

ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE
MEDICIÓN DE GAS NATURAL EN LA ETR DE CAMPO MORICHE

OSCAR JAVIER COCUNUBO CASTELLANOS

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

2016

ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE
MEDICIÓN DE GAS NATURAL EN LA ETR DE CAMPO MORICHE

OSCAR JAVIER COCUNUBO CASTELLANOS

Monografía como requisito para optar al título de
Especialista en Ingeniería de Gas

Director

Ms.C. EMILIANO ARIZA LEON

Ingeniero de petróleos

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

2016

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	15
1.1. ASPECTOS GENERALES DE LA MEDICIÓN	15
1.2. ASPECTOS LEGALES	16
1.3. CAMPO MORICHE	18
1.4. ESTACIÓN DE TRANSFERENCIA Y RECIBO (ETR) DE CAMPO MORICHE	19
1.4.1. Sistema de recolección y tratamiento de gases de anulares	20
1.4.2. Unidades de recuperación de vapores – VRU	21
2. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS	23
2.1. PLATINAS DE ORIFICIO	25
2.1.1. Principio básico	26
2.1.2. Partes del medidor de orificio	27
2.1.3. Características de desempeño de los medidores de orificio	28
2.1.4. Ventajas y desventajas de los medidores de orificio	28
2.2. MEDIDORES DE TURBINA	30
2.2.1. Descripción del medidor tipo turbina	30
2.2.2. Partes del medidor tipo turbina	31
2.2.3. Características de servicio del medidor de turbina	32
2.2.4. Ventajas y desventajas del medidor de turbina	33
2.3. MEDIDORES ULTRASÓNICOS.....	33
2.3.1. Descripción del medidor ultrasónico	33
2.3.2. Características de desempeño de los medidores ultrasónicos	35
2.3.3. Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos	36
2.4. MEDIDORES TIPO CORIOLIS	37

2.4.1. Descripción del medidor y principio de operación	37
2.4.2. Componentes del medidor de coriolis	40
2.4.3. Características de desempeño de los medidores de coriolis	40
2.4.4. Ventajas y desventajas del medidor coriolis	41
3. ANALISIS TÉCNICO Y PRESUPUESTAL PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MÁS ADECUADO PARA LA ETR DE CAMPO MORICHE	43
3.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN	43
3.2. MEDIDOR DE PLATINA DE ORIFICIO	46
3.2.1. Requerimientos de instalación física	46
3.2.1.1. Características de la tubería	46
3.2.1.2. Platina de orificio	46
3.2.1.3. Tomas de presión diferencial	50
3.2.1.4. Porta placa de orificio	52
3.2.1.5. Tubo medidor	54
3.2.1.6. Registrador	55
3.3. PARÁMETROS DE SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE LA PLATINA DE ORIFICIO	56
3.4. PRESUPUESTO	63
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXOS	69

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización de Campo Moriche	19
Figura 2. Diagrama de proceso ETR	20
Figura 3. Red de gas anulares Campo Moriche	21
Figura 4. Esquema de gas Moriche	22
Figura 5. Diagrama de proceso de la VRU	22
Figura 6. Principios básicos del diferencial de presión	26
Figura 7. Posición orificio de la placa	27
Figura 8. Medidor tipo turbina	30
Figura 9. Medidor ultrasónico	34
Figura 10. Principio de operación de un medidor tipo coriolis	38
Figura 11. Medición de efecto coriolis	39
Figura 12. Componentes de un medidor de coriolis	40
Figura 13. Dimensiones generales de la platina de orificio	47
Figura 14. Orificio concéntrico de borde cuadrado	48
Figura 15. Espesor de platina de orificio	49
Figura 16. Elección de las tomas de presión	50
Figura 17. Instalación de las tomas en la cámara anular	52
Figura 18. Bridas porta orificio	53
Figura 19. Porta placas de dos cámaras	53

Figura 20. Requerimientos de longitud para instalar platina de orificio	55
Figura 21. Corrida del software de platinas de orificio para las condiciones Actuales de operación	57
Figura 22. Placa de orificio y brida de caudal Rosemount	59
Figura 23. Componentes en la unión de las bridas	59
Figura 24. Línea de entrada y salida del compresor de la VRU de la ETR	60
Figura 25. Instalación de una válvula o regulador precediendo el tubo medidor .	61
Figura 26. Instalación medidor platina de orificio	62
Figura 27. Transmisión de presión coplanar 3051C y montaje del transmisor	63

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de servicio del medidor de platina de orificio	28
Tabla 2. Ventajas y desventajas de los medidores de platina de orificio	29
Tabla 3. Características de servicio del medidor de turbina	32
Tabla 4. Ventajas y desventajas del medidor de turbina	33
Tabla 5. Características de desempeño de los medidores ultrasónicos	36
Tabla 6. Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónico	37
Tabla 7. Características de desempeño de los medidores de coriolis	41
Tabla 8. Ventajas y desventajas del medidor coriolis	42
Tabla 9. Propiedades y condiciones de operación en la VRU	44
Tabla 10. Criterios para la selección del medidor de gas	45
Tabla 11. Presupuesto	64

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Caracterización del Gas Natural de la ETR Campo Moriche	69
---	----

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS NATURAL EN LA ETR DE CAMPO MORICHE.*

AUTOR: OSCAR JAVIER COCUNUBO CASTELLANOS**

PALABRAS CLAVE: CAMPO MORICHE, MEDICIÓN DE GAS, PLATINA DE ORIFICIO.

DESCRIPCIÓN:

La Estación de Transferencia y Recibo de Campo Moriche no cuenta con un sistema de medición de gas que facilite el balance y control del que se produce en el campo y del que se recibe para ser utilizado como combustible en la generación de vapor. Por tal motivo, surge la necesidad de realizar un estudio para la selección de un sistema de medición adecuado a las características fisicoquímicas del gas y condiciones y condiciones de las instalaciones y un análisis presupuestal que permita recomendar su implementación.

