

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA ACTUALIZAR LOS MEDIDORES DE
GAS NATURAL TIPO TURBINA EN UN GASODUCTO DE LA RED NACIONAL DE
GASODUCTOS DE COLOMBIA**

HÉCTOR FERNANDO ESPITIA ALMANZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA ACTUALIZAR LOS MEDIDORES DE
GAS NATURAL TIPO TURBINA EN UN GASODUCTO DE LA RED NACIONAL DE
GASODUCTOS DE COLOMBIA**

HÉCTOR FERNANDO ESPITIA ALMANZA

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

Director

JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR

Ingeniero Mecánico, Especialista en Ingeniería del Gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Ahora que he alcanzado esta meta me lleno de satisfacción y orgullo porque he cumplido un sueño que regocija mi corazón y mi alma, la vida se hace más fácil llenándola de instantes de felicidad, quiero dedicar este trabajo a mi linda esposa Olga Consuelo, a mis hijos Laura y Juan Fernando, a mis padres María Leonarda y Pedro Pablo, a mis hermanos Gladys y Jorge.

A los que ya no están hoy conmigo Sergio Alejandro mi angelito y Misael mi abuelo q.e.p.d. y demás miembros de mi familia.

HÉCTOR FERNANDO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al todo poderoso por ser la luz que me guía, a mi esposa e hijos por su infinito amor, paciencia y constante apoyo en todo momento.

A mis padres por la vida y valores recibidos, a mis hermanos Gladys y Jorge porque siempre creyeron en mí y fueron una voz de aliento.

A mis compañeros del curso de especialización por su amistad y por permitirme formar parte de tan excelente equipo de trabajo.

A mis compañeros de trabajo quienes siempre estuvieron atentos a colaborar y así facilitar el logro de esta meta.

Finalmente a mis profesores sus conocimientos, en especial a Juan Manuel Ortiz Afanador mi asesor en el buen término de mi trabajo de grado.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES.....	17
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
1.2 ALCANCE.....	17
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	18
1.3.1 Objetivo General.....	18
1.3.2 Objetivos Específicos	18
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	19
2. MEDIDORES DE GAS NATURAL	20
2.1 DEFINICIONES	20
2.1.1 Definición gas natural.....	20
2.1.2 Caudal de fluidos.....	20
2.1.3 Flujo compresible e incompresible	21
2.2 MEDIDORES TIPO TURBINA.....	22
2.2.1 Sensores de velocidad de la turbina.....	23
2.2.2 Ventajas de los medidores tipo turbina.....	24
2.2.3 Desventajas de los medidores tipo turbina	24
2.3 MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS.....	25
2.3.1 Ventajas de los medidores másicos.....	31
2.3.2 Desventajas de los medidores másicos	31
2.4 MEDIDOR ULTRASÓNICO	31
2.4.1 Ventajas y características de los medidores ultrasónicos.....	34

2.4.2 Desventajas de los medidores ultrasónicos	35
2.5 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	35
2.5.1 Medidor de diafragma	36
2.5.2 Medidor rotativo	37
2.5.3 Características del comportamiento de los medidores de desplazamiento positivo.....	38
2.5.4 Ventajas de los medidores rotativos	39
2.5.5 Desventajas de los medidores rotativos.....	39
2.6 MEDIDORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL.....	40
2.6.1 Ventajas de los medidores diferenciales	41
2.6.2 Desventajas de los medidores diferenciales	42
2.6.3 Normas aplicables a los medidores diferenciales	43
2.7 ELEMENTOS PARA LA RESTRICCIÓN DE FLUJO	44
2.7.1 Clasificación de los elementos para restricción de flujo de gas	44
2.8 NORMATIVIDAD APLICABLE A MEDIDORES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA	45
3. METODOLOGÍA	47
4. DESARROLLO.....	48
4.1 DIAGNOSTICO ACTUAL DE LOS MEDIDORES INSTALADOS EN EL GASODUCTO	48
4.1.1 Inventario de los medidores instalados actualmente en el gasoducto.	48
4.1.2 Realizar listado de estaciones de medición y relacionarlo con la capacidad contractual de las Facilidades.	50
4.1.3 Obtener registro del inventario de repuestos para medidor tipo turbina disponibles a la fecha	53
4.1.4 Obtener relación de los repuestos utilizados para mantenimiento de los medidores tipo turbina, en los dos últimos años.	55

4.1.5 Clasificar los medidores por tamaño identificando cuales requieren cambio por capacidad utilizada, según tipo de medidor	58
4.1.6 Investigar las tecnologías de medición de gas	61
4.1.7 Establecer Criterios De Selección.....	61
4.1.8 Identificar una metodología para establecer la matriz de criterios.....	61
4.1.9 Formular y evaluar alternativas para la actualización de medidores de gas.	61
5. CONCLUSIONES.....	74
6. RECOMENDACIONES.....	76
BIBLIOGRAFIA.....	78

INDICE DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Relación medidores instalados en el gasoducto	48
Tabla 2. Relación medidores para operación y mantenimiento del gasoducto	49
Tabla 3. Relación medidores según capacidad	51
Tabla 4. Inventario de repuestos disponibles para mantenimiento turbinas	54
Tabla 5. Relaciones repuestos usados en los dos últimos años	55
Tabla 6. Estimado de repuestos a usar en próximos 3 años	56
Tabla 7. Resumen de presupuesto anual de uso y compra de repuestos	57
Tabla 8. Relación porcentual usada medidor según capacidad contractual y del medidor	59
Tabla 9. Medidores a reemplazar por alcanzar capacidad del medidor	59
Tabla 10. Medidores que operan por debajo del 70% de su capacidad	60
Tabla 11. Opción 1 Usar medidores tipo turbina	62
Tabla 12. Opción 2 Usar medidores rotativos	63
Tabla 13. Opción 3 Usar medidores másicos de Coriolis	64
Tabla 14. Opción 4 Usar medidores ultrasónicos	65
Tabla 15. Opción 5a Usar medidores tipo turbina y medidor rotativo	66
Tabla 16. Opción 5b Usar turbinas y medidor másico	67
Tabla 17. Opción 5c Usar medidores tipo turbina y medidor ultrasónico	68
Tabla 18. Opción 5d Usar medidores rotativos y medidor másico	69
Tabla 19. Opción 5e Usar medidores rotativos y medidor ultrasónico	70
Tabla 20. Matriz de comparación porcentual según costo de cada opción de medidores	71

INDICE DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Medidor tipo turbina	22
Figura 2. Turbina con bobina captadora (Reluctancia)	23
Figura 3. Turbina con pick up magnético (Inductivo)	24
Figura 4. Fuerza de Coriolis	26
Figura 5. Componentes básicos del medidor de Coriolis	27
Figura 6. Tubo oscilando sin flujo	27
Figura 7. Tubo oscilando con flujo	28
Figura 8. Torsión por la fuerza de Coriolis	28
Figura 9. Señales de los sensores	29
Figura 10. Señales en fase sin flujo	29
Figura 11. Señales en desfase por el flujo	30
Figura 12. Factor de calibración	30
Figura 13. Tiempos de transito	32
Figura 14. Medidor ultrasónico de flujo Mark III de Daniel	33
Figura 15. Haces cruzados medidor ultrasónico	33
Figura 16. Haces directos medidor ultrasónico	34
Figura 17. Medidor de diafragma	36
Figura 18. Flujo a través del medidor rotativo	37
Figura 19. Medidor rotativo con contador mecánico	38
Figura 20. Grafica caudal vs error	39

Figura 21. Ecuación de Bernoulli	41
Figura 22. Registrador de flujo con mercurio	42
Figura 23. Clasificación medidores por tipo	49
Figura 24. Clasificación turbinas por tamaño	50
Figura 25. Comparación costo medidores según opción	73

GLOSARIO

MSCFD: significa el volumen de gas medido en pies cúbicos estándar por día.

PICK UP: el sensor de velocidad magnético, conocido comúnmente como "*magnetic pickup*" o MPU, es un dispositivo de proximidad que sensa magnéticamente la velocidad a la que está girando el rotor de una turbina o un motor en una planta eléctrica

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA ACTUALIZAR LOS MEDIDORES DE GAS NATURAL TIPO TURBINA EN UN GASODUCTO DE LA RED NACIONAL DE GASODUCTOS DE COLOMBIA*.

AUTOR: HECTOR FERNANDO ESPITIA ALMANZA**.

PALABRAS CLAVES: Gas Combustible, Medidores de gas natural.

A partir de noviembre de 2012, la compañía *Daniel Measurement and Control Inc.* informó su decisión de no fabricar más turbinas ni repuestos para este tipo de medidores; como este gasoducto de la red nacional de transporte de gas de Colombia debe mantener operando los *City Gates* en óptimas condiciones, y los sistemas de medición se ven afectados por la ausencia de repuestos para el mantenimiento y/o reemplazo en caso de daño, pueden generarse problemas operativos y contractuales con los Clientes y con la empresa que le entrega el gas a transportar en este gasoducto, dado que esta es la medición oficial para efectos de fiscalización con los Remitentes conectados a este gasoducto.

En la presente monografía, se indican las alternativas técnicas y económicas para reemplazar los medidores tipo turbina Marca *Daniel*, para lo cual se investigaron las diferentes tecnologías para la medición del gas natural, se identificaron sus ventajas y desventajas teniendo como resultado las opciones de medidores de gas más adecuados técnica y económicamente que viabilice el reemplazo de los equipos actualmente instalados.

Esta evaluación técnico económica permitirá al gasoducto tomar la alternativa que más se ajuste a su presupuesto, garantizando la normal operación de los sistemas de medición del gasoducto a mediano plazo, usando equipos de medición con nuevas tecnologías cumpliendo así con los contratos establecidos con la empresa Transportadora.

*Trabajo de Grado Especialización en Ingeniería de Gas

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Juan Manuel Ortiz Afanador

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT TO UPDATE THE NATURAL GAS METERS TYPE TURBINE IN A PIPELINE OF THE NATIONAL NETWORK OF COLOMBIA PIPELINE*.

AUTHOR: HECTOR FERNANDO ESPITIA ALMANZA**.

KEYWORDS: Fuel Gas, Meters of natural gas

From November 2012, the company Daniel Measurement and Control Inc. announced its decision not to manufacture more turbines or spare parts for this type of meters; as this pipeline of the national network of gas transmission of Colombia must keep operating the *City Gates* in optimal conditions, and measuring systems are affected by the lack of spare parts for maintenance and / or replacement in case of damage, it could generated operational and contractual problems with the customers and the company that delivers the gas to be transported on this pipeline, since this is the official measure for control purposes with the senders connected to this pipeline.

In this monograph the technical and economic alternatives are presented to replace the meters turbine types Brand Daniel for which different measurement technologies of natural gas were investigated, their advantages and disadvantages were identified giving as a result, options of meters gas more suitable technically and economically doing more feasible the replacement of the currently installed equipment.

This technical economic evaluation will allow the pipeline to take the alternative that best fits its budget, ensuring normal operation of measurement systems pipeline at medium term, using measuring equipment with new technologies thus fulfilling the contracts with the transport company.

*Work Degree Specialization in Gas Engineering

** Physicochemical Engineering Faculty. College of Petroleum Engineering, Director Juan Manuel Ortiz Afanador

INTRODUCCIÓN

En un gasoducto de la red nacional de transporte de gas natural se utilizan medidores tipo turbina en un 80% de sus estaciones de medición, ubicadas en los *City Gates*. Los medidores empleados fueron fabricados por la compañía *Daniel Measurement and Control Inc.*, pero a partir de noviembre de 2012, dicha compañía informó su decisión de no fabricar más turbinas ni repuestos para este tipo de medidores.

Como este gasoducto debe mantener operando los *City Gates* en óptimas condiciones, y los sistemas de medición se ven afectados por la ausencia de repuestos para el mantenimiento y/o reemplazo en caso de daño; se hace necesario plantear alternativas para reemplazar estos medidores por otros de la misma tecnología o diferente y que estén disponibles en el mercado, para lo cual se evalúan diferentes alternativas a nivel técnico y económico.

En este trabajo se investiga sobre las diferentes tecnologías para la medición de gas natural disponibles en el mercado, para identificar los medidores que permitan mantener la operación de los sistemas de medición del gasoducto dentro de unos parámetros de exactitud que sean equivalentes o mejores a los actuales.

1. GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En un gasoducto de la red nacional de transporte de gas natural se utilizan medidores tipo turbina en un 80% de sus estaciones de medición, ubicadas en los *City Gates*. Los medidores empleados fueron fabricados por la compañía *Daniel Measurement and Control Inc.*, para su mantenimiento se realizan pruebas de tiempo de giro (spin time test) cada seis meses y según programa de mantenimiento son enviados a calibración en laboratorios acreditados por el ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia), además su operación se monitorea a través de un sistema Scada y en el momento que se detecte una desviación en el volumen medido se programa su revisión inmediata.

Este gasoducto cuenta con una reserva de repuestos para cubrir las necesidades de un año aproximadamente, con la cual es posible solucionar fallas en los medidores de 1",2",3",4",6" y 12". A partir de noviembre de 2012, la compañía *Daniel Measurement and Control Inc.* informó su decisión de no fabricar más turbinas ni repuestos para este tipo de medidores; como este gasoducto debe mantener operando los *City Gates* en óptimas condiciones, y los sistemas de medición se ven afectados por la ausencia de repuestos para el mantenimiento y/o reemplazo en caso de daño, pueden generarse problemas operativos y contractuales con los Clientes y con la empresa que le entrega el gas a transportar en este gasoducto, dado que esta es la medición oficial para efectos de fiscalización con los Remitentes conectados al gasoducto.

1.2 ALCANCE

Con el desarrollo de esta monografía se realizará un diagnóstico de los sistemas de medición del gasoducto, además un estudio y preselección de tecnologías de medición que puedan utilizarse como alternativas para la actualización de los sistemas de medición y presentar una evaluación

técnica y económica de las estrategias para realizar la actualización de los medidores que se ajusten a las capacidades y condiciones de operación de los *City Gates* del gasoducto.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1 Objetivo General

Realizar la evaluación técnica y económica para la actualización de los medidores de gas natural tipo turbina, que permita mantener la operación de los sistemas de medición del gasoducto dentro de unos parámetros de exactitud que sean equivalentes o mejores a los actuales.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ✓ Realizar diagnóstico de los medidores tipo turbina instalados actualmente en el gasoducto y determinar sus costos de mantenimiento.
- ✓ Investigar las tecnologías de medición de gas, alternativas a las turbinas, que estén disponibles actualmente en el mercado, identificando sus ventajas y desventajas para las condiciones del gasoducto.
- ✓ Establecer criterios de selección de los medidores de gas a implementar en el gasoducto según el presupuesto disponible.
- ✓ Formular y evaluar alternativas para la actualización de los medidores de gas en los *City Gates* del gasoducto.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En un gasoducto de la red nacional de transporte de gas natural, se utilizan medidores tipo turbina en un 80% de sus estaciones de medición, ubicadas en los *City Gates*. Los medidores de turbina instalados tienen diámetros nominales de 1", 2", 3", 4", 6" y 12" y fueron fabricados por la compañía *Daniel Measurement and Control Inc.*, sin embargo a partir de noviembre de 2012 esta compañía informó su decisión de no fabricar más turbinas ni repuestos para este tipo de medidores; esto implica que los sistemas de medición se verán afectados si no se dispone de los repuestos para el mantenimiento y/o reemplazo en caso de daño, alterando la condición de operación de los *City Gates*.

