Raiz = \sqrt{\frac{1200 * 0,829 * 160}{0,708 * 0,849 * 80}} = 57,88370$$

$$Y1 = 1 - (0,41 + 0,35\beta^4) \frac{\Delta P}{K * N3 * Pf} = 0,99845$$

Se calcula el valor resultante obteniendo el caudal volumétrico dependiendo únicamente del Coeficiente de Descarga

$Qv = 3386032,46 * Cd$

Formulas Utilizadas para el Cálculo e Iteracion del Valor de Cd

$$Cd_d(FT) = C_d(CT) + 0,000511 * \left(\frac{10^6 * \beta}{Re_d}\right)^{0,7} + (0,0210 + 0,0049 * A) \beta^4 * C$$

$$Re_d = 0,011451 * \left(\frac{Qv * P_b * G_r}{\mu * D * T_b * Z_{b_avr}}\right) / A = \left(\frac{19,000 \beta^{0,8}}{Re_d}\right) / A = \frac{\beta^4}{1-\beta^4} \quad M_1 = \max\left(2,8 - \frac{Dr}{N_4}, 0,00\right)$$

$$M_2 = \frac{2L_2}{1-\beta}$$

$$C_d(CT) = C_d(CT) + Tap \text{ term} \quad C_d(CT) = 0,5961 + 0,0291 * \beta^2 - 0,229 * \beta^8 + 0,0031 * (1-\beta) M_1$$

$$Tap \text{ term} = upstream + Dnstrm \quad upstream = [0,0433 + 0,0712 e^{-8,51 * \beta} - 0,1145 e^{6,04 * \beta}] * (1 - 0,23 * A) * B$$

$$Dnstrm = -0,0116 * [M_2 - 0,52 M_2^{1,3}] * \beta^{1,1} * (1 - 0,14 A)$$

ITERACIÓN N°1

<p>1 Calculamos el N° de Reynolds $Re_d = 0,011451 * \left(\frac{3386032,46 * 14,65 * 0,708}{0,0130 * 6 * 60 * 0,829}\right)$ $Re_d = 625195,11592$</p>	<p>6 Cálculo de Cd(CT) $C_d(CT) = 0,5961 + 0,0291 * 0,58^2 - 0,229 * 0,58^8 + 0,0031 * (1 - 0,58)(0) = 0,6029$</p>	<p>5 Cálculo de M1 y M2 $M_1 = 0,0$ $M_2 = \frac{2 * 1,04}{1 - 0,58} = 4,992$</p>	<p>7 Cálculo de Upstream $upstream = [0,0433 + 0,0712 e^{-8,51 * 0,58} - 0,1145 e^{6,04 * 0,58}] * (1 - 0,23 * 0,2516) * 0,131 = -7,239$</p>
<p>2 Cálculo de A $A = \left(\frac{19,000 * 0,58}{625195,11592}\right)^{0,8} = 0,2516$</p>	<p>8 Cálculo de Dnstrm $Dnstrm = -0,0116 * [4,992 - 0,52 * 4,992^{1,3}] * 0,58^{1,1} * (1 - 0,14 * 0,2516) = -0,00486$</p>	<p>9 Cálculo de Tap Term $Tap \text{ term} = -7,239 - 0,00486 = -7,244$</p>	<p>10 Cálculo de Cd(FT) $C_d(FT) = 0,6029 - 7,244 = -6,41366$</p>
<p>3 Cálculo de B $B = \frac{0,58^4}{1 - 0,58^4} = 0,131$</p>	<p>11 Cálculo de Cd(FT) $C_d(FT) = -6,41366 + 0,000511 * \left(\frac{10^6 * 0,58}{625195,11592}\right)^{0,7} + (0,0210 + 0,0049 * 0,2516) * 0,58^4 * 2,64 = -6,6321$</p>	<p>12 Cálculo del Q Resultante $Qv = 3386032,46 * (-6,6321) = 22456547,8134$</p>	<p>10 Cálculo de Cd(FT) $C_d(FT) = 0,6029 - 7,244 = -6,41366$</p>