El planteamiento para la selección del sistema de medición se basó en la comparación de los principales medidores que actualmente se utilizan en la industria y que se encuentran disponibles en el mercado, esta comparación resalta algunas condiciones particulares en el principio de operación de los diferentes tipos de medidores, sus ventajas, desventajas y sus características técnicas para determinada aplicación. Una vez evaluados los sistemas de medición propuestos se realizó la selección del medidor tipo platina de orificio, el cual es el más apropiado para las condiciones de proceso. Con la selección de este sistema se definieron cada uno de los elementos que lo componen junto con el dimensionamiento y condiciones requeridas para su instalación, al igual que los criterios para el suministro por parte de los proveedores y el presupuesto requerido para la implementación de dicho sistema de medición en la estación.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Emiliano Ariza León, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF MEASURING SYSTEM ON NATURAL GAS IN THE ETR OF MORICHE FIELD.*

AUTHOR: OSCAR JAVIER COCUNUBO CASTELLANOS**

KEYWORDS: MORICHE FIELD, GAS MEASUREMENT, ORIFICE PLATE.

DESCRIPTION:

Transfer Station and Receipt of Moriche Field does not have a gas measuring system that facilitates the balance and control that is produced in the field and is received to be used as fuel for steam generation. For this reason, the need arises for a study for the selection of a suitable measuring system according to the physicochemical characteristics of the gas and conditions of the facilities and budget analysis to recommend this implementation.

Approach for selecting the measurement system is based on comparison of the main meter currently used in the industry and that are commercially available, this comparison highlights some particular conditions on the principle of operation of the different types of meters, its advantages, disadvantages and technical characteristics for a specific application. After examining the proposed measurement systems was selected the orifice plate meter type, which is the most appropriate process conditions was performed. With the selection of this system they are defined by each of the elements that compose it along with sizing and conditions required for installation, as well as the criteria for the supply by the suppliers and the budget required for the implementation of such a system measurement at the station.

* Graduation Project.

** Faculty of physics-chemicals Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Emiliano Ariza Leon, petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

Los medidores de flujo de fluidos son utilizados en muchas aplicaciones, donde conociendo el funcionamiento y principio de operación pueden ayudar a solucionar problemas. Los medidores de flujo se emplean en operaciones tan diversas como son el control de procesos, balances de materia y energía, distribución y transporte, emisión de contaminantes, metrología legal y transferencia de custodia de fluidos como el petróleo y sus derivados.

La Estación de Transferencia y Recibo (ETR) de Campo Moriche no tiene un sistema de medición de gas natural, por tanto se propone el presente estudio enfocado a diagnosticar las condiciones y definir las bases para la implementación de dicho sistema. A pesar de que no corresponde a una estación de transferencia de custodia para la venta del gas, se requiere cuantificar los volúmenes que se transportan internamente y que se usan como combustible en la generación de vapor y de esta manera establecer los balances de consumo para un óptimo funcionamiento de los equipos generadores y cumplir con la normatividad ambiental.

En el primer capítulo se relaciona los conceptos que describen la importancia en la medición de gas natural, siendo esta una variable relevante para el control de la producción y balances de materia y energía, aspecto regulado tanto por las entidades de protección ambiental como por los organismos de control energético, derivando de ello la necesidad de implementar el sistema de medición de gas natural; así mismo, se hace una descripción del campo y las condiciones actuales del proceso.

En el segundo capítulo se hace una descripción de los sistemas de medición más utilizados en la industria, pretendiendo con ello dar a conocer una idea más clara de las diversas opciones con las cuales se puede contar para la implementación del sistema de medición, se resaltan las ventajas y desventajas de cada y los parámetros de operación y desempeño para facilitar la elección adecuada de los medidores, procurando que se ajuste a las necesidades del campo.

Finalmente, el tercer capítulo contiene la descripción y criterios para la elección del medidor adecuado, resultando el medidor de platina de orificio como la opción viable para la implementación en la ETR de Campo Moriche. Se incluye la evaluación técnica y presupuestal de cada uno de los elementos que componen el sistema el dimensionamiento del patín de medición y demás aspectos relevantes para la adecuada instalación.

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 ASPECTOS GENERALES DE LA MEDICIÓN.

La medición de flujo es una de las variables fundamentales en la industria en general. Su importancia radica en que es imposible el balance de materiales, el control de calidad y aún la operación de procesos continuos.¹ La medición de gas y aceite en la Industria petrolera, tiene como objetivo principal el control de la producción.

Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.² En todo proceso de medición de fluidos producidos y en específico el gas, una medición confiable y exacta del flujo de un fluido, exige un conjunto de actividades de ingeniería que involucran, en primer lugar, un entendimiento profundo del proceso a ser medido, después la selección del instrumento de medición, su instalación, la operación, el mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados obtenidos.

Un sistema de medición de gas se debe considerar globalmente como un conjunto integrado por el medidor y los tramos de tubería recta aguas arriba y aguas abajo. Este conjunto puede incluir además acondicionadores de flujo, reguladores del perfil de velocidad, filtros, tomas de presión, entre otros. El objetivo principal de las estaciones de medición es llevar a cabo mediciones seguras y confiables de los volúmenes de gas, mediante el uso de equipos controlados y técnicas reconocidas, las cuales pueden asegurar un nivel aceptable de incertidumbre de la medición. Un sistema de medición por más tecnológicamente avanzado que sea, no será capaz de realizar mediciones exactas del fluido si no se satisfacen

¹ INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL, cursos libres. [En línea]. [fecha de consulta: 01 de abril de 2016]. Disponible en <<http://www.instrumentacionycontrol.net/cursos-libres/instrumentacion/curso-completo-instrumentacion-industrial/item/218-medicion-de-flujo-la-variable-mas-medida-de-la-industria.html>>

² GOMEZ, J.A., BECERRIL, F. y FLOREZ, L. Apuntes de manejo de la producción en superficie. México 1986. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Capítulo V. 76 p.

diversas condiciones relacionadas con factores que influyen directamente en procesos de medición, tales como la calibración del medidor, las características del fluido y de la instalación, los procedimientos de medición, los factores ambientales y los recursos humanos involucrados.³

1.2 ASPECTOS LEGALES.

Los gases de combustión constituyen una de las principales fuentes de contaminación atmosférica en la Industria del Petróleo y dentro éstas precisamente aparece la quema del gas natural. Este gas dentro del yacimiento está asociado al crudo y se produce en los campos petroleros y cuando su producción es baja o no se cuenta con los sistemas de procesamiento y uso, se tiene la práctica de quemarlo.