Realizar un diagnóstico del estado actual de los medidores de turbina, teniendo en cuenta sus capacidades y la proyección de crecimiento de cada *City Gate* permitirá proyectar adecuadamente el cambio en la capacidad de los medidores, así mismo, al investigar las tecnologías disponibles para medición de gas se logrará que este gasoducto se actualice a las tecnologías vigentes de medición de gas.

La formulación y evaluación de las alternativas para actualizar los medidores de gas en el gasoducto facilitará la toma de decisiones con respecto a cuáles son los medidores de gas más apropiados para que se adapten al presupuesto y necesidades operativas particulares, evitando de esta manera problemas operativos y contractuales con los Clientes y con la empresa a la cual le transporta el gas, dado que en las estaciones se obtiene la medición oficial para efectos de fiscalización con los Remitentes conectados al gasoducto.

Esta evaluación técnico económica permitirá al gasoducto tomar la alternativa que más se ajuste a su presupuesto, garantizando la normal operación de los sistemas de medición del gasoducto a mediano plazo, usando equipos de medición con nuevas tecnologías cumpliendo así con los contratos establecidos con la empresa Transportadora.

2. MEDIDORES DE GAS NATURAL

2.1 DEFINICIONES

2.1.1 Definición gas natural El gas natural se define como un gas que se obtiene del subsuelo en forma natural. Casi siempre contiene una gran cantidad de metano acompañado de hidrocarburos más pesados como el etano, propano, isobutano, butano normal, etc. En su estado natural a menudo contiene una cantidad significativa de sustancias que no son hidrocarburos como el nitrógeno, bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. De igual manera en su estado natural siempre está saturado con agua.¹

2.1.2 Caudal de Fluidos El caudal es la cantidad de fluido, expresada en masa o en volumen, que pasa por un punto o sección en la unidad de tiempo, Por lo tanto, el parámetro caudal se expresa en unidades de volumen o de masa por unidad de tiempo (m³/h o kg/h).

Podemos decir también que el caudal volumétrico de un fluido (m³/s) es igual al producto de la velocidad media del fluido (m/s) por la sección transversal de la tubería (m²).

A su vez, el caudal másico (kg/s) es igual al producto entre el caudal volumétrico (m³/s) y la densidad del fluido (kg/m³). Como en la práctica es difícil llevar a cabo la medición directa de densidad del fluido, se realizan mediciones de temperatura y presión para inferir la densidad a partir de éstas y de una composición característica del gas. A partir de los caudales volumétrico o másico, es posible obtener su totalización, por medio de la integración a lo largo del tiempo, de las tasas de flujo instantáneas medidas²

¹ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles, ECP-VMS-M-001-14 versión 1 año 2010,

² Ibid, p 6

2.1.3 Flujo compresible e incompresible En flujo incompresible se asume que el fluido se mueve a lo largo de la tubería manteniendo su densidad constante. Estrictamente hablando, ningún fluido es verdaderamente incompresible, dado que hasta los líquidos pueden variar su densidad cuando son sometidos a variaciones en la temperatura o a alta presión. Una diferencia esencial entre un fluido incompresible y uno compresible está en la velocidad del sonido. En un fluido incompresible la velocidad de propagación de un gradiente de presión adquiere valores muy altos; por otro lado, en un fluido compresible la velocidad toma valores relativamente bajos en comparación con el fluido incompresible. Un pequeño disturbio se propagará a la velocidad del sonido. Cuando la velocidad del fluido iguala la velocidad del sonido en el fluido, la variación de la densidad (o del volumen) es igual a la variación de la velocidad. Es decir, una gran variación de la velocidad, en un flujo a alta velocidad, causa gran variación en la densidad del fluido. Los flujos de gases pueden fácilmente alcanzar velocidades elevadas, características de flujos compresibles, no obstante, en la industria las velocidades se restringen a velocidades inferiores a la velocidad del sonido, a partir de un adecuado diseño y operación, para evitar así problemas de integridad, erosión, ruidos y vibraciones, entre otros.

La medición de caudal en la industria de hidrocarburos es de suma importancia, en gran parte de los procesos existe la necesidad de contabilizar las cantidades o de efectuar control de caudal, no obstante, para realizar control lo primero que se debe hacer es disponer de un sistema de medición. Existen diferentes técnicas e instrumentos para medir el caudal, la técnica a utilizar dependerá de aspectos técnicos, económicos, regulatorios y contractuales.

Los cuatro grandes grupos en los cuales se pueden clasificar las tecnologías de medición son los siguientes:

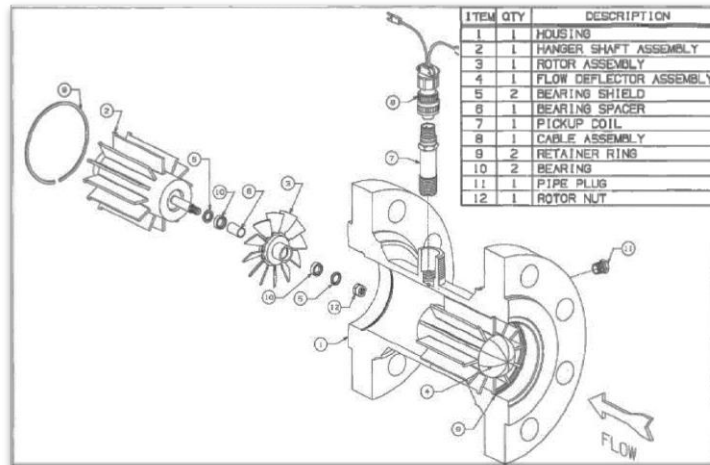
- ✓ medidores de velocidad,
- ✓ medidores másicos y,
- ✓ medidores volumétricos.
- ✓ medidores de presión diferencial,

A continuación, se detallarán las principales tecnologías de medición usadas en transferencia de custodia de gas natural, indicando entre otras cosas, los diversos principios físicos y su funcionamiento

2.2 MEDIDORES TIPO TURBINA

Consiste de un juego de álabes o aspas acopladas a un eje, las cuales giran cuando pasa un fluido a través de ellas. La velocidad a la cual giran los álabes es proporcional a la velocidad del flujo, de manera que con la velocidad del flujo y el área del conducto se puede determinar el caudal. (Ver Figura 1).

Figura 1. Medidor tipo turbina



Fuente: *Daniel Measurement And Control, Inc.* es una empresa de *Emerson Process Management (Houston, Texas.)*. *Reference, Installation And Maintenance Instructions. Part Number 3-9008-018_ Revision A. May 2005.* Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Daniel%20Documents/08018A-Mini-Gas-TurbineM-1-3In-Sizes-guide.pdf>

De esta manera, las turbinas son medidores de velocidad en las cuales un elemento sensor provisto de álabes gira dentro de la tubería a presión debido a la acción del flujo que pasa a través de estos conductos en dirección axial. La medición del caudal en este tipo de dispositivos se logra con base en la proporcionalidad que existe entre el número de revoluciones o vueltas que da el rotor del dispositivo, y la velocidad del gas que es transportado a través del conducto. La velocidad que adquiere el rotor al contacto con el gas se transmite mediante un sistema de pulsos eléctricos a partir de los cuales es posible, mediante un computador de flujo, transformar las señales en información equivalente a volúmenes o registros del caudal.

En estos instrumentos se relaciona el número de revoluciones por unidad de tiempo del rotor con la velocidad del flujo, de forma que con el diámetro de la sección de flujo donde está el medidor, se aplica la ecuación de continuidad para conocer el caudal.

Ecuación de la Continuidad:

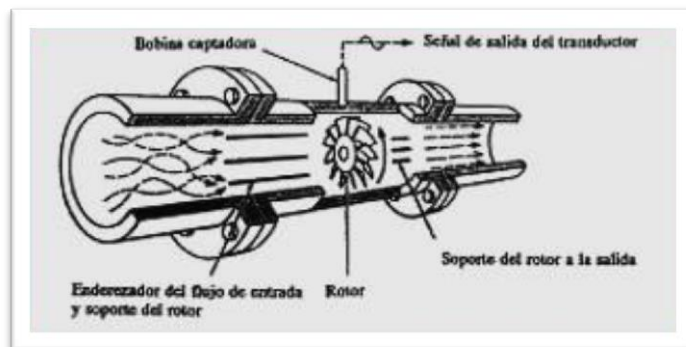
$$Q = A \times V \dots\dots\dots\text{Ecuación 1}$$

Dónde: Q= caudal volumétrico (m³ /s)
 A=área transversal (m²)
 V=velocidad del flujo (m/s)

2.2.1 Sensores de velocidad de la turbina Para captar la velocidad de la turbina existen dos tipos de convertidores:

Reluctancia: La velocidad se determina por el paso de los álabes individuales de la turbina a través de un campo magnético, esta variación cambia el flujo induciendo una corriente alterna en una bobina captadora. (Ver Figura 2)

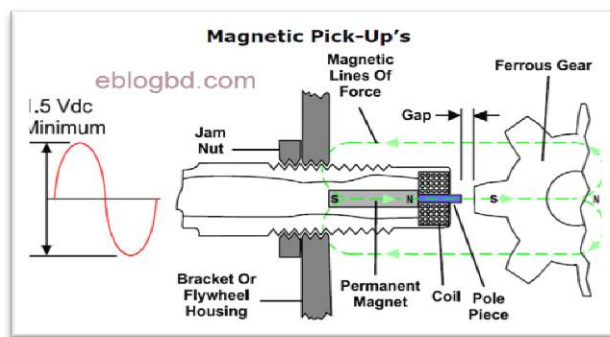
Figura 2. Turbina con bobina captadora (Reluctancia)



Fuente: Disponible en Internet: <https://sensoritytips.files.wordpress.com/2013/09/unknown.jpg>

Inductivo: El rotor lleva incorporado un imán permanente y el campo magnético giratorio que se origina produce una corriente alterna en una bobina captadora exterior. Para estos dos convertidores el rotor de turbina genera la frecuencia la cual es proporcional al caudal, siendo típicamente del orden a 250 a 1200 ciclos por segundos según el caudal. (Ver Figura 3)

Figura 3. Turbina con pick up magnético (Inductivo)



Fuente: *Electric Engineering blog*. 2014. Disponible en: <http://www.eblogbd.com/wp-content/uploads/2012/08/magnetic-pickup-unit-speed-sensor.jpg>

2.2.2 Ventajas de los medidores tipo turbina

- ✓ Rangeabilidad (1:20)
- ✓ Tienen sistema de limpieza y lubricación rodamientos
- ✓ Tienen buena exactitud y repetibilidad
- ✓ Algunas están diseñadas con sistema de cartucho para fácil y rápido mantenimiento

2.2.3 Desventajas de los medidores tipo turbina

- ✓ Daños por sobrevelocidad
- ✓ No permiten flujo intermitente
- ✓ Los depósitos contaminantes del gas afectan su desempeño

- ✓ Su desempeño se afecta con cambios en la densidad del gas
- ✓ Solo operan en un sentido
- ✓ Requieren acondicionadores de flujo para mitigar fenómenos de flujo como el swirl.
- ✓ Posee partes móviles e intrusivas.

2.3 MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS

La medición de caudal másico por el efecto Coriolis brinda una señal directamente proporcional al caudal másico, independiente de la composición, presión y temperatura del gas natural.

El efecto Coriolis se reproduce cuando se presenta una superposición de un movimiento recto sobre un marco de referencia provisto de un movimiento giratorio. Para el uso industrial de su principio se sustituye el movimiento giratorio por una oscilación mecánica. Dos tubos de medición por donde pasa el producto oscilan a su frecuencia natural de resonancia.

El flujo produce una deformación sobre los tubos sensores generando una diferencia o desfase entre la oscilación del extremo de entrada y el extremo de salida del medidor. Este desfase es proporcional al caudal másico, de manera que después de una amplificación puede obtenerse una señal de salida. Las frecuencias de resonancia de los tubos de medición dependen de la masa oscilante en los tubos y por lo tanto de la densidad del producto. La fuerza de Coriolis está determinada por la siguiente fórmula:

$$F_c = 2 * \Delta m(\omega * v) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

F_c= Fuerza de Coriolis

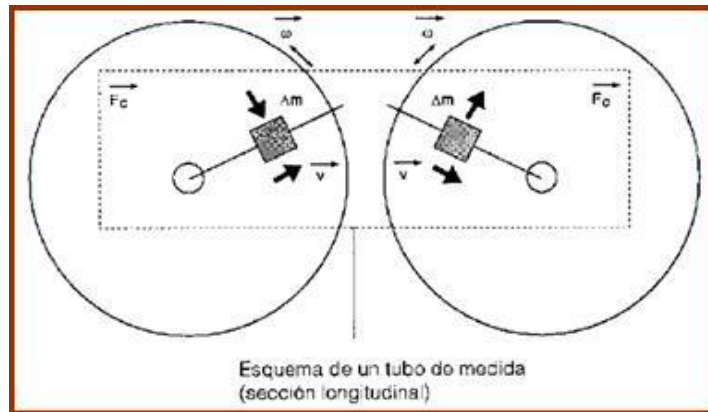
m= Masa en movimiento

ω= Velocidad angular

v= Velocidad radial en un sistema rotatorio u oscilante

La amplitud de la fuerza Coriolis depende de la masa en movimiento m , su velocidad en el sistema v y por tanto de su caudal másico. (Ver figura 4).

Figura 4. Fuerza de Coriolis



Fuente: Universidad de Atacama - Copiapó - Chile 2015 Disponible en internet:

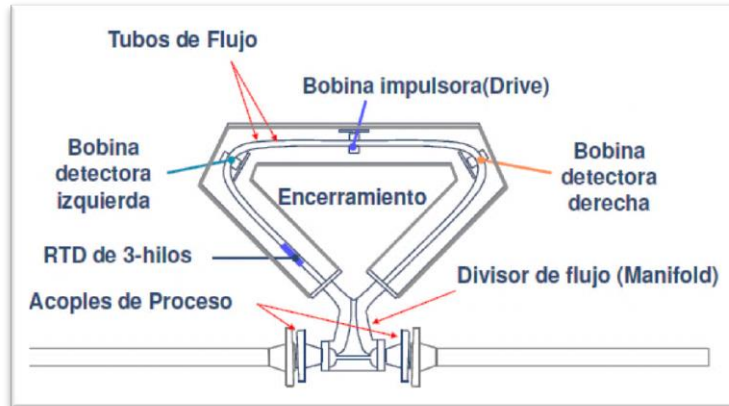
<http://www.industriaynegocios.cl/Academicos/AlexanderBorger/Docts%20Docencia/Seminario%20de%20Aut/trabajos/trabajos%202003/Sem%20Aut%20%20Caudal/web-final/Medidores%20Masicos.htm>

En un medidor se utiliza la oscilación en lugar de una velocidad angular constante, de manera que los dos tubos de medida paralelos con un flujo a través de ellos oscilarán desfasadamente debido a las fuerzas de Coriolis producidas en los tubos de medida.

La figura 5 muestra los componentes básicos de un sensor de Coriolis, entre otros los tubos de flujo, las bobinas detectoras, la bobina impulsora y el divisor de flujo que hace parte del manifold.

