

**EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS PRODUCIDO POR EL ANULAR DE LOS
POZOS EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO**

FABIO ANDRES CANCINO GARCIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS PRODUCIDO POR EL ANULAR DE LOS
POZOS EN EL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO**

FABIO ANDRES CANCINO GARCIA

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR
EL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR:

**M.SC. FERNANDO E. CALVETE G.
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS - UIS**

CODIRECTORES:

**M.SC. JULIAN LOZANO GÓMEZ
ECOPETROL S.A.**

**M.SC. JAIRO VELASCO GRANADOS
ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

Este proyecto se lo quiero dedicar primeramente a Dios, ya que todo lo que soy y lo que tengo es gracias a él, que cada día me bendice, y puedo de esta forma poder realizar cada una de mis metas.

A mis padres Reinaldo Cancino y Mireya García, por su apoyo y sacrificio en todo este tiempo de preparación, quienes estuvieron siempre a mi lado en pro de la realización de mis sueños.

A mis hermanas Monica Cancino y Laura Cancino, quienes siempre me han brindado su apoyo incondicional, y me acompañan en cada en cada momento.

A mis sobrinos, que están empezando a vivir, que Dios los guíe y los ilumine en sus vidas, para que puedan algún día ser grandes personas.

A todos los miembros de mi familia por su acompañamiento, y consejos que siempre tuve presente para mi diario vivir.

A Danita, Anyul, Yineth, que siempre estuvieron a mi lado, desde el inicio hasta el final de mi carrera, apoyándome y compartiendo gratos momentos.

A todo el equipo de ingenieros, contratistas y demás trabajadores del Campo Cantagallo, por esa experiencia inolvidable en donde pude aprender mucho de cada uno de ellos.

Y a todos los profesores de la escuela, por compartir sus conocimientos con los estudiantes, y de esta forma ayudarnos a ser grandes profesionales.

FABIO ANDRES CANCINO

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por haberme acogido a lo largo de estos años, permitiéndome crecer personal y profesionalmente.

A **ECOPETROL S.A.** por permitirme realizar mi práctica empresarial en esta importante empresa, dándome la oportunidad de profundizar mis conocimientos adquiridos durante la carrera.

A los ingenieros **FERNANDO CALVETE GONZALES, JULIAN LOZANO GOMEZ,** y **JAIRO VELASCO GRANADOS,** por haberme dedicado gran parte de su tiempo, y compartirme sus conocimientos y experiencias profesionales, permitiendo así el cumplimiento satisfactorio de este proyecto de grado. De igual forma les agradezco el apoyo brindado, su paciencia y su gran aporte para mi crecimiento profesional.

Al equipo de Plantas y Estaciones, del Campo Cantagallo, los ingenieros **CHRISTIAN GAMEZ, JHON NIÑO, JOHN MERCHAN, HORACIO LEMUS, TATIANA ZAFRA** y **GLEEN ROGRIGUEZ,** quienes me brindaron todo su apoyo durante la realización de mi practica y fueron clave fundamental para mi proceso de aprendizaje.

A los ingenieros **DUILIO ALTERIO, LUIS OTONIEL SOLANO, LUIS CARLOS LEAL,** por su acompañamiento durante el desarrollo de la práctica, y por compartirme sus conocimientos en pro de mi aprendizaje para mi formación como profesional.

A cada una de las personas que hicieron que este proyecto fuera posible.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DE LA MEDICION	19
1.1. MEDICIÓN DE GAS	20
1.2. TIPOS DE MEDIDORES DE GAS	21
1.2.1. Medidor tipo diferencial: Platina de orificio.....	21
1.2.2. Medidor tipo lineal: Turbina.....	28
1.2.3. Medidor tipo lineal: Ultrasónico.....	34
1.2.4. Medidor tipo lineal: Vortex.....	41
1.2.5. Medidor másico: Coriolis.....	46
1.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN MEDIDOR DE GAS	51
1.3.1. Tecnología	51
1.3.2. Operación y mantenimiento	52
1.3.3. Presupuesto.....	53
1.4. FACTORES OPERACIONALES QUE AFECTAN LA MEDICION	53
1.4.1. Tipos de gas	53
1.4.2. Régimen de flujo.....	54
1.4.3. Asimetría del perfil de velocidades.....	59
1.4.4. Rotación y remolino (Swirl).....	60
1.4.5. Cavitación	61
1.4.6. Golpe de ariete.....	62
1.4.7. Flujo en régimen permanente y no permanente.....	63
1.4.8. Flujo compresible e incompresible.....	64

2. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.....	65
2.1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.....	65
2.2. RESEÑA HISTÓRICA.....	66
2.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO	69
2.3.1. Estación Auxiliar	69
2.3.2. Estación Isla 4.....	73
2.3.3. Estación Isla 6.....	76
2.4. CROMATOGRAFÍA DEL GAS.....	80
3. EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS MÁS ADECUADOS PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO.....	82
3.1. PUNTOS DE MEDICIÓN DE GAS DE ANULARES	84
3.1.1. Sector Cantagallo	84
3.1.2. Para el sector Isla 4	93
3.1.3. Para el Sector de Puerto Wilches	95
3.2. PUNTOS DE MEDICIÓN DE GAS A COMERCIALIZADORA	103
3.2.1. Punto Puerto Wilches.....	103
3.2.2. Punto Km 8.	103
3.2.3. Punto Puente Sogamoso.	104
3.2.4. Punto Cantagallo y San Pablo.	104
3.2.5. Punto Brisas.....	105
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	106
4.1. CASO BASE	106
4.2. CASO FUTURO.....	107
4.2.1. Inversiones.....	107
4.2.2. Gastos.....	108
4.2.3. Ingresos.	108

4.3. RESULTADOS.....	109
5. CONCLUSIONES	111
6. RECOMENDACIONES.....	112
BIBLIOGRAFIA.....	113
ANEXOS	115

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de servicio del medidor de platina de orificio.....	26
Tabla 2. Características de servicio del medidor tipo turbina.....	33
Tabla 3. Características de servicio del medidor tipo ultrasónico.	40
Tabla 4. Características de servicio del medidor tipo vortex.....	45
Tabla 5. Características de servicio del medidor tipo coriolis.	50
Tabla 6. Propiedades fisico-quimicas del gas del campo Yarigui-Cantagallo.	80
Tabla 7. Cromatografía del gas del campo Yarigui-Cantagallo.....	81
Tabla 8. Matriz de Decisión Multicriterio.	83
Tabla 9. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 1.....	84
Tabla 10. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 2.....	85
Tabla 11. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 3.....	86
Tabla 12. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 4.....	87
Tabla 13. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 5.....	88
Tabla 14. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 6.....	89
Tabla 15. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 7.....	90
Tabla 16. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 8.....	91
Tabla 17. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 9.....	92
Tabla 18. Condiciones de flujo del punto Isla 4-1	93
Tabla 19. Condiciones de flujo del punto Isla 4-2	94
Tabla 20. Condiciones de flujo del punto Wilches 1.....	95
Tabla 21. Condiciones de flujo del punto Wilches 2.....	96
Tabla 22. Condiciones de flujo del punto Wilches 3.....	97
Tabla 23. Condiciones de flujo del punto Wilches 4.....	98
Tabla 24. Condiciones de flujo del punto Wilches 5.....	99
Tabla 25. Condiciones de flujo del punto Wilches 6.....	100
Tabla 26. Condiciones de flujo del punto Wilches 7.....	101

Tabla 27. Condiciones de flujo del punto Wilches 8.....	102
Tabla 28. Condiciones de flujo del punto Puerto Wilches	103
Tabla 29. Condiciones de flujo del punto Km 8.....	103
Tabla 30. Condiciones de flujo del punto Puente Sogamoso.....	104
Tabla 31. Condiciones de flujo del punto Cantagallo y San Pablo.....	105
Tabla 32. Condiciones de flujo del punto Brisas	105
Tabla 33. Venta total del caso base.....	107
Tabla 34. Costos de la inversión.....	107
Tabla 35. Costos por mantenimiento de los medidores de gas.	108
Tabla 36. Resultados de la evaluación económica	109

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Componentes del sistema de medición tipo orificio.	22
Figura 2. Platina de orificio tipo concéntrico.	23
Figura 3. Platina de orificio tipo excéntrico.	23
Figura 4. Platina de orificio tipo segmental.	24
Figura 5. Principios básicos del diferencial de presión	25
Figura 6. Medidor tipo turbina.	30
Figura 7. Funcionamiento del medidor tipo turbina.	31
Figura 8. Longitud de tubería mínima recomendada para la instalación de medidores de turbina.	32
Figura 9. Partes del medidor tipo ultrasónico.....	36
Figura 10. Principio operacional de un medidor ultrasónico.	37
Figura 11. Longitud del tubo mínimo recomendado para la instalación del medidor ultrasónico.....	39
Figura 12. Partes del medidor tipo vortex.	42
Figura 13. Principio de funcionamiento tipo vortex.	42
Figura 14. Medidor tipo coriolis	46
Figura 15. Partes del medidor tipo coriolis.	48
Figura 16. Tubo de flujo en vibración.....	49
Figura 17. Vista desde el extremo del tubo de flujo, mostrando la deformación y ángulos de doblez respecto a la horizontal.....	50
Figura 18. Régimen de flujo laminar	57
Figura 19. Régimen de flujo turbulento.	59
Figura 20. Asimetría del perfil de velocidades	60
Figura 21. Rotación y remolino (Swirl)	60
Figura 22. Cavitación	62
Figura 23. Ubicación del campo Yarigui-Cantagallo.	65

Figura 24. Distribución del campo Yarigui-Cantagallo.	66
Figura 25. Curva histórica de producción de aceite, agua y gas del campo Yarigui-Cantagallo.....	68
Figura 26. Múltiple de entrada Estación Auxiliar.	69
Figura 27. Zona de separadores Estación Auxiliar.	70
Figura 28. Tanques de almacenamiento Estación Auxiliar.	71
Figura 29. Bombas de despacho Estación Auxiliar.....	71
Figura 30. Piscina API Estación Auxiliar.	72
Figura 31. Múltiple de entrada Estación Isla 4.	73
Figura 32. Zona de separadores Estación Isla 4.....	74
Figura 33. Tanques de almacenamiento Estación Isla 4.	74
Figura 34. Bombas de despacho Estación Isla 4.....	75
Figura 35. Piscina API Estación Isla 4.	75
Figura 36. Scrubber a compresora Estación Isla 4.	76
Figura 37. Múltiple de entrada Estación Isla 6.	77
Figura 38. Zona de separadores Estación Isla 6.....	77
Figura 39. Tanques de proceso Planta Deshidratadora Isla 6.	78
Figura 40. Planta de inyección de Agua (PIA)	78
Figura 41. Estación de bombeo Isla 6.....	79
Figura 42. Piscina API Isla 6.....	79
Figura 43. Planta compresora Yariguí.	80
Figura 44. Colector de gas del punto Cantagallo 1.	84
Figura 45. Colector de gas del punto Cantagallo 2.....	85
Figura 46. Colector de gas del punto Cantagallo 3.	86
Figura 47. Colector de gas del punto Cantagallo 4.	87
Figura 48. Colector de gas del punto Cantagallo 5.	88
Figura 49. Colector de gas del punto Cantagallo 6.....	89
Figura 50. Colector de gas del punto Cantagallo 7.	90
Figura 51. Colector de gas del punto Cantagallo 8.....	91
Figura 52. Scrubber de la Estación Auxiliar.	92

Figura 53. Colector de gas del punto Isla 4-1.	93
Figura 54. Colector de gas del punto Isla 4-2.	94
Figura 55. Colector de gas del punto Wilches 1.....	95
Figura 56. Colector de gas del punto Wilches 2.....	96
Figura 57. Colector de gas del punto Wilches 3.....	97
Figura 58. Colector de gas del punto Wilches 4.....	98
Figura 59. Colector de gas del punto Wilches 5.....	99
Figura 60. Colector de gas del punto Wilches 6.....	100
Figura 61. Colector de gas del punto Wilches 7.....	101
Figura 62. Colector de gas del punto Wilches 8.....	102

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A: Fichas Técnicas de los Medidores de Gas.....	115
---	-----

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS PRODUCIDO POR EL ANULAR DE LOS POZOS EN EL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.*

AUTOR:

FABIO ANDRES CANCINO GARCIA**

PALABRAS CLAVE:

Campo Yarigui-Cantagallo, Sistemas de Medición de Gas, Facilidades de Superficie.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica y económica para la implementación del sistema de medición de gas producido por el anular de los pozos en el campo Yarigui-Cantagallo, teniendo en cuenta que actualmente el campo solo cuenta con un sistema de medición de gas en la planta compresora, y no se dispone de un sistema de medición de gas por locación, cluster o pozo, en donde se permita poder cuantificar detalladamente la cantidad de gas que se está produciendo diariamente en el campo.

Inicialmente se hace una recopilación bibliográfica de los diferentes sistemas de medición de gas que se encuentran actualmente aplicados en la industria petrolera, algunos aspectos generales tenidos en cuenta para la selección de un medidor de gas, una breve descripción del Campo Yarigui-Cantagallo, y finalmente se realiza un análisis técnico-económico de cada uno de los puntos en donde se quiere realizar la medición de caudal de gas, teniendo en cuenta los requerimientos de los medidores y las facilidades de superficie con que se cuente en el área de instalación.

En el momento de realizar el estudio del campo, se encuentra la necesidad de instalar 24 medidores de gas, en donde 19 de ellos son para la medición del gas de anulares y los 5 restantes son para la medición del gas que es entregado (vendido) a la comercializadora, de acuerdo a los contratos de la gerencia de gas.

En conclusión el proyecto es viable tanto técnica como económicamente, y su buena cuantificación conllevaría a un mejor control y monitoreo tanto en la producción de gas, como en las ventas que se realizarían a terceras personas.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.SC. FERNANDO E. CALVETE G.

ABSTRACT

TITLE:

TECHNICAL EVALUATION – ECONOMICAL FOR THE GAS MEASURING IMPLEMENTATION SYSTEM PRODUCED BY THE PARTIAL WELLS AT THE YARIGUI-CANTAGALLO FIELD.*

AUTHOR:

FABIO ANDRES CANCINO GARCIA**

KEYWORDS:

Yarigui-Cantagallo Field, Gas Measurement Systems, Surface Facilities.

DESCRIPTION:

The main objective of this project is to assess the technical and economic feasibility for a gas measuring system implementation produced by the partial wells at Yarigui-Cantagallo field, taking into account that the field currently have a gas measuring system only at the compressor plant and is not available a location measuring system, cluster or well in which it would allow to quantify the daily resources (gas) made in the wells.

A bibliographic review is initially done of the different gas measuring systems that can be currently found in oil industries, some general aspects are allowed for a gas measuring selection; a brief description of the Yarigui-Cantagallo field and at the end a technical-economic analysis of each point, where is required to make the gas measuring, is done, considering the meter requirements and superficial facilities that area system has.

At the moment of doing the field study, the necessity of installing 24 gas measuring is evident, in which 19 of them are used for partial gas measuring and 5 are for the gas that is sold to the town trading companies (Puerto Wilches and Cantagallo), according to the gas management agreements.

To sum up, it was found that the Project is viable just as much technical and economic, also its good quantification will imply a better monitoring control in both the gas production and the selling which are done to the external people.

* Graduation project

**Physical-Chemical Engineering's Faculty, Petroleum Engineering. Project Director. M.SC. FERNANDO E. CALVETE G.

INTRODUCCIÓN

La medición de gas, es uno de los factores de mayor importancia en la industria petrolera, puesto que la mayoría de los pozos que existen en el mundo tienen gas asociado a su producción, en donde éste se debe tratar de la mejor manera para que la producción tanto de crudo como de gas sea lo más eficiente posible. Es por esto, que la selección de un medidor de caudal de gas demanda un buen entendimiento del proceso y del fluido que se quiere medir. Por tal motivo el objeto de estudio a evaluar en este proyecto es la adecuada evaluación de cada uno de los sistemas de medición de gas que hay en el mercado y debidamente seleccionar el más confiable para cada caso del campo Yarigui- Cantagallo.

Este proyecto nace debido a la necesidad de cuantificar correctamente el caudal de gas que es producido en los pozos del campo Yarigui- Cantagallo, y así mismo poder tener una medición más exacta del gas que es vendido a terceras personas.

El presente estudio da a conocer inicialmente una recopilación bibliográfica de los diferentes sistemas de medición de gas que se encuentran actualmente aplicados en la industria petrolera, algunos aspectos generales tenidos en cuenta para la selección de un medidor de gas, una breve descripción del Campo Yarigui- Cantagallo, y finalmente se realiza un análisis técnico-económico de cada uno de los puntos en donde se quiere realizar la medición de caudal de gas, teniendo en cuenta los requerimientos de los medidores y las facilidades de superficie con que se cuente en el área de instalación.

Finalmente, el presente proyecto tiene una alta factibilidad de implementación tanto técnica como económicamente, y su buena cuantificación conllevaría a un mejor control y monitoreo tanto en la producción de gas, como en las ventas que se realizarían a terceras personas.

1. GENERALIDADES DE LA MEDICION

La medición de hidrocarburos juega un papel fundamental en la industria petrolera, puesto que la cuantificación de los recursos que obtenemos es muy importante para el conocimiento de nuestras capacidades de procesamiento y/o de venta. Es por esto que la medición tiene una inmediata relación con todas las negociaciones que realiza la industria petrolera, sus clientes reciben el crudo y/o producto basado en las medidas realizadas las cuales deben ser efectuadas bajo las normas API y ASTM desarrolladas para tal caso.

Durante las actividades diarias de operación que se realizan en un campo petrolero, está el monitoreo y constante supervisión de los pozos productores del campo. Por ende, la medición se vuelve indispensable para la cuantificación de los recursos obtenidos por pozos, por locaciones y por el campo en general.

Los procesos de medición de hidrocarburos, y en específico la medición de gas, demandan un conjunto de actividades de ingeniería que involucran, en primer lugar un conocimiento pleno del producto a ser medido, seguido de la selección del instrumento de medición, su instalación correcta, la operación del instrumento, el mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados que allí se obtienen¹

La medición de gas, exige llevar a cabo mediciones que sean seguras y confiables de volúmenes de gas, mediante el uso de equipos controlados y técnicas de medición reconocidas a nivel internacional, las cuales pueden asegurar un margen de incertidumbre leve en la medición.

¹ KAZUTO KAWAKITA.2002 Conceptos. Componentes Claves de la Medición Ultrasónica. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga.

Es por tanto, que para poder realizar una buena medición, es indispensable satisfacer algunos factores que influyen directamente el proceso de medición, tales como la calibración del medidor, las características con las que se cuente del fluido, la instalación del medidor en específico, los procedimientos a seguir para realizar la medición, los factores ambientales, y de igual forma los recursos humanos que allí se involucren.