En Colombia existe regulación ambiental liderada por el Ministerio del Medio Ambiente. El párrafo 2º del artículo 52 de la Ley 99 de 1993, reglamentado por el Decreto 2141 de 2014, trata de la competencia del Ministerio del Medio Ambiente para el otorgamiento de las licencias ambientales, describe: “El Ministerio del Medio Ambiente otorgará una Licencia Ambiental Global para la explotación de campos petroleros y de gas, sin perjuicio de la potestad de la autoridad ambiental para adicionar o establecer condiciones ambientales específicas requeridas en cada caso, dentro del campo de producción autorizado”.

Por su parte el Decreto 948 de 1995 relacionado con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire, en el artículo 73 se refiere a los casos que requieren permiso de emisión atmosférica y en el literal g) consagra: “Quema de combustibles, en operación ordinaria, de campos de explotación de petróleo y gas”. El art. 97 ibídem establece que “todas las fuentes fijas existentes en el territorio nacional, que realicen emisiones contaminantes al aire o actividades capaces de generarlas, sometidas a control por los reglamentos,

³ ROJAS, E. y MATEUS, C.K. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Bucaramanga 2013. Trabajo de grado (Ingenierías de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

o que lo hagan por encima de los rangos o factores mínimos establecidos por las normas, a partir de los cuales es obligatoria la obtención del permiso de emisión, deberán presentar ante la autoridad ambiental competente una declaración que se denominará "Informe de Estado de Emisiones" (IE-1) que deberá contener, cuando menos, lo siguiente:

- a) La información básica, relacionada con la localización, tipo de actividad, representación legal y demás aspectos que permitan identificar la fuente contaminante;
- b) Los combustibles y materias primas usados, su proveniencia, cantidad, forma de almacenamiento y consumo calórico por hora (...)"

Mediante resolución 1378 del 17 de diciembre de 2003 proferida por el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, fue otorgada la licencia ambiental Global a la Empresa OMIMEX DE COLOMBIA LTD., para el proyecto "Campo Moriche", modificada mediante resolución 100 del 18 de enero de 2007 por cambio en el nombre del titular de dicha licencia la cual corresponde a la empresa MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

La última modificación a la Resolución anteriormente citada, se encuentra contenida en la Resolución 0280 del 12 de marzo de 2015 de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, que en su parte motiva establece que para la quema de gases producidos se encuentra vigente la autorización para las actividades del proyecto, incluyendo sí en la red de monitoreo de calidad de aire y ruido de campo Moriche, el seguimiento realizado durante la operación y desmantelamiento del oleoducto Moriche – Jazmín (inicialmente denominado línea de transferencia Moriche – Jazmín). Agrega que la red de monitoreo establecida será la que se define en la ficha SM-3 Emisiones Atmosféricas del Plan de Seguimiento y Monitoreo, Capítulo 8 del Estudio de Impacto Ambiental.

A parte de las entidades encargadas en la protección del medio ambiente, también están presentes las autoridades de control energético como son el Ministerio de

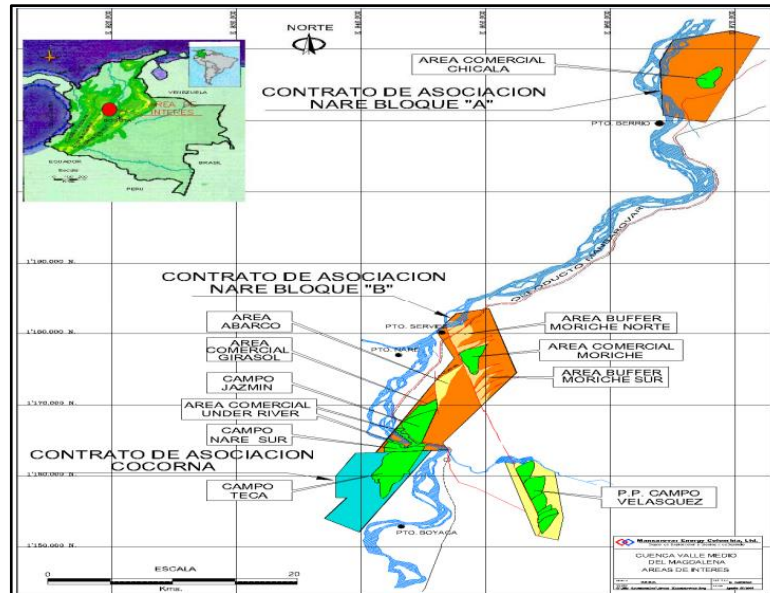
Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a quienes igualmente ha de reportarse la cantidad de productos y subproductos que se generan en el Industria, tal es el caso de la Resolución No. 31132 de fecha 30 de marzo de 2.016, del Ministerio de Minas y Energía que en numeral primero de la parte resolutive establece: “Publicar la información relativa a la Declaración de Producción de Gas Natural certificada por los productores y productores-comercializadores de gas natural, analizada, ajustada y consolidada por el Ministerio de Minas y Energía a través del Sistema para la Captura y Consolidación de la Declaración de Producción de Gas Natural – SDG, la cual se encuentra disponible en la dirección electrónica <http://www.minminas.gov.co/declaracion-de-produccion-de-gas-natural>”.

Conforme a lo anterior, resulta clara la importancia de ejercer un control de la cantidad del gas que se produce y se dispone a la atmósfera, así como la cantidad de gas que es aprovechado como fuente alterna de energía, lo cual se logra mediante el uso de un sistema confiable de medición. Cabe resaltar que la mayor parte de gas producido en Campo Moriche es aprovechada como combustible en los generadores de vapor y una mínima proporción se quema en teas, pero como la línea que alimenta estos equipos carece de un sistema de medición que permita cuantificar de manera confiable estos volúmenes, es necesaria la implementación de este sistema.

1.3 CAMPO MORICHE

Campo Moriche es un campo de la Asociación Nare que se encuentra ubicado en el departamento de Boyacá en límites con los departamentos de Antioquia y Santander (Figura 1), en el flanco occidental de la cuenta del Valle Medio del Magdalena. Limita por el Norte con el río Magdalena, por el oeste con el campo Abarco, por el sur con el campo Palagua y al este el límite del contrato de Asociación Nare. La producción diaria de crudo tipo pesado con una °API de 13.6 en el campo está alrededor de los 14500 a 15500 BOPD.