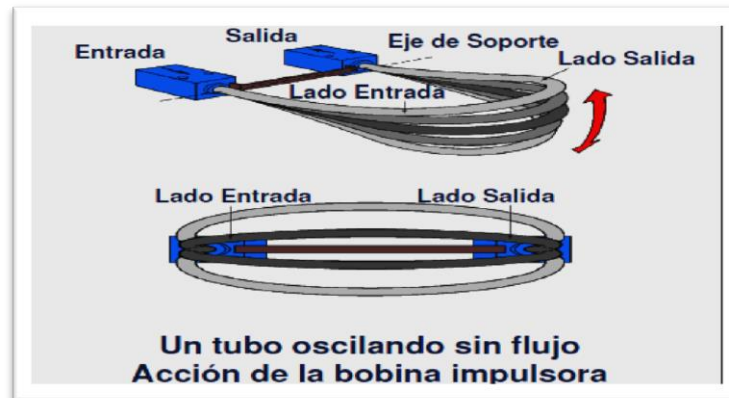
Las Bobinas Motoras impulsan el tubo para oscilar a la frecuencia natural. (Ver figura 6)

Figura 5. Componentes básicos del medidor de Coriolis



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

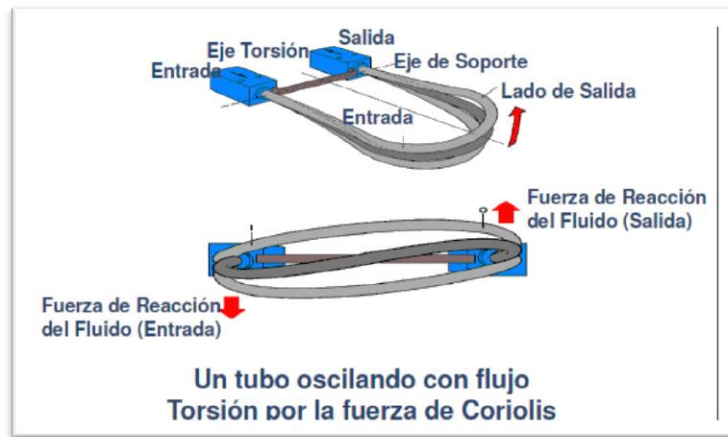
Figura 6. Tubo oscilando sin flujo



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

En el lado de entrada, el movimiento del tubo induce una aceleración en el fluido que se desplaza en su interior, lo cual genera fuerzas de acción y reacción que producen deformaciones de los tubos (Ver figura 7).

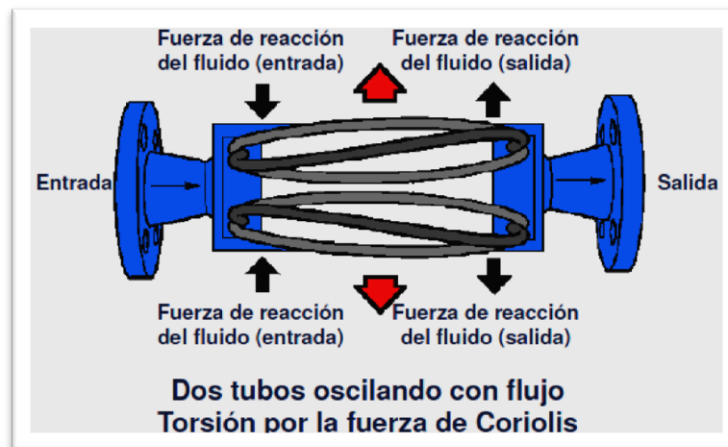
Figura 7. Tubo oscilando con flujo



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

En el lado de salida sucede el mismo fenómeno con la característica principal de estar en desfase con respecto al lado de entrada (Ver figura 8).

Figura 8. Torsión por la fuerza de Coriolis

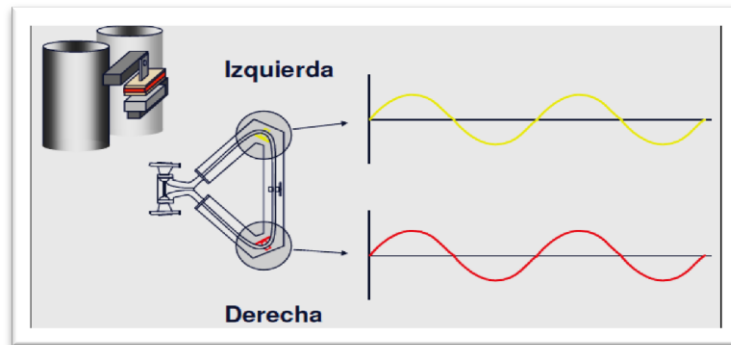


Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

Señales para medición de flujo

Las Bobinas Captoras detectan la oscilación (Ver figura 9).

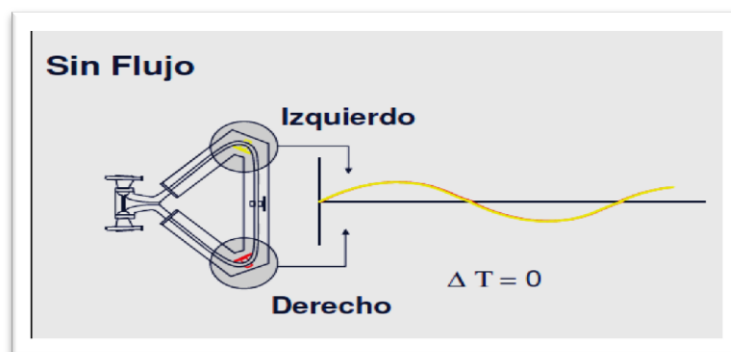
Figura 9. Señales de los sensores



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

Cuando no hay flujo a través del medidor estas detectan que la oscilación de la entrada y de la salida del medidor están en fase (Ver figura 10).

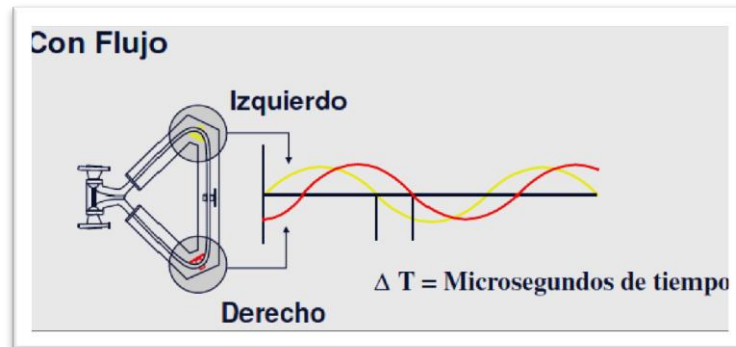
Figura 10. Señales en fase sin flujo



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

Ante la presencia de flujo, se presenta un desfase en las señales, generando una diferencia de períodos ΔT proporcional al caudal másico que pasa en el sensor (Ver figura 11).

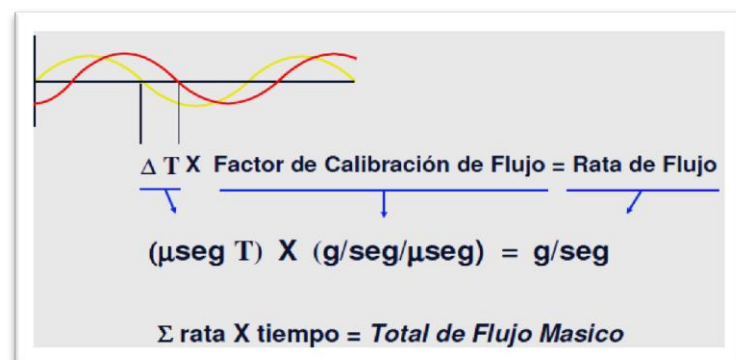
Figura 11. Señales en desfase por el flujo



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

El retraso entre la entrada y salida, medido en unidades de tiempo, se define como ΔT donde ΔT es proporcional al flujo másico. Luego se determina el factor de calibración (Ver figura 12).

Figura 12. Factor de calibración



Fuente: Micro Motion Inc. EE. UU es una empresa de Emerson Process Management (Houston, Texas.) Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/pages/coriolis-flow-density-measurement.aspx>

2.3.1 Ventajas de los medidores másicos

- ✓ No son susceptibles a la presión o temperatura.
- ✓ Alta rangeabilidad (1:100).
- ✓ No es sensible al perfil de velocidades de flujo.
- ✓ Auto-diagnóstico lo cual implica que el mantenimiento puede llevarse a cabo con una estrategia predictiva, sólo cuando el medidor lo indica, ahorrando tiempo y dinero en mantenimientos que no son necesarios.
- ✓ Los medidores másicos poseen un software que ofrece al usuario un acceso al diagnóstico, a la configuración, a los datos de medición y a los registros históricos del medidor.

2.3.2 Desventajas de los medidores másicos

- ✓ Inducen presión diferencial adicional en el sistema (10 a 50 Psid)
- ✓ Para medición Volumétrica, requieren conocer densidad del gas con gran precisión.
- ✓ Es necesario controlar afectaciones de la instalación por efectos de vibraciones externas.
- ✓ Medidor debe que libre de esfuerzos mecánicos en el montaje final.
- ✓ Costo elevado

2.4 MEDIDOR ULTRASÓNICO

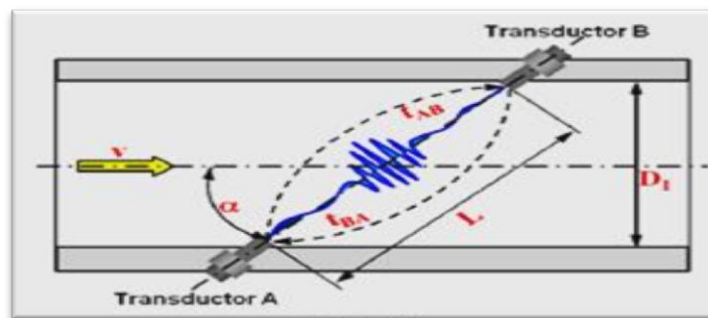
Los medidores ultrasónicos basan su funcionamiento en la medición de diferencias en los tiempos de tránsito de ondas ultrasónicas generadas en diferentes planos. El tiempo de tránsito de las ondas es afectado por el flujo de gas a través del medidor, permitiendo conocer con precisión la velocidad de flujo del gas. Conociendo la velocidad del gas y el área que atraviesa, es posible a través de la ecuación de continuidad conocer el caudal que fluye a través del medidor.

Cada trayecto de medición está definido por un par de transductores en los cuales cada transductor alternadamente actúa como transmisor y receptor. El medidor usa las mediciones del tiempo de

tránsito y la información de la ubicación del transductor para calcular la velocidad promedio del gas.

La señal que viaja “a favor” (aguas abajo) t_{AB} tendrá un tiempo de tránsito menor que la que viaja “en contra” (aguas arriba) del caudal t_{BA} . El caudal es directamente proporcional a la diferencia entre estos tiempos de tránsito. (Ver figura 13)

Figura 13. Tiempos de tránsito



Fuente: SIGMA SENSOR S.A. DE C.V México D.F. Disponible en: <http://www.sigmasensor.com.mx/index.html>

No debe confundirse el tiempo de tránsito o la velocidad de circulación del gas, con la velocidad de propagación del sonido en el gas, que también es medida por el medidor ultrasónico. Las denominaciones habituales son:

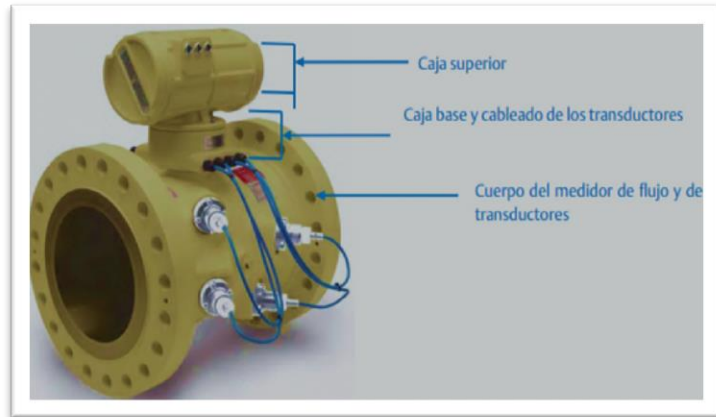
VOG (*Velocity of gas*): Velocidad de circulación del gas en la tubería.

VOS/SOS (*Velocity of Sound/Speed of Sound*): Velocidad de propagación del sonido

La velocidad de propagación del sonido depende de la composición del gas, la presión y la temperatura, y podrá calcularse siguiendo los procedimientos de la normativa AGA10.

En los medidores ultrasónicos tipo “spool” (transductores instalados en un carretel pre-fabricado, y en contacto con el proceso), que son los más utilizados en la medición de gas, existen formas diferentes de montar los transductores. En la figura 14 se observa un medidor con un arreglo de transductores cruzados

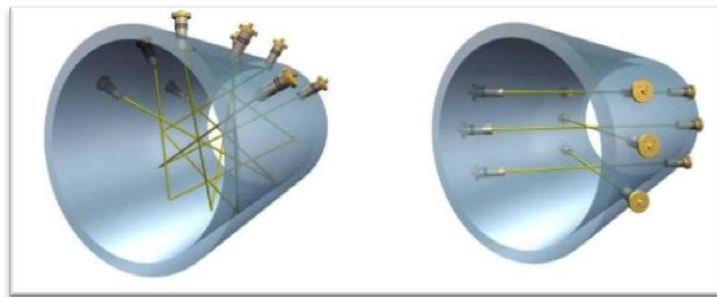
Figura 14. Medidor ultrasónico de flujo Mark III de Daniel



Fuente: *Daniel Measurement And Control, Inc.* es una empresa de *Emerson Process Management (Houston, Texas.)*. Referencia, Instalación y Manual De Operación. Número de Parte 3-9000-743-724_ Revisión Q. Septiembre 2011. Disponible en: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Daniel%20Documents/3-9000-743-724.pdf>

Algunos fabricantes eligen una configuración directa (sin rebote de la señal), y otros prefieren que los haces ultrasónicos reboten en la pared interna de la tubería, para tener un camino más largo y mayor promedio de velocidades. (Ver figura 15)

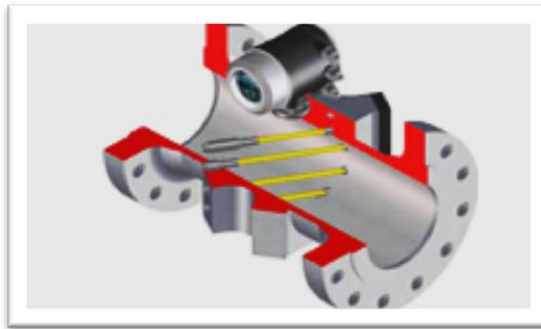
Figura 15. Haces cruzados medidor ultrasónico



Fuente: *KROHNE New Technologies A Novel Design Of A 12-Chord Ultrasonic Gas Flow Meter Paper 9030 Jan G. Drenthen, Martin Kurth & Marcel Vermeulen Kerkeplaat 14 Dordrecht, The Netherlands.* Disponible en: http://cdn.krohne.com/dlc/CONF PAPERS_ALTOSONICV12_Design_en_090415.pdf

En la figura 16, la señal entre los transductores viaja en forma directa, sin reflexiones en las paredes internas de la tubería. Con esto se consigue una mayor intensidad de señal, y se evitan problemas con la suciedad en el interior de la tubería o cambios en la rugosidad de la misma.