1.1. MEDICIÓN DE GAS

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.

La medición del flujo es esencial en todas las fases de manipulación de los fluidos, incluyendo la producción, el procesamiento, además de la distribución de productos y de las utilidades. Está asociada al control de procesos productivos, como una garantía de la calidad y de la confiabilidad y desde el punto de vista comercial está directamente ligada a los aspectos de compra-venta de productos.

Un sistema de medición de gas debe considerarse globalmente como un conjunto integrado por el medidor, y los tramos de tubería aguas arriba y aguas abajo del mismo. Este conjunto puede incluir además acondicionadores de flujo, reguladores del perfil de velocidad, disipadores de vórtices, filtros, tomas de presión etc. Los sistemas de medición de no transferencia de custodia tienen sus aplicaciones en unidades de proceso donde la medición es utilizada como medio de control. La exactitud de la señal de medición no es tan importante como la habilidad de repetir la medición bajo las mismas condiciones. La repetibilidad de un sistema de no

transferencia de custodia es importante para un buen control operacional de una unidad de proceso.²

1.2. TIPOS DE MEDIDORES DE GAS

Los sistemas de medición de gas que no son utilizados para la transferencia de custodia, generalmente aceptan un margen de error de hasta un 4% en su cálculo, puesto que los factores que más importan en estas circunstancias se concentran en la repetición de esta medición bajo las mismas condiciones de operación, a lo que comúnmente se le conoce como repetibilidad.

1.2.1. Medidor tipo diferencial: Platina de orificio.

Los medidores de flujo que producen presiones diferenciales, se llaman medidores de tipo cabeza y se seleccionan frecuentemente por su larga historia de uso en muchas aplicaciones. Un número de elementos primarios pertenece a esta clase: El Orificio Concéntrico, El Venturi, La Tobera de Flujo, La Cuña y el Tubo Pitot, entre otros.³

Este instrumento de medición de obstrucción de flujo utiliza la caída de presión como indicación del caudal de flujo. Esta se genera cuando el fluido fluye continuamente a través de un conducto cerrado, encuentra una restricción y se contrae. La caída de presión es función de la velocidad y de la densidad del fluido. El fluido debe tener un perfil de flujo totalmente desarrollado, se acostumbra utilizar enderezadores de flujo en la sección corriente-arriba para lograr esta condición de flujo y a su vez reducir considerablemente las secciones de tubería recta del tubo medidor. Los tres tipos más comunes de platinas de orificio son la concéntrica,

² KAZUTO KAWAKITA.2002 Conceptos. Componentes Claves de la Medición Ultrasónica. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga.

³ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

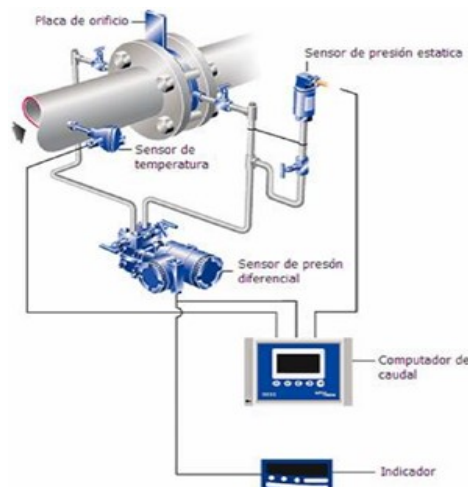
excéntrica y segmental, siendo estas últimas convenientes para fluidos con sólidos en suspensión.⁴

a) Partes del medidor.

Un sistema de medición de caudal de gas con medidores de presión diferencial está integrado por:

- Platina de orificio
- Tubería de medición.
- Medidor de presión diferencial
- Medidor de presión estática
- Medidor de Temperatura
- Computador de flujo
- Analizador en línea (cromatografo o gravitometro)

Figura 1. Componentes del sistema de medición tipo orificio.



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

⁴ LIZCANO R, Elizabeth. MATEUS P, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo colorado. UIS. 2013

El medidor de platinas de orificio cuenta con dos elementos principales, los cuales son:

1) Elemento primario

La platina de orificio es una lámina delgada la cual cuenta con una apertura (orificio), el cual puede ser concéntrico, excéntrico o segmental, los cuales se describen a continuación:

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

Figura 2. Platina de orificio tipo concéntrico.



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

Figura 3. Platina de orificio tipo excéntrico.



- Segmental: Es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia interna de la cañería. Su aplicación está en el manipuleo de fluidos barrosos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos en el lado corriente arriba de la placa.

Figura 4. Platina de orificio tipo segmental.



2) Tubo de medición

Se define como una tubería recta aguas arriba, en donde se incluye los enderezadores de flujo (en caso de ser requeridos), el soporte de la platina, y la sección de tubería recta aguas abajo.

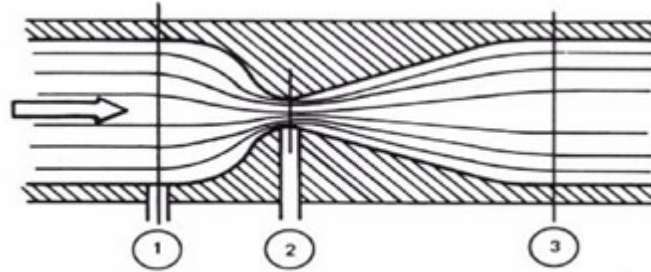
b) Principio de funcionamiento⁵.

El principio básico para todos los medidores de flujo diferenciales es la ecuación de energía de Bernoulli. Cuando un flujo se contrae (Figura 5) gradualmente o abruptamente, la energía cinética se incrementa a expensas de la energía potencial disponible (presión estática). La diferencia de presión entre las tomas localizadas en la sección del tubo completo (sección 1) y en la vecindad de la contracción (sección 2) se relaciona con el cuadrado de la velocidad en la sección 1 menos el

⁵ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

cuadrado de la velocidad en la sección 2, con las propiedades de los fluidos y con lo abrupto de la contracción.

Figura 5. Principios básicos del diferencial de presión



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

Puesto que el flujo volumétrico es la velocidad por el área del tubo, la ecuación de flujo puede escribirse como una relación entre la raíz cuadrada de la presión diferencial medida h_w , densidad ρ_f , y el flujo volumétrico q , como sigue:

$$q_{PCS} = F_{MC} \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} \quad (1)$$

La constante del medidor FMC ajusta las unidades dimensionales y también incluye un coeficiente de descarga que corrige el flujo por las características de la contracción, localización de las tomas de presión y perfil de velocidad (número de Reynolds). Para un gas, las diferencias de densidad causadas por la expansión del gas entre las tomas de medición, requiere una corrección mediante un factor de expansión, el cual se puede tomar a partir de datos empíricos como el caso de un orificio de canto vivo o también se puede derivar de consideraciones termodinámicas para los elementos de contracción gradual (Venturi y Tobera de Flujo).

c) Especificaciones del medidor.

Para la utilización del medidor de platina de orificio, es necesario tener en cuenta ciertas especificaciones principales, las cuales son descritas en la Tabla 1.

Tabla 1. Características de servicio del medidor de platina de orificio.

FACTOR	VALOR
Caudal de Flujo (KPCD)*	20-1000
Exactitud (%)	± 2
Rangeabilidad	3:1 - 4:1
Tamaño nominal de Tubería (in)	2 - 24
Tubería recta necesaria (Ø Nominal)	5 - 30

* El caudal de flujo varía con la relación de diámetros, en donde se afecta directamente la rangeabilidad.

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

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

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

d) Ventajas y desventajas

Ventajas del medidor tipo platina de orificio

- Normas y estándares bien documentados
- Amplio uso y gran aceptación a nivel industrial
- Bajo costo en la inversión y su instalación
- No posee partes móviles en la línea de flujo
- No tiene limitaciones en cuanto a temperatura y presión
- Sistema de lectura electrónico disponible para el cálculo de flujo

Desventajas del medidor tipo platina de orificio

- Bajo rango de operación para un determinado diámetro de orificio
- Relativas altas caídas de presión para un flujo determinado, particularmente a bajos β
- Muy sensible a perfiles no uniformes de velocidad

La norma ANSI/API MPMS 14.3.2 - 1992 Reporte AGA 3 y su revisión del año 2000 establecen 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 – 1992 fija los criterios para la ecuación de cálculo de flujo del medidor tipo orificio.⁶

1.2.2. Medidor tipo lineal: Turbina.

Es un instrumento que mide velocidad, en el cual el flujo de gas es paralelo al eje del rotor y la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad de flujo. El volumen de gas se determina contando las revoluciones del rotor. La turbina debe operar con perfil de velocidad uniforme para lo cual se debe acondicionar el sistema para eliminar remolinos y pulsaciones por presencia de filtros, codos, válvulas y otros accesorios.

El gas que entra al medidor aumenta su velocidad al pasar a través del espacio anular formado por el cono de nariz y la pared interior del cuerpo del medidor. El movimiento del gas sobre las aspas del rotor, ubicadas angularmente, imparte una fuerza al rotor, ocasionando que éste gire. La velocidad rotacional ideal es directamente proporcional a la rata de flujo. La velocidad rotacional real es función del tamaño y forma del pasaje anular y del diseño del rotor. Además, depende de la carga a la cual se somete el rotor, debido a la fricción mecánica interna, el arrastre de fluido y la densidad del gas.

a) Partes del medidor⁷.

El medidor tipo turbina cuenta con tres componentes básicos, los cuales se describen a continuación:

⁶ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

⁷ LIZCANO R, Elizabeth. MATEUS P, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo colorado. UIS. 2013

- **Cuerpo**

El cuerpo del medidor debe tener el nombre del fabricante, la máxima capacidad en unidades de volumen real, la máxima presión de operación permisible, el número de serie y una flecha que indique la dirección del flujo. De igual forma existen cuerpos de turbinas con conexiones estándar de diversa índole, siendo las más comunes para la transferencia de custodia las de conexiones roscadas o con brida.

- **Mecanismo de medición**

En general, existen dos sistemas de mecanismos principales, que se distinguen por la forma en la que se instalan al cuerpo del medidor, en donde una es de entrada superior o lateral, que es removible como una unidad a través de bridas laterales o superiores, y la otra es de entrada final, donde los mecanismos de medición son removibles como piezas separadas o como unidad a través de conexiones finales. Los mecanismos de medición consisten en el rotor, ejes del rotor, cojinetes y estructuras de soporte necesarias.

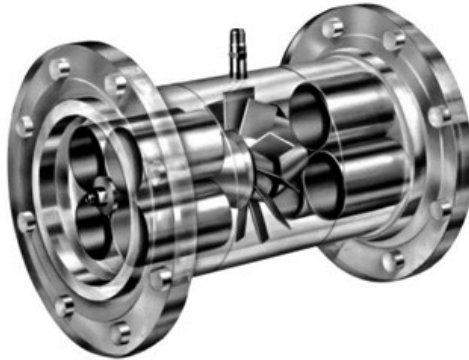
Los rotores pueden fabricarse con perfiles helicoidales o planos según la relación de diámetro, el número de alabes puede variar de 6 a 24 o más dependiendo también del ángulo entre los mismos. En cuanto a los rodamentos, se prefiere la utilización de rodamentos de bola de acero inoxidable para turbinas de gran caudal, aunque según la capacidad se tienen diferentes configuraciones y los soportes poseen una doble función, fijar el eje del rotor al cuerpo y por su forma puede rectificar ligeramente el flujo que ingresa al medidor.

- **Mecanismos de salida**

Los medidores de turbina vienen dotados con salidas de pulso mecánico y/o eléctrico. Los detectores mecánicos incorporan acoples magnéticos para transmitir

el movimiento hacia el juego de engranajes del indicador, los sensores de tipo magnético utilizan al menos una bobina roscada al cuerpo del medidor muy cerca del rotor.

Figura 6. Medidor tipo turbina.



Fuente: Norma NTC-ISO 10012. Sistema de gestión de las Mediciones.

b) Principio de funcionamiento⁸.

El medidor de flujo de turbina deriva su nombre de su principio de operación. Una rueda de turbina (o rotor) está fija en la ruta de flujo del fluido. Mientras el fluido entra en el volumen libre entre las hojas del rotor, se desvía por el ángulo de las paletas e imparte una fuerza que causa que el rotor gire. La velocidad a la cual el rotor gira está relacionada, en un rango especificado, linealmente con la velocidad de flujo.

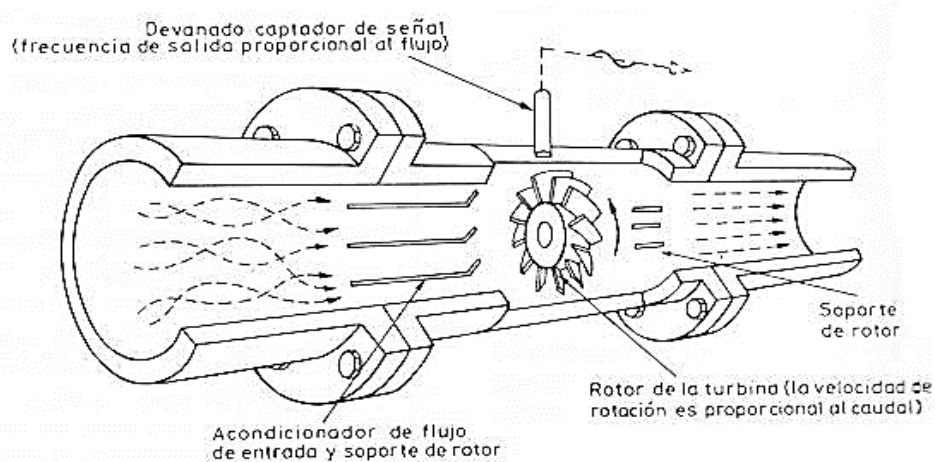
Las Turbinas son medidores de tipo diferencial, en los cuales se cuentan las revoluciones de un rotor dotado de álabes, siendo dicho conteo proporcional a la velocidad del gas.

⁸ Seminario de Automatización. "Medidores de Caudal". Universidad de Atacama.

De igual forma los medidores de turbina solamente operan en un sentido, si existe flujo en sentido contrario es posible que no cause daños en el medidor pero si ocasionaría registros erróneos de volumen, y si existe el riesgo que se presente el flujo en reversa se deben instalar protecciones tales como cheques, válvulas de control u otros dispositivos.

En estos dispositivos se admite el uso de acondicionadores de flujo para mitigar los efectos de las asimetrías y fenómenos de flujos adversos como por ejemplo los remolinos y vórtices.

Figura 7. Funcionamiento del medidor tipo turbina.



Fuente: Seminario de Automatización. “Medidores de Caudal”. Universidad de Atacama.

c) Especificaciones del medidor⁹.

El medidor de turbina es un medidor de velocidad, su construcción se diseña para dirigir el flujo por el canal anular corriente-arriba del rotor, asegurando que el perfil de flujo que entra al medidor tenga una distribución uniforme, son diseñados para

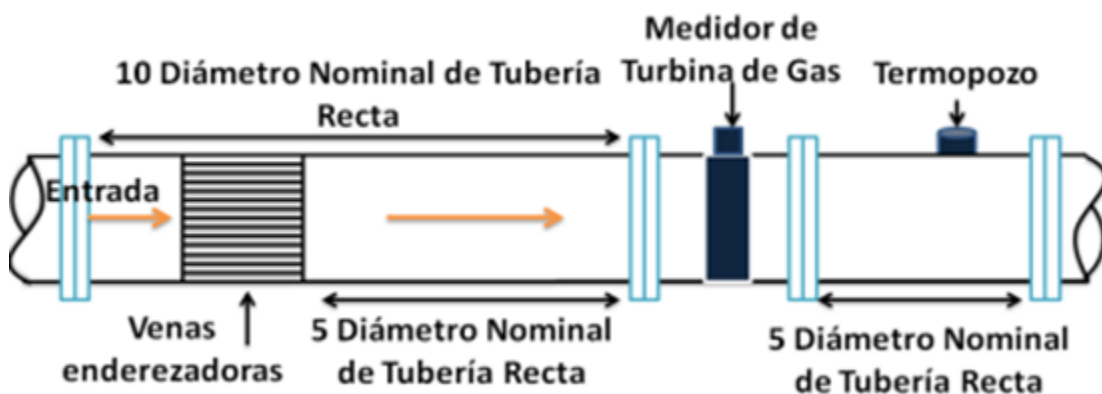
⁹ AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meters, February 2006

flujo en una sola dirección, el flujo en reversa no daña el medidor pero puede resultar en un registro de flujo erróneo; el termopozo puede ser ubicado corriente abajo del medidor para mantener al mínimo las perturbaciones, generalmente son instaladas de uno a cinco diámetros nominales de tubería de la salida del medidor, es importante la instalación del termopozo para asegurar que la transferencia de calor con la tubería adyacente y los efectos de radiación del sol no influyen en la temperatura del gas que fluye.

Las válvulas y reguladores pueden causar problemas de perturbación en el flujo, en este caso se recomienda instalar venas enderezadoras de flujo, sin embargo la utilización de ellas no eliminará los efectos de chorros fuertes.

La longitud de tubería mínima recomendada para la instalación de medidores de turbina es de 10 diámetros nominales de tubería recta corriente arriba, con la salida de las venas enderezadoras ubicadas a 5 diámetros nominales de tubería recta de la entrada al medidor. En la figura 8 se muestra esta configuración recomendada.*AGA

Figura 8. Longitud de tubería mínima recomendada para la instalación de medidores de turbina.



Fuente: AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meters, February 2006

La exactitud, linealidad, y una correcta medición se puede lograr si se realiza una correcta instalación, el medidor se diseña y calibra bajo una condición que se aproxima al flujo axial a la entrada del rotor, pero si el fluido tiene remolinos esta exactitud no se lograra, la velocidad del rotor a un caudal de flujo dado será diferente, por ejemplo, si el remolino rota en la misma dirección de rotación del rotor, este aumentara su velocidad mientras que si es contraria, este disminuirá la velocidad del rotor.

El rotor del medidor girará a una velocidad proporcional al caudal de flujo, dependiendo de la tasa del flujo de gas, en donde esta velocidad será medida. Las revoluciones del rotor se cuentan mecánica o eléctricamente y se convierten en un registro volumétrico continuamente totalizado.

El medidor tipo turbina, cuenta con ciertas especificaciones que se deben tener en cuenta en el momento de la instalación, estas son:

Tabla 2. Características de servicio del medidor tipo turbina.