ANEXO F

CALCULO DE ERRORES EN UNA PLATINA DE ORIFICIO

	<i>Standards' Specifications</i>	<i>q_m, q_{vb} Error (%)</i>
Orifice plate		
Edge sharpness	API MPMS C14.3 requires "sharp" ISO 5167 P2 sets limit of $r_{\text{edge}} \leq 0.00048 d_r$	$e(\%) = f(\beta, r_{\text{edge}}/D)$
Surface roughness	API MPMS C14.3 requires $R_a \leq 50$ microinches	Up to +0.70% for concentric grooves, $e(\%) \sim f(\beta, D)$ no effect for radial grooves
Notches and grooves	API MPMS C14.3 requires "free from nicks and scratches"	-0.6% to +1.0%
Thickness and bevel angle	Refer to API MPMS C14.3	-0.4% to +3.7%, $e(\%) \sim f(\beta, E, Re_D)$
Installed backward	Refer to API MPMS C14.3	0% to -20%, $e(\%) \sim f(e/E, E/D, \beta)$
Bent or warped plate	API MPMS C14.3 does not allow bent or warped plate	Up to -1.5%
Liquid film on surface	API MPMS C14.3 does not allow two phase	Within 1.0%, $e(\%) \sim f(Re_D, \beta)$
Grease on surface	API MPMS C14.3 does not allow valve grease on flowmeter assembly; plate, filling, intervals of pipe	Up to -13% for fully coated orifice plates
Eccentricity	Refer to API MPMS C14.3	Less than 0.1% if within A.G.A. limits
Flowmeter tube		
Liquid film on surface	Refer to API MPMS C14.3	Up to 1.0%, $e(\%) \sim f(Re_D, \beta)$
Wall roughness	Refer to API MPMS C14.3	Refer to API Internal WG 14.3 Report
Presence of swirl	Refer to API MPMS C14.3	Refer to API Internal WG 14.3 Report
Presence of asymmetry	Refer to API MPMS C14.3	Refer to API Internal WG 14.3 Report

ANEXO H
ESTANDARES DE ERRORES EN UN MEDIDOR ULTRASONICO

Acumulación de líquidos:

ID (in.)	A_m (in. ²)	Rouge Tolerance, 0.005 in.			Rouge Tolerance, 0.025 in.			Rouge Tolerance, 0.050 in.		
		A_m Error (%)	L_j Error (%)	Total Error (%)	A_m Error (%)	L_j Error (%)	Total Error (%)	A_m Error (%)	L_j Error (%)	Total Error (%)
2.067	3.3556									
	Rouge buildup	0.48	0.24	0.73	2.40	1.21	3.61	4.78	2.42	7.20
	Rouge decay	(0.48)	(0.24)	(0.73)	(2.43)	(1.21)	(3.64)	(4.90)	(2.42)	(7.32)
3.068	7.3927									
	Rouge buildup	0.33	0.16	0.49	1.62	0.81	2.44	3.23	1.63	4.86
	Rouge decay	(0.33)	(0.16)	(0.49)	(1.64)	(0.81)	(2.45)	(3.29)	(1.63)	(4.92)
4.026	12.7303									
	Rouge buildup	0.25	0.12	0.37	1.24	0.62	1.86	2.47	1.24	3.71
	Rouge decay	(0.25)	(0.12)	(0.37)	(1.25)	(0.62)	(1.87)	(2.50)	(1.24)	(3.74)
6.065	28.8903									
	Rouge buildup	0.16	0.08	0.25	0.82	0.41	1.23	1.64	0.82	2.47
	Rouge decay	(0.16)	(0.08)	(0.25)	(0.83)	(0.41)	(1.24)	(1.66)	(0.82)	(2.48)
7.981	50.0270									
	Rouge buildup	0.13	0.06	0.19	0.63	0.31	0.94	1.25	0.63	1.88
	Rouge decay	(0.13)	(0.06)	(0.19)	(0.63)	(0.31)	(0.94)	(1.26)	(0.63)	(1.88)
10.020	78.8543									
	Rouge buildup	0.10	0.05	0.15	0.50	0.25	0.75	1.00	0.50	1.49
	Rouge decay	(0.10)	(0.05)	(0.15)	(0.50)	(0.25)	(0.75)	(1.00)	(0.50)	(1.50)
11.938	111.9317									
	Rouge buildup	0.08	0.04	0.13	0.42	0.21	0.63	0.84	0.42	1.25
	Rouge decay	(0.08)	(0.04)	(0.13)	(0.42)	(0.21)	(0.63)	(0.84)	(0.42)	(1.26)
13.124	135.2765									
	Rouge buildup	0.08	0.04	0.11	0.38	0.19	0.57	0.76	0.38	1.14
	Rouge decay	(0.08)	(0.04)	(0.11)	(0.38)	(0.19)	(0.57)	(0.76)	(0.38)	(1.14)
15.000	176.7146									
	Rouge buildup	0.07	0.03	1.10	0.33	0.17	0.50	0.67	0.33	1.00
	Rouge decay	(0.07)	(0.03)	(0.10)	(0.33)	(0.17)	(0.50)	(0.67)	(0.33)	(1.00)