Figura 16. Haces directos medidor ultrasónico



Fuente: Sigma Sensor S.A. de C.V México D.F Disponible en: <http://sigmasensor.com.mx/images/4%20trayectorias.jpg>

La cantidad de haces o pares de transductores ultrasónicos también dependerá de los fabricantes y modelos. Es importante tener en cuenta que esto no tiene relación directa con la exactitud que ofrecerá el medidor ultrasónico. Por lo tanto, un medidor con 6, 8 ó 12 pares de transductores no tiene necesariamente una exactitud mayor a un medidor de 4 pares de transductores.

El medidor ultrasónico ofrece una rangeabilidad mayor a 100:1, y por lo tanto medirá el caudal dentro del error especificado aún en condiciones de caudales bajos. La exactitud que ofrecen los ultrasónicos es menor a $\pm 1\%$ de la indicación en la medición del caudal y puede llegar a $\pm 0,2\%$ con una calibración en laboratorio.

2.4.1 Ventajas y características de los medidores ultrasónicos Las ventajas y características del medidor ultrasónico de flujo incluyen:

- ✓ Estabilidad comprobada a largo plazo
- ✓ Sin obstrucciones de línea
- ✓ Sin caídas de presión por tratarse de una tecnología no intrusiva

- ✓ Sin partes móviles
- ✓ El mantenimiento se limita básicamente a comprobaciones periódicas basadas en los diagnósticos producidos por el propio medidor.
- ✓ Mantenimiento mínimo
- ✓ Medición bi-direccional
- ✓ Transductores extraíbles
- ✓ Sistema electrónico completamente digital
- ✓ Auto-diagnóstico lo cual implica que el mantenimiento puede llevarse a cabo con una estrategia predictiva, sólo cuando el medidor lo indica, ahorrando tiempo y dinero en mantenimientos que no son necesarios.
- ✓ Los medidores ultrasónicos poseen un software que ofrece al usuario un acceso amigable al diagnóstico, a la configuración, a los datos de medición y a los registros históricos del medidor.

2.4.2 Desventajas de los medidores ultrasónicos

- ✓ Costo elevado
- ✓ Requieren actualización del software

2.5 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los medidores de desplazamiento positivo miden la cantidad de fluido que circula por un conducto, dividiendo el flujo en volúmenes separados y sumando los volúmenes que pasan a través del medidor.

En cada medidor, se pueden destacar tres componentes comunes:

- ✓ cámara, que se encuentra llena de fluido,
- ✓ desplazador, que bajo la acción del fluido circulando, transfiere el fluido desde el final de una cámara a la siguiente, y
- ✓ mecanismo (indicador o registrador), conectado al desplazador, que cuenta el número de veces que el desplazador se mueve de una parte a otra en la cámara de trabajo.

Un problema importante que se debe tener en cuenta al fabricar un medidor de desplazamiento positivo es conseguir una buena estanqueidad de las partes móviles, evitando un par de rozamiento inaceptable y que la cantidad de gas que escape a través del medidor sea moderada.

En cuanto a los tipos de medidores para gas se encuentran los siguientes:

2.5.1 Medidor de diafragma El movimiento del diafragma se produce por la diferencia de presión establecida entre la entrada y la salida del medidor. El gas ingresa a uno de los lados de la cámara que separa el diafragma mientras que el lado opuesto del mismo se conecta internamente a la salida por medio de una válvula rotativa. Mediante un tren de engranaje y a través de un sistema prensaestopa el movimiento se transmite al totalizador del medidor. (Ver figura 17)

Figura 17. Medidor de diafragma



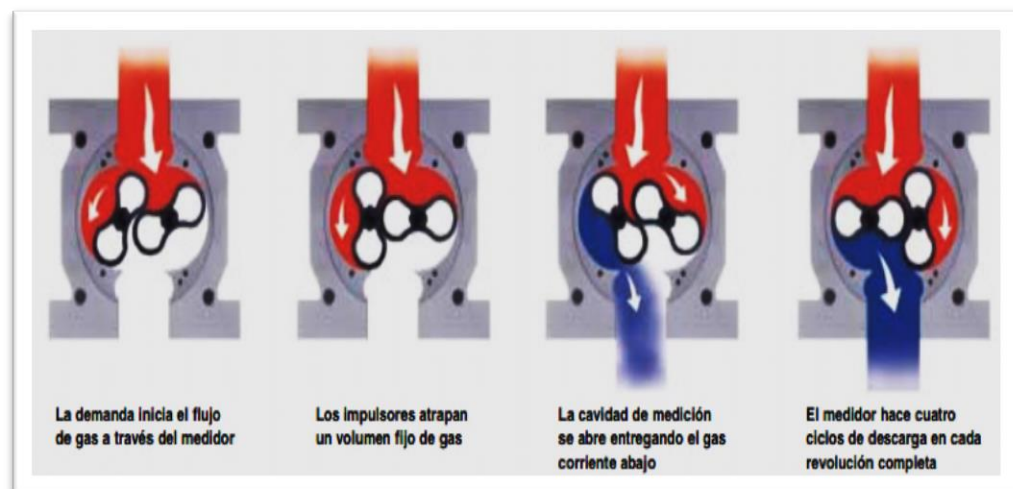
Fuente: ITRON SPAIN, S.L.U. Barcelona España Contador de gas residencial de diafragmas disponible en <https://www.itron.com/local/Spain%20Product%20Portfolio/GA-GALLUS-04-ES-06-15.pdf>

Son los contadores más habituales para consumo doméstico. No miden las condiciones de presión y temperatura, por lo que se aplican unos promedios adaptados al municipio en el que se encuentra el suministro (presión de medición corregida por la altitud).

2.5.2 Medidor rotativo Cuando la demanda aguas abajo del medidor inicia el consumo de gas, una caída de presión se produce entre la entrada y la salida del medidor. Esto crea una fuerza interna en un par de impulsores en forma de relojes de arena que empiezan a rotar permitiendo que el gas empiece a fluir. A medida que los impulsores giran, el gas fluye alternadamente entre dos cámaras de volumen fijo creadas entre los impulsores y la cavidad internas de la carcasa del medidor. Durante los ciclos, estas cámaras miden un volumen fijo de gas y luego lo descargan aguas abajo satisfaciendo la demanda.

Estos impulsores giran por medio de engranajes sincronizados de alta precisión y hacen cuatro ciclos por cada revolución del eje del impulsor. Durante la operación, no hay contacto de metal con metal entre la carcasa del medidor y los impulsores. (Ver figura 18).

Figura 18. Flujo a través del medidor rotativo



Fuente: Promigas S.A. E.S.P. Referencia Procedimientos de medición. Disponible en: http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web_content/NeoPromigas/BEO/Manual+del+transportador/Procedimientos+operacionales/Procedimientos+de+medici_oacute_n/

Al medidor rotativo se le puede instalar un generador de pulsos de baja frecuencia para obtener una señal eléctrica y ser monitoreada por un computador de flujo, aunque localmente tiene disponible su contador mecánico como muestra la figura 19.

Figura 19. Medidor rotativo con contador mecánico



Fuente: disponible en: http://www.ogesc.com/Dresser_Roots_G-Rated_Rotary_Meter.html

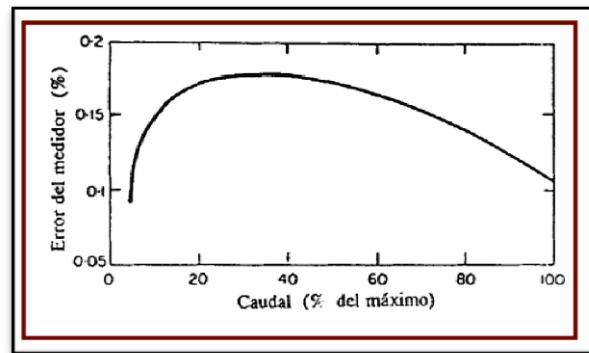
2.5.3 Características del comportamiento de los medidores de desplazamiento positivo

Como todos los dispositivos mecánicos complicados, los medidores de desplazamiento presentan resistencia a la fricción, la cual tiene que ser vencida por el fluido circulando. Para caudales muy bajos, el fluido no tiene energía cinética suficiente para hacer girar el rotor frente a esta fricción, que además incluye, en la mayoría de los medidores de desplazamiento, la resistencia ofrecida por el mecanismo articulado del contador, por lo que el fluido se desliza lentamente entre los componentes del medidor y la cámara, sin producir movimiento del rotor o pistón. El error del medidor ϵ se define como:

$$\epsilon = \frac{(Q_{\text{indicado}} - Q_{\text{real}})}{Q_{\text{real}}} 100\% \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

De forma que, para estos caudales bajos, el error es grande y negativo. Sin embargo, cuando el caudal aumenta este error negativo desaparece rápidamente, ya que la energía cinética del fluido aumenta con el cuadrado de su velocidad. Una condición cercana al equilibrio se alcanza cuando la fuerza directriz del fluido se equilibra por las diversas fuerzas de resistencia, y esto se mantiene para el margen de funcionamiento para un medidor bien diseñado (Ver figura 20).

Figura 20. Grafica caudal vs error



Fuente: Archivo

2.5.4 Ventajas de los medidores rotativos

- ✓ Alta precisión y rangeabilidad,
- ✓ medidor liviano, en aluminio o acero,
- ✓ baja pérdida de presión,
- ✓ bajo costo de mantenimiento,
- ✓ diseño rígido, baja vulnerabilidad a golpes de presión

2.5.5 Desventajas de los medidores rotativos

- ✓ Requiere gas limpio y tuberías libres de polvo, líquido o residuos de soldadura.
- ✓ En bajos flujos no son precisos, se sugiere usar los de tipo diafragma

2.6 MEDIDORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL

Se estima que actualmente, al menos un 75% de los medidores industriales en uso son dispositivos de presión diferencial, siendo el más popular la placa de orificio.

El registrador de flujo del tipo diferencial, comúnmente denominado medidor de orificio, es un dispositivo que registra la presión de flujo antes y después de una restricción del diámetro, ocasionada intencionalmente a la tubería por la cual circula un fluido.

El principio de operación del medidor de orificio está basado en la relación que existe entre el caudal másico y la caída de presión, es decir; “El caudal másico es proporcional a la raíz cuadrada de la pérdida de presión causada por la restricción del flujo” y se puede determinar aplicando el Teorema de Bernoulli,

La ecuación de Bernoulli es una de la más útiles y famosas en la mecánica de fluidos y su principio físico es utilizado para medir el caudal.

El teorema de Bernoulli establece que la energía mecánica de un fluido, medida por energía potencial gravitacional, la cinética y la de la presión es constante.

La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes

- ✓ Cinética: es la energía debida a la velocidad que posea el fluido.
- ✓ Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud que un fluido posea.
- ✓ Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

La siguiente ecuación conocida como "Ecuación de Bernoulli" (Trinomio de Bernoulli) consta de estos mismos términos y se grafican en la figura 21.

$$\frac{v^2 \rho}{2} + P + \rho g z = \text{Constante} \dots \dots \dots \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

v = velocidad del fluido en la sección considerada.

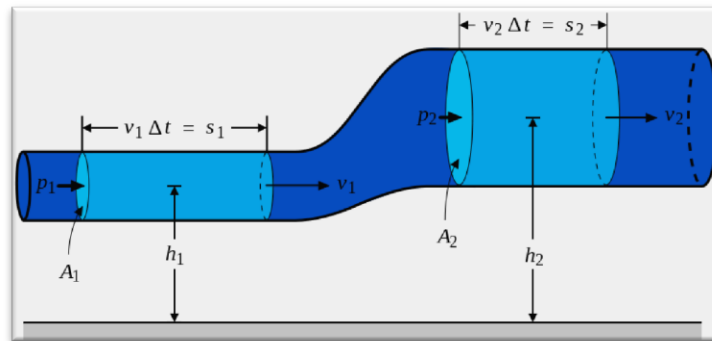
ρ = densidad del fluido.

P = presión a lo largo de la línea de corriente.

g = aceleración gravitatoria

z = altura en la dirección de la gravedad desde una cota de referencia.

Figura 21. Ecuación de Bernoulli



Fuente: disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Principio_de_Bernoulli.svg

La restricción conocida como elemento primario de medición, hace que el fluido se contraiga y una vez que el flujo permanece constante, la velocidad de éste disminuye al mismo tiempo. Según la Ley de la conservación de la energía (Teorema de Bernoulli), la diferencia entre las presiones antes y después de la restricción, llamada “diferencial”, representa un índice de la velocidad de flujo.

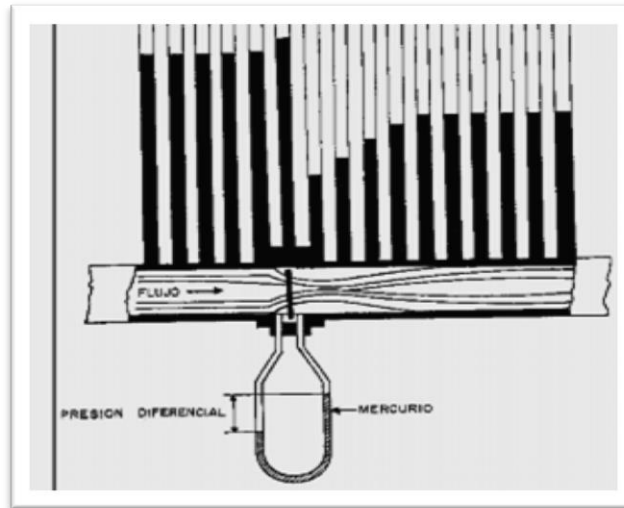
La placa de orificio consiste en una placa perforada que se instala en la tubería, el orificio que posee es una abertura cilíndrica. El caudal se puede determinar por medio de las lecturas de presión diferenciales. Dos tomas conectadas en la parte anterior y posterior de la placa captan esta presión diferencial y luego un transmisor de presión diferencial transmite la señal al computador de flujo. En la figura 22 se observa como cae la presión y como se mide con el registrador de flujo de mercurio

2.6.1 Ventajas de los medidores diferenciales

- ✓ Su sencillez de construcción.
- ✓ Su funcionamiento se comprende con facilidad.

- ✓ No son caros, particularmente si se instalan en grandes tuberías y se comparan con otros medidores.
- ✓ Pueden utilizarse para la mayoría de los fluidos

Figura 22. Registrador de flujo con mercurio



Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México-Apuntes de manejo de la producción en superficie. Capítulo V- Medición De Fluidos Producidos. Disponible en:
http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomezc/materias/ARCHIVOS_CONDUCCION/CAPITULO%20V.pdf

2.6.2 Desventajas de los medidores diferenciales

- ✓ La amplitud del campo de medida es menor que para la mayoría de los otros tipos de medidores.
- ✓ Pueden producir pérdidas de carga significativas.
- ✓ La señal de salida no es lineal con el caudal.
- ✓ Deben respetarse unos tramos rectos de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor que, según el trazado de la tubería y los accesorios existentes, pueden ser grandes.
- ✓ Pueden producirse efectos de envejecimiento, es decir, acumulación de depósitos o la erosión de las aristas vivas.
- ✓ La precisión suele ser menor que la de medidores más modernos, especialmente si, como es habitual, el medidor se entrega sin calibrar.