Figura 1. Localización de Campo Moriche.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

1.4 ESTACIÓN DE TRANSFERENCIA Y RECIBO (ETR) DE CAMPO MORICHE.

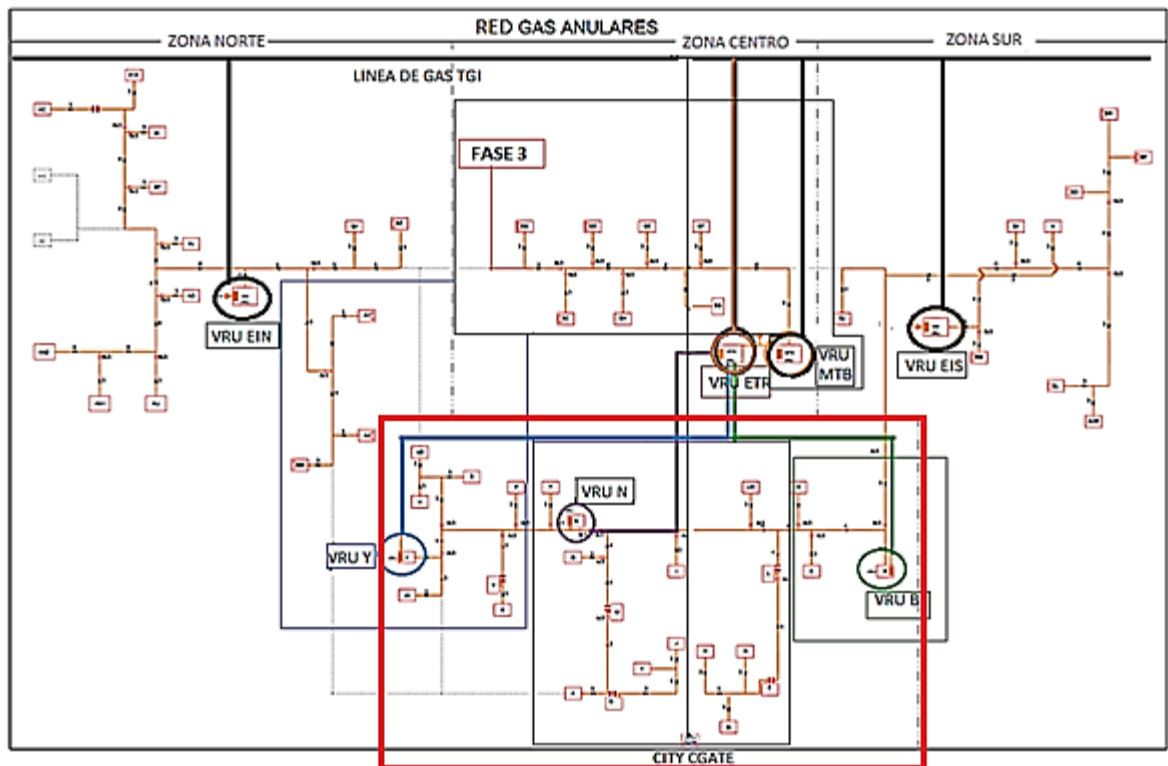
Los fluidos de los pozos productores de la zona centro del campo son recogidos en una troncal que es conectada al cabezal de entrada en la estación de transferencia (ETR), desde el cabezal de recibo los fluidos pasan al Surge Tank, recipiente que tiene la función de separar el gas disuelto y también la función de acumular los baches de la fracción líquida que llegan en forma instantánea, para su posterior bombeo al Módulo de Tratamiento y bombeo (MTB). En la operación normal el nivel del líquido se mantiene en el surge tank a un nivel del 72% sobre el volumen total de la vasija y con un tiempo de residencia de aproximadamente 12 minutos, el cual es suficiente para separar un alto porcentaje del gas disuelto. La presión de este recipiente es mantenida en 24 psig, enviando el gas separado hacia la succión del compresor del gas combustible.

La estación de transferencia tiene las siguientes áreas de proceso:

- Área de múltiples de entrada

comprimido se mezcla con el gas natural proveniente del city gate (gas comprado) y se distribuye como gas combustible a los generadores de vapor de las estaciones intermedias (Norte y sur) y a los generadores de la misma zona centro.

Figura 3. Red gas anulares Campo Moriche.



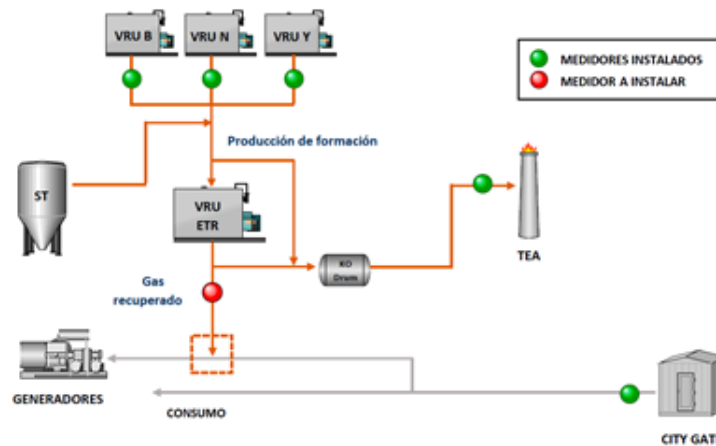
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

1.4.2. Unidades de recuperación de vapores – VRU.

La VRU de la ETR opera con una presión de succión entre 15 y 30 PSI. En la succión el gas de anulares con gas de proceso proveniente del surge tank se opera a una presión promedio de 20 PSI, la cual es regulada mediante válvula de control de presión configurada a 23 PSI. La descarga de la VRU de la ETR va dirigida a la línea de gas procedente del city gate, suministrado por la Transportadora de gas Internacional – TGI por compra a la red Nacional de gasoductos, con presión de 120 a 130 PSI. La presión de descarga en la VRU de la ETR la impone la presión del TGI, esto es de 5 a 10 psi por encima con el fin de vencer la presión y garantizar la mezcla de gases. En la Figura 4, se aprecia el esquema de la red de gas que ingresa a la VRU de la ETR, indicando los

medidores actualmente instalados y el medidor que se plantea es necesario instalar.