FACTOR	VALOR
Caudal de Flujo (KPCD)*	> 8,5
Exactitud (%)	± 0,5
Rangeabilidad	10:1 - 50:1
Tamaño nominal de Tubería (in)	4 - 30
Tubería recta necesaria (Ø Nominal)	4 - 10

* Los caudales más pequeños, requieren de la utilización de turbinas de baja presión.

d) Ventajas y desventajas del medidor

Ventajas del medidor tipo turbina

- Buena exactitud dentro del rango de operación del medidor
- Equipos electrónicos disponibles para lectores de flujo en corto tiempo y alta resolución
- Costos medios de inversión comparados con otros tipos de medidores
- Excelente rango de operación a altas presiones

Desventajas del medidor tipo turbina

- Revisión periódica de todos sus componentes para garantizar una buena exactitud
- Rango de operación a bajas presiones se asimila a otros medidores
- Requiere perfil de velocidad uniforme

El Reporte AGA 7 “Measurement of Natural Gas by Turbine Meters” de 2006 establece las especificaciones y requerimientos de instalación para la medición de gas natural usando medidores tipo turbina.

1.2.3. Medidor tipo lineal: Ultrasónico.

Los medidores ultrasónicos, son medidores de velocidad, usan ondas sonoras para medir el flujo de gas. En toda radiación al incidir sobre un medio, en parte se refleja, en parte se transmite y en parte es absorbida. Si además, hay un movimiento relativo entre la fuente de radiación y el medio reflector, se produce un cambio en la frecuencia de la radiación (Efecto Doppler). Todas estas propiedades de la interacción de una radiación con un objeto han sido aplicadas en mayor o menor grado a la medición de diversas magnitudes físicas. El poder de penetración de las radiaciones permite que muchas de estas aplicaciones sean totalmente no invasivas, es decir, que no accedan al interior del recinto donde se producen los

cambios que se desean detectar. Las mediciones no invasivas son de gran interés cuando el medio es explosivo, radioactivo, etc, y cuando se desea evitar su contaminación. Los sensores no invasivos son además, en general, más fáciles de instalar y de mantener que los invasivos.¹⁰

Este medidor responde a la deflexión de las ondas ultrasónicas transmitidas a través de una corriente fluida. Un transmisor que genera sonido ultrasónico, se monta en el exterior de una tubería colocando a distancias determinadas, aguas arriba y abajo, sendos receptores de ultrasonidos opuestos al emisor. En condiciones de no-flujo, ambos receptores reciben igual cantidad de energía ultrasónica y generan tensiones iguales. En condiciones de flujo (en cualquier sentido) las ondas ultrasónicas se deflecan y como resultado los receptores generan voltajes distintos. Comparando ambos voltajes, se tiene indicación del sentido y la magnitud del flujo.

a) Partes del medidor.

Los medidores ultrasónicos, generalmente constan de las siguientes partes principales:

- *Dispositivo Primario:* Consta de las abrazaderas, carrete y los transductores montados a la sección de medición elegida en la tubería.
- *Sección de medición:* Se refiere a la sección transversal de la tubería donde se requiere conocer el caudal que circula por la misma. Por lo general esta sección es de forma circular, sin embargo, los medidores ultrasónicos pueden ser utilizados en conductos con diferentes formas.

¹⁰ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

- *Transductores:* En la mayoría de los casos se instalan medidores ultrasónicos de efecto Doppler, los transductores (emisor y receptor) son colocados por la parte externa de la tubería, ya que esto facilita el montaje y operación del mismo. Estos sensores van unidos a la parte externa de la tubería con ayuda de grapas, chinchos o tornillos, debiendo ser colocada, entre la pared de la tubería y el transductor, una grasa especial que facilita la transmisión acústica a través de las paredes del tubo.

Figura 9. Partes del medidor tipo ultrasónico



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

b) Principio de funcionamiento¹¹.

Estos medidores se basan en ondas de sonido que viajan con una velocidad a través de un medio. La velocidad de sonido en el gas es determinado por su composición y también su presión y temperatura.¹²

Los medidores ultrasónicos se diseñan para operar en sentido bidireccional, en estos casos el arreglo de tubería debe cumplir las especificaciones de instalación.

¹¹ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

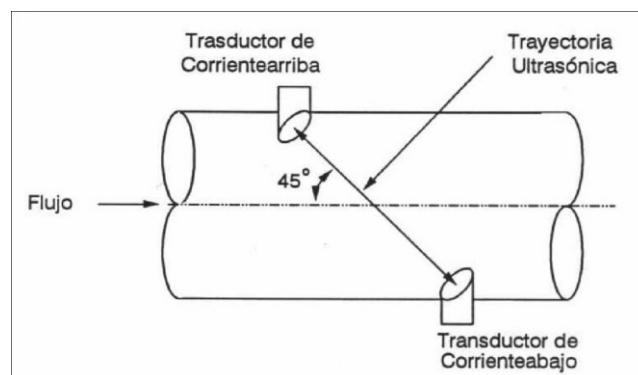
¹² KAZUTO KAWAKITA.2002 Conceptos. Componentes Claves de la Medición Ultrasónica. 1ª Jornada Técnica internacional en Medición de Flujo de Gas. Bucaramanga.

El medidor permite el contenido de sólidos y/o líquidos en el gas en pequeñas cantidad sin daño en el equipo. La precisión de la medición se puede afectar ligeramente, dependiendo del tipo y tamaño de las partículas sólidas contenidas en el gas. Los medidores ultrasónicos permiten velocidades extremas de gas como en casos de presurización o purga. Para evitar daños en los transductores las operaciones aguas abajo se deben hacer lentamente.

Para minimizar los efectos de distorsión de flujo los fabricantes recomiendan la instalación de enderezadores de flujo en la tubería aguas arriba del medidor. Condiciones de chorro y remolino pueden ser causados por accesorios, válvulas parcialmente abiertas, reguladores de presión, equipos de compresión, etc.

Por otra parte la longitud de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor varía de acuerdo a los criterios del fabricante pero generalmente se fijan de 5 a 10 diámetros nominales aguas arriba y 3 diámetros nominales aguas abajo. Estos datos son considerados como mínimos y no son válidos cuando alta perturbación de flujo se presenta. El diámetro interno de la tubería de entrada y salida debe ser el mismo del “spool” de medición.

Figura 10. Principio operacional de un medidor ultrasónico.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

Podemos representar dos transductores A y B capaces de transmitir y recibir pulsos de sonido ultrasónico, los cuales son instalados en la línea de flujo de tal manera que los pulsos emitidos por un transductor pueden ser recibidos por el otro transductor creando un camino o paso acústico. Los transductores alternadamente transmiten y reciben pulsos dentro de rangos de tiempo de pocos milisegundos (tiempo de tránsito).

c) Especificaciones del medidor.

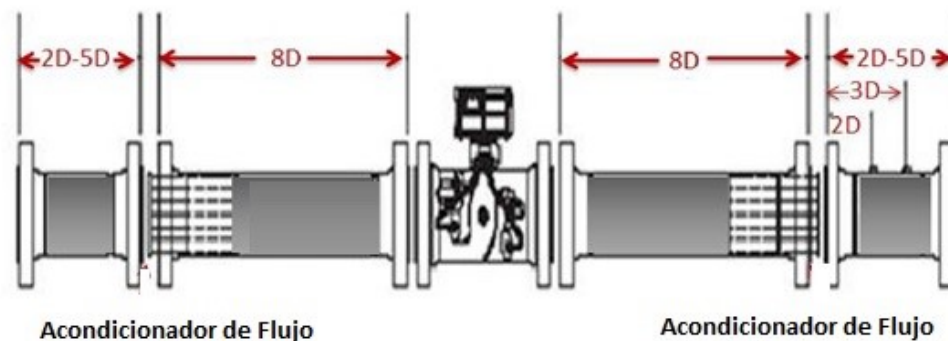
El Reporte No. 9 del Comité de Transmisión y Medición de la Asociación Americana de Gas (AGA), fue desarrollado para los medidores de flujo ultrasónicos multipasos, típicamente de 6" de diámetro y mayores, usados en la medición de gas.

Los medidores deben ser fabricados para que cumplan con las especificaciones de cualquiera de las siguientes clases de bridas para tuberías: ANSI 300, 600, 900, etc. La máxima presión de operación del medidor debe ser la menor entre las máximas presiones de diseño de operación de las siguientes partes: cuerpo del medidor, bridas, conexiones de los transductores, ensamblaje de los transductores. La máxima presión de operación requerida será determinada usando los códigos aplicables para la jurisdicción en la cual operará el medidor y para el rango específico de temperatura ambiental. En cuanto a la corrosión, todas las partes húmedas del medidor deben fabricarse con materiales compatibles con el gas natural y fluidos relacionados. El medidor ultrasónico y las tuberías adyacentes aguas arriba, junto con las bridas, deberán tener el mismo diámetro interior, dentro de un 1% entre sí. Para aplicaciones bidireccionales, ambos lados del medidor deberán considerarse aguas arriba. De igual forma los fabricantes deben publicar la longitud estándar global, cara a cara (face to face) del cuerpo del medidor con bridas, para cada clase ANSI de bridas y para cada diámetro nominal. El diseñador, como una opción, puede especificar una longitud diferente, para que se ajuste a los requerimientos de las tuberías existentes.

Los fabricantes deben establecer las especificaciones generales de sus transductores ultrasónicos, tales como dimensiones críticas, máxima presión permisible de operación, rango de presión de operación, rango de temperatura de operación y limitaciones en la composición del gas. De esta manera se debe especificar la mínima presión de operación, basado en el modelo del transductor ultrasónico, el tamaño del medidor y las condiciones esperadas de operación. Esta presión mínima debe ser marcada en el cuerpo o en una etiqueta del medidor para alertar al personal operativo del campo en el sentido de que el medidor no puede registrar flujo en condiciones de presiones reducidas.

Normalmente los fabricantes especifican la distancia mínima de válvulas, tees, codos, bombas y otras obstrucciones que aseguren el buen desempeño de este medidor. Típicamente se requiere de 10 a 20 diámetros de tubo corriente arriba y 5 diámetros corriente abajo del medidor. En la (figura 11) se representa la longitud del tubo mínimo recomendado para la instalación del medidor ultrasónico.¹³

Figura 11. Longitud del tubo mínimo recomendado para la instalación del medidor ultrasónico.



Fuente: LIZCANO R, Elizabeth. MATEUS P, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo colorado. UIS. 2013.

¹³ GUILLERMO MOTA GINEZ. Metodología para la selección de medidores de flujo. Tesis de grado. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 2012.

El desempeño general de medición de flujo de todos los medidores deberá cumplir con los siguientes requerimientos, antes de hacer cualquier ajuste de factor de calibración.

Tabla 3. Características de servicio del medidor tipo ultrasónico.

FACTOR	VALOR
Caudal de Flujo (KPCD)*	> 4,8
Exactitud (%)	± 0,5
Rangeabilidad	50:1 – 300:1
Tamaño nominal de Tubería (in)	2 - 48
Tubería recta necesaria (Ø Nominal)	> 2

d) Ventajas y desventajas del medidor

Ventajas del medidor tipo ultrasónico

- No causan caídas de presión
- Pulsos de alta frecuencia minimizan los errores por pulsación y fluctuación de flujo
- Alto rango de operación
- No posee partes móviles en contacto con el fluido a medir
- Calibración mecánica simple mediante chequeo en software de prueba

Desventajas del medidor tipo ultrasónico

- Requieren potencia para su operación
- Perfil de flujo totalmente desarrollado en caso de medidores de un solo paso
- Costos de inversión altos

1.2.4. Medidor tipo lineal: Vortex.

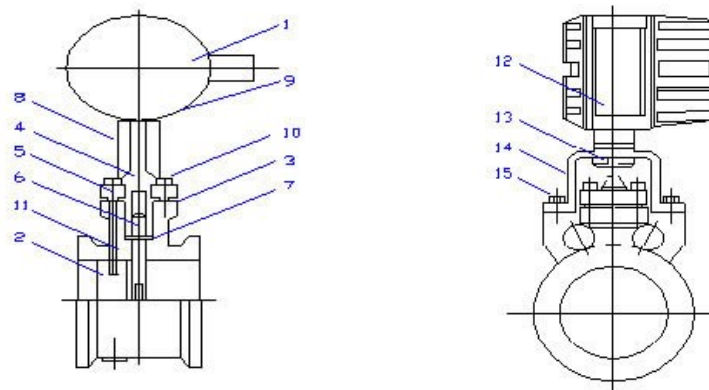
Este tipo de medidor se basa en el principio de Karman. Cuando se introduce una obstrucción en una corriente se producen unos vórtices aguas abajo de la obstrucción, donde se encuentran instalados un transmisor y un receptor. Los vórtices modulan la onda portadora que sale del transmisor antes de llegar al receptor, de forma que el número de vórtices ocasionados es proporcional a la velocidad y caudal de paso. Los medidores de flujo tipo vortex, son un tipo de sensor de flujo que mide la frecuencia de los vértices a través de un dispositivo de farol ubicado en el caudal del flujo. En el área del dispositivo del farol la frecuencia del vértice es una proporción de la velocidad del flujo. Los medidores de flujo tipo vortex son utilizados para medir el flujo de líquidos y/o gases. El caudal a la entrada debe ser muy estable y no estar sometido a ningún tipo de vibración.

a) Partes del medidor.

Los medidores tipo vortex, generalmente constan de dos componentes, los cuales son:

- *Sensor*: En la parte del sensor de flujo, hay un dispositivo en forma de faro, el cual detecta el elemento, mide su cuerpo, etc.
- *Convertidor*: El convertidor, usualmente incluye un amplificador, un filtro con configuración de circuito, un interruptor del circuito D/A, un circuito de interfase de salida, terminales, soporte y escudo, etc.

Figura 12. Partes del medidor tipo vortex.

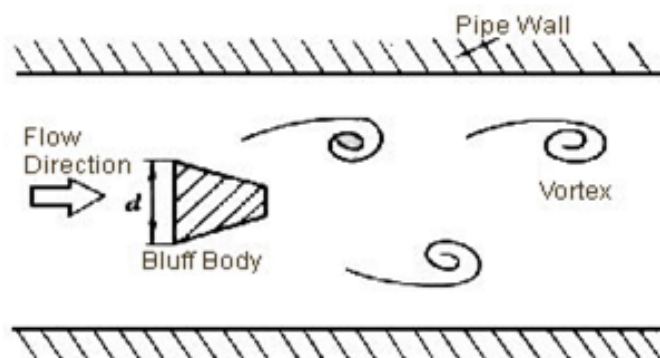


Fuente: Emerson Electric Co.

- | | | |
|-----------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1. Cabeza | 7. Empaque de sellamiento | 11. Enchufe personalizada |
| 2. Prisma triangular | 8. Unión | 12. Placa |
| 3. Cuerpo del medidor | 9. Sellamiento de lavado | 13. Tuerca redonda |
| 4. Acoplamiento | 10. Perno | 14. Soporte |
| 5. Abrazadera | | |
| 6. Sonda | | |

b) Principio de funcionamiento

Figura 13. Principio de funcionamiento tipo vortex.



Fuente: Emerson Electric Co.

Como se evidencia en la imagen, el dispositivo con forma de farol es ubicado en el tubo. Líneas regulares de los remolinos de los vértices se causan por la separación del flujo de un fluido sobre el dispositivo con forma de farol. Estos vértices se conocen como Calle de Vértices de von Karman, el cual es un término utilizado en la dinámica de fluidos. En la parte posterior del dispositivo con forma de faro, las líneas del flujo del vórtice son asimétricas. Asumiendo que f es la frecuencia de los vórtices, U es la velocidad media de la medición del fluido antes del dispositivo en forma de faro, d es el frente de amplitud del dispositivo y D es el diámetro del dispositivo del medidor, la siguiente es la ecuación.

$$f = \frac{SrU1}{d} = \frac{SrU}{md} \quad (2)$$

Donde:

U1 es la media del flujo cerca a los dos lados del dispositivo en m/s,

Sr es el número de Strouhal

m es el radio del área en forma de arco a los dos lados del dispositivo en forma de farol y el área del tubo.

$$m = 1 - \frac{2}{\pi} \left[d/D \sqrt{1 - (d/D)^2} + \sin^{-1} \frac{d}{D} \right] \quad (3)$$

La ecuación del flujo de volumen (qv) en el tubo es:

$$qv = \frac{\pi D^2 U}{4} = \frac{\pi D^2 m d f}{4 Sr} \quad (4)$$

$$K = \frac{f}{qv} \quad (5)$$

Donde:

K es el coeficiente de la medida del flujo del vórtice en P/m³

Por la ecuación anterior, conocemos que las señales de frecuencia de impulso, producidas por el medidor de flujo tipo vortex no se determinan por las propiedades de los componentes del fluido. Por lo tanto, el coeficiente solo se relaciona con el dispositivo en forma de farol y el tamaño del tubo en ciertos rangos de los números Reynolds. Sin embargo, en relación con el balance material y la medición de energía, la medición del flujo másico es requerido. En esta situación, los medidores de flujo tipo vortex deben monitorear simultáneamente, tanto el volumen del flujo como la densidad. La medición puede ser afectada por propiedades físicas de los componentes del fluido.

c) Especificaciones del medidor.

Los medidores tipo vortex son normalmente recomendados para aplicaciones en proceso (salida de scrubber, carga gas a compresora, entre otros). La razón por la cual no se recomienda para aplicaciones de Well Testing radica en que aun cuando tiene una buena rangeabilidad (20:1), esta podría no ser suficiente para cubrir el rango de medición requerido para la prueba de pozos de alto y bajo potencial. Dado que la aplicación de Well Testing requiere entregar volumen de gas a condiciones estándar, se requiere compensar por presión y temperatura, tomando el medidor como si fuera lineal (AGA 7) volumen estándar = volumen observado *CT*CP*Z. Es decir que para tener una medición completa, se requiere tener lectura de presión y temperatura, la Z, al igual que el MW también se dará por datos de laboratorio entregado por el operador. Dado que se trata de un medidor de velocidad, se requiere acondicionamiento con tramos rectos antes y después del medidor.

Algunas de las características de desempeño del medidor, son las siguientes:

Tabla 4. Características de servicio del medidor tipo vortex.

FACTOR	VALOR
Caudal de Flujo (KPCD)*	>1,5
Exactitud (%)	± 1,35
Rangeabilidad	20:1
Tamaño nominal de Tubería (in)	2 - 48
Tubería recta necesaria (Ø Nominal)	> 2

d) Ventajas y desventajas del medidor

Ventajas del medidor tipo vortex

- No tienen partes móviles.
- Salida proporcional al flujo en forma lineal
- Baja pérdida de presión a través del medidor.
- Buena Precisión.
- No es afectado por presión y temperatura.
- Costo razonable.

Desventajas del medidor tipo Vortex

- No sirve para fluidos viscosos sucios.
- Limitaciones de tamaño de tubería.
- Instalación debe ser en tubería recta, con el medidor perfectamente alineado.
- Precisión del instrumento es de 0.2% del caudal medido, por lo que el error porcentual se hace mayor cuanto más bajo es el caudal.