- ✓ Alta sensibilidad a las variaciones de composiciones del gas.

2.6.3 Normas aplicables a los medidores diferenciales La norma ANSI/API MPMS 14.3.2 - 2000 Reporte AGA 3 establece las especificaciones y requerimientos de instalación para la medición de gas natural usando medidores de orificio concéntrico. Además, la norma suministra las especificaciones para la construcción e instalación de placas de orificio, tubos medidores y accesorios asociados.

La norma ANSI/API MPMS 14.3.3 – 2013 fija los criterios para la ecuación de cálculo de flujo del medidor tipo orificio.

2.7 ELEMENTOS PARA LA RESTRICCIÓN DE FLUJO

Son accesorios que se instalan en medio de la tubería aguas abajo del sistema de medición y que se caracterizan por reducir drásticamente el área de flujo. Como consecuencia de esta reducción en el área de flujo se reproduce un fenómeno denominado “flujo crítico” bajo el cual se logra un control del caudal con independencia de las condiciones presentes aguas abajo del elemento de restricción de flujo. Esta condición es aprovechada en la práctica para la protección de medidores de gas de tipo mecánico, tales como turbinas y rotativos, los cuales pueden fallar si se someten a caudales superiores a su valor máximo nominal. Cuando un medidor tipo turbina supera su capacidad máxima se presenta un desgaste excesivo de sus componentes mecánicos, tales como los álabes del rotor y los rodamientos que soportan el eje del rotor, así como de otros mecanismos asociados. Bajo condiciones severas es posible que se fracturen los álabes o que los rodamientos se bloqueen. En el caso de los medidores rotativos, una operación a altas velocidades genera desgaste de los lóbulos y de la superficie interna del medidor (cámaras de medición), lo cual ocasiona un aumento de las tolerancias o huelgo mecánico entre las piezas. En ocasiones se puede presentar bloqueo de los lóbulos, casi siempre como consecuencia de los efectos de alta velocidad e impurezas del gas, aunque también es posible que se presenten bloqueos por daños en los rodamientos que soportan los ejes de los lóbulos. A diferencia de los medidores tipo turbina, en los que, ante un bloqueo del rotor, el gas sigue fluyendo a través del cuerpo del medidor, el bloqueo de un medidor rotativo generalmente produce una suspensión del flujo de gas. Típicamente, los fabricantes de medidores

mecánicos diseñan sus equipos para soportar sobrecargas de flujo equivalentes a un 20% por encima de su capacidad nominal o caudal máximo. Sin embargo, esta situación no está prevista para una operación permanente sino para soportar picos puntuales de demanda que pueden llegar a presentarse eventualmente en la red, aguas abajo del sistema de medición. En operaciones de transferencia de custodia de gas, prácticamente la única referencia que se toma como soporte para el diseño y aplicación de los elementos para restricción de flujo es el numeral 7.5.3.3 del Reporte AGA No. 7, edición 2006, el cual a su vez está basado en el trabajo de Arnberg que en esencia es una recopilación de estudios de diversas fuentes relacionadas con el tema.³

2.7.1 Clasificación de los elementos para restricción de flujo de gas En términos generales hay tres tipos de elementos para restricción de flujo de gas

✓ Placa (orificio crítico): Consistente en una placa con un orificio circular concéntrico, de bordes rectos y afilados, similar a las que se usan para medición de gas (AGA 3 – ISO 5167), pero diseñada bajo las consideraciones de la teoría de flujo crítico¹. Estas placas a su vez pueden subdividirse en placas delgadas (thin plates) y placas gruesas (thick plates), según la relación entre su espesor y el diámetro del orificio. Las placas delgadas reciben su nombre debido a que tienen un límite máximo para la longitud del orificio (también conocido como espesor del orificio), de tal forma que la relación entre el espesor del orificio y el diámetro del orificio (T/D) debe ser inferior a 0,125.

Por su parte, las placas gruesas son aquellas que poseen una relación T/D superior a 0,125. No obstante, cuando dicha relación es considerablemente mayor (del orden de 2 o 3) se tienden a denominar “toberas cilíndricas”.⁴

✓ Tobera: Es un elemento de flujo consistente en una sección convergente con respecto al sentido del flujo y en la mayoría de los casos de bordes internos curvos. La sección de menor área de flujo se denomina “garganta” (throat).⁵

✓ Venturi: Su diseño representa la unión de una sección divergente con una sección convergente, ingresando el gas por la zona convergente. En la unión entre la zona

³ Elementos para Restricción de Flujo de Gas. P6. Juan Manuel Ortiz Afanador – TGI S.A. ESP. John Fredy Velosa Chacón – TGI S.A. ESP.

⁴ Elementos para Restricción de Flujo de Gas. P6. Juan Manuel Ortiz Afanador – TGI S.A. ESP. John Fredy Velosa Chacón – TGI S.A. ESP.

⁵ Elementos para Restricción de Flujo de Gas. P6. Juan Manuel Ortiz Afanador – TGI S.A. ESP. John Fredy Velosa Chacón – TGI S.A. ESP.

convergente y divergente se localiza la garganta. El empalme entre las dos secciones puede realizarse de forma directa, es decir con superficies internas tangentes, sin ocasionar cambios bruscos de geometría (garganta toroidal), o mediante un cilindro recto en cuyo caso existe una leve (garganta cilíndrica).⁶

2.8 NORMATIVIDAD APLICABLE A MEDIDORES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.⁷

Los sistemas de medición de gas de transferencia de custodia con el fin de garantizar confiabilidad en los resultados deben cumplir la normatividad que ha sido desarrollado bajo la dirección de organismos internacionales que basados en pruebas experimentales han definido los criterios para su montaje, operación y verificación.

La CREG define como Punto de Transferencia de Custodia así: Es el sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un Productor-Comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Almacenador Independiente, un Usuario Regulado atendido por un Comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una Interconexión Internacional, entre dos Transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo.⁸

El gasoducto está obligado a cumplir el *Reglamento Único de Transporte de Gas Natural-RUT* (Resolución CREG 071 DE 1999 y todas las resoluciones posteriores que la modifican) en los puntos que como transportador entrega gas natural a los sistemas de distribución y de igual manera en aquellos puntos donde recibe gas del transportador. El RUT en su numeral 5.3.1 define los elementos que componen el sistema de medición y fija la obligatoriedad de usar medidores

⁶ Elementos para Restricción de Flujo de Gas. P6. Juan Manuel Ortiz Afanador – TGI S.A. ESP. John Fredy Velosa Chacón – TGI S.A. ESP.

⁷ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles Capítulo 14-medición de gas natural ECP –VSM-M-001-14 Pág 28

⁸ . R. CREG-041-2008; Art 1; R. CREG-071-1999; Cap. I. Num. 1.1

homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las recomendaciones del AGA.

De igual manera el RUT Numeral 5.3 define la medición volumétrica a partir de equipos oficiales debidamente calibrados empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante y recomendados por el AGA.

Por lo anterior, se tendrá en cuenta los aspectos fundamentales de cada una de las normas aplicables:

- ✓ Medidor Tipo Diferencial Platina de Orificio Concéntrico Construcción y Montaje. Reporte AGA 3-2 API 14.3.2
- ✓ Medidor Tipo Diferencial Platina de Orificio Concéntrico: Cálculo Flujo Volumétrico. Reporte AGA 3-1 y AGA 3-3 Norma API 14.3.1 y 14.3.3
- ✓ Medidor Tipo Turbina: Reporte AGA 7
- ✓ Medidor Tipo Ultrasónico: Reporte AGA 9 y AGA 10
- ✓ Medidor Tipo Coriolis: Reporte AGA 11
- ✓ Medidor tipo desplazamiento Positivo: ANSI B109.1 ANSI B109.2, ANSI B109.3
- ✓ Determinación Factor de Compresibilidad: Reporte AGA 8
- ✓ Medición Electrónica de Gas: Reporte AGA 13 Norma MPMS 21.1

3. METODOLOGÍA

Diagnóstico actual de los medidores instalados en el gasoducto. Para hacer este diagnóstico se realizarán las siguientes actividades:

- ✓ Hacer un inventario de todos los medidores instalados actualmente en el gasoducto, identificando su tamaño, marca, modelo, tipo de medidor y capacidad.
- ✓ Realizar un listado de estaciones de medición y relacionar con la capacidad contractual de las Facilidades.
- ✓ Obtener registro del inventario de repuestos para medidor tipo turbina disponibles a la fecha.
- ✓ Obtener relación de los repuestos para medidor tipo turbina utilizados para su mantenimiento en los dos últimos años.
- ✓ Clasificar los medidores por tamaño, identificando cuales requieren cambio por capacidad utilizada y por tipo de medidor.

4. DESARROLLO

A continuación se describe las diferentes actividades realizadas para el diagnóstico de los medidores instalados en el gasoducto:

4.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LOS MEDIDORES INSTALADOS EN EL GASODUCTO

Para hacer este diagnóstico se realizaron las siguientes actividades:

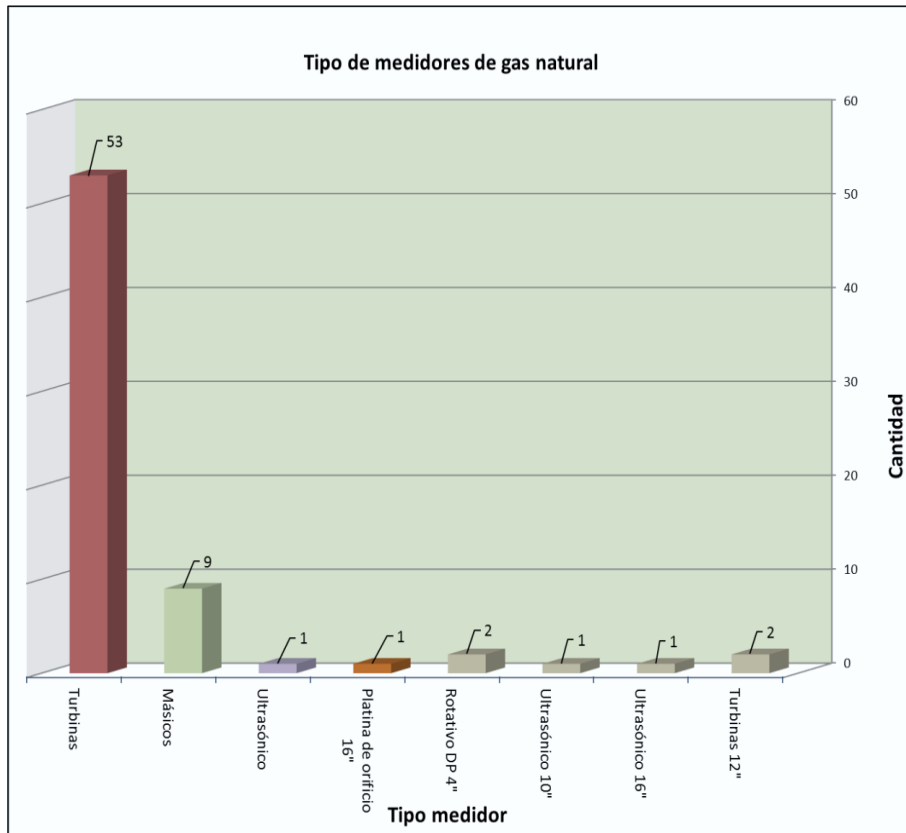
4.1.1 Inventario de los medidores instalados actualmente en el gasoducto se identifican por tamaño, marca, modelo, tipo de medidor y capacidad (Ver Tabla 1)

Tabla 1. Relación medidores instalados en el gasoducto

Cantidad	Tipo	Diámetro (pulgadas)	Marca	Modelo	Presión de entrega (psig)	Capacidad a presión de entrega (MSCFD)
20	Turbinas	1	Daniel	3100	60	189
					250	648
14	Turbinas	2	Daniel	3205-B	60	756
					250	2592
11	Turbinas	3	Daniel	3311	60	1728
					250	6120
4	Turbinas	4	Daniel	2011-D	250	6740
2	Turbinas	6	Daniel	2011-D	250	12740
2	Turbinas	12	Daniel	2011-D	250	64700
1	Másico	1/4	Micromotion	CMF025	P línea	474.5
6	Másico	1/2	Micromotion	CMF050M	P línea	1228
2	Másico	1	Micromotion	CMF100M	P línea	5415
1	Platina de Orificio	16	Daniel	SS-304-16"	P línea	182837
1	Ultrasónico	16	Daniel	3400	P línea	
1	Ultrasónico	10	Daniel	3400	350	
1	Ultrasónico	4	Daniel	3400	P línea	12000
2	Turbinas	12	Daniel	2011-D	250	64700
2	Desplazamiento Positivo	3 y 4	Dresser	G160 / G400	250	3601 / 9364

Al clasificarlos por tipo de medidor se tiene la distribución que se indica en la figura 23

Figura 23. Clasificación medidores por tipo



Pero el gasoducto solo tiene operación y mantenimiento de los medidores que indica la tabla 2:

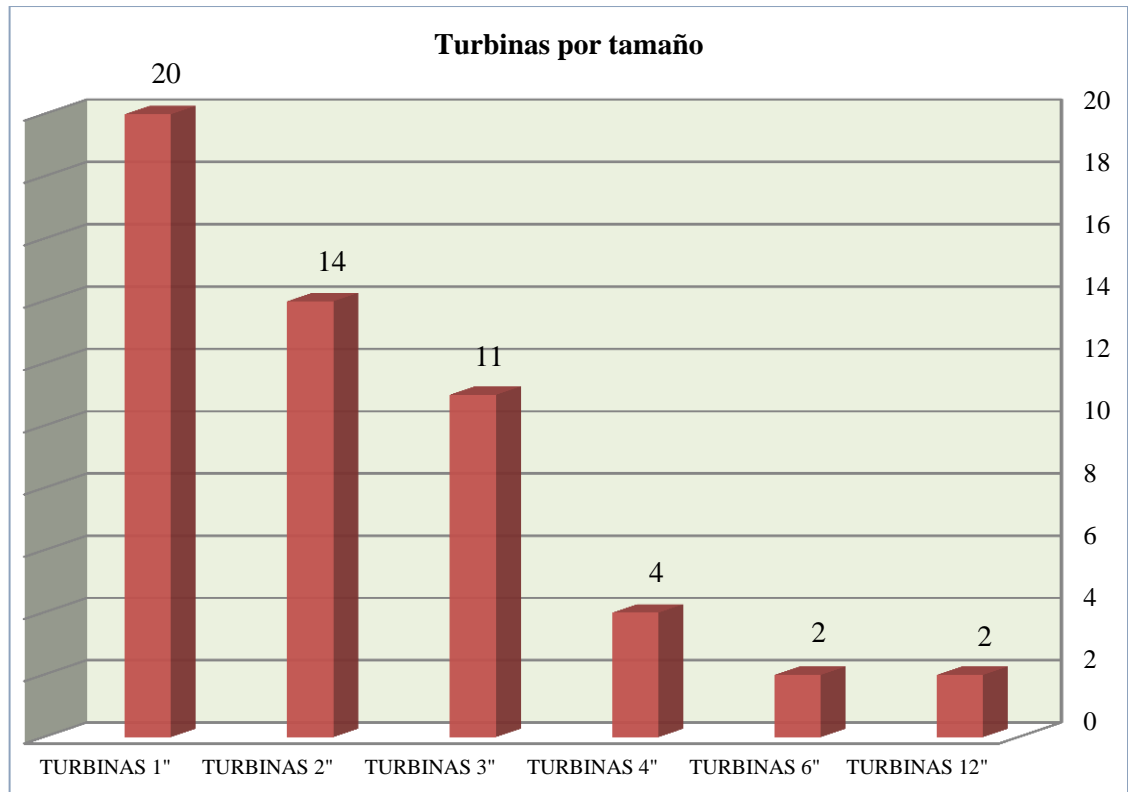
Tabla 2. Relación medidores para operación y mantenimiento del gasoducto

Tipo de Medidores	
53	Turbinas
9	Másicos
1	Ultrasonico 4"
1	Platina de orificio 16"
64	

Para los otros seis medidores, el mantenimiento le corresponde al remitente.