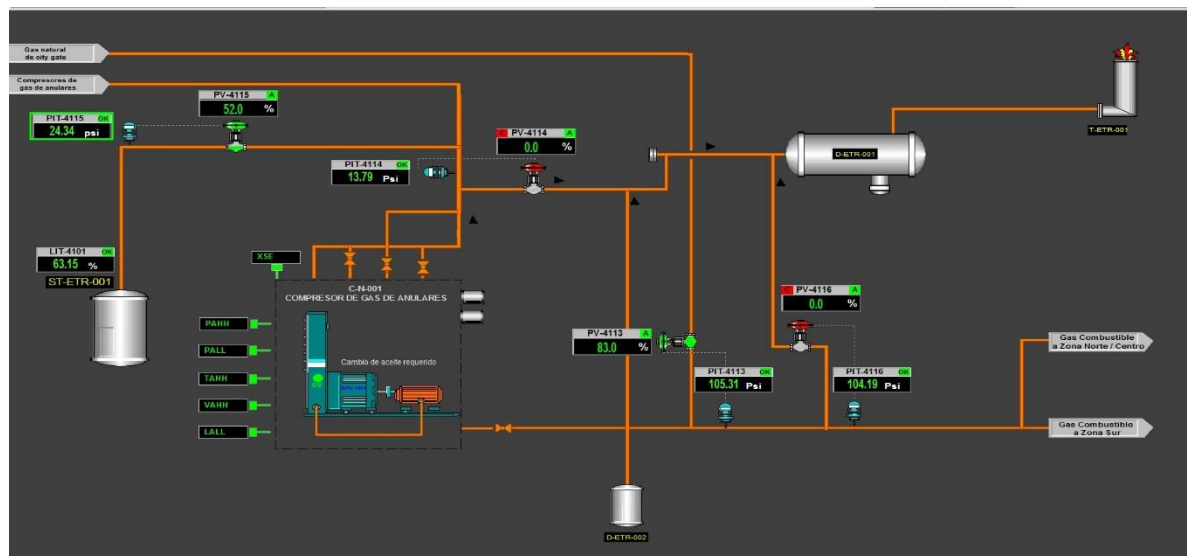
Figura 4. Esquema de gas Moriche



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

La configuración en la presión de descarga de la VRU – ETR se debe modificar si por algún motivo la presión de la línea de la TGI cambia, ya sea porque entren o salgan generadores de vapor, esta es una variable fundamental para el correcto funcionamiento del sistema, la cual se monitorea a través del sistema SCADA. En la Figura 5 se muestra el diagrama de proceso de la VRU.

Figura 5. Diagrama de proceso de la VRU.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

2. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS

Todos los sistemas de medición están basados en la cuantificación de la masa y el principio de conservación de la materia; sin embargo, por prácticas en transacciones de transferencia de custodia, los reportes son realizados en volúmenes y unidades de energía.

Los sistemas de medición de gas natural pueden encontrarse en campos de producción de gas, estaciones de transferencia de custodia, city gates, unidades de procesamiento de gas, refinerías, sistemas de transporte y en las instalaciones de los consumidores. El objetivo principal de las estaciones de medición de gas es llevar a cabo las mediciones seguras y confiables mediante el uso de equipos controlados y técnicas de medición reconocidas, las cuales pueden asegurar un nivel aceptable de incertidumbre de la medición.

Las características a ser evaluadas cuando se disponen de varias alternativas técnicas de sistemas de medición son: exactitud, costos de adquisición, repetibilidad, costos de mantenimiento, existencia de partes móviles y facilidad de conseguirlas, vida de servicio, rango de operación, tipo de fluido, disponibilidad acorde con los rangos de presión y temperatura, facilidad de instalación, potencia y métodos de calibración requeridos.

Ningún medidor cumple todas las características por lo que se necesita establecer una metodología que facilite la mejor selección, y para ello se debe asignar a cada característica una calificación que determine su importancia en el proceso de medición y asignar el puntaje a cada uno de los diferentes medidores disponibles en el mercado.

Un medidor es un equipo que permite conocer directamente el caudal de flujo en un tiempo dado. Existen dos posibles formas para obtener el dato directamente y es lo que diferencia a los medidores lineales y los diferenciales. Otra clasificación

de medidores es utilizada por el sector industrial como medidores volumétricos y no volumétricos.⁴

A nivel internacional, no existe un valor determinado de exactitud exigida para la medición de gas, pero cada país determina el máximo error permitido en sus medidores. En Colombia la exactitud de la medición de volúmenes de gas está determinada por la Transportadora de Gas Internacional -TGI, y actualmente este valor está estipulado en 1%. Por esta razón cualquier equipo que esté dentro del rango de 0- 1%, está habilitado para operar dentro del territorio nacional.

La exactitud y la incertidumbre son dos conceptos importantes que se deben tener en cuenta para la instrumentación empleada en los sistemas de medición de gas:

- **Exactitud:** Se define como la diferencia entre el valor medido y el valor verdadero, y se expresa en porcentaje. En el caso del flujo de gas, el valor medido es leído del medidor, y el valor verdadero es tomado de un patrón. Estos medidores patrones son equipos con exigentes niveles de calibración y aunque naturalmente tienen un ínfimo grado de error ($\pm 0.02\%$), son los puntos de referencia para la calibración de los equipos comerciales de medición.
- **Incertidumbre:** Desempeño de un medidor bajo condiciones de flujo que pueden ser evaluadas y que determinan la causa de la desviación de la exactitud. Estas causas pueden ser operacionales, de interpretación humana, registros, instalaciones y características del fluido.

Los sistemas de medición donde no existe transferencia de custodia, como ocurre en la ETR de Campo Moriche, tienen sus aplicaciones en unidades de procesos donde la medición es utilizada como medio de control. En estos sistemas los niveles de exactitud no son tan exigentes y se permiten errores hasta del 4%, dependiendo de la aplicación. La repetibilidad de un sistema de no transferencia

⁴ BARRERA, H. Curso especialización en Ingeniería del Gas: Medición de gas. Universidad Industrial de Santander, sede Bucaramanga, 2002.

de custodia es importante para un buen control operacional de una unidad de proceso.⁵

Los dispositivos para medición están clasificados como primarios, secundarios y terciarios, que se utilizan para determinar cantidad y calidad del fluido.