Inclinación de los transductores:

<i>Angle (deg)</i>	<i>1/(cos θ)</i>	<i>Error (%)</i>	<i>Angle (deg)</i>	<i>1/(cos θ)</i>	<i>Error (%)</i>
45.40	1.4242	(0.70)	60.40	2.0245	(1.21)
45.35	1.4229	(0.61)	60.35	2.0214	(1.06)
45.30	1.4217	(0.52)	60.30	2.0183	(0.91)
45.25	1.4204	(0.44)	60.25	2.0152	(0.76)
45.20	1.4192	(0.35)	60.20	2.0122	(0.61)
45.15	1.4179	(0.26)	60.15	2.0091	(0.45)
45.10	1.4167	(0.17)	60.10	2.0061	(0.30)
45.05	1.4154	(0.09)	60.05	2.0030	(0.15)
45.00	1.4142	0.00	60.00	2.0000	0.00
44.95	1.4130	0.09	59.95	1.9970	0.15
44.90	1.4118	0.17	59.90	1.9940	0.30
44.85	1.4105	0.26	59.85	1.9910	0.45
44.80	1.4093	0.35	59.80	1.9880	0.60
44.75	1.4081	0.44	59.75	1.9850	0.75
44.70	1.4069	0.52	59.70	1.9821	0.91
44.65	1.4057	0.61	59.65	1.9791	1.06
44.60	1.4044	0.70	59.60	1.9762	1.21

Sincronización en la Medición:

	$V_i@1.000 \text{ fps (sec)}$	$V_i@5.000 \text{ fps (sec)}$	$V_i@50.000 \text{ fps (sec)}$	$V_i@100.000 \text{ fps (sec)}$
Centerline chord, L_i 9.2976 in. (236.16 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.000 562 103 9	0.000 562 920 7	0.000 572 275 7	0.000 583 041 7
$\rightarrow (t_d)$	0.000 561 696 4	0.000 560 883 2	0.000 551 894 1	0.000 542 238 1
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.001 123 800 4	0.001 123 803 9	0.001 124 169 7	0.001 125 279 8
$(t_u - t_d)$	0.000 000 407 5	0.000 002 037 5	0.000 020 381 6	0.000 040 803 5
Midradius chord, L_i 12.0780 in. (306.78 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.000 730 194 4	0.000 731 255 4	0.000 743 407 9	0.000 757 393 3
$\rightarrow (t_d)$	0.000 729 665 1	0.000 728 608 7	0.000 716 931 4	0.000 704 388 0
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.001 459 859 5	0.001 459 864 1	0.001 460 339 3	0.001 461 781 3
$(t_u - t_d)$	0.000 000 529 4	0.000 002 646 8	0.000 026 476 5	0.000 053 005 3

Notes: Flowmeter OD is 4.500 in. (114.30 mm), ID is 4.026 in. (102.26 mm). The path angle (θ) is 60°. The speed of sound is 1378.90 fps (420.28872 mps).