Las turbinas se clasificaron por tamaño como se muestra en la figura 24:

Figura 24. Clasificación turbinas por tamaño



4.1.2 Realizar listado de estaciones de medición y relacionarlo con la capacidad contractual de las Facilidades

En la tabla 3 se muestra el listado de medidores, donde se relacionan los datos de capacidad del medidor a la condición de presión de entrega y la capacidad contractual de la estación:

Tabla 3. Relación medidores según capacidad

Estación	Tipo	Diámetro	Presión de operación (PSIG)	Capacidad a la presión de operación (MSCF)	Capacidad contractual (MSCF)
T1	Turbina	1	60	189	320
T2	Turbina	1	60	189	90
T3	Turbina	1	60	189	190
T4	Turbina	1	60	189	210
T5	Turbina	1	60	189	200
T6	Turbina	1	60	189	50
T7	Turbina	1	60	189	80
T8	Turbina	1	60	189	190
T9	Turbina	1	60	189	220
T10	Turbina	1	250	648	880
T11	Turbina	1	250	648	600
T12	Turbina	1	250	648	450
T13	Turbina	1	250	648	420
T14	Turbina	1	250	648	570
T15	Turbina	1	60	189	90
T16	Turbina	1	250	648	610
T17	Turbina	1	250	648	174
T18	Turbina	1	250	648	710
T19	Turbina	1	250	648	710
T20	Turbina	1	250	648	230
T21	Turbina	2	60	756	410
T22	Turbina	2	250	2592	2550
T23	Turbina	2	250	2592	1000
T24	Turbina	2	60	756	440
T25	Turbina	2	60	756	636
T26	Turbina	2	250	2592	2239

Tabla 3. (Continuación)

Estación	Tipo	Diámetro	Presión de operación (PSIG)	Capacidad a la presión de operación (MSCF)	Capacidad contractual (MSCF)
T27	Turbina	2	250	756	706
T28	Turbina	2	60	756	704
T29	Turbina	2	60	756	707
T30	Turbina	2	250	2592	1800
T31	Turbina	2	60	756	250
T32	Turbina	2	60	756	310
T33	Turbina	2	60	756	1274
T34	Turbina	2	60	756	360
T35	Turbina	3	250	6120	5000
T36	Turbina	3	255	6241	5880
T37	Turbina	3	250	6120	4220
T38	Turbina	3	250	6120	6000
T39	Turbina	3	250	2592	2571
T40	Turbina	3	250	2592	2577
T41	Turbina	3	250	6120	2588
T42	Turbina	3	250	2592	2000
T43	Turbina	3	250	2592	2583
T44	Turbina	3	250	2592	3000
T45	Turbina	3	330	7975	4500
T46	Turbina	4	250	7764	6740
T47	Turbina	4	250	7764	6740
T48	Turbina	4	250	7764	12000
T49	Turbina	4	250	7764	5800
T50	Turbina	6	250	15528	12740
T51	Turbina	6	250	15528	9539
T52	Turbina	12	250	64700	37250
T53	Turbina	12	250	64700	37250

Tabla 3. (Continuación)

Estación	Tipo	Diámetro	Presión de operación (PSIG)	Capacidad a la presión de operación (MSCF)	Capacidad contractual (MSCF)
T54	Másico	1/4	P Línea	39	270
T55	Másico	1/4	P Línea	201	155
T56	Másico	1/2	P Línea	1232	847
T57	Másico	1/2	P Línea	144	1450
T58	Másico	1/2	P Línea	879	847
T59	Másico	1/2	P Línea	879	847
T60	Másico	1/2	P Línea	1200	847
T61	Másico	1	P Línea	1920	1920
T62	Másico	1	P Línea	2366	2069
T63	Platina	16	P Línea	182837	180000
T64	Ultrasónico	4	P Línea	12000	8000
R1	Ultrasónico	16	P Línea	240000	210000
R2	Ultrasónico	10	350	36000	32000
R3	Turbina	12	P Línea	64700	42000
R4	Turbina	12	P Línea	64700	42000
R5	Desplazamiento positivo	4	250	9364	No aplica
R6	Desplazamiento positivo	3	250	3601	No aplica

4.1.3 Obtener registro del inventario de repuestos para medidor tipo turbina disponibles a la fecha

La tabla 4 muestra el inventario de repuestos según tamaño del medidor tipo turbina disponible para mantenimiento y operación:

Tabla 4. Inventario de repuestos disponibles para mantenimiento turbinas

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	Balínera turbina 1" P/N 1-504-53145	Unidad	7
2	Espaciador balínera 1"	Unidad	12
3	Pick Up coil turbinas 1"	Unidad	11
4	Interno calibrado de 1"	Unidad	10
5	Balínera turbina de 2", P/N 504-53-115	Unidad	26
6	Pick Up coil 2" P/N 1-504-53-115	Unidad	10
7	Interno calibrado de 2" Wafer P/N 1-307-24-	Unidad	5
8	Interno calibrado 2" X150 R. 1-307-24-506	Unidad	3
9	Bearing P/turbina 3" P/N 1-504-53-150	Unidad	4
10	Balínera P/Turbina 3" P/N 1-307-20-238	Unidad	6
11	Espaciador para turbina	Unidad	2
12	Pick Up coil 1" y 3" 1-504-53-965	Unidad	23
13	Interno calibrado de 3" Mini gas P/N 1-307-2	Unidad	8
14	Bearing P/Turbina 4-6 P/N 1-504-05-300	Unidad	16
15	Pick-Up coil turbina de 4"X150 #504-05-39	Unidad	5
16	Interno calibrado 4" X 150 Daniel	Unidad	1
17	Interno calibrado 6" X 150 Daniel	Unidad	4
18	Balínera de 12" X150 P/N 1-504-05-846	Unidad	1
19	Balínera P/ medidor turbina de gas 12"	Unidad	1
20	Inner bearing spacer 12" Ansi 150	Unidad	1
21	Cable para pick Up Ref. 504-05-394	Unidad	0
22	Coil cable assy pn 5040	Unidad	2
23	Preamplificador universal Daniel W/O box	Unidad	4
24	Aceite lubricante para turbina	Onzas	17

4.1.4 Obtener relación de los repuestos utilizados para mantenimiento de los medidores tipo turbina en los dos últimos años

Se revisaron las salidas de repuestos para los dos últimos años y se clasificaron por tamaño de turbina, se calculó su costo total y luego se promedió por el total de turbinas para obtener el costo de mantenimiento promedio por turbina (Ver tabla 5).

Tabla 5. Relaciones repuestos usados en los dos últimos años

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD 2013	CANTIDAD 2014	CANTIDAD TOTAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Balínera turbina 1" y 2" P/N 1-504-53-145	Unidad	8	8	16	\$183.758	\$2.940.128
Espaciador balínera 1"	Unidad	0	2	2	\$29.601	\$59.202
Interno calibrado de 1" P/N 307-24-500	Unidad	5	2	7	\$6.033.526	\$42.234.682
Balínera turbina de 2", P/N 504-53-115	Unidad	5	2	7	\$183.758	\$1.286.306
Pick Up coil 2" P/N 1-504-53-955	Unidad	2	2	4	\$1.500.000	\$6.000.000
Interno calibrado de 2" Wafer P/N 1-307-24-	Unidad	0	1	1	\$11.717.971	\$11.717.971
Espaciador para turbina	Unidad	0	2	2	\$256.741	\$513.482
Espaciador para turbina	Unidad	1	0	1	\$31.878	\$31.878
Pick Up coil 1" y 3" 1-504-53-965	Unidad	4	3	7	\$1.740.418	\$12.182.926
Pick-Up coil turbina de 4"X150 #504-05-39	Unidad	0	2	2	\$1.557.299	\$3.114.598
Interno calibrado 4" X 150 Daniel	Unidad	1	0	1	\$20.348.943	\$20.348.943
Balínera de 12" X150 P/N 1-504-05-846	Unidad	0	1	1	\$1.478.758	\$1.478.758
Preamplificador universal daniel W/O box	Unidad	5	4	9	\$1.736.050	\$15.624.450
Aceite lubricante para turbina	Onzas	4	3	7	\$10.000	\$70.000
Valor total repuestos usados en 2 años (COP)						\$117.603.324
Promedio repuestos para mantenimiento por turbina anual (COP)						\$1.109.465

Durante los dos últimos años los repuestos utilizados para el mantenimiento de los medidores tipo turbina tuvieron un costo de \$117.603.324 lo cual implica que en promedio el costo de mantenimiento por medidor fue de \$1.109.465.

Teniendo como base los repuestos usados en los dos últimos años, se hizo un estimado de repuestos para el mantenimiento de los medidores actualmente instalados en el gasoducto para los próximos 3 años (Ver Tabla 6), a continuación se restó cada una de estas cantidades al stock de repuestos

disponibles y de esta manera se definió la cantidad de repuestos a comprar (Para el costo de los repuestos se tomó el valor actual en inventarios):

Tabla 6. Estimado de repuestos a usar en próximos 3 años

ITEM	INVENTARIO			Repuestos para los tres años	Repuestos para 3 años - stock	Valor total a comprar para 3 años
	Stock	Valor Unitario	Valor Total			
Balnera turbina 1" P/N 1-504-53145	7	\$183.758	\$1.286.305	48	41	\$7.534.073
Espaciador balinera 1"	12	\$29.601	\$355.212	18	6	\$177.606
Pick Up coil turbinas 1"	11	\$191.319	\$2.104.509	9	0	\$0
Interno calibrado de 1"	10	\$6.033.526	\$60.335.263	12	2	\$12.067.053
Balnera turbina de 2", P/N 504-53-115	26	\$183.758	\$4.777.708	12	0	\$0
Pick Up coil 2" P/N 1-504-53-115	10	\$1.500.000	\$15.000.000	6	0	\$0
Interno calibrado de 2" Wafer P/N 1-307-24-	5	\$10.885.066	\$54.425.328	3	0	\$0
Interno calibrado 2" X150 R. 1-307-24-506	3	\$12.066.364	\$36.199.092	3	0	\$0
Bearing P/turbina 3" P/N 1-504-53-150	4	\$191.319	\$765.276	4	0	\$0
Balnera P/Turbina 3" P/N 1-307-20-238	6	\$245.094	\$1.470.564	14	8	\$2.053.963
Espaciador para turbina	2	\$31.878	\$63.756	2	0	\$0
Pick Up coil 1" y 3" 1-504-53-965	23	\$1.503.898	\$34.589.646	6	0	\$0
Interno calibrado de 3" Mini gas P/N 1-307-2	8	\$13.909.193	\$111.273.543	3	0	\$0
Bearing P/Turbina 4-6 P/N 1-504-05-300	16	\$2.660.202	\$42.563.232	6	0	\$0
Pick-Up coil turbina de 4"X150 #504-05-39	5	\$1.171.251	\$5.856.255	7	2	\$3.114.597
Interno calibrado 4" X 150 Daniel	1	\$20.348.943	\$20.348.943	1	0	\$0
Interno calibrado 6" X 150 Daniel	4	\$19.537.020	\$78.148.081	1	0	\$0
Balnera de 12" X150 P/N 1-504-05-846	1	\$1.478.758	\$1.478.758	2	1	\$1.478.758
Balnera P/ medidor turbina de gas 12"	1	\$514.988	\$514.988	0	0	\$0
Inner bearing spacer 12" Ansi 150	1	\$4.022.657	\$4.022.657	0	0	\$0
Cable para pick Up Ref. 504-05-394	0	\$96.531	\$0	12	12	\$1.158.372
Coil cable assy pn 5040	2	\$96.531	\$193.061	6	4	\$386.122
Preamplificador universal daniel W/O box	4	\$1.736.050	\$6.944.199	15	11	\$19.096.548
Aceite lubricante para turbina	17	\$10.000	\$170.000	12	0	\$0
	Total Inventario (COP)		\$482.886.375			\$47.067.092

Como se observa en la Tabla 6, el total de stock de repuestos es de \$482.886.375 y el total de repuestos a comprar es de \$47.067.092.

En la tabla 7 se discrimina el valor anual de repuestos a usar y a comprar durante tres años

Tabla 7. Resumen de presupuesto anual de uso y compra de repuestos

Resumen stock repuestos	
Total stock repuestos	\$ 482.886.375
Repuestos año 1	\$ 134.500.106
Repuestos año 2	\$ 95.972.275
Repuestos año 3	\$ 92.539.102
Valor total repuestos a 3 años	\$ 323.011.483
Repuestos a comprar año 1	\$ 4.143.510
Repuestos a comprar año 2	\$ 14.221.410
Repuestos a comprar año 3	\$ 28.702.172
Valor total repuestos a comprar para 3 años	\$ 47.067.092
Valor a usar del stock de repuestos	\$ 275.944.391

La tabla 7 indica que el valor total de los repuestos de mantenimiento para los tres años es de \$323.011.483, teniendo en cuenta que el valor de los repuestos a comprar es de \$47.067.092 implica que se está reduciendo el stock de repuestos en \$275.944.392, lo anterior es una buena opción para optimizar el presupuesto para mantenimiento de estos equipos y reducir el stock de repuestos.

4.1.5 Clasificar los medidores por tamaño identificando cuales requieren cambio por capacidad utilizada, según tipo de medidor

Para realizar la clasificación se consideró lo siguiente:

- ✓ Se tomó el consumo pico de cada estación y se convirtió a MSCFD para compararlo con la capacidad contractual de la estación y la capacidad del medidor que son diferentes.
- ✓ Se tomó el porcentaje de 85% o mayor derivado de la comparación por capacidad contractual como Facilidades a ser ampliadas por parte de la empresa transportadora, de hecho hoy en día se tienen 11 Facilidades en las cuales no hay medidor porque sufrió daño o se retiró para evitar el daño y contractualmente la empresa transportadora deberá asumir su ampliación.
- ✓ Las Facilidades que están en el intervalo del 70 al 85% se identificaron para realizar la evaluación de cambio de medidor sobre estas.
- ✓ Se listaron las Facilidades que están con valor menor al 70 % de la capacidad del medidor las cuales requieren mantenimiento preventivo.

Bajo estas consideraciones se tiene lo siguiente:

En la tabla 8 se listan las Facilidades que están en un valor mayor o igual al 85% de la capacidad contractual, se resaltan en color verde donde no hay medidor instalado a la fecha, resaltadas en color gris en Facilidades donde se tienen dos medidores midiendo en paralelo.