El dispositivo primario es el medidor de flujo. Entre los secundarios se incluyen dispositivos de medición de presión, temperatura, composición y otros parámetros.

El dispositivo terciario es un equipo electrónico que recibe información de los dispositivos primarios y secundarios. Está programado con algoritmos que calculan y corrigen el flujo dentro de los límites especificados.⁶

Conforme al Manual de Medición de Hidrocarburos de la Empresa Colombiana de Petróleos – capítulo 14 (Medición de gas natural) - adaptado de la norma API MPMS, refiere los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia de gas natural, a saber:

- Sistemas basados en platina de orificio
- Medidores de turbina
- Medidores ultrasónicos
- Másicos tipo coriolis.

2.1. PLATINAS DE ORIFICIO.

Consiste en una placa metálica delgada que se perfora en el centro y se instala en la tubería. Se hacen luego dos tomas de presión, una aguas arriba y otra aguas abajo de la placa, captando así la presión diferencial que es proporcional al caudal.

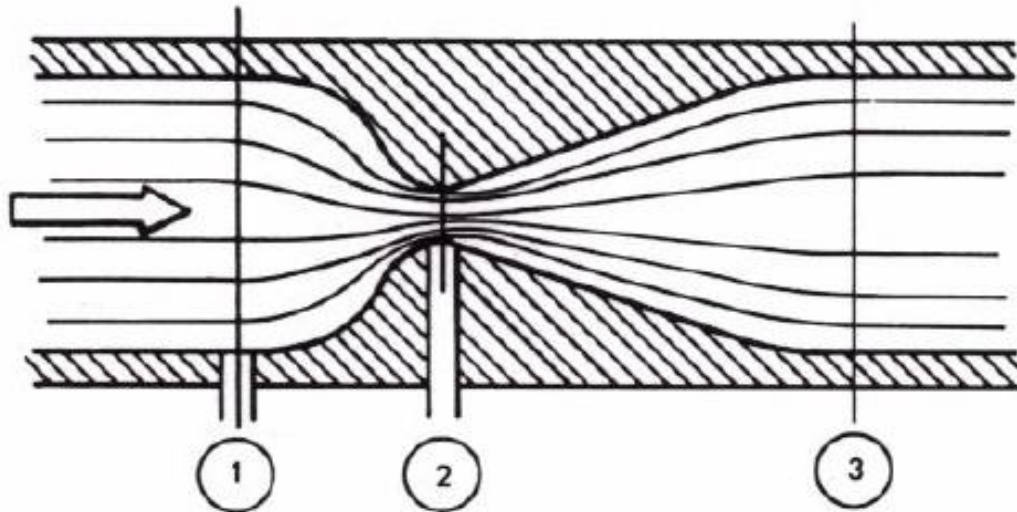
⁵ BARAJAS, E.J., Computador de flujo: diseño, construcción e implementación de un prototipo para medición de flujo de gas. Bucaramanga, 2004. Trabajo de grado (Magister en potencia eléctrica Línea de investigación Instrumentación electrónica). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones.

⁶ VILLEGAS, A. Propuesta técnico económica de un sistema de gestión de aseguramiento metrológico para medición de volumen de gas natural en una empresa distribuidora. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (especialista en gerencia de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

2.1.1. Principio básico.

El principio básico para los medidores de platina de orificio es la ecuación de energía de Bernoulli. Cuando un flujo se contrae (Figura 6) 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 cuadrado de la velocidad en la sección 2, con las propiedades de los fluidos y con lo abrupto de la contracción.

Figura 6. Principios básicos del diferencial de presión.



Fuente: Barrera, 2002, p.18.

Puesto que el flujo volumétrico es la velocidad por el área de tubo, la ecuación de flujo puede escribirse como una relación entre la raíz cuadrada de la presión diferencial medida h_w (pulgadas de agua), densidad ρ_f (lb/ft³) y el flujo volumétrico q (pies cúbicos por segundo), como sigue:

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

La constante del medidor F_{MC} 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.

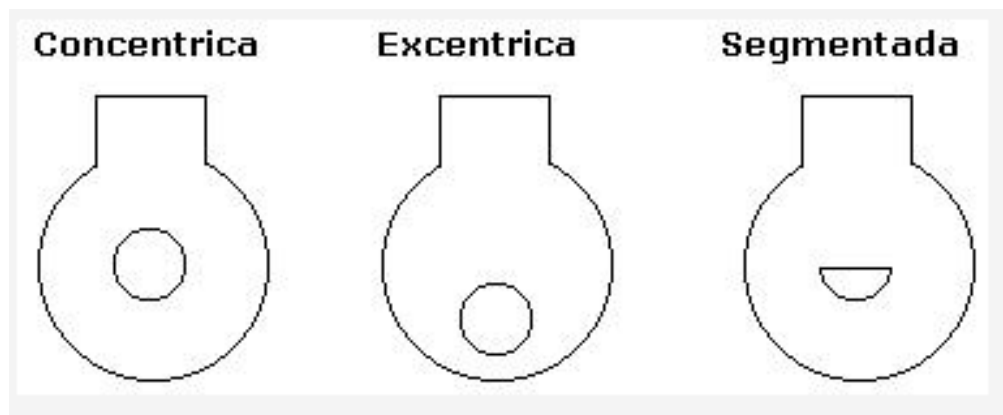
2.1.2. Partes del medidor de orificio.

Los componentes que integran el equipo de medición se dividen en elementos primarios y en elementos secundarios.

Los elementos primarios se encuentran dentro de la tubería, se integran por el orificio y la placa de orificio, que consiste en una placa delgada y plana (de 1/8" a 3/8" de espesor) con una perforación circular que guarda diferentes posiciones en relación con el centro de la tubería, esta posición puede ser concéntrica, excéntrica o segmentada (Figura 7).

Los elementos secundarios se encuentran fuera de la tubería, son dispositivos para medir la presión en la tubería

Figura 7. Posición orificio de la placa.



Fuente: <http://tutorialsonweb.es.tl/Unidad-2--5.htm>

2.1.3. Características de desempeño de los medidores de orificio.

En la Tabla 1 se presentan las características de servicio del medidor de platina de orificio.