1.2.5. Medidor másico: Coriolis

Figura 14. Medidor tipo coriolis



Fuente: DANIEL. Gas Measurement Products Catalog.

Los medidores de Coriolis operan bajo el principio que si una partícula dentro de un cuerpo en rotación se mueve en una dirección hacia o fuera del centro de rotación, la partícula genera fuerzas inerciales que actúan sobre el cuerpo. El medidor mide el flujo másico sensando la fuerza de Coriolis sobre un tubo o tubos que vibran en una frecuencia determinada. Los puntos de medición localizados a la entrada y salida del tubo oscilan en proporción a la vibración sinusoidal del tubo. Durante el flujo el conjunto tubo y masa de gas se afectan por la fuerza de Coriolis causando un cambio que son detectados por los sensores de entrada y salida, el cual es transmitido al medidor en señal que es directamente proporcional a la rata de flujo másico¹⁴.

La medición por este dispositivo se efectúa cuando el fluido que entra al medidor se divide entre dos tubos en forma de U, los tiene un diámetro menor que el de tubería del proceso. El fluido sigue la trayectoria curva de los tubos y converge a la salida del medidor. Estos tubos se hacen vibrar a su frecuencia natural por medio de un mecanismo magnético. Si en vez de hacerlos rotar continuamente los tubos vibran,

¹⁴ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

la magnitud y dirección de la velocidad angular es alternada. Esto crea una fuerza de Coriolis alterna. Si los tubos en forma de U son suficientemente elásticos, las fuerzas de Coriolis inducidas por la masa del fluido producen una pequeña deformación elástica. A partir de ella se mide y calcula el flujo de masa.

a) Partes del medidor.

El sistema de medición tipo Coriolis consiste de dos componentes básicos: el sensor de flujo llamado el elemento primario y el transmisor o elemento secundario.

- *Sensor*

El sensor de flujo es un arreglo mecánico que consiste de un(os) tubo(s) que vibra(n), un sistema generador de la vibración, unos detectores al igual que la estructura de soportes y la carcasa. Los esfuerzos mecánicos en el sensor son importantes, lo mismo que la selección del material la cual debe asegurar vida por fatiga y corrosión.

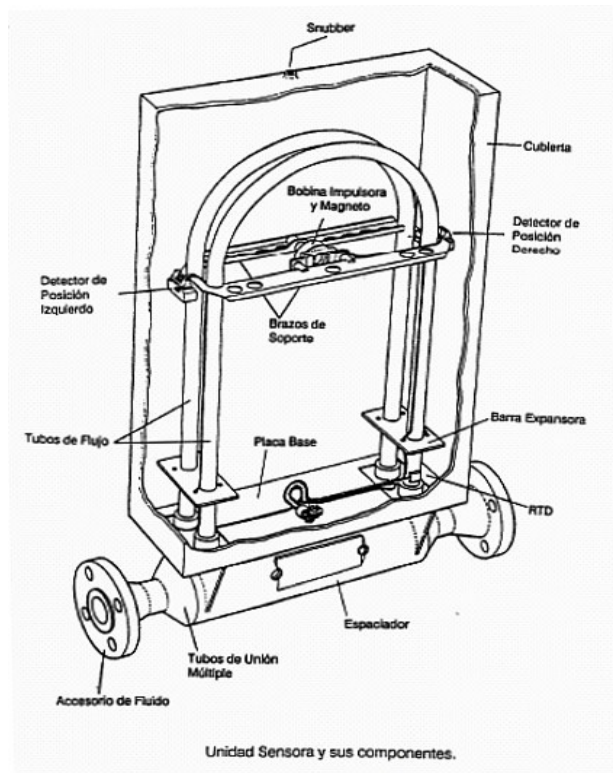
- *Protección del sensor*

La protección del sensor se refiere al cercamiento que rodea los tubos que vibran, este protector debe tener el rating de la presión del fluido.

- *El transmisor*

El transmisor es el sistema de control electrónico que proporciona potencia, procesa las señales y genera las salidas para los parámetros de medición, de igual manera corrige por presión y temperatura. El transmisor puede ser remoto o puede estar integrado al sensor.

Figura 15. Partes del medidor tipo coriolis.



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

b) Principio de funcionamiento.

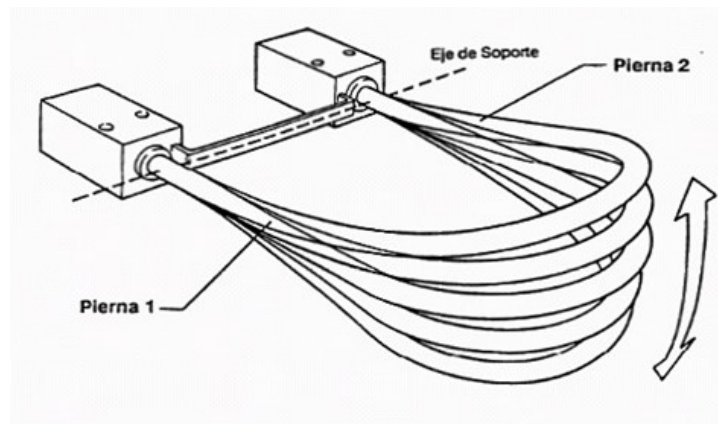
En la actualidad los tipos de medidores de flujo másico directo más utilizados lo constituyen los basados en el efecto Coriolis. Como principio de medición, el tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es similar a la que produce un diapasón. Al ingresar el fluido en el medidor se ve forzado a tomar o seguir el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba. Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Cuando el tubo se mueve hacia abajo debido a la segunda mitad del ciclo de vibración, se produce la torsión en sentido contrario. Esta torsión característica se denomina efecto

Coriolis, que de acuerdo a la segunda ley de Newton, la cantidad de torsión del tubo es directamente proporcional a la masa de fluido que pasa a través del medidor. Este tipo de medidor mide la masa directamente, pero para medir volumen la configuración toma la masa medida y la divide por la densidad medida por el equipo, se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realiza conversión a volumen, pues no es recomendable usar la RTD del Coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer la compensación para el material de los tubos.

Todos los encerramientos de los equipos deben ser tropicalizados para evitar la sulfatación, hongos y otros defectos perjudiciales de ambiente tropical. El embalaje será apropiado para la compra y almacenamiento bajo condiciones tropicales. El embalaje y tropicalización están sujetos a aprobación del cliente y deben ser resistentes al deterioro debido a las condiciones climáticas.

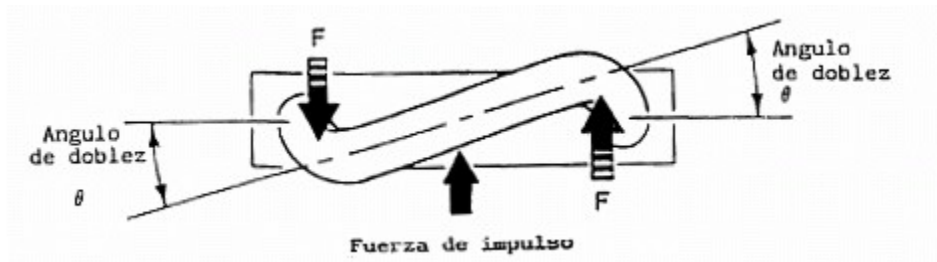
Por tanto, como se evidencia en la Figura 16, los medidores de Coriolis crean un movimiento de rotación por vibración de un tubo o tubos que transportan el fluido y la fuerza inercial resultante es proporcional a la rata de flujo másico.

Figura 16. Tubo de flujo en vibración.



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

Figura 17. Vista desde el extremo del tubo de flujo, mostrando la deformación y ángulos de doblez respecto a la horizontal.



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

c) Especificaciones del medidor.

Los medidores tipo Coriolis están tomando gran importancia en el uso de gas natural por su bajo costo de mantenimiento, no poseen partes móviles, medición lineal y calibración estable.

El Comité de Medición de la AGA ha desarrollado notas técnicas sobre la medición de gas natural con medidores tipo Coriolis, el cual incluye los principios de operación, aspectos técnicos, evaluación del desempeño de la medición, análisis del error en la medición y calibración. Este documento AGA 11 no debe entenderse como norma para fines de contratos.

Tabla 5. Características de servicio del medidor tipo coriolis.

FACTOR	VALOR
Caudal de Flujo (KPCD)*	< 583,2
Exactitud (%)	± 0,1
Rangeabilidad	25:1
Tamaño nominal de Tubería (in)	< 6
Tubería recta necesaria (∅ Nominal)	0

d) Ventajas y desventajas del medidor

Ventajas del medidor tipo coriolis

- No depende de la viscosidad y de la densidad del fluido.
- El sensor es multivariable, mide a la vez el caudal másico, densidad y temperatura.
- Permite la medición de flujo en forma bidireccional.
- Es de fácil calibración en el campo

Desventajas del medidor tipo coriolis

- Constituye el sistema de medición de flujo de mayor costo.
- Su uso se restringe a fluidos con baja concentración de gases o en una sola fase.
- Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados

1.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN MEDIDOR DE GAS

Los criterios de selección que se tienen en cuenta en el momento de elegir un medidor de gas, se basan en tres importantes grupos que se describen a continuación:

1.3.1. Tecnología

- Grado de desarrollo: Es el grado de avance tecnológico con el que cuenta el medidor, si es posible realizar la medición de una forma más remota, sin la necesidad de utilizar el recurso humano para su medición.
- Garantía del fabricante: El tiempo que el fabricante designa a cada medidor, en donde este puede ser útil sin presentar ningún tipo de inconvenientes en la medición.

- **Asistencia técnica:** Es el servicio prestado por los fabricantes de los medidores en caso de presentarse alguna inconformidad con el equipo, y éste requiera la asistencia de personal capacitado para repararlo.
- **Integrabilidad:** Es la resistencia que tiene el equipo para operar bajo extremas condiciones de operación, y mantener su funcionamiento correctamente.
- **Exactitud:** Es el grado de acercamiento del valor real con el valor medido que ofrece el medidor.
- **Rangeabilidad:** Se refiere a los valores mínimo y máximo que el instrumento es capaz de medir dentro del rango de precisión o exactitud especificado.

1.3.2. Operación y mantenimiento

- **Confiabilidad:** La confiabilidad hace referencia a la consistencia que tienen los resultados bajo las mismas condiciones de operación en un punto específico.
- **Facilidad de mantenimiento:** Hace referencia a la configuración del equipo (medidor), si es de fácil intervención en caso de necesitar alguna reparación y/o mantenimiento.
- **Tiempo de instalación y comisionamiento:** Hace referencia al tiempo necesario para instalar el equipo en el sitio requerido, teniendo en cuenta la comisión que exige el fabricante por esta actividad.
- **Calibración:** Conjunto de operaciones que establecen, en unas condiciones especificadas, la relación que existe entre los valores indicados por un

instrumento de medida y los correspondientes valores conocidos de una magnitud física medida a través de patrones.

1.3.3. Presupuesto

- CAPEX: Es la abreviatura de la expresión Inglés Capital Expenditure (en español, capex o gastos de capital) y es la cantidad de dinero gastado en la adquisición (o mejora) de los bienes de capital de una empresa en particular. El CAPEX es por lo tanto la cantidad de inversiones en equipos e instalaciones con el fin de mantener la producción de un producto o servicio o para mantener funcionando un negocio o un sistema particular.
- OPEX: Se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento de del negocio o del sistema. Por ejemplo, la compra de una máquina es CAPEX, mientras que el costo de mantenimiento es OPEX.

1.4. FACTORES OPERACIONALES QUE AFECTAN LA MEDICION

Durante la medición de gas, existen varios factores operacionales que influyen en la medición, y podrían ser causa de un error en los resultados, tales como:

1.4.1. Tipos de gas.

Puesto que el gas es una mezcla de varios compuestos y debido a que su composición difiere de un yacimiento a otro y que su presencia en el subsuelo puede darse acompañado de petróleo o libre se definen varios tipos de gas a saber:

- Gas crudo: Es aquel que sale del yacimiento, sin tratar ni procesar.

- Gas libre: Es aquel que proviene de un yacimiento donde solo existe gas como hidrocarburo
- Gas asociado: Es aquel que proviene de un yacimiento donde simultáneamente se produce gas y crudo.
- Gas pobre: Un gas que contiene muy poca cantidad de etano, propano y compuestos más pesados.
- Gas rico: Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0.7 galones de propano equivalente por 1000 pies cúbicos de gas.
- Gas ácido o agrio: Gas que contiene más de 16 ppm de H₂S o cantidades porcentuales altas (mayores a 6%) de CO₂.
- Gas dulce: Gas que contiene menos de 16 ppm de H₂S o cantidades bajas de CO₂

1.4.2. Régimen de flujo.

Se entiende como régimen de flujo, la forma como se comporta el movimiento de un fluido a lo largo de un conducto. Osborne Reynolds realizó en 1883 muchos experimentos con el fin de determinar las leyes de resistencia en tuberías. Introduciendo un filete coloreado dentro del flujo de agua en un tubo de vidrio, observó que existen dos tipos diferentes de movimiento a los cuales llamó: laminar y turbulento.

a) Régimen de flujo laminar¹⁵.

El flujo laminar es denominado de esta forma porque todas las partículas del fluido se mueven en líneas rectas diferenciadas, paralelas al eje de la tubería, y de forma ordenada. Es decir, el fenómeno se desarrolla como si las líneas del fluido se distanciaran relativamente entre sí.

En el flujo de régimen laminar se presentan las siguientes características:

- Existe rozamiento entre el fluido y paredes del conducto pero no entre las partículas del fluido.
- No hay intercambio de energía entre las líneas de corriente.
- Son muy importantes los esfuerzos viscosos
- Se presenta para flujos con velocidades bajas.
- La distribución vertical de la velocidad a través de la sección del conducto es de forma parabólica. Ecuaciones (E.6) y (E.7).
- La pérdida de carga por fricción unitaria es proporcional a la velocidad de flujo elevada a la primera potencia, dada por la expresión de Poiseuille, ecuación (E.8).
- El esfuerzo cortante es proporcional al gradiente de velocidad, ecuación (E.9)

¹⁵ Régimen de flujo Laminar, Universidad del Cauca, Departamento de Hidráulica.

$$V_y = \frac{gS_f}{\nu} \left(Ry - \frac{y^2}{4} \right) \quad (6)$$

$$\bar{V} = \frac{gS_f R^2}{8\nu} \quad (7)$$

$$S_f = \frac{h_f}{L} = \frac{32 \mu V}{gD^2} \quad (8)$$

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy} = \rho \nu \frac{dv}{dy} \quad (9)$$

Donde:

V_y : Velocidad de Flujo en cualquier punto de una vertical.

y : Distancia desde las paredes del conducto.

\bar{V} : Velocidad media de flujo.

S_f : Gradiente hidráulico.

h_f : Pérdida de carga.

L : Longitud de la tubería.

D : Diámetro de la tubería.

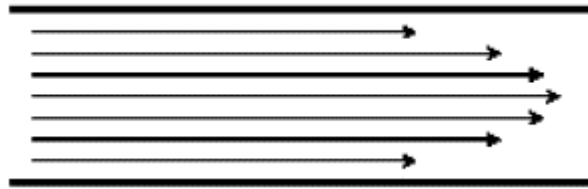
μ : Viscosidad dinámica del fluido.

τ : Esfuerzo cortante.

ρ : Densidad del fluido.

ν : Viscosidad cinemática del fluido.

Figura 18. Régimen de flujo laminar



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

El régimen de flujo laminar o como muchas veces es llamado de flujo en líneas de corriente es gobernado por la ley de Newton de la viscosidad. Esta puede considerarse como el régimen de flujo donde toda la turbulencia es amortiguada por la acción de la viscosidad y teóricamente ocurre cuando el número de Reynolds es inferior a 2000.

b) Régimen de flujo turbulento¹⁶.

El régimen de flujo turbulento ocurre para Números de Reynolds superiores a 2000. Sin embargo, muchas veces tales regímenes pueden continuar o iniciarse en Números de Reynolds más bajos que 2000. Este tipo de flujo puede asociarse al vuelo de un enjambre de abejas. El grupo como un todo, puede parecer que está volando en línea recta a una velocidad constante, pero si pudiéramos observar el vuelo individual de un insecto cualquiera en particular, tendríamos la impresión de que él está zigzagueando y volando aleatoriamente dentro del enjambre. De esa manera, en el régimen turbulento, no es posible observar líneas de corriente discretas, consistiendo el flujo en una “masa de remolino”. Así, las partículas del fluido no siguen la misma trayectoria.

¹⁶ Régimen de flujo Turbulento, Universidad del Cauca, Departamento de Hidráulica.

El movimiento de las partículas líquidas se realiza siguiendo trayectorias muy irregulares o desordenadas, presentando las siguientes características:

- Existe fricción entre fluido y pared del conducto y entre partículas del fluido.
- Las líneas de corriente se entremezclan presentando transferencia de energía entre las partículas líquidas.
- Se presenta para fluidos con velocidades altas.
- La disipación de energía se presenta por la turbulencia del flujo.
- La distribución de la velocidad a través de la sección del conducto es de forma logarítmica.
- Para un mismo punto dentro de la sección del conducto, existen pulsaciones de la velocidad.
- La pérdida de carga por fricción unitaria es proporcional a la velocidad de flujo elevada a una potencia entre 1,7 y 2. Usualmente se utiliza la expresión de Darcy Weisbach, ecuación (E.12), en donde la velocidad está a una potencia de 2.

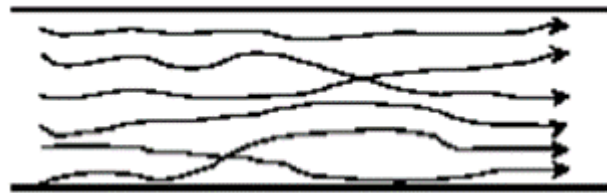
$$V_y = 5.75V_* \text{Log} \left(\frac{15y}{a} \right) \quad (10)$$

$$\bar{V} = 5.75 \sqrt{gRS_f} \text{Log} \left(\frac{6R}{a} \right) \quad (11)$$

$$S_f = \frac{h_f}{L} = \frac{fV^2}{2gD} \quad (12)$$

Donde las variables tienen el mismo significado que para flujo lamina y “f” es el factor de fricción de la tubería y “a” es un coeficiente que depende del comportamiento hidráulico del conducto.

Figura 19. Régimen de flujo turbulento.



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

1.4.3. Asimetría del perfil de velocidades.

El grado de asimetría del perfil de velocidad de flujo depende de factores como el número de Reynolds, que lleva en consideración la velocidad y la viscosidad del fluido, y la rugosidad de la superficie interna de la tubería.