Algunas de estas Facilidades están en proceso de ampliación por parte de la transportadora, en Facilidades como T16, T25, T36, T38 y T50 aunque no se ha alcanzado el 100% de la capacidad contractual se notificó a la transportadora para evaluar su ampliación y en la medida que se alcance el 100% de capacidad contractual el medidor será retirado para evitar daño del mismo.

En la tabla 9 se relacionan las Facilidades donde se requiere cambio de medidor por capacidad, teniendo en cuenta que la capacidad contractual es mayor a la capacidad del medidor y que es obligación de este gasoducto realizar cambio del mismo:

Tabla 8. Relación porcentual usada medidor según capacidad contractual y del medidor

Estación	Tamaño	Tipo Medidor	Presión operación	Volumen máximo pico medido MSCFD	Capacidad Máxima Pico contractual MSCFD	Capacidad máxima del medidor MSCFD	% Capacidad contractual	% Capacidad medidor
T12	1	Turbina	250	450	450	648	100%	69%
T13	1	Turbina	250	835	420	648	199%	129%
T15	1	Turbina	60	90	90	189	100%	48%
T16	1	Turbina	250	581	610	648	95%	90%
T19	1	Turbina	250	710	710	648	100%	110%
T22	2	Turbina	250	2861	2550	2592	112%	110%
T25	2	Turbina	60	641	636	756	101%	85%
T31	2	Turbina	60	250	250	756	100%	33%
T32	2	Turbina	60	310	310	756	100%	41%
T36	3	Turbina	250	5511	5880	6120	94%	90%
T37	3	Turbina	250	6259	4220	6120	148%	102%
T38	3	Turbina	250	198	6000	6120	79%	78%
T46	4	Turbina	250	11755	6740	7752	174%	152%
T50	6	Turbina	250	10722	12740	15528	84%	69%
T52	12	Turbina	250	80509	37250	64700	216%	124%
T58	1/4	Coriolis	P línea	847	847	879	100%	96%
T59	1/4	Coriolis	P línea	847	847	879	100%	96%
T60	1/4	Coriolis	P línea	847	847	1200	100%	71%
T61	1	Coriolis	P línea	1920	1920	5416	100%	35%
T62	1	Coriolis	P línea	2069	2069	5416	100%	38%

Tabla 9. Medidores a reemplazar por alcanzar capacidad del medidor

Estación	Tamaño	Tipo Medidor	Presión de operación	Volumen máximo pico medido MSCFD	Capacidad Máxima Pico contractual MSCFD	Capacidad máxima del medidor MSCFD	% Capacidad contractual	% Capacidad medidor
T1	1	Turbina	60	139	320	189	44%	74%
T5	1	Turbina	60	142	200	189	71%	75%
T9	1	Turbina	60	139	220	189	63%	74%
T10	1	Turbina	250	473	880	648	54%	73%
T18	1	Turbina	250	529	710	648	75%	82%
T48	4	Turbina	250	5811	12000	7752	48%	75%

En la tabla 10 se listan los 32 medidores tipo turbina que actualmente operan por debajo del 70% de su capacidad y que también requieren mantenimiento por parte del gasoducto, por lo tanto estos medidores tipo turbina se tuvieron en cuenta en el momento de hacer presupuesto de repuestos para los próximos tres años.

Tabla 10. Medidores que operan por debajo del 70% de su capacidad

Estación	Tamaño	Tipo Medidor	Presión de operación	Volumen máximo pico registrado MSCFD	Capacidad Máxima Pico contractual MSCFD	Capacidad máxima del medidor MSCFD	% Capacidad contractual	% Capacidad medidor
T2	1	Turbina	60	43	90	189	48%	23%
T3	1	Turbina	60	108	190	189	57%	57%
T4	1	Turbina	60	126	210	189	60%	67%
T6	1	Turbina	60	22	50	189	45%	12%
T7	1	Turbina	60	40	80	189	50%	21%
T8	1	Turbina	60	98	190	189	52%	52%
T11	1	Turbina	250	297	600	648	50%	46%
T14	1	Turbina	250	406	570	648	71%	63%
T17	1	Turbina	250	190	174	648	109%	29%
T20	1	Turbina	250	165	230	648	72%	26%
T21	2	Turbina	60	6	410	756	37%	20%
T23	2	Turbina	250	627	1000	2592	63%	24%
T24	2	Turbina	60	268	440	756	61%	35%
T26	2	Turbina	250	1053	2239	2592	47%	41%
T27	2	Turbina	60	113	706	756	16%	15%
T28	2	Turbina	60	94	704	756	13%	12%
T29	2	Turbina	60	308	707	756	44%	41%
T30	2	Turbina	250	1515	1800	2592	84%	58%
T33	2	Turbina	60	336	1274	756	26%	44%
T34	2	Turbina	60	2	360	756	1%	0%
T35	3	Turbina	250	3303	5000	6120	66%	54%
T39	3	Turbina	250	749	2571	2592	29%	29%
T40	3	Turbina	250	987	2577	2592	38%	38%
T41	3	Turbina	250	1223	2588	6120	47%	20%
T42	3	Turbina	250	571	2000	2592	29%	22%
T43	3	Turbina	250	592	2583	2592	23%	23%
T44	3	Turbina	250	1161	3000	2592	39%	45%
T45	3	Turbina	800	1161	4500	7920	26%	15%
T47	4	Turbina	250	244	6740	7752	87%	76%
T49	4	Turbina	250	3233	5800	7752	56%	42%
T51	6	Turbina	250	4457	9539	15528	47%	29%
T53	12	Turbina	250	1677	37250	64700	108%	62%

4.1.6 Investigar las tecnologías de medición de gas Se hizo un barrido de información bibliográfica y de información electrónica sobre las diferentes tecnologías de medición de gas. Se investigó el principio de funcionamiento de cada tecnología, sus ventajas y desventajas la cual se registra en el...numeral 2... de este documento.

4.1.7 Establecer Criterios De Selección Se solicitaron cotizaciones a proveedores de turbinas y medidores rotativos *Dresser*, medidores ultrasónicos marca *FlowSic* y Medidores máxicos de Coriolis marca *Micro-Motion*.

4.1.8 Identificar una metodología para establecer la matriz de criterios Se estableció una matriz de criterios que permite seleccionar medidor de gas a usar teniendo en cuenta:

- ✓ Capacidad requerida del medidor,
- ✓ Presión de operación
- ✓ Temperatura de Operación
- ✓ Flujo de Operación ya sea residencial, comercial, industrial o combinación de estos.
- ✓ Mantenimiento evaluando ventajas y desventajas del medidor
- ✓ Exactitud requerida
- ✓ ANSI según presión de trabajo
- ✓ Tamaño del medidor
- ✓ Costo del medidor en dólares americanos.
- ✓ Costo de su puesta en servicio teniendo en cuenta la tubería para instalar el medidor, los costos de configuración computador de flujo y montaje del medidor en la Facilidad correspondiente.

4.1.9 Formular y evaluar alternativas para la actualización de medidores de gas

A continuación se formulan las siguientes alternativas:

Opción 1: Seguir usando turbinas en otra marca como *Dresser*, para las seis facilidades identificadas donde se debe realizar cambio de medidor. La tabla 11 nos indica que el costo total es de US\$37.884 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 11. Opción 1 Usar medidores tipo turbina

Opción 1 _ Usar medidores tipo turbina							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor				2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo Turbina Dresser	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65	X		60°F
T5	200	47	62	G40	X		60°F
T9	220	51	68	G40	X		60°F
T10	880	58	77	G65		X	60°F
T18	710	47	62	G40		X	60°F
T48	12000	788	1048	G650		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas		Desventajas	
T1	X			<ul style="list-style-type: none"> Tienen buena repetibilidad y exactitud Sistema de limpieza y lubricación rodamientos Sistema de cartucho para fácil mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Daños por sobrevelocidad No permiten flujo intermitente Solo operan en un sentido. Requieren acondicionadores de flujo 		
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.531	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 3.029	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.688	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	6"	\$ 4.921	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 14.950	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 37.884

Opción 2: Usar medidores rotativos marca *Dresser*, para las seis facilidades identificadas donde se debe realizar cambio de medidor. La tabla 12 nos indica que el costo total es de US\$36.718 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 12. Opción 2 Usar medidores rotativos

Opción 2 _ Usar medidores rotativos							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor				2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo Turbina Dresser	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65	X		60°F
T5	200	47	62	G40	X		60°F
T9	220	51	68	G40	X		60°F
T10	880	58	77	G65		X	60°F
T18	710	47	62	G40		X	60°F
T48	12000	788	1048	G650		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas		Desventajas	
T1	X			* Alta precisión y rangeabilidad * Medidor liviano, en aluminio o acero * Baja perdida de presión * Diseño rígido * Baja vulnerabilidad a golpes de presión			* Requiere gas limpio y tuberías libres de polvo, liquido o residuos de soldadura
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.374	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.293	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.293	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 2.713	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.587	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	6"	\$ 4.574	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 13.834	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 36.768

Opción 3: Usar medidores tipo máscico de Coriolis, para las seis facilidades identificadas donde se debe realizar cambio de medidor. La tabla 13 nos indica que el costo total es de US\$115.326 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 13. Opción 3 Usar medidores máscicos de Coriolis

Opción 3 _ Usar medidores máscicos de Coriolis							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor				2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor Micro-motion	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	CMF025	X		60°F
T5	200	47	62	CMF025	X		60°F
T9	220	51	68	CMF025	X		60°F
T10	880	58	77	CMF050		X	60°F
T18	710	47	62	CMF050		X	60°F
T48	12000	788	1048	CMF200		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas		Desventajas	
T1	X			<ul style="list-style-type: none"> •No es sensible al perfil de velocidades de flujo. •No susceptibles a la presión o temperatura. •Alta rangeabilidad (1:100) 	<ul style="list-style-type: none"> •Inducen presión diferencial adicional en el sistema (10 – 50 Psid) •Es necesario controlar afectaciones de la instalación por efectos de vibraciones externas. •Costo elevado 		
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	1/4	\$ 13.979	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	1/4	\$ 13.979	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	1/4	\$ 13.979	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	1/2	\$ 15.287	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	1/2	\$ 15.287	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	2	\$ 19.882	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 92.392	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 115.326

Opción 4: Usar medidores ultrasónicos marca *FlowSic*, para las seis facilidades identificadas donde se debe realizar cambio de medidor. La tabla 14 nos indica que el costo total es de US\$92.221 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 14. Opción 4 Usar medidores ultrasónicos

Opción 4 _ Usar medidores ultrasónicos							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor				2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor ultrasónico	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	Flow sic500	X		60°F
T5	200	47	62	Flow sic500	X		60°F
T9	220	51	68	Flow sic500	X		60°F
T10	880	58	77	Flow sic500		X	60°F
T18	710	47	62	Flow sic500		X	60°F
T48	12000	788	1048	Flow sic600		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas		Desventajas	
T1	X			<ul style="list-style-type: none"> • Tienen alta capacidad de diagnóstico. • No Inducen presión diferencial adicional en la línea. • Alta Rangeabilidad (1:100) 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo elevado • Requiere actualización del software 		
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 8.182	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 8.182	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 8.182	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 8.182	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 8.182	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	8"	\$ 28.377	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 69.287	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 92.221

Opción 5: usar combinación de diferentes tipos de medidor, es decir diferente tecnología, realizando cambio del medidor en la facilidad que maneja el mayor flujo, es decir la facilidad T48. Para esta opción se definieron cinco combinaciones:

a) Usar medidores tipo turbina y medidor rotativo para facilidad T48

La tabla 15 nos indica que el costo total es de US\$37.537 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 15. Opción 5a Usar medidores tipo turbina y medidor rotativo

Opción 5a _ Usar medidores tipo turbina y medidor rotativo							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor			2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación	
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabajo en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor Dresser	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65-Turbina	X		60°F
T5	200	47	62	G40-Turbina	X		60°F
T9	220	51	68	G40-Turbina	X		60°F
T10	880	58	77	G65-Turbina		X	60°F
T18	710	47	62	G40-Turbina		X	60°F
T48	12000	788	1048	G650-Rotativo		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas turbina		Desventajas turbina	
T1	X			<ul style="list-style-type: none"> • Tienen buena repetibilidad y exactitud • Sistema de limpieza y lubricación rodamientos • Sistema de cartucho para fácil mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Daños por sobrevelocidad • No permiten flujo intermitente • Solo operan en un sentido. • Requieren acondicionadores de flujo 		
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.531	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 3.029	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.688	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	6"	\$ 4.574	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 14.603	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 37.537

b) Usar medidores tipo turbina y medidor másico para facilidad T48

La tabla 16 nos indica que el costo total es de US\$52.845 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 16. Opción 5b Usar turbinas y medidor másico

Opción 5b _ Usar medidores tipo turbina y medidor másico							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor				2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor Dresser/ micro-motion	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65-Turbina	X		60°F
T5	200	47	62	G40-Turbina	X		60°F
T9	220	51	68	G40-Turbina	X		60°F
T10	880	58	77	G65-Turbina		X	60°F
T18	710	47	62	G40-Turbina		X	60°F
T48	12000	788	1048	CMF200-Másico		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas turbina		Desventajas turbina	
T1	X			<ul style="list-style-type: none"> Tienen buena repetibilidad y exactitud Sistema de limpieza y lubricación rodamientos Sistema de cartucho para fácil mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> Daños por sobrevelocidad No permiten flujo intermitente Solo operan en un sentido. Requieren acondicionadores de flujo 		
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.531	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 3.029	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.688	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	2	\$ 19.882	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 29.911	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 52.845

c) Usar medidores tipo turbina y medidor ultrasónico para facilidad T48

La tabla 17 nos indica que el costo total es de US\$61.340 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 17. Opción 5c Usar medidores tipo turbina y medidor ultrasónico

Opción 5c _ Usar medidores tipo turbina y medidor ultrasónico							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor				2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor Dresser/ Flowsic	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65-Turbina	X		60°F
T5	200	47	62	G40-Turbina	X		60°F
T9	220	51	68	G40-Turbina	X		60°F
T10	880	58	77	G65-Turbina		X	60°F
T18	710	47	62	G40-Turbina		X	60°F
T48	12000	788	1048	FLAWSIC600		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas turbina		Desventajas turbina	
T1	X			• Tienen buena repetibilidad y exactitud • Sistema de limpieza y lubricación rodamientos • Sistema de cartucho para fácil mantenimiento	• Daños por sobrevelocidad • No permiten flujo intermitente • Solo operan en un sentido. • Requieren acondicionadores de flujo		
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.531	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.391	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 3.029	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.688	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	8"	\$ 28.377	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 38.406	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 61.340

d) Usar medidores rotativos y medidor másico para facilidad T48

La tabla 18 nos indica que el costo total es de US\$52.075 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 18. Opción 5d Usar medidores rotativos y medidor másico

Opción 5d _ Usar medidores rotativos y medidor másico							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor			2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación	
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor Dresser / Micro motion	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65-Rotativo	X		60°F
T5	200	47	62	G40-Rotativo	X		60°F
T9	220	51	68	G40-Rotativo	X		60°F
T10	880	58	77	G65-Rotativo		X	60°F
T18	710	47	62	G40-Rotativo		X	60°F
T48	12000	788	1048	CMF200-Másico		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas medidor rotativo		Desventajas medidor rotativo	
T1	X			* Alta precisión y rangeabilidad * Medidor liviano, en aluminio o acero * Baja perdida de presión * Diseño rígido * Baja vulnerabilidad a golpes de presión		* Requiere gas limpio y tuberías libres de polvo, liquido o residuos de soldadura	
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.374	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.293	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.293	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 2.713	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.587	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	2	\$ 19.882	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 29.142	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 52.075

e) Usar medidores rotativos y medidor ultrasónico para facilidad T48

La tabla 19 nos indica que el costo total es de US\$60.571 incluyendo los costos de instalación medidores, configuración computadores de flujo y la tubería correspondiente.