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

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	6000	Psi
Rango de Temperatura	-60 a 1000	°F
Rango de Flujo	20 a 1000	KPCH
Exactitud	± 2	%
Rangabilidad	3:1 o 4:1	
Caída de presión	Alta	
Tamaño nominal de tubería	2 a 24	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	5 a 30	No. de diámetros
Costo relativo	Bajo	
Costo de mantenimiento	Medio	
Costo de instalación	Alto	
Vida útil	10 a 15	Años

Fuente: LIZCANO, MATEUS, 2013.

2.1.4. Ventajas y desventajas de los medidores de orificio.

Esta comparación se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los medidores de platina de orificio.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Bajo costo en la inversión y en su instalación.• Fácil instalación y/o remplazo• Cambios de capacidad cambiando el tamaño del plato• Disponible en un amplio rango de tamaños y modelos.• Apropiado para la mayoría de gases y líquidos• Se aplica en un amplio rango de temperaturas y presiones.• Normas y estándares bien documentados• No tiene componentes móviles• Precio virtualmente independiente del tamaño de la tubería• Sistema de lectura electrónico disponible para el cálculo de flujo• Ampliamente establecido y aceptado• No requieren calibración• Simple	<ul style="list-style-type: none">• Relación cuadrática de presión / flujo.• Limitado rango de flujo para un determinado diámetro de orificio• Baja exactitud• Pérdida de exactitud con la corrosión y densidad• Pérdida de presión alta y constante.• La viscosidad afecta el rango del flujo• Requiere mantenimiento• Baja relación de rango• No se usa en sistemas con slurry o con baja presión• Inadecuada en fluidos con sólidos en suspensión• Requiere suficiente tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor.

Fuente: Autor.

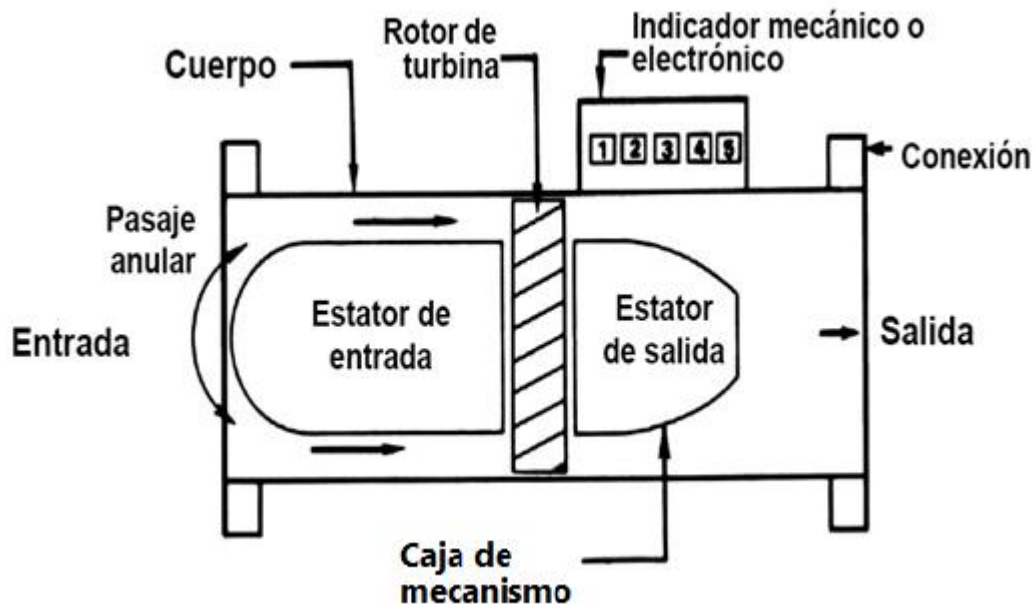
2.2. MEDIDORES DE TURBINA.

2.2.1. Descripción del medidor tipo turbina.

Es un aparato 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.

Una representación esquemática del medidor de turbina axial para gas se representa en la Figura 8. 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, ocasionado 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 del fluido y la densidad del gas.

Figura 8. Medidor tipo turbina.



Fuente: <https://produccionuncuyo.files.wordpress.com/2011/09/tema-3-control-de-produccion-c3b3n-pozos-gasc3adferos2.ppt>

2.2.2. Partes del medidor tipo turbina.

El medidor de turbina consta de tres elementos básicos:

- El cuerpo
- El mecanismo de medición
- El instrumento de lectura o salida

El cuerpo. El cuerpo y todas las partes que comprenden la estructura de la turbina deben diseñarse y construirse de un material adecuado para las condiciones de servicio. El cuerpo soporta la rueda de la turbina montada perpendicularmente al flujo. Estos soportes se diseñan para localizar centralmente la rueda de la turbina en el cuerpo y mantener un espacio entre el diámetro externo de la rueda y el cuerpo del medidor.

El cuerpo debe tener las siguientes especificaciones:

- Nombre del fabricante
- Máxima capacidad en unidades de volumen real- pies cúbicos reales por hora.
- Máxima presión permisible de operación, psig.
- Número de serie
- Entrada, estampada en la conexión de entrada, o una flecha que indique la dirección del flujo.

Mecanismos de medición. Consta del rotor, ejes del rotor, cojinetes, y estructura de soporte necesaria. Existen dos configuraciones del mecanismo de medición que se distinguen por la manera en que ellas se instalan en el cuerpo del medidor, ellas son:

De acceso superior o lateral. El mecanismo de medición es removible como una unidad, a través de la brida lateral o superior, sin alterar las conexiones finales.

De acceso final. El mecanismo de medición es removible, también como una unidad o piezas separadas, a través de los extremos finales de la conexión.

El mecanismo de medición debe estar identificado con el número de serie y la dirección del flujo si el módulo montado es reversible.

Mecanismo de salida. Los medidores de turbina están disponibles con salidas de pulso eléctrico y/o mecánico. Para los mecanismos de transmisión mecánica la salida consiste en un árbol o eje, engranajes y otros componentes de transmisión necesarios para transmitir las revoluciones del rotor a la parte exterior del cuerpo del medidor, para el posterior registro de volúmenes no corregidos.