El perfil de velocidades puede tornarse completamente distorsionado debido al paso del flujo a través de curvas, tees, reducciones, válvulas o los mismos medidores de flujo. Esta distorsión del perfil de velocidad es crítica en la operación de medidores de flujo que dependen de la perfecta simetría de flujo, como por ejemplo los medidores por diferencial de presión y los medidores tipo turbina. Además, una desviación en el perfil de velocidades de operación con relación al perfil utilizado en

la calibración del medidor en laboratorio, podrá ocasionar errores de medición de difícil detección y cuantificación¹⁷.

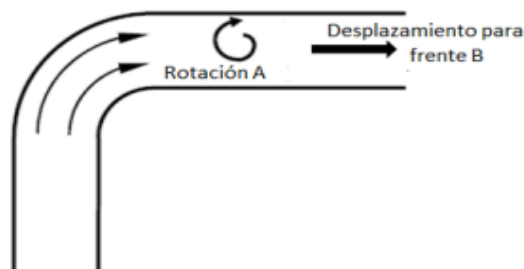
Figura 20. Asimetría del perfil de velocidades



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

1.4.4. Rotación y remolino (Swirl). El tipo de perturbación más severo en la mayoría de los medidores de flujo es el flujo rotacional en tres dimensiones, o swirl (remolino), producido por dos curvaturas adyacentes posicionadas en planos diferentes aguas arriba del medidor de flujo. Esta configuración hace que el flujo gire de forma helicoidal, haciendo que este efecto persista por largas distancias. Los efectos nocivos del swirl pueden atenuarse, de ser necesario, instalando los llamados rectificadores de flujo aguas arriba del medidor de flujo.

Figura 21. Rotación y remolino (Swirl)



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

¹⁷ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

El patrón de flujo de un fluido al momento de dar una curva es complejo, esto origina un movimiento de rotación (A) en el flujo interno de la tubería recta aguas abajo de la curva, fijando un desplazamiento (B) del fluido que ocurre hacia delante.

1.4.5. Cavitación.

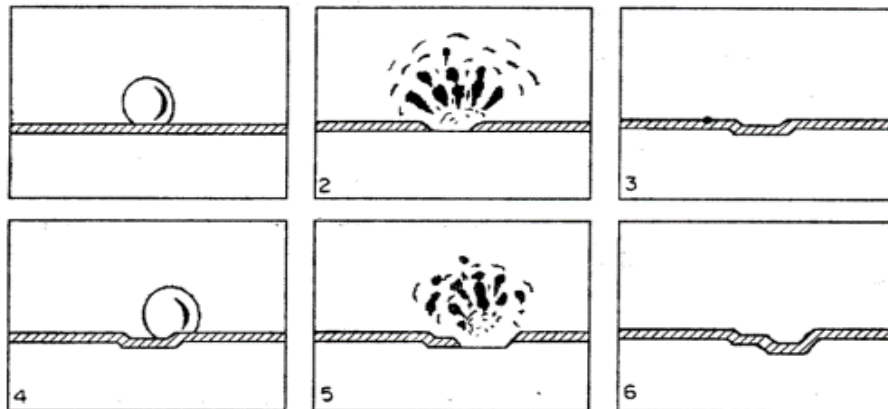
Cuando un líquido fluye a través de una región donde la presión es menor que su presión de vapor, el líquido forma burbujas de vapor. Por definición, la cavitación es la ebullición de un líquido originada por la disminución de la presión estática por debajo de la presión de vapor del fluido.

Estas burbujas son transportadas por el líquido hasta llegar a una región de mayor presión, donde el vapor regresa al estado líquido de manera súbita, implotando bruscamente las burbujas. Si las burbujas de vapor se encuentran cerca o en contacto con una pared sólida cuando cambian de estado, las fuerzas ejercidas por el líquido al aplastar la cavidad dejada por el vapor dan lugar a presiones localizadas de alto impacto, ocasionando picaduras sobre la superficie sólida.

Este fenómeno generalmente va acompañado de ruido y vibraciones, dando la impresión de que se tratara de grava que golpea con diferentes partes de la máquina.

Por tal motivo la cavitación, puede aparecer en condiciones esenciales, tales como, la alta presión diferencial, por una baja de contrapresión, y de igual forma por excesos de velocidad que conlleve el fluido.

Figura 22. Cavitación



Fuente: Manual of Petroleum Measurements Standards.

La cavitación ocurre en un sistema cuando la presión se reduce lo suficiente, o por atracción o por separación del flujo, o por una restricción presentada por una válvula, obstáculo, o elemento de flujo generador de presión diferencial. En un mismo sistema con una tubería bien proyectada, puede ocurrir la cavitación cuando una válvula de control o de alivio se abre repentinamente.

1.4.6. Golpe de ariete.

Se origina cuando se cierra bruscamente una válvula y las partículas del fluido que se han detenido son empujadas por las que vienen inmediatamente detrás y que sigue aun en movimiento. Esto origina una sobrepresión que se desplaza por la tubería a una velocidad que puede superar la velocidad del sonido en el fluido.

Esta sobrepresión tiene dos efectos:

1. Comprime ligeramente el fluido, reduciendo su volumen.
2. Dilata ligeramente la tubería.

Estos efectos provocan otra onda de presión en el sentido contrario del fluido se desplaza en dirección contraria y se produce una caída de presión con respecto a la presión normal de la tubería, donde el fluido puede pasar a estado gaseoso formando una burbuja mientras que la tubería se contrae.

1.4.7. Flujo en régimen permanente y no permanente.

Un flujo en régimen permanente es aquel que ocurre cuando todas las condiciones, en cualquier punto, son constantes en el tiempo. Teóricamente, el flujo en régimen permanente se obtiene solamente bajo régimen laminar. Esto se debe a que en el flujo turbulento se generan continuamente fluctuaciones en la velocidad y en la presión en cada punto. En la práctica, al menos, si los valores fluctúan en torno de un valor medio constante, de modo simétrico, se considera normalmente que ocurre bajo un régimen permanente.

En un flujo en régimen no-permanente, las condiciones varían con relación al tiempo y en cada sección de la tubería. Esta variación en la tasa de flujo puede ser lenta, como resultado de la acción de una válvula de control proporcional; o puede ser rápida, como resultado del bloqueo repentino de una válvula de cierre rápido, que puede inclusive producir el fenómeno conocido como “golpe de ariete”. Un régimen de flujo inestable ocurre también, por ejemplo, cuando se pasa un fluido de un reservorio a otro, donde el equilibrio se consigue cuando las presiones o los niveles se igualan¹⁸.

¹⁸ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

1.4.8. Flujo compresible e incompresible.

En flujo incompresible 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 alta presión. Una diferencia esencial entre un fluido compresible y uno incompresible está en la velocidad del sonido. En un fluido incompresible la velocidad de propagación de un gradiente de presión es prácticamente instantánea; por otro lado, en un fluido compresible la velocidad es finita. Un pequeño disturbio se propaga en la velocidad del sonido. Cuando la velocidad del fluido se iguala a 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.

Para el flujo turbulento de un fluido incompresible, el efecto de la variación de la densidad en la expresión de la turbulencia es despreciable. Pero, este efecto debe ser considerado cuando la operación es con un fluido compresible. Un análisis del flujo turbulento de un fluido compresible requiere la correlación de las componentes de la velocidad, de la densidad y de la presión.

Los gases son fluidos compresibles, de esta forma las ecuaciones básicas de flujo deben considerar las variaciones en la densidad provocadas por la presión y por la temperatura. Para los fluidos compresibles, como los gases y vapores, es necesario adicionar los términos térmicos a la ecuación de Bernoulli para obtener una ecuación que considere la energía total y no solamente la energía mecánica¹⁹.

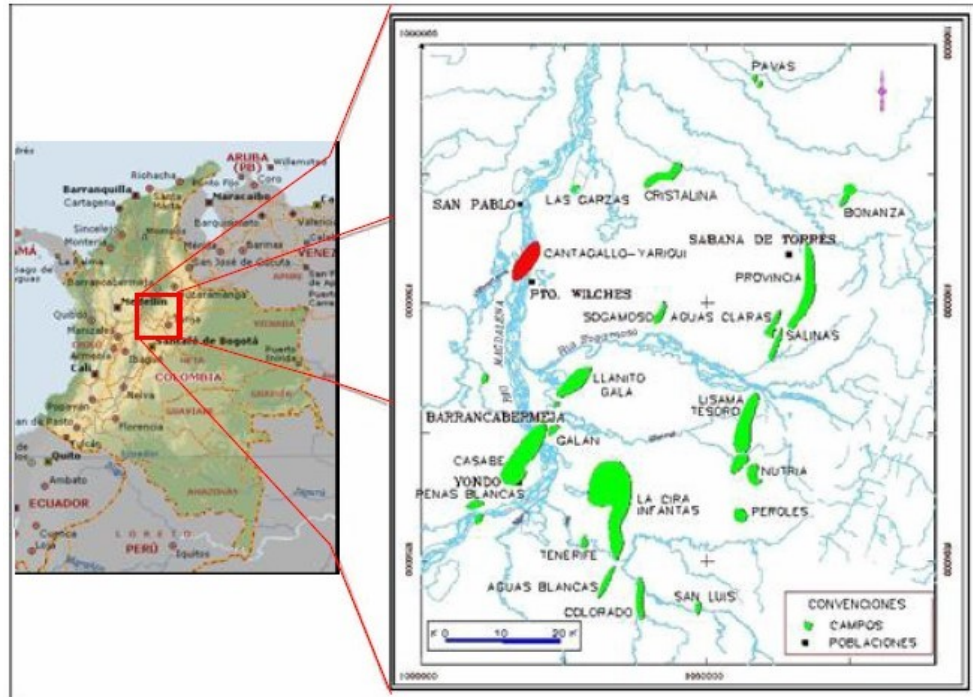
¹⁹ Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles. Capítulo 14 – Medición de gas natural- Ecopetrol S.A.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

2.1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.

El campo Yariguí–Cantagallo se localiza en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en territorio de los Departamentos de Santander y Bolívar, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-oeste de la ciudad Bogotá D.C., más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

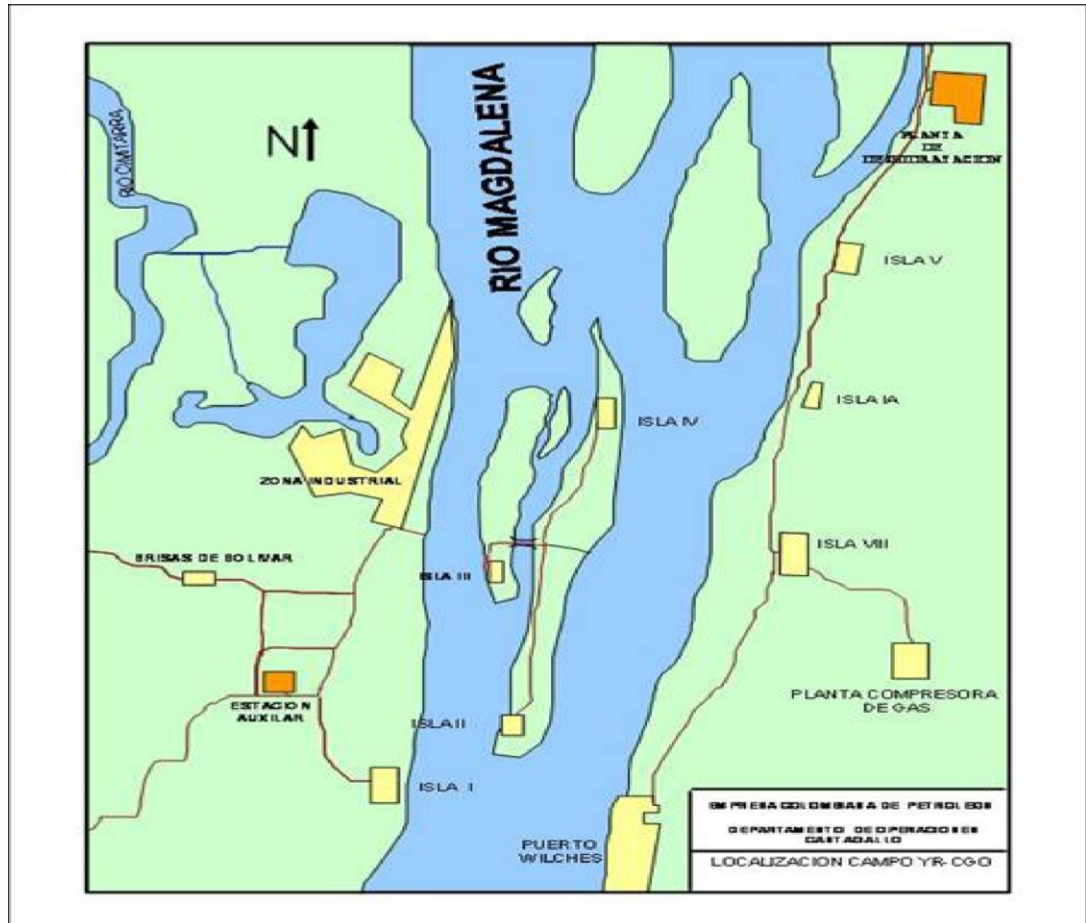
Figura 23. Ubicación del campo Yarigui-Cantagallo.



Fuente: Ecopetrol S.A.

El campo está distribuido en islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo.

Figura 24. Distribución del campo Yarigui-Cantagallo.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.2. RESEÑA HISTÓRICA²⁰

Los campos Yarigui y Cantagallo hacen parte de la antigua Concesión Cantagallo y San Pablo, otorgada la primera en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle

²⁰ NIETO, J. GOMEZ, V. FERNANDEZ, F. Ardila, J. Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yarigui-Cantagallo VMM Colombia.

del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y la segunda otorgada en el año de 1953 a la Shell Cóndor.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, perforo dos pozos, Cimitarra 1, y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambia posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, en este se encuentra rocas del grupo Girón a 1145 ft, con presencia de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 posteriormente llamado CG-2 alcanzó una profundidad de 6170 ft, en el cual se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. Este pozo produjo 286 Bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose como el pozo descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, seguido de un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo. A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, en su mayoría direccionales, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

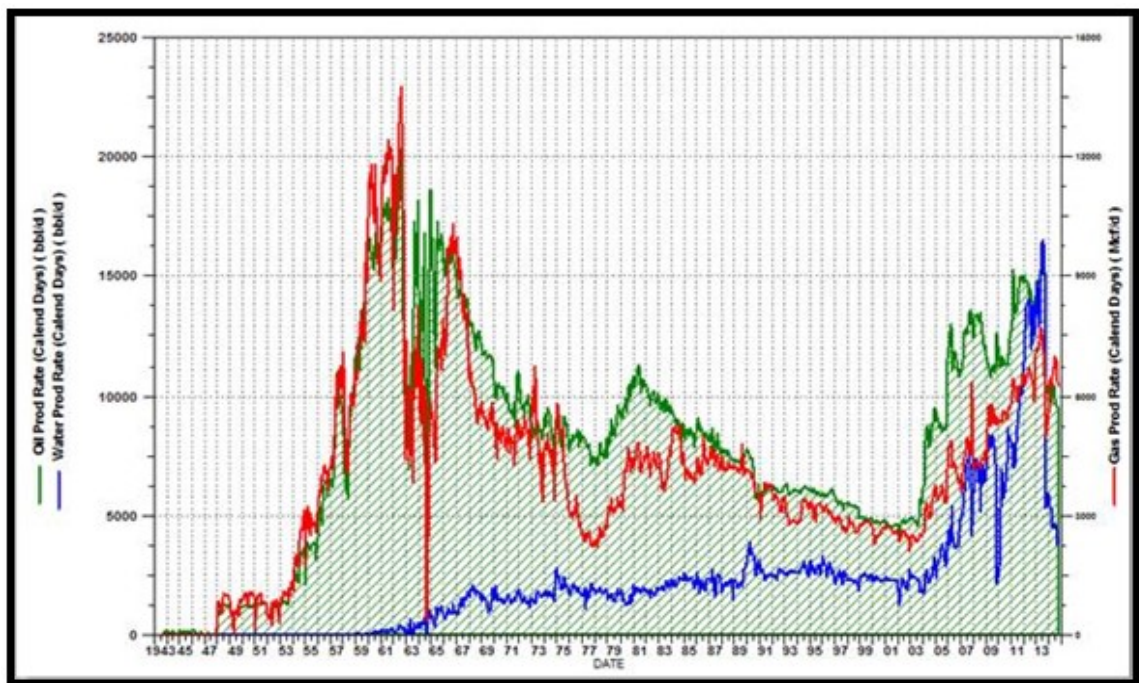
Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los

yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 68 pozos con sistema de bombeo electrosumergible.

A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 BOPD y 3700 KPCD de gas y se habían recobrado 160 MBLS de petróleo.

Actualmente el campo Yarigui-Cantagallo es operado por ECOPETROL S.A. y pertenece a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio, que incluye además el campo Casabe.

Figura 25. Curva histórica de producción de aceite, agua y gas del campo Yarigui-Cantagallo.



Fuente: OFM Ecopetrol S.A.

A la fecha (2014) el campo Yarigui-Cantagallo tiene 113 pozos, de los cuales 67 son bombeo electrosumergible, 45 bombeo mecánico, y 1 ESP-PCP. La producción de aceite en el campo actualmente está en 17694 BOPD, con 5756 KPCD de gas.

2.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO

El campo Yarigui-Cantagallo, cuenta con tres estaciones de recolección principales, las cuales son llamadas, estación auxiliar, estación Isla 4, y estación Isla 6.

2.3.1. Estación Auxiliar. La estación auxiliar se encuentra ubicada a 2,25 km de la zona industrial del campo, en donde se cuenta con las siguientes facilidades:

a) Múltiple de entrada: La estación auxiliar cuenta con un juego de válvulas, las cuales se encargan de distribuir la línea general o prueba, hacia el separador deseado.

Figura 26. Múltiple de entrada Estación Auxiliar.



Fuente: Ecopetrol S.A.

b) Zona de separadores: La estación cuenta con tres separadores bifásicos, en donde dos de ellos, son separadores generales (varios) lo cual llega la línea de producción general, y un separador de prueba que es donde llega la línea de prueba de los pozos.

Figura 27. Zona de separadores Estación Auxiliar.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Además se cuenta con un sistema de medición de caudal (flocó), que se encuentra a la salida del separador de prueba, con el cual se puede llevar un control de la producción de los pozos.

c) Tanques de almacenamiento: La estación cuenta con cuatro tanques de almacenamiento (TK-01, TK-02, TK-03, TK-04), en donde la capacidad de los tres primeros es de 3000 Bbls y el cuarto de 3600 Bbls.

Figura 28. Tanques de almacenamiento Estación Auxiliar.