Tabla 19. Opción 5e Usar medidores rotativos y medidor ultrasónico

Opción 5e _ Usar medidores rotativos y medidor ultrasónico							
Criterio 1 al 3	1_ Capacidad requerida del medidor			2_ Presión de Operación		3_ Temp. Operación	
Estación	Volumen contractual (MSCFD)	Volumen contractual (M ³ /h)	Medidor trabaje en 75% del rango (M ³ /h)	Modelo medidor Dresser / Flowsic	60 psi	250 psi	(- 20°F a 120°F)
T1	320	74	99	G65-Rotativo	X		60°F
T5	200	47	62	G40-Rotativo	X		60°F
T9	220	51	68	G40-Rotativo	X		60°F
T10	880	58	77	G65-Rotativo		X	60°F
T18	710	47	62	G40-Rotativo		X	60°F
T48	12000	788	1048	FLAWSIC600		X	60°F
Criterio 4 al 5	4_ Flujo de Operación			5_ Mantenimiento			
Estación	residencial	residencial comercial	residencial comercial industrial	Ventajas medidor rotativo		Desventajas medidor rotativo	
T1	X			* Alta precisión y rangeabilidad * Medidor liviano, en aluminio o acero * Baja perdida de presión * Diseño rígido * Baja vulnerabilidad a golpes de presión		* Requiere gas limpio y tuberías libres de polvo, liquido o residuos de soldadura	
T5	X						
T9	X						
T10	X						
T18		X					
T48			X				
Criterio 6 al 10	6_ Exactitud requerida	7_ ANSI	8_ Tamaño (pulgadas)	9_ Costo medidor (USD)	10_ Costo puesta en marcha (USD)		
Estación	≤ 1%				Nuevos spools	Instalación del medidor	Configuración Computador de flujo
T1	X	150	2"	\$ 1.374	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T5	X	150	2"	\$ 1.293	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T9	X	150	2"	\$ 1.293	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T10	X	300	2"	\$ 2.713	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T18	X	300	2"	\$ 2.587	\$ 1.262	\$ 1.609	\$ 631
T48	X	300	8"	\$ 28.377	\$ 2.524	\$ 2.271	\$ 631
Subtotal Costos (USD)				\$ 37.637	\$ 8.833	\$ 10.315	\$ 3.785
				Total Costos (USD)			\$ 60.571

En las diferentes combinaciones realizadas de tecnologías no se incluyeron las opciones de instalar medidores másicos o ultrasónicos para las facilidades que requieren cambio de medidor de 1” por los costos tan altos y porque la prioridad es optimizar el presupuesto disponible del gasoducto

Se descartó el uso de medidores tipo platina de orificio teniendo en cuenta que tienen limitada rangeabilidad, elevada incertidumbre de medición, requieren espacios dimensionales importantes aguas arriba y abajo del medidor e inducen diferencial de presión en el proceso.

Se elaboró una matriz comparativa de las alternativas propuestas identificando ventajas y desventajas en cada una a nivel técnico y económico, lo cual facilitará la selección de la mejor opción. En la tabla 20 se tiene un comparativo porcentual entre los costos totales de las diferentes combinaciones y de los cuales se sacan algunas conclusiones y recomendaciones.

Tabla 20. Matriz de comparación porcentual según costo de cada opción de medidores

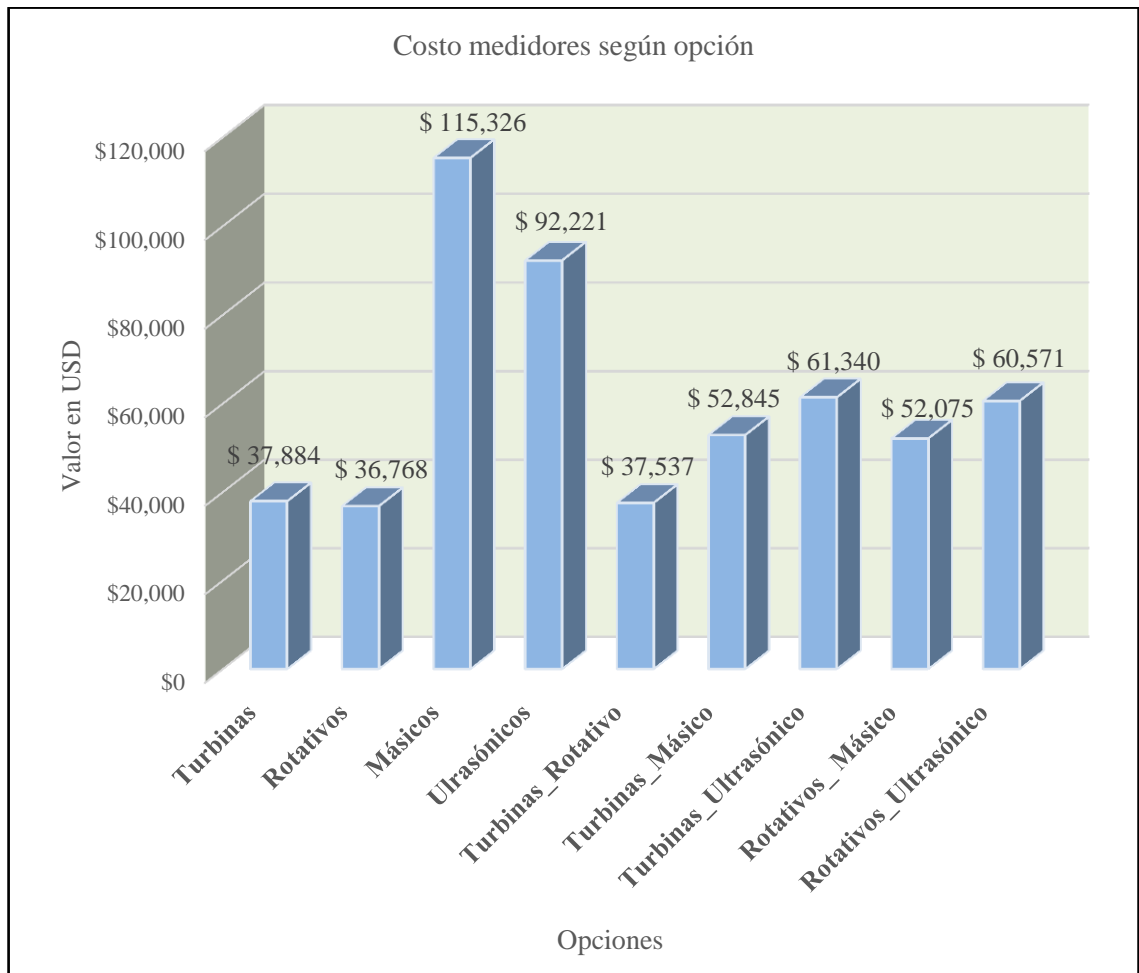
Opción Medidores		Costo (USD)	Comparativo porcentual en costo total	Observaciones
Medidores A	Medidor B			
Turbinas- <i>Dresser</i>		\$37.884	Es un 3% más costoso que usar los medidores rotativos	Son de la misma marca de los medidores Rotativos
Rotativos- <i>Dresser</i>		\$36.768	Es un 3% más económico que usar los medidores tipo turbina	Son de la misma marca de los medidores tipo turbina
Másicos <i>MicroMotion</i>		\$115.326	Son 204% más costosos que usar las turbinas y 214% más costoso que usar medidores rotativos.	Son medidores másicos de la misma marca de los instalados actualmente en el gasoducto.

Tabla 20. (Continuación)

Opción Medidores		Costo (USD)	Comparativo porcentual en costo total	Observaciones
Ultrasónicos <i>FlowSic</i>		\$92.221	Son 143% más costosos que usar las turbinas y 151% más costosos que usar medidores rotativos.	Son medidores no usados actualmente en el gasoducto.
Turbinas- <i>Dresser</i>	Rotativo- <i>Dresser</i>	\$37.537	Es un 1% más económico usando medidor rotativo para la facilidad T48 que es la de más volumen.	Son medidores no usados actualmente en el gasoducto.
Turbinas- <i>Dresser</i>	Másico <i>MicroMotion</i>	\$52.845	Es un 39% más costoso usando turbinas y medidor másico para facilidad T48 que es la de más volumen.	
Turbinas- <i>Dresser</i>	Ultrasónico <i>FlowSic</i>	\$61.340	Es un 62% más costoso usando turbinas y medidor ultrasónico para facilidad T48 que es la de más volumen	Son medidores no usados actualmente en el gasoducto.
Rotativos- <i>Dresser</i>	Másico- <i>MicroMotion</i>	\$52.075	Es un 42% más costoso usando medidores rotativos y medidor másico para facilidad T48 que es la de más volumen.	
Rotativos- <i>Dresser</i>	Ultrasónico <i>FlowSic</i>	\$60.571	Es un 65% más costoso usando medidores rotativos y medidor ultrasónico para facilidad T48 que es la de más volumen.	Son medidores no usados actualmente en el gasoducto.

En la figura 25 se muestra la comparación en costo real dado en dólares americanos, donde los costos usando medidores tipo turbina y rotativos es casi igual y los costos usando medidores másicos y ultrasónicos los más altos. Igualmente con la combinación de tecnologías los costos se reducen comparándolos con solo usar medidores másicos o ultrasónicos.

Figura 25. Comparación costo medidores según opción



5. CONCLUSIONES

- ✓ Revisando la matriz comparativa de costos los medidores rotativos y tipo turbina tienen aproximadamente el mismo costo con una diferencia del 3%, luego la decisión de cual usar lo definen sus ventajas de mantenimiento, en el caso de los medidores rotativos tienen más ventajas con respecto a las turbinas.

- ✓ Al usar medidores másicos para las seis facilidades, el costo se incrementa en un 204% comparado con solo usar turbinas *Dresser* y en un 214 % comparado con solo usar medidores rotativos *Dresser*, luego esta opción no es viable desde el punto de vista económico, además los volúmenes a medir son pequeños en 5 de estas Facilidades.

- ✓ Al usar medidores Ultrasónicos para las seis Facilidades, el costo se incrementa en un 143% comparado con solo usar turbinas *Dresser* y en un 151 % comparado con solo usar medidores rotativos *Dresser*, luego esta opción no es viable desde el punto de vista económico, además los volúmenes a medir son pequeños en 5 de estas Facilidades.

- ✓ Al usar medidor másico para la estación T48 que es la de mayor volumen y turbinas para las otras facilidades, el costo se incrementa en un 39% comparado con solo usar turbinas *Dresser* y en un 42 % comparado con solo usar medidores rotativos *Dresser* y medidor másico para la Facilidad T48, ahora teniendo en cuenta que el consumo es industrial, comercial y residencial la opción de autodiagnóstico que tiene este medidor evitaría menos interrupciones del servicio al usuario durante su mantenimiento.

- ✓ Al usar medidor ultrasónico para la estación T48 que es la de mayor volumen y turbinas para las otras facilidades, el costo se incrementa en un 62% comparado con solo usar turbinas *Dresser* y en un 65 % comparado con solo usar medidores rotativos *Dresser* y medidor ultrasónico para la facilidad T48, ahora teniendo en cuenta que el consumo es industrial,

comercial y residencial la opción de autodiagnóstico que tiene este medidor evitaría menos interrupciones del servicio al usuario durante su mantenimiento.

- ✓ Al comprar la cantidad de repuestos sugerida se optimiza el stock de repuestos al reducirlo en \$275.944.361.

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda usar medidores rotativos o turbinas *Dresser* teniendo en cuenta que su costo es casi igual, son de la misma marca y cumplen con el criterio de selección, lo cual facilitaría el proceso de compra y facilidad para mantener un stock de repuestos al tener el mismo proveedor.

- ✓ Para la Facilidad T48 que manejará un flujo de 15000 MSCFD se puede optar por usar medidor másico en caso de ser prioritario la no interrupción del servicio y el no poder usar by-pass en labores de mantenimiento, en marca *Micro Motion* que es la misma de los instalados actualmente en el gasoducto.

- ✓ El medidor ultrasónico para la facilidad T48 no se recomienda pues es más costoso que el medidor másico a pesar de tener la facilidad de autodiagnóstico y pocas interrupciones del servicio.

- ✓ Se recomienda instalar elementos para restricción de flujo aguas abajo del tren de medición donde los medidores sean tipo turbina o medidores rotativos para extender la vida útil de estos medidores, que se pueden ver afectados por flujos críticos superiores al 120% de la capacidad nominal del medidor.

- ✓ Se recomienda adquirir en el mercado la totalidad de repuestos para los tres años lo más pronto posible con el proveedor respectivo, para no incrementar los costos de mantenimiento al tener que reemplazar turbinas completas por no encontrar repuesto en el mercado. Por ejemplo, rodamientos que no se tengan disponibles, implica cambiar todo el medidor.

- ✓ Se recomienda reutilizar los medidores de 1" que se retiran de las Facilidades T1, T5, T9, T10 y T18 como repuesto para las Facilidades que tienen medidor de este tamaño actualmente.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Díaz Sánchez Fernando, "Técnica de Medición por Medio de Orificios en Placa y su Aplicación a la Industria Petrolera"; Facultad de ingeniería; UNAM; Tesis Profesional.

- ✓ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles Capítulo 14-medición de gas natural ECP –VSM-M-001-14 .Pág 28.

- ✓ *Vocabulario Internacional de Metrología*. Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). 3ª Edición en español 2012. Traducción de la 3ª.

- ✓ http://www.aadeca.org/pdf/apuntes_cursos/2008_caudal/caudal_004.pdf

- ✓ http://www.cdtdegas.com/descargas/Edicion%204/1_Restriccion%20flujo%20de%20gas.pdf Elementos para Restricción de Flujo de Gas. P6. Juan Manuel Ortiz Afanador – TGI S.A. ESP. John Fredy Velosa Chacón – TGI S.A. ESP.

- ✓ <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Daniel%20Documents/3-9000-743-724.pdf>

- ✓ http://www.industriaynegocios.cl/Academicos/AlexanderBorger/Docts%20Docencia/Seminario%20de%20Aut/trabajos/trabajos%202003/Sem%20Aut%20%20Caudal/web-final/Inicio_archivos/caudal-final.PDF

- ✓ <http://www.slideshare.net/marcocalderonlayme/sensores-de-caudal-tipo-turbina>

- ✓ <http://pdf.directindustry.com/pdf/cameron/cameron-s-nuflo-liquid-turbine-flowmeters/25235-9>

- ✓ <http://revistapetroquimica.com/ap-1310-upgrade-tecnologico-placas-orificio-vs-medidor-ultrasonicos-ultrasonicos/>