Para los medidores de pulso eléctrico, la salida incluye el sistema detector de pulso y todas las conexiones eléctricas necesarias para transmitir las revoluciones indicadas por el sensor a la parte exterior del cuerpo del medidor para el registro de un volumen no corregido.

2.2.3. Características de desempeño de los medidores tipo turbina.

En la Tabla 3 se presentan las características de servicio del medidor de turbina.

Tabla 3. Características de servicio del medidor de turbina.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	60.000	Psi
Rango de Temperatura	-450 a 1200	°F
Rango de Flujo	>8.5	KPCH
Exactitud	± 0.5	%
Rangabilidad	10:1 a 50:1	
Caída de presión	Baja (0.05)	Psi
Tamaño nominal de tubería	4 a 30	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	4 a 10	No. de diámetros
Costo relativo	Alto	
Costo de mantenimiento	Alto	
Costo de instalación	Medio	
Vida útil	10 a 15	Años

Fuente: LIZCANO, MATEUS, 2013.

2.2.4. Ventajas y desventajas del medidor de turbina.

En la Tabla 4 se relacionan las ventajas y desventajas del medidor tipo turbina.

Tabla 4. Ventajas y desventajas del medidor de turbina.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Buena exactitud y repetibilidad 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• Alta rangeabilidad y fácil instalación	<ul style="list-style-type: none">• 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• Relativamente costoso• Puede sufrir daño por operación fuera de rango• Partes móviles sujetas a corrosión

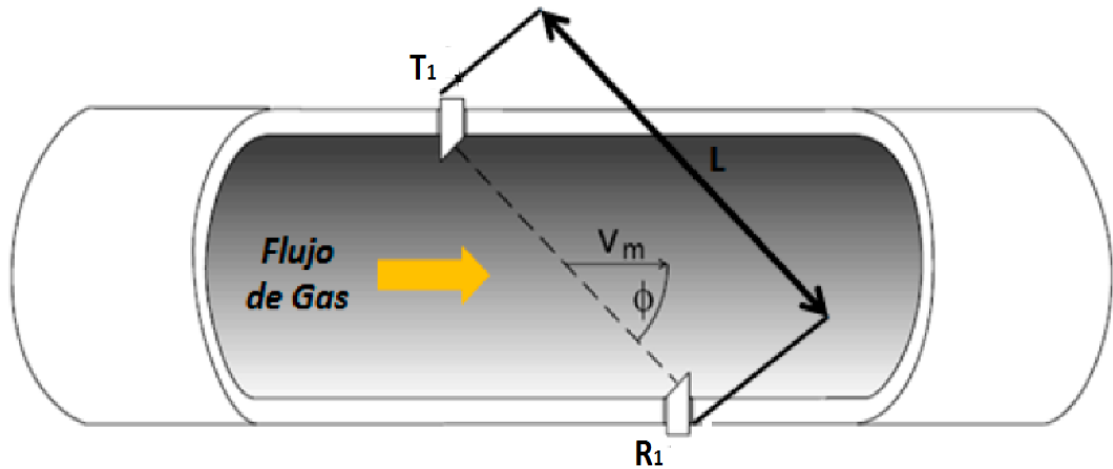
Fuente: Autor.

2.3. MEDIDORES ULTRASÓNICOS

2.3.1. Descripción del medidor ultrasónico.

El principio de un medidor de flujo ultrasónico se fundamenta en enviar una onda de sonido de alta frecuencia (aproximadamente 1 MHz) en un ángulo agudo a través del tubo. Un transmisor T_1 envía señales ultrasónicas a través de un paso conocido, L , a un receptor R_1 (Figura 9). La diferencia de tiempo entre la transmisión y la recepción de una señal es debido a la convección de la onda sónica en el medio, dependiente de la velocidad del flujo. A partir de este principio y usando la medición del medidor, el volumen de flujo por unidad de tiempo se puede determinar. Es más ventajoso usar dos canales sónicos directos, de manera opuesta ($T_1 \rightarrow R_1$ y $T_2 \rightarrow R_2$). De esta forma no se requiere conocer la velocidad sónica en el medio que se va a medir, para determinar el flujo.

Figura 9. Medidor ultrasónico.



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos. Cap. 14, 2010. Pág. 20

El máximo desempeño en la medición de la velocidad del fluido se alcanza cuando la configuración de la tubería aguas arriba del medidor proporciona un perfil de flujo bien desarrollado a la entrada del medidor. Puesto que un medidor de múltiples pasos mide la velocidad en varias localizaciones, se logra un mejor promedio de perfil de velocidad minimizando los efectos debidos a las perturbaciones del flujo.

Para minimizar los efectos de distorsión del flujo se recomienda 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. La longitud 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.

Los medidores ultrasónicos se diseñan para operar en sentido bidireccional, en estos casos el arreglo de la tubería debe cumplir las especificaciones de instalación. El medidor permite el contenido de sólidos y/o líquidos en el gas en pequeñas cantidades 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 multipasos son medidores inferenciales, que derivan la rata de flujo de gas de la medida de los tiempos de tránsito de los pulsos sonoros de alta frecuencia. Los tiempos de tránsito se miden por medio de pulsos sonoros que viajan diagonalmente a través de la tubería, aguas abajo, a favor del flujo de gas y aguas arriba, contra el flujo de gas. La diferencia en estos tiempos de tránsito es relacionada con la velocidad promedio del flujo de gas a lo largo de los pasos acústicos. Se usan técnicas de cálculos numéricos para computar la velocidad axial promedio del flujo de gas y la rata volumétrica del flujo del gas, en las condiciones de la línea, a través del medidor.

La exactitud de un medidor ultrasónico de gas depende de varios factores, tales como:

- La geometría precisa del cuerpo del medidor y las localizaciones de los transductores ultrasónicos.
- La técnica de integración inherente al diseño del medidor.
- La calidad del perfil de flujo, niveles de pulsación que existan en la corriente de gas que fluye y uniformidad del gas.
- La exactitud en la medición de tiempo de tránsito, la cual depende de: la estabilidad del reloj electrónico, la detección consistente de las posiciones de referencia de las ondas sonoras de pulso y la compensación apropiada de los atrasos en las señales de los componentes electrónicos y transductores.

2.3.2. Características de desempeño de los medidores ultrasónicos.

En la Tabla 5 se relacionan las principales características de desempeño de los medidores ultrasónicos.