Fuente: Ecopetrol S.A.

d) Bombas de despacho: Luego de tener almacenado el fluido (agua–aceite) en la estación de recolección, se procede al bombeo de éste hacia la planta deshidratadora, utilizando las bombas de despacho, las cuales la estación cuenta con tres bombas, en donde dos de ellas funcionan con un motor eléctrico, y la última funciona con un motor a gas. Esta última es utilizada como respaldo (Backup), en caso de cortes eléctricos.

Figura 29. Bombas de despacho Estación Auxiliar.



Fuente: Ecopetrol S.A.

e) Piscina API: La piscina API, es la encargada de recibir todos los drenajes que se encuentran cerrados y los venteos de las aguas aceitosas de la estación.

Figura 30. Piscina API Estación Auxiliar.



Fuente: Ecopetrol S.A.

f) Sistema del gas: En el momento en que es separado el fluido (agua-aceite) del gas, este gas se envía hacia el scrubber de la estación, el cual refina más el proceso para que este pueda llegar más limpio hacia la planta compresora, y se pueda distribuir a los consumidores del sector Cantagallo.

Figura 24. Scrubber a compresora Estación Auxiliar



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.3.2. Estación Isla 4. La estación Isla 4 se encuentra ubicada cruzando el río Magdalena a 954 metros de la zona industrial del campo, en donde se cuenta con las siguientes facilidades:

a) Múltiple de entrada: La estación Isla 4 cuenta con un múltiple de entrada, en donde llegan las líneas de producción general y de pruebas, las cuales son distribuidas hacia el separador deseado.

Figura 31. Múltiple de entrada Estación Isla 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

b) Zona de separadores: Se cuenta con tres separadores bifásicos, en donde un separador general (varios) es donde llega la línea de producción general, un separador de prueba que es donde llega la línea de prueba de los pozos, y un separador de respaldo (Backup), que es utilizado en caso de presentarse algún problema con los otros dos.

Figura 32. Zona de separadores Estación Isla 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

c) Tanques de almacenamiento: La estación cuenta con dos tanques de almacenamiento (K4-01, K4-02), en donde la capacidad es de 10000 y 4300 Bbls respectivamente.

Figura 33. Tanques de almacenamiento Estación Isla 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

d) Bombas de despacho: Luego de tener almacenado el fluido (agua-aceite) en la estación de recolección, se procede al bombeo de éste hacia la planta deshidratadora, utilizando las bombas de despacho, las cuales la estación cuenta con dos bombas que funcionan con electricidad.

Figura 34. Bombas de despacho Estación Isla 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

e) Piscina API: La piscina API, es la encargada de recibir todos los drenajes que se encuentran cerrados y los venteos de las aguas aceitosas de la estación.

Figura 35. Piscina API Estación Isla 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

f) Sistema de gas: En el momento en que es separado el fluido (agua–aceite) del gas, este gas se envía hacia el scrubber de la estación, el cual refina más el proceso para que este pueda llegar más limpio hacia la planta compresora, y se pueda distribuir a los consumidores del sector Cantagallo.

Figura 36. Scrubber a compresora Estación Isla 4.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.3.3. Estación Isla 6. La estación Isla 6 se encuentra ubicada cruzando el río Magdalena a 3,93 km de la zona industrial del campo, en donde se cuenta con las siguientes facilidades:

a) Múltiple de entrada: La estación Isla 6 cuenta con un múltiple de entrada, en donde llegan las líneas de producción general y de pruebas, las cuales son distribuidas hacia el separador deseado.

Figura 37. Múltiple de entrada Estación Isla 6.



Fuente: Ecopetrol S.A.

b) Zona de separadores: Se cuenta con tres separadores bifásicos, en donde un separador general (varios) es donde llega la línea de producción general, un separador de prueba que es donde llega la línea de prueba de los pozos, y un separador de respaldo (Backup), que es utilizado en caso de presentarse algún problema con los otros dos.

Figura 38. Zona de separadores Estación Isla 6



Fuente: Ecopetrol S.A.

c) Planta deshidratadora: En la planta deshidratadora Isla 6, se realiza el tratamiento a los líquidos (crudo y agua) libres de gas obtenidos en los separadores bifásicos (varios y prueba) de cada una de las estaciones de recolección. El proceso de deshidratación inicia con la recepción de los fluidos en los Gun Barrel con capacidad de 10.000 Bbls cada uno, en donde el tanque TK-01 recibe la producción de Isla 6 y el TK-02 recibe la producción de la estación auxiliar e isla 4.

Figura 39. Tanques de proceso Planta Deshidratadora Isla 6.



Fuente: Ecopetrol S.A.

d) Planta de inyección de agua (PIA): En la planta de inyección de agua (PIA), se realiza el proceso de recuperación secundaria del crudo, en donde el agua de producción proveniente de los tanques Gun Barrel es tratada y mezclada con agua de captación, para su posterior inyección.

Figura 40. Planta de inyección de Agua (PIA)



Fuente: Ecopetrol S.A.

e) Estación de bombeo: La estación de bombeo de crudo, es como la caja registradora del campo, en donde se cuenta con dos medidores tipo Coriolis para la medición de caudal, el cual es despachado hacia Ayacucho.

Figura 41. Estación de bombeo Isla 6



Fuente: Ecopetrol S.A.

f) Piscina API: La piscina API, es la encargada de recibir todos los drenajes que se encuentran cerrados y los venteos de las aguas aceitosas de la estación.

Figura 42. Piscina API Isla 6.



Fuente: Ecopetrol S.A.

g) Planta compresora: La planta compresora Yariguí es la encargada de recoger toda la producción de gas de los pozos y de esta manera comprimirlo para poder ser enviado por el gasoducto.

Figura 43. Planta compresora Yariguí.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.4. CROMATOGRAFÍA DEL GAS

Las propiedades físico-químicas del gas del campo Yarigui-Cantagallo son listadas en la tabla 6, y su respectiva composición se detalla en la tabla 7, con una cromatografía hecha a partir de un análisis de una muestra de gas del mismo.

Tabla 6. Propiedades físico-químicas del gas del campo Yarigui-Cantagallo.

PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS A 60°F Y 14.65 PSIA		
IGHV Poder Calorífico Superior Volum. I	BTU/PC	1114,53
RGHV Poder Calorífico Superior Volum. R	BTU/PC	1117,72
INHV Poder Calorífico Neto Volum. Ideal	BTU/PC	1007,37
RNHV Poder Calorífico Neto Volum. Real	BTU/PC	1010,25
Densidad Ideal	lbm/pie3	0,048
Densidad Real	lbm/pie3	0,049
Gravedad Especifica [14.73 psia] Ideal	N/A *	0,642
100% de licuefaccion del Propano	Gal/1000 PC	1,408
Factor de Compresibilidad	N/A *	0,997
Peso Molecular	N/A *	18,586
Índice de Wobbe	N/A *	1390,051

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Cromatografía del gas del campo Yarigui-Cantagallo.

CROMATOGRAFIA CGO	UNIDAD	VALOR
Oxígeno	% Molar	0,007
Nitrógeno	% Molar	1,119
Dióxido de Carbono	% Molar	0,396
Metano	% Molar	90,772
Etano	% Molar	3,115
Propano	% Molar	2,463
i-Butano	% Molar	0,286
n-Butano	% Molar	0,768
Neo-Pentano	% Molar	0,010
i-Pentano	% Molar	0,150
n-Pentano	% Molar	0,173
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0,003
Ciclopentano+ 2,3-Dimetilbut	% Molar	0,046
Isohexano	% Molar	0,034
3-Metilpentano	% Molar	0,023
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0,001
n-Hexano	% Molar	0,035
Metilciclopentano	% Molar	0,067
Isoheptano	% Molar	0,005
Benceno	% Molar	0,002
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0,000
Ciclohexano	% Molar	0,290
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0,008
3-Metilhexano	% Molar	0,013
1t,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0,011
1c,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0,012
IsoOctano	% Molar	0,023

n-Heptano	% Molar	0,006
Metilciclohexano	% Molar	0,033
1,1,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0,001
Etilciclopentano + 2,5 Dimeti	% Molar	0,009
1t,2c,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0,008
Tolueno	% Molar	0,004
2-Metilheptano	% Molar	0,007
1t,etil3 metilciclopentano	% Molar	0,008
1t,2-Dimetilciclohexano	% Molar	0,007
n-Octane	% Molar	0,001
1c,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0,005
Parafinas C9	% Molar	0,013
2,3Dimetilheptano	% Molar	0,003
o-Xileno	% Molar	0,005
Etilciclohexano	% Molar	0,003
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0,010
Etilbenceno	% Molar	0,005
m,p-Xileno	% Molar	0,002
n-Nonano	% Molar	0,003
Decanos	% Molar	0,014
Undecanos+	% Molar	0,003

Fuente: Ecopetrol S.A.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS MÁS ADECUADOS PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO.

Teniendo en cuenta las facilidades de superficie del campo Yarigui-Cantagallo, las condiciones operacionales con que se cuenta, las especificaciones técnicas de los equipos de medición, la cromatografía del gas, y la ubicación de los puntos en donde se quiere realizar la medición de gas, se realizó el siguiente análisis con base en los criterios de selección para un medidor de gas, tomando como referencia un 25% de tecnología, otro 25% de operación y mantenimiento, y finalmente un 50% de presupuesto, dando así todos los porcentajes de acuerdo a las necesidades y exigencias actuales del campo.

Es por esto, que una única opción en la toma de decisión puede tornarse insuficiente cuando se analizan proyectos complejos, sobre todo cuando las decisiones pueden afectar a muchas personas. Por tal motivo el método de evaluación y decisión multicriterio empleada para esta selección comprende un conjunto de alternativas factibles soportadas en el análisis teórico y los resultados prácticos obtenidos en las pruebas realizadas sobre estas alternativas de comunicación. Esta matriz de decisión resume la evaluación de cada alternativa en el cual se consideraron criterios diferenciadores, para una valoración (precisa o subjetiva) de cada uno de los criterios en donde se requiere la participación de los interesados en el desarrollo del proyecto ya que esta escala de medida puede ser cuantitativa o cualitativa.

En la Tabla 8 se muestra la matriz de decisión que fue empleada para la selección, en donde se valora cada punto de medición de acuerdo a sus necesidades, asignándose así los porcentajes, y de esta manera seleccionando el medidor que mejor cumple las características de acuerdo a lo requerido por el campo.

Tabla 8. Matriz de Decisión Multicriterio.

PARÁMETROS DE EVALUACIÓN				CALIFICACIÓN CUANTITATIVA DE ALTERNATIVAS DE MEDICIÓN DE FLUJO GAS									
CRITERIO	Peso (%)	Atributo	Peso (%)	GAS DE ANULARES									
				CORIOLIS		ULTRASÓNICO		PLATINA ORIFICIO ENTRE BRIDAS		VORTEX		TURBINA	
				Calificación	Resultados	Calificación	Resultados	Calificación	Resultados	Calificación	Resultados	Calificación	Resultados
Tecnología	25%	Grado de desarrollo	15	9	1,4	9	1,4	9	1,4	8	1,2	8	1,2
		Garantía del fabricante	5	9	0,5	9	0,5	9	0,5	9	0,5	8	0,4
		Asistencia técnica	5	9	0,5	9	0,5	8	0,4	9	0,5	8	0,4
		Integrabilidad	25	9	2,3	9	2,3	9	2,3	9	2,3	9	2,3
		Exactitud	25	9	2,3	9	2,3	8	2,0	9	2,3	7	1,8
		Rangeabilidad	25	9	2,3	9	2,3	7	1,8	9	2,3	7	1,8
Sub-total			100		9,0		9,0		8,2		8,9		7,8
Operación y Mantenimiento	25%	Confiabilidad	25	9	2,3	9	2,3	9	2,3	9	2,3	7	1,8
		Facilidad mantenimiento	30	10	3,0	10	3,0	8	2,4	9	2,7	7	2,1
		Tiempo de instalación y comisionamiento	15	9	1,4	9	1,4	7	1,1	9	1,4	7	1,1
		Calibración	30	9	2,7	9	2,7	8	2,4	8	2,4	6	1,8
		Sub-total			100		9,3		9,3		8,1		8,7
Presupuesto	50%	CAPEX	70	5	3,5	4	2,8	9	6,3	7	4,9	8	5,6
		OPEX	30	9	2,7	9	2,7	8	2,4	9	2,7	6	1,8
		Sub-total			100		6,2		5,5		8,7		7,6
TOTAL	100%				7,7		7,3		8,4		8,2		7,3

A continuación, se dan a conocer los puntos en donde es necesario la implementación de los sistemas de medición de gas.

1. Gas de anulares.

Con base en la matriz de decisión, se analizó cada uno de los medidores presentes en el mercado, dando así como resultado la utilización del medidor de platina de orificio entre bridas, con un puntaje de 8.4, siendo este la mejor opción para aplicar en la red distribución de gas anular del campo Yarigui-Cantagallo.

2. Gas de entrega a la comercializadora

De igual forma, se realizó un estudio técnico, para evaluar la implementación del sistema de medición de gas que es entregado (vendido) a la comercializadora, dando como resultado la mejor opción de implementación, el medidor de platina de orificio entre bridas con algunas modificaciones.

3.1. PUNTOS DE MEDICIÓN DE GAS DE ANULARES

3.1.1. Sector Cantagallo

a) **Cantagallo 1:** En este punto se recoge la producción de gas de tres pozos (YR-122, YR-118, YR-502), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 10 del campo.

Figura 44. Colector de gas del punto Cantagallo 1.



En la tabla 9 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 1.

Tabla 9. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 1.

Características	Cantagallo 1
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 49
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	52
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.1)

b) Cantagallo 2: En este punto se recoge la producción de gas de cuatro pozos (YR-119, YR-120, YR-117, YR-501), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 10 del campo.

Figura 45. Colector de gas del punto Cantagallo 2.



En la tabla 10 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 2.

Tabla 10. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 2.

Características	Cantagallo 2
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 258
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	60
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.2)

c) Cantagallo 3: En este punto se recoge la producción de gas de tres pozos (YR-125, YR-127, CG-43), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 1 del campo.

Figura 46. Colector de gas del punto Cantagallo 3.



En la tabla 11 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 3.

Tabla 11. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 3.

Características	Cantagallo 3
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 721
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	45
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.3)

d) Cantagallo 4. En este punto se recoge la producción de gas de once pozos (YR-14, YR-34, YR-57, YR-79, YR-82, YR-101, YR-104, YR-108, YR-109, YR-113, YR-114), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 1 del campo.

Figura 47. Colector de gas del punto Cantagallo 4.



En la tabla 12 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 4.

Tabla 12. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 4.

Características	Cantagallo 4
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 801
Diámetro de Tubería (in)	6
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	65
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.4)

e) **Cantagallo 5.** En este punto se recoge la producción de gas de dos pozos (CG-27H, CG-28H), los cuales se encuentran localizados en el sector Cantagallo del campo.

Figura 48. Colector de gas del punto Cantagallo 5.



En la tabla 13 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 5.

Tabla 13. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 5.

Características	Cantagallo 5
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 134
Diámetro de Tubería (in)	6
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	55
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.5)

f) Cantagallo 6: En este punto se recoge la producción de gas de cinco pozos (YR-126, YR-128, YR-129, CG-156, CG-157), los cuales se encuentran localizados en el sector Cantagallo del campo.

Figura 49. Colector de gas del punto Cantagallo 6.



En la tabla 14 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 6.

Tabla 14. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 6.

Características	Cantagallo 6
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 309
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	60
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.6)

g) Cantagallo 7: En este punto se recoge la producción de gas de cinco pozos (CG-24, YR-83, YR-93, YR-94, YR-95), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 9 del campo.

Figura 50. Colector de gas del punto Cantagallo 7.



En la tabla 15 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 7.

Tabla 15. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 7.

Características	Cantagallo 7
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 137
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	50
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.7)

h) Cantagallo 8: En este punto se recoge la producción de gas de cinco pozos (YR-89, YR-92, YR-101, YR-528, YR-145H), los cuales se encuentran localizados en la zona industrial del campo.

Figura 51. Colector de gas del punto Cantagallo 8.



En la tabla 16 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 8.

Tabla 16. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 8.

Características	Cantagallo 8
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 1179
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	60
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.8)

i) **Cantagallo 9:** En este punto se recoge la producción de gas asociado de todos los pozos en el sector Cantagallo, y gas anular del sector Isla 1. El Scrubber se encuentra ubicado en la Estación Auxiliar.

Figura 52. Scrubber de la Estación Auxiliar.



En la tabla 17 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Cantagallo 9.

Tabla 17. Condiciones de flujo del punto Cantagallo 9.

Características	Cantagallo 9
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 6638
Diámetro de Tubería (in)	10
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	48
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.9)

3.1.2. Para el sector Isla 4

a) Isla 4-1: En este punto se recoge la producción de gas de diecinueve pozos (YR-04, YR-05, YR-13, YR-18, YR-46, YR-47, YR-61, YR-72, YR-75, YR-86, YR-90, YR-91, YR-103, YR-105, YR-106, YR-107, YR-141, YR-519, YR-538), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 4 del campo.

Figura 53. Colector de gas del punto Isla 4-1.



En la tabla 18 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Isla 4-1.

Tabla 18. Condiciones de flujo del punto Isla 4-1

Características	ISLA 4-1
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 696
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	60
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.10)

b) Isla 4-2. En este punto se recoge la producción de gas de seis pozos (YR-133, YR-134, YR-135, YR-142, YR-141, YR-538), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 4 del campo.

Figura 54. Colector de gas del punto Isla 4-2.



En la tabla 19 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Isla 4-2.

Tabla 19. Condiciones de flujo del punto Isla 4-2

Características	ISLA 4-2
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 485
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	55
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.11)

3.1.3. Para el Sector de Puerto Wilches

a) **Wilches 1.** En este punto se recoge la producción de gas de doce pozos (YR-28, YR-29, YR-42, YR-64, YR-67, YR-69, YR-73, YR-77, YR-85, YR-110, YR-112, YR-80), los cuales se encuentran localizados en el sector Puerto Wilches del campo.

Figura 55. Colector de gas del punto Wilches 1.



En la tabla 20 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 1.

Tabla 20. Condiciones de flujo del punto Wilches 1

Características	Wilches 1
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 627
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	50
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.12)

b) Wilches 2. En este punto se recoge la producción de gas de siete pozos (YR-16, YR-55, YR-63, YR-65, YR-68, YR-71, YR-76), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 5 del campo.

Figura 56. Colector de gas del punto Wilches 2.



En la tabla 21 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 2.

Tabla 21. Condiciones de flujo del punto Wilches 2

Características	Wilches 2
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 313
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	50
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.13)

c) Wilches 3: En este punto se recoge la producción de gas de dos pozos (YR-130, YR-131), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 5 del campo.