	$V_i@1.000 \text{ fps (sec)}$	$V_i@5.000 \text{ fps (sec)}$	$V_i@50.000 \text{ fps (sec)}$	$V_i@100.000 \text{ fps (sec)}$
Centerline chord, L_i 27.5696 in. (700.27 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.001 666 765 2	0.001 669 187 1	0.001 696 926 8	0.001 728 850 3
$\rightarrow (t_d)$	0.001 665 556 9	0.001 663 145 5	0.001 636 490 6	0.001 607 858 6
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.003 332 322 1	0.003 332 332 6	0.003 333 417 4	0.003 336 708 9
$(t_u - t_d)$	0.000 001 208 3	0.000 006 041 7	0.000 060 436 2	0.000 120 991 7
Midradius chord, L_i 35.8140 in. (909.68 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.002 165 191 5	0.002 168 337 7	0.002 204 372 6	0.002 245 842 4
$\rightarrow (t_d)$	0.002 163 621 9	0.002 160 489 4	0.002 125 863 7	0.002 088 669 6
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.004 328 813 4	0.004 328 827 1	0.004 330 236 2	0.004 334 512 0
$(t_u - t_d)$	0.000 001 569 7	0.000 007 848 3	0.000 078 508 9	0.000 157 172 8

Notes: Flowmeter OD is 12.750 in. (323.85 mm), ID is 11.938 in. (303.23 mm). The path angle (θ) is 60°. The speed of sound is 1378.90 fps (420.28872 mps).

	$V_f@1.000 \text{ fps (sec)}$	$V_f@5.000 \text{ fps (sec)}$	$V_f@50.000 \text{ fps (sec)}$	$V_f@100.000 \text{ fps (sec)}$
Inner chord L_i 3.3545 in. (136.00 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.000 323 761 4	0.000 324 427 2	0.000 332 110 8	0.000 341 086 4
$\rightarrow (t_d)$	0.000 323 429 5	0.000 322 767 8	0.000 315 505 7	0.000 307 810 7
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.000 647 190 9	0.000 647 195 0	0.000 647 616 5	0.001 648 897 1
$(t_u - t_d)$	0.000 000 331 9	0.000 001 659 4	0.000 016 605 0	0.000 033 275 8
Outer chord L_o 2.8945 in. (73.52 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.000 175 017 3	0.000 175 377 2	0.000 179 530 8	0.000 184 382 8
$\rightarrow (t_d)$	0.000 174 837 9	0.000 174 480 2	0.000 170 554 5	0.000 166 394 7
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.000 349 855 2	0.000 349 857 4	0.000 350 085 2	0.001 350 777 5
$(t_u - t_d)$	0.000 000 179 4	0.000 000 897 0	0.000 008 976 3	0.000 017 988 0

Notes: Flowmeter OD is 4.500 in. (114.30 mm), ID is 4.026 in. (102.26 mm). The path angle (θ) is 45°. The speed of sound is 1378.90 fps (420.28872 mps).

	$V_f@1.000 \text{ fps (sec)}$	$V_f@5.000 \text{ fps (sec)}$	$V_f@50.000 \text{ fps (sec)}$	$V_f@100.000 \text{ fps (sec)}$
Inner chord L_i 15.8772 in. (403.28 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.000 960 025 7	0.000 962 000 0	0.000 984 783 5	0.001 011 398 4
$\rightarrow (t_d)$	0.000 959 041 6	0.000 957 079 4	0.000 935 545 8	0.000 912 728 2
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.001 919 067 3	0.001 919 079 4	0.001 920 329 2	0.001 924 126 6
$(t_u - t_d)$	0.000 000 984 1	0.000 004 920 6	0.000 049 237 7	0.000 098 670 2
Outer chord L_o 8.5828 in. (218.00 mm)				
$\leftarrow (t_u)$	0.000 518 965 8	0.000 037 406 2	0.000 532 349 3	0.000 546 736 6
$\rightarrow (t_d)$	0.000 518 433 8	0.000 002 659 9	0.000 505 732 6	0.000 493 398 0
Flow				
$(t_u + t_d)$	0.001 037 399 7	0.001 037 406 2	0.001 038 081 9	0.001 040 134 6
$(t_u - t_d)$	0.000 000 532 0	0.000 002 659 9	0.000 026 616 7	0.000 053 338 6

Notes: Flowmeter OD is 12.750 in. (323.85 mm), ID is 11.938 in. (303.23 mm). The path angle (θ) is 45°. The speed of sound is 1378.90 fps (420.28872 mps).