Figura 57. Colector de gas del punto Wilches 3.



En la tabla 22 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 3.

Tabla 22. Condiciones de flujo del punto Wilches 3

Características	Wilches 3
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 69
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	40
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.14)

d) Wilches 4. En este punto se recoge la producción de gas de dos pozos (YR-137, YR-138), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 7A del campo.

Figura 58. Colector de gas del punto Wilches 4.



En la tabla 23 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 4.

Tabla 23. Condiciones de flujo del punto Wilches 4

Características	Wilches 4
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 514
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	50
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft3)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.15)

e) **Wilches 5:** En este punto se recoge la producción de gas de dos pozos (YR-87, YR-99), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 1A del campo.

Figura 59. Colector de gas del punto Wilches 5.



En la tabla 24 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 5.

Tabla 24. Condiciones de flujo del punto Wilches 5

Características	Wilches 5
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 142
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	40
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.16)

f) **Wilches 6:** En este punto se recoge la producción de gas de dos pozos (YR-38, YR-39), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 1A del campo.

Figura 60. Colector de gas del punto Wilches 6.



En la tabla 25 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 6.

Tabla 25. Condiciones de flujo del punto Wilches 6

Características	Wilches 6
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 80
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	40
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.17)

g) Wilches 7. En este punto se recoge la producción de gas de cinco pozos (YR-136, YR-139, YR-140, YR-132, YR-146), los cuales se encuentran localizados en el sector cluster 12 del campo.

Figura 61. Colector de gas del punto Wilches 7.



En la tabla 26 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 7.

Tabla 26. Condiciones de flujo del punto Wilches 7

Características	Wilches 7
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 289
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	50
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.18)

h) Wilches 8. En este punto se recoge la producción de gas de dos pozos (YR-49, YR-62), los cuales se encuentran localizados en el sector Isla 8 del campo.

Figura 62. Colector de gas del punto Wilches 8.



En la tabla 27 se resumen los parámetros relacionados con condiciones de flujo y propiedades del gas del punto Wilches 8.

Tabla 27. Condiciones de flujo del punto Wilches 8

Características	Wilches 8
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 189
Diámetro de Tubería (in)	3
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	40
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.19)

3.2. PUNTOS DE MEDICIÓN DE GAS A COMERCIALIZADORA

3.2.1. Punto Puerto Wilches. En este punto se le entrega a la comercializadora un caudal de gas, con las características que son presentadas en la tabla 28.

Tabla 28. Condiciones de flujo del punto Puerto Wilches

Características	Puerto Wilches
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 70
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	110
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.20)

3.2.2. Punto Km 8. En este punto se le entrega a la comercializadora un caudal de gas, con las características que son presentadas en la tabla 29.

Tabla 29. Condiciones de flujo del punto Km 8.

Características	Km 8
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 4
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	550
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.21)

Nota: Para la implementación de este medidor, es necesario la reducción de la línea a ½”, puesto que el caudal que se maneja es muy bajo.

3.2.3. Punto Puente Sogamoso. En este punto se le entrega a la comercializadora un caudal de gas, con las características que son presentadas en la tabla 30.

Tabla 30. Condiciones de flujo del punto Puente Sogamoso

Características	Puente Sogamoso
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 22
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	350
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.22)

Nota: Para la implementación de este medidor, es necesario la reducción de la línea a 1”, puesto que el caudal que se maneja es muy bajo.

3.2.4. Punto Cantagallo y San Pablo. En este punto se le entrega a la comercializadora un caudal de gas, con las características que son presentadas en la tabla 31.

Tabla 31. Condiciones de flujo del punto Cantagallo y San Pablo

Características	CGO y SP
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 75
Diámetro de Tubería (in)	4
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	50
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.23)

3.2.5. Punto Brisas. En este punto se le entrega a la comercializadora un caudal de gas, con las características que son presentadas en la tabla 32.

Tabla 32. Condiciones de flujo del punto Brisas

Características	Brisas
Caudal de Gas (KPCD)	≈ 1
Diámetro de Tubería (in)	2
Schedule	40
Presión de Operación (psi)	20
Temperatura de Operación (°F)	105
Gravedad específica del Gas	0,56-0,65
Densidad del Gas (lb/ft ³)	0,044 - 0,049
Factor de Compresibilidad	0,997 - 0,998
Dirección de Flujo	Unidireccional

Ficha técnica del medidor. (Ver anexo A.24)

Nota: Para la implementación de este medidor, es necesario la reducción de la línea a ½", puesto que el caudal que se maneja es muy bajo.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como parte final de este trabajo, se presenta el estudio económico para la implementación de los sistemas de medición de gas en el campo Yarigui-Cantagallo.

Teniendo en cuenta la medición de caudal de gas actual en el campo, se realizó la evaluación económica en base a los cinco puntos de gas de entrega a la comercializadora, en donde la sumatoria de dichos puntos, dan un valor aproximadamente de 172 KPCD.

La evaluación económica fue realizada, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- 1 KPC \approx 1,010 MMBTU
- Precio de venta de gas \approx 1,864 US\$ / MMBTU
- TRM \approx \$ 2150

A continuación se da a conocer el caso base (actual), y el caso futuro (con los medidores instalados), para un periodo de dos años.

4.1. CASO BASE

En la tabla 33 se da a conocer una estimación aproximada de las ventas de gas, teniendo una venta promedio año de 172 KPCD.

Tabla 33. Venta total del caso base

AÑO	VENTA PROMEDIO (KPCD)	VENTA PROMEDIO (MMBTU)	PRECIO VENTA (U\$/MMBTU)	TRM	VENTA TOTAL AÑO (PESOS)
1	172	173,8	1,864	\$ 2.150,00	\$ 250.694.135,57
2	172	173,8	1,864	\$ 2.150,00	\$ 250.694.135,57

Por ende, se puede evidenciar, que los ingresos por este caudal de gas (172 KPCD) en un periodo de dos años, se puede estar recibiendo aproximadamente la suma de \$501.388.271,14

4.2. CASO FUTURO

La evaluación económica en el caso futuro se realizó teniendo en cuenta las inversiones, gastos e ingresos para este periodo de tiempo.

4.2.1. Inversiones.

Las inversiones para el proyecto están comprendidas por la compra de equipos, adecuación mecánica de los mismos, y demás parámetros necesarios para la puesta en marcha de los medidores, los cuales se detallan en la tabla 34.

Tabla 34. Costos de la inversión

ITEM	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO (PESOS)	CANTIDAD	COSTOL TOTAL (PESOS)
1	Medidor de Gas	\$ 7.000.000,00	24	\$ 168.000.000,00
2	Adecuacion Mecanica	\$ 3.000.000,00	24	\$ 72.000.000,00
3	Montaje de Instrumentos	\$ 600.000,00	24	\$ 14.400.000,00
4	Servicio de Confiabilidad y Arranque	\$ 1.000.000,00	24	\$ 24.000.000,00
5	Obra Electrica	\$ 2.500.000,00	24	\$ 60.000.000,00

El costo total de la inversión en pesos sería de \$338.400.000,00.

4.2.2. Gastos.

Los gastos están asociados a la operación y mantenimiento de los medidores de gas instalados en el campo.

Se estima que los medidores requieren de un mantenimiento cada dos meses, en donde por cada medidor se estaría gastando aproximadamente \$100.000 pesos.

Por tal motivo el total de gastos que se tendrían en un año sería de \$14.400.000,00 pesos.

Tabla 35. Costos por mantenimiento de los medidores de gas.

MES	COSTO MTTD (PESOS)	CANTIDAD	COSTO TOTAL (PESOS)
1	\$ -	0	\$ -
2	\$ 100.000,00	24	\$ 2.400.000,00
3	\$ -	0	\$ -
4	\$ 100.000,00	24	\$ 2.400.000,00
5	\$ -	0	\$ -
6	\$ 100.000,00	24	\$ 2.400.000,00
7	\$ -	0	\$ -
8	\$ 100.000,00	24	\$ 2.400.000,00
9	\$ -	0	\$ -
10	\$ 100.000,00	24	\$ 2.400.000,00
11	\$ -	0	\$ -
12	\$ 100.000,00	24	\$ 2.400.000,00

4.2.3. Ingresos.

Los ingresos del proyecto están asociados con la optimización en la medición de cada uno de los puntos de entrega hacia la comercializadora. Para la realización de este análisis, se tuvo en cuenta una optimización en la medición de un 30% del valor actual medido, y un incremento del 5% anual en las ventas de gas.

Dichos valores corresponden a una estimación, debido a que el valor actual medido se ha mantenido aproximadamente la misma cantidad hace 10 años, y esto hace que no se haya tenido en cuenta un incremento por crecimiento demográfico y un incremento por el desarrollo de nuevos proyectos de gas veredal domiciliario.

Tabla 36. Ingresos por venta de gas optimizada.

AÑO	VENTA PROMEDIO (KPCD)	VENTA PROMEDIO (MMBTU)	PRECIO VENTA (U\$/MMBTU)	TRM	VENTA TOTAL AÑO (PESOS)
1	223,6	225,89	1,864	\$ 2.150,00	\$ 325.902.376,24
2	234,8	237,19	1,864	\$ 2.150,00	\$ 342.197.495,05

En el caso futuro, los ingresos que se tendrían al mejorar la medición de gas en el campo, sería de aproximadamente \$668.099.871,29 pesos.

4.3. RESULTADOS

La evaluación económica se realizó a dos años, teniendo en cuenta el total de la inversión, el total de gastos en este tiempo, y los ingresos generados a partir de la medición optimizada.

Tabla 36. Resultados de la evaluación económica

AÑO	EGRESOS	INGRESOS	FLUJO DE CAJA	VPN
0	\$ 338.400.000,00		-\$ 338.400.000,00	-\$338.400.000,00
1	\$ 14.400.000,00	\$ 325.902.376,24	\$ 311.502.376,24	\$280.380.176,63
2	\$ 14.400.000,00	\$ 342.197.495,05	\$ 327.797.495,05	\$265.569.082,15

- **VPN @ 11,1%:** \$ 207.549.258,78
- **TIR:** 55%
- **R B/C:** 1,8
- **Payback (Meses):** 13

El resultado de la evaluación económica para el proyecto muestra un VPN positivo de \$ 207.549.258,78 pesos, y una TIR del 55%, lo cual evidencia la viabilidad de realizar el proyecto, teniendo una recuperación en la inversión a los 13 meses aproximadamente.

Por tal motivo, existe una viabilidad técnica y económica para la implementación de los 24 medidores de gas (19 medidores para gas de anulares, y 5 medidores para gas de entrega a comercializadora), en donde las facilidades del campo permiten adecuadamente su instalación, y de esta manera poder tener un mayor control y monitoreo de todo el gas que es producido en el campo Yarigui-Cantagallo.

5. CONCLUSIONES

- Para el Campo Cantagallo, técnicamente es viable la implementación del sistema de medición de gas, platina de orificio entre bridas, puesto que es uno de los sistemas más económicos y de fácil mantenimiento, el cual tiene un amplio uso y gran aceptación a nivel industrial.
- La evaluación económica para el proyecto es positiva, un VPN de \$207.549.258,78, y una TIR del 55%, lo cual afirma que el proyecto tiene viabilidad económica para su realización, dando un tiempo de recuperación en la inversión de trece meses.
- De acuerdo al estudio técnico que se realizó a cada uno de los medidores, los sistemas de medición que más se ajustan a las condiciones actuales del campo Cantagallo para la medición del gas de anulares, son los medidores platina de orificio entre bridas y vortex.
- Las platinas de orificio, cuentan con una gran ventaja frente a los demás sistemas de medición, y esto se debe a su versatilidad, ya que por tener un bajo costo, permite ser cambiado cuando los caudales de gas excedan su capacidad sin ser altamente costoso.
- La optimización en la medición de caudal de gas, proporciona una confiabilidad volumétrica para el campo, puesto que ayuda a monitorear el comportamiento de los pozos y previene futuras caídas de producción.

6. RECOMENDACIONES

- Se debería instalar sobre los medidores de gas una protección externa, que permita asegurar las transacciones de gas, y de esta forma mitigar las fuentes de error que se podrían presentar en caso de alguna manipulación por personas ajenas a la operación.
- En caso de presentarse algún bache de líquido, y éste pase por algún medidor de platina de orificio, se recomienda realizarle un mantenimiento lo más pronto posible, para evitar mediciones erróneas futuras.
- En caso de poner en funcionamiento nuevos pozos productores, es importante revisar el caudal de gas que estos tengan, puesto que se tendría que realizar algún cambio en la platina de orificio, si es de requerirse.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No 3. Orifice Metering of Natural gas and other related hydrocarbons fluids. Part 2. Specification and Installation Requirements. Third edition, February, 2000.

AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No 3. Orifice Metering of Natural gas and other related hydrocarbons fluids. Part 2. Specification and Installation Requirements. Third edition, February, 1992.

AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No 9, Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters, June 1998.

AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No. 7, Measurement of Gas by Turbine Meters, 2006.

AMERICAN GAS ASSOCIATION REPORT No. 11, Measurement of Natural Gas by Coriolis Meters.1996.

DANIEL. Gas Measurement Products Catalog.

GUILLERMO MOTA GINEZ. Metodología para la selección de medidores de flujo. Tesis de grado. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 2012.

GUZMAN V, Ángela Susana. Análisis de los Sistemas, Métodos y Equipos para Medición y Fiscalización de Gas. Bucaramanga, 2011. Presentada a la Universidad Industrial de Santander. Proyecto de Grado para optar el Título de Especialista en Gas.

KAWAWITA, KAZUTO. Jornada Internacional de Medición de Fluidos, Bucaramanga, 2002.

LIZCANO R, Elizabeth. MATEUS P, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo colorado. Bucaramanga 2013. Presentada a la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENTS STANDARDS. Chapter 14- Natural gas fluids measurement first edition July 2007.

MANUAL DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES. Capítulo 14. Medición de gas natural - Ecopetrol S.A

NORMA API, MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARDS. Capítulo 14. Medición de Gas Natural. Bogotá: 2006. 8 – 18 p

REGLAMENTO TÉCNICO Y METEOROLÓGICO PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS NATURAL CON MEDIDOR ULTRASÓNICO. Revisión 3, Septiembre de 2008.

ANEXOS

Anexo A: Fichas Técnicas de los Medidores de Gas

A.1

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No.:				
P. O. No.:				
Calc. Date:				
Model No.:	3051SFC1PS030N040T31JA1A5Q4E5M5			
Tag No.:	Cantagallo 1			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:				
Nominal Beta:	0,40	Tap Type:		
Plate Type:	Orifice Plate	Tap Location:		
Plate Material:	316 SST	Line Size:	3 in (80 mm)	
Meter Schedule:				
Process Connection:				
Pipe Schedule:	40			
Pipe Material:	Carbon Steel			
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	52,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9928	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,1934 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	49000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	50000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,227 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	79127	
		Gas Expansion Factor:	0,9989	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Normal Flow:	7,296 inH2O@68F	at Normal Flow:	5,99 inH2O@68F	
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	7,599 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:		
Beta:	0,3999			
Discharge Coefficient:	0,6073			
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,008			
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,227 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	5816,52 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp.:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 5816,517345 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.2

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	3051SFC1PS030N050T32JA1A5Q4E5M5		
Tag No:	Cantagallo 2		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:			Tap Type:
Nominal Beta:	0,50		Tap Location:
Plate Type:	Orifice Plate		Line Size:
Plate Material:	316 SST		Pipe Schedule:
Meter Schedule:			Pipe Material:
Process Connection:			
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	60,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9919	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,2167 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	258000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	260000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	1,534 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	467006
		Gas Expansion Factor:	0,9872
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	92,635 inH2O@68F	at Normal Flow:	67,66 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	94,118 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,5000		
Discharge Coefficient:	0,6034		
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,000		
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,535 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	8737,42 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	60,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 8737,42039 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.3

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	3051SFC1PS030N065T32JA1A5Q4E5M5			
Tag No:	Cantagallo 3			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:			Tap Type:	
Nominal Beta:	0,65			
Plate Type:	Orifice Plate	Tap Location:		
Plate Material:	316 SST	Line Size:	3 in (80 mm)	
Meter Schedule:			Pipe Schedule:	40
Process Connection:			Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	45,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9935	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,1729 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	721000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	722000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,994 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	1041311	
		Gas Expansion Factor:	0,9637	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Normal Flow:	180,906 inH2O@68F	at Normal Flow:	100,65 inH2O@68F	
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	181,450 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:		
Beta:	0,6499			
Discharge Coefficient:	0,6117			
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,013			
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,995 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	18006,35 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	50,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 18006,354264 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.4

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	3051SFC1PS060N050T32JA1A5Q4E5M5		
Tag No:	Cantagallo 4		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:			Tap Type:
Nominal Beta:	0,50	Tap Location:	
Plate Type:	Orifice Plate	Line Size:	6 in (150 mm)
Plate Material:	316 SST	Pipe Schedule:	40
Meter Schedule:			Pipe Material:
Process Connection:			
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	6,065 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	65,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9914	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,2314 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	801000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	802000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	3,033 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	782950
		Gas Expansion Factor:	0,9920
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	61,824 inH2O@68F	at Normal Flow:	
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	
URV (DP at Full Scale):	61,981 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,5001		
Discharge Coefficient:	0,6031		
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,000		
Pipe ID (thermally corrected)	6,067 inch	Bore Size (thermally corrected)	3,034 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	32805,40 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	70,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 32805,404615 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.5

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	3051SFC1PS060N040T31JA1A5Q4E5M5		
Tag No:	Cantagallo 5		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:		Tap Type:	
Nominal Beta:	0,40	Tap Location:	
Plate Type:	Orifice Plate	Line Size:	6 in (150 mm)
Plate Material:	316 SST	Pipe Schedule:	40
Meter Schedule:		Pipe Material:	Carbon Steel
Process Connection:			
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	6,065 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	55,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9925	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,2021 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	134000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	135000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	2,426 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	114421
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Gas Expansion Factor:	0,9995
DP at Normal Flow:	3,776 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Normal Flow:	3,10 inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	3,833 inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
Beta:	0,4000	Velocity at Max Flow:	
Discharge Coefficient:	0,6034		
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,003		
Pipe ID (thermally corrected)	6,067 inch	Bore Size (thermally corrected)	2,427 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	21972,60 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 21972,602023 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.6

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	3051SFC1PS030N040T32JA1A5Q4E5M5			
Tag No:	Cantagallo 6			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:			Tap Type:	
Nominal Beta:	0,40			
Plate Type:	Orifice Plate	Tap Location:		
Plate Material:	316 SST	Line Size:	3 in (80 mm)	
Meter Schedule:			Pipe Schedule:	40
Process Connection:			Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	56,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9924	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,2050 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	309000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	310000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,227 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	152406	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Gas Expansion Factor:	0,9964	
DP at Normal Flow:	25,721 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Normal Flow:	21,12 inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	26,308 inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
Beta:	0,3999	Velocity at Max Flow:		
Discharge Coefficient:	0,6066			
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,008			
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,227 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	5646,42 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	60,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 5646,416017 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.7

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	3051SFC1PS030N050T32JA1A5Q4E5M5			
Tag No:	Cantagallo 7			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:		Tap Type:		
Nominal Beta:	0,50	Tap Location:		
Plate Type:	Orifice Plate	Line Size:	3 in (80 mm)	
Plate Material:	316 SST	Pipe Schedule:	40	
Meter Schedule:		Pipe Material:	Carbon Steel	
Process Connection:				
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	60,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9919	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,2167 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	137000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	138000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,534 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	467006	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Gas Expansion Factor:	0,9872	
DP at Normal Flow:	92,635 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Normal Flow:	67,66 inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	94,118 inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
Beta:	0,5000	Velocity at Max Flow:		
Discharge Coefficient:	0,6034			
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,000			
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,535 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	8737,42 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	60,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 8737,42039 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.8

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	3051SFC1PS030N040T31JA1A5Q4E5M5			
Tag No:	Cantagallo 8			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:			Tap Type:	
Nominal Beta:	0,40			
Plate Type:	Orifice Plate	Tap Location:		
Plate Material:	316 SST	Line Size:	3 in (80 mm)	
Meter Schedule:			Pipe Schedule:	40
Process Connection:			Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	52,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9928	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,1934 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	400000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	401000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,227 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	79127	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Gas Expansion Factor:	0,9989	
DP at Normal Flow:	7,296 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Normal Flow:	5,99 inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	7,599 inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
Beta:	0,3999	Velocity at Max Flow:		
Discharge Coefficient:	0,6073			
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,008			
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,227 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	5816,52 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 5816,517345 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.9

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	3051SFC1PS060N065T32JA1A5Q4E5M5		
Tag No:	Cantagallo 9		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:			Tap Type:
Nominal Beta:	0,65	Tap Location:	
Plate Type:	Orifice Plate	Line Size:	10 in
Plate Material:	316 SST	Pipe Schedule:	40
Meter Schedule:			Pipe Material:
Process Connection:			
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	6,065 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	48,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9932	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1817 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	6638000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	6639000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	3,942 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	2369414
		Gas Expansion Factor:	0,9540
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	239,681 inH2O@68F	at Normal Flow:	134,55 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	241,928 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,6500		
Discharge Coefficient:	0,6028		
Pipe Sch Adjustment Factor:	0,999		
Pipe ID (thermally corrected)	6,067 inch	Bore Size (thermally corrected)	3,944 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	67037,30 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	50,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 67037,302875 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.10

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	3051SFC1PS030N065T32JA1A5Q4E5M5			
Tag No:	ISLA 4-1			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:			Tap Type:	
Nominal Beta:	0,65			
Plate Type:	Orifice Plate	Tap Location:		
Plate Material:	316 SST	Line Size:	4 in	
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40	
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel	
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	45,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9935	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,1729 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	696000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	697000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,994 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	1041311	
		Gas Expansion Factor:	0,9637	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Normal Flow:	180,906 inH2O@68F	at Normal Flow:	100,65 inH2O@68F	
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	181,450 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:		
Beta:	0,6499			
Discharge Coefficient:	0,6117			
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,013			
Pipe ID (thermally corrected)		3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	
		1,995 inch		
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	18006,35 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	
Design Pressure/Temperature:	50,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F	
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F	
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 18006,354264 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.11

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	3051SFC1PS030N040T31JA1A5Q4E5M5		
Tag No:	ISLA 4-2		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:			Tap Type:
Nominal Beta:	0,40		Tap Location:
Plate Type:	Orifice Plate		Line Size:
Plate Material:	316 SST		Pipe Schedule:
Meter Schedule:			Pipe Material:
Process Connection:			
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	52,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9928	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1934 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	485000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	486000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	1,227 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	79127
		Gas Expansion Factor:	0,9989
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	7,296 inH2O@68F	at Normal Flow:	5,99 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	7,599 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,3999		
Discharge Coefficient:	0,6073		
Pipe Sch Adjustment Factor:	1,008		
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,227 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	5816,52 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	1420,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 5816,517345 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.12

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC040A3SA02125BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN040A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 1		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	4 inches (DN100)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	4,026 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9930	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1875 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	627000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	628000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	2,125 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	613417
		Gas Expansion Factor:	0,9862
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	84,844 inH2O@68F	at Normal Flow:	59,85 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	86,837 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,5278		
Discharge Coefficient:	0,6045		
		Plate Thickness:	0,125 Inch
Pipe ID (thermally corrected)	4,027 inch	Bore Size (thermally corrected)	2,126 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	18170,61 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	115,000 F	Max. Allow. Temp.:
			0,100 inH2O@68F
			1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 18170,609675 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.13

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC030A3SA01500BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN030A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 2		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	3 inches (DN80)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9930	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1875 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	313000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	320000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	1,500 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	490180
		Gas Expansion Factor:	0,9790
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	131,979 inH2O@68F	at Normal Flow:	98,16 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	137,948 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,4889		
Discharge Coefficient:	0,6033		
		Plate Thickness:	0,125 Inch
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,501 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	8954,27 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	115,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 8954,265369 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.14

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC030A3SA01500BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN030A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 3		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	3 inches (DN80)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9930	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1875 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	69000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	70000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	1,500 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	490180
		Gas Expansion Factor:	0,9790
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	131,979 inH2O@68F	at Normal Flow:	98,16 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	137,948 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,4889		
Discharge Coefficient:	0,6033		
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Plate Thickness:	0,125 Inch
		Bore Size (thermally corrected)	1,501 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	8954,27 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	115,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 8954,265369 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.15

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC040A3SA02125BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN040A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 4		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	4 inches (DN100)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	4,026 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9930	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1875 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	514000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	520000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	2,125 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	613417
		Gas Expansion Factor:	0,9862
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	84,844 inH2O@68F	at Normal Flow:	59,85 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	86,837 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,5278		
Discharge Coefficient:	0,6045		
Pipe ID (thermally corrected)	4,027 inch	Plate Thickness:	0,125 Inch
		Bore Size (thermally corrected)	2,126 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	18170,61 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	115,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 18170,609675 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.16

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	1495PC030A3SA01000BCFFQC1Q8			
Flange Model No:	1496WN030A3CFFQ8			
Tag No:	Wilches 5			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping	
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream	
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	3 inches (DN80)	
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40	
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel	
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Amarillo*1			
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	40,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	110,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9941	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,1584 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	ACFD	←*See Warnings		
Normal:	142000,00 ACFD			
Maximum:	ACFD	←*See Warnings		
Full Scale:	150000,00 ACFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	1,000 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	187805	
		Gas Expansion Factor:	0,9776	
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Normal Flow:	123,809 inH2O@68F	at Normal Flow:	108,93 inH2O@68F	
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	138,152 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:		
Beta:	0,3259			
Discharge Coefficient:	0,5992			
		Plate Thickness:	0,125 Inch	
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,000 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	4197,07 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	45,000 psig	115,000 F	Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS				
* Flowrate is below recommended minimum value of 4197,065531 ACFD.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.17

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC030A3SA00750BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN030A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 6		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	3 inches (DN80)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	40,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9941	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1584 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	80000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	85000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	0,750 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	105805
		Gas Expansion Factor:	0,9773
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	125,692 inH2O@68F	at Normal Flow:	117,01 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	141,894 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,2445		
Discharge Coefficient:	0,5981		
		Plate Thickness:	0,125 Inch
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	0,750 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	3780,53 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP: 0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	45,000 psig	115,000 F	Max. Allow. Temp.: 1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 3780,527727 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.18

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC030A3SA01500BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN030A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 7		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	3 inches (DN80)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9930	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1875 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	289000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	292000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	1,500 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	490180
		Gas Expansion Factor:	0,9790
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	131,979 inH2O@68F	at Normal Flow:	98,16 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	137,948 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,4889		
Discharge Coefficient:	0,6033		
		Plate Thickness:	0,125 Inch
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Bore Size (thermally corrected)	1,501 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	8954,27 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	115,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 8954,265369 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.19

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC030A3SA01500BCFFQC1Q8		
Flange Model No:	1496WN030A3CFFQ8		
Tag No:	Wilches 8		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	3 inches (DN80)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Amarillo*1		
Pipe I.D.:	3,068 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	110,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0465 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9930	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,1875 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	ACFD	←*See Warnings	
Normal:	182000,00 ACFD		
Maximum:	ACFD	←*See Warnings	
Full Scale:	185000,00 ACFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	1,500 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	490180
		Gas Expansion Factor:	0,9790
DP at Min Flow:	inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	131,979 inH2O@68F	at Normal Flow:	98,16 inH2O@68F
DP at Max Flow:	inH2O@68F	at Max Flow:	inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	137,948 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	
Beta:	0,4889		
Discharge Coefficient:	0,6033		
Pipe ID (thermally corrected)	3,069 inch	Plate Thickness:	0,125 Inch
		Bore Size (thermally corrected)	1,501 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	8954,27 ACFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	731,0 psig	115,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	55,000 psig	115,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS			
* Flowrate is below recommended minimum value of 8954,265369 ACFD.			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.20

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	1495PC040A3SA00500BC		
Flange Model No:	1496WN040A3CFFQ8		
Tag No:	PUERTO WILCHES		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	4 inches (DN100)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Typical Natural Gas (Gulf Coast)		
Pipe I.D.:	4,026 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	110,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	90,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0444 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9852	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,3604 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	30000,00 SCFD		
Normal:	70000,00 SCFD		
Maximum:	75000,00 SCFD		
Full Scale:	80000,00 SCFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	0,500 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	19767
DP at Min Flow:	2,966 inH2O@68F	Gas Expansion Factor:	0,9987
DP at Normal Flow:	16,148 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Max Flow:	18,537 inH2O@68F	at Normal Flow:	15,85 inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	21,091 inH2O@68F	at Max Flow:	18,20 inH2O@68F
Beta:	0,1242	Velocity at Max Flow:	1,21 ft/sec
Discharge Coefficient:	0,5982		
		Plate Thickness:	0,125 Inch
Pipe ID (thermally corrected)	4,027 inch	Bore Size (thermally corrected)	0,500 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	17706,39 SCFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	5000,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	734,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	120,000 psig	110,000 F	0,100 inH2O@68F
		Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.21

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	2051CFPDS005W3S0109D31AA1RTQ4E5M5T1		
Tag No:	Km 8		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:			Tap Type:
Plate Type:			Tap Location:
Plate Material:	316 SST	Line Size:	1/2-in (15 mm)
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	
Process Connection:	Pipe Ends: Flanged, WN, ANSI Class 300, weld-neck		Pipe Material:
			316 SST
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Typical Natural Gas (Gulf Coast)		
Pipe I.D.:	0,664 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	550,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	90,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0444 lb/ft ³
Compressibility at Flow:	0,9350	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	1,7201 lb/ft ³		
Flow Rates:			
Minimum:	2000,00 SCFD		
Normal:	4000,00 SCFD		
Maximum:	4500,00 SCFD		
Full Scale:	5000,00 SCFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	0,109 inch	Bore Reynolds Number (Normal):	41718
		Pipe Reynolds Number (Normal):	6848
		Gas Expansion Factor:	0,9999
DP at Min Flow:	1,202 inH ₂ O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	4,809 inH ₂ O@68F	at Normal Flow:	4,66 inH ₂ O@68F
DP at Max Flow:	6,086 inH ₂ O@68F	at Max Flow:	5,89 inH ₂ O@68F
URV (DP at Full Scale):	7,514 inH ₂ O@68F	Velocity at Max Flow:	0,56 ft/sec
Beta:	0,1642		
Discharge Coefficient:	0,6025		
Pipe ID (thermally corrected)	0,664 inch	Bore Size (thermally corrected)	0,109 inch
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	588,02 SCFD	Min Recommended Bore Reynolds:	1500,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	710,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
Design Pressure/Temperature:	650,000 psig	110,000 F	0,100 inH ₂ O@68F
		Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS			

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.22

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	2051CFPDS010W3S0250D31AA1RTQ4E5M5T1			
Tag No:	PTE SOGAMOSO			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:		Tap Type:		
Plate Type:		Tap Location:		
Plate Material:	316 SST	Line Size:	1-in (25 mm)	
Meter Schedule:		Pipe Schedule:		
Process Connection:	Pipe Ends: Flanged, WN, ANSI Class 300, w eld-neck			
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Typical Natural Gas (Gulf Coast)			
Pipe I.D.:	1,097 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	350,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	90,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0444 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9574	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	1,0848 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	10000,00 SCFD			
Normal:	22000,00 SCFD			
Maximum:	25000,00 SCFD			
Full Scale:	30000,00 SCFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	0,250 inch	Bore Reynolds Number (Normal):	100039	
		Pipe Reynolds Number (Normal):	22798	
		Gas Expansion Factor:	0,9997	
DP at Min Flow:	1,731 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Normal Flow:	8,377 inH2O@68F	at Normal Flow:	7,87 inH2O@68F	
DP at Max Flow:	10,818 inH2O@68F	at Max Flow:	10,16 inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	15,577 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	1,80 ft/sec	
Beta:	0,2279			
Discharge Coefficient:	0,6005			
Pipe ID (thermally corrected)	1,097 inch	Bore Size (thermally corrected)	0,250 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	2439,91 SCFD	Min Recommended Bore Reynolds:	1500,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	710,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	450,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	450,000 F
WARNINGS				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.23

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET				
GENERAL DATA				
Customer:				
Project:				
S. O. No:				
P. O. No:				
Calc. Date:				
Model No:	1495PC040A3SA00625BCFF			
Flange Model No:	1496WN040A3CFFQ8			
Tag No:	CGO Y SAN PABLO			
PRODUCT DESCRIPTION				
Bore Type:	Concentric, Square Edged	Tap Type:	Flange tapping	
Plate Type:	Paddle, Concentric	Tap Location:	Upstream	
Plate Material:	316/316L Stainless Steel	Line Size:	4 inches (DN100)	
Meter Schedule:		Pipe Schedule:	40	
Process Connection:		Pipe Material:	Carbon Steel	
INPUT DATA				
Fluid Type:	Gas			
Fluid Name:	Typical Natural Gas (Gulf Coast)			
Pipe I.D.:	4,026 inch	Base Pressure:	14,696 psia	
Pressure at Flow:	50,000 psig	Base Temperature:	60,00 F	
Temperature at Flow:	90,00 F			
Absolute Viscosity:	0,01027 cP			
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0444 lb/ft3	
Compressibility at Flow:	0,9923	Atmospheric Pressure:	14,696 psia	
Density at Flow:	0,1857 lb/ft3			
Flow Rates:				
Minimum:	50000,00 SCFD			
Normal:	75000,00 SCFD			
Maximum:	80000,00 SCFD			
Full Scale:	85000,00 SCFD			
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)				
Orifice Bore Size:	0,625 inch	Pipe Reynolds Number (Normal):	21179	
DP at Min Flow:	6,526 inH2O@68F	Gas Expansion Factor:	0,9974	
DP at Normal Flow:	14,759 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss		
DP at Max Flow:	16,810 inH2O@68F	at Normal Flow:	14,34 inH2O@68F	
URV (DP at Full Scale):	18,997 inH2O@68F	at Max Flow:	16,33 inH2O@68F	
Beta:	0,1552	Velocity at Max Flow:	2,50 ft/sec	
Discharge Coefficient:	0,5985			
Pipe ID (thermally corrected)	4,027 inch	Plate Thickness:	0,125 Inch	
		Bore Size (thermally corrected)	0,625 inch	
GUIDELINES				
Primary Element Min Limit of Use	14165,15 SCFD	Min Recommended Pipe Reynolds:	4000,0	
Max. Allow. Pressure @ Temp:	734,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:	0,100 inH2O@68F
Design Pressure/Temperature:	60,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:	1000,000 F
WARNINGS				

Fuente: Ecopetrol S.A.

A.24

COMPACT ORIFICE FLOWMETER CALCULATION DATA SHEET			
GENERAL DATA			
Customer:			
Project:			
S. O. No:			
P. O. No:			
Calc. Date:			
Model No:	2051CFPDS005W1S0109D31AA1RTQ4E5M5T1		
Tag No:	BRISAS		
PRODUCT DESCRIPTION			
Bore Type:			Tap Type:
Plate Type:			Tap Location:
Plate Material:	316 SST	Line Size:	1/2-in (15 mm)
Meter Schedule:			Pipe Schedule:
Process Connection:	Pipe Ends: Flanged, WN, ANSI Class 150, w weld-neck		Pipe Material:
			316 SST
INPUT DATA			
Fluid Type:	Gas		
Fluid Name:	Typical Natural Gas (Gulf Coast)		
Pipe I.D.:	0,664 inch	Base Pressure:	14,696 psia
Pressure at Flow:	20,000 psig	Base Temperature:	60,00 F
Temperature at Flow:	90,00 F		
Absolute Viscosity:	0,01027 cP		
Isentropic Exponent:	1,300	Base Density:	0,0444 lb/ft3
Compressibility at Flow:	0,9959	Atmospheric Pressure:	14,696 psia
Density at Flow:	0,0992 lb/ft3		
Flow Rates:			
Minimum:	500,00 SCFD		
Normal:	1000,00 SCFD		
Maximum:	1200,00 SCFD		
Full Scale:	1500,00 SCFD		
CALCULATED DATA (Calculation Performed at Normal Conditions.)			
Orifice Bore Size:	0,109 inch	Bore Reynolds Number (Normal):	10429
		Pipe Reynolds Number (Normal):	1712
		Gas Expansion Factor:	0,9983
DP at Min Flow:	1,276 inH2O@68F	Permanent Pressure Loss	
DP at Normal Flow:	5,104 inH2O@68F	at Normal Flow:	4,94 inH2O@68F
DP at Max Flow:	7,349 inH2O@68F	at Max Flow:	7,11 inH2O@68F
URV (DP at Full Scale):	11,483 inH2O@68F	Velocity at Max Flow:	2,58 ft/sec
Beta:	0,1642		
Discharge Coefficient:	0,6097		
Pipe ID (thermally corrected)		0,664 inch	Bore Size (thermally corrected)
		0,109 inch	
GUIDELINES			
Primary Element Min Limit of Use	145,61 SCFD	Min Recommended Bore Reynolds:	1500,0
Max. Allow. Pressure @ Temp:	271,0 psig	110,00 F	Recommended Min DP:
		0,100 inH2O@68F	
Design Pressure/Temperature:	30,000 psig	110,000 F	Max. Allow. Temp.:
		450,000 F	
WARNINGS			

Fuente: Ecopetrol S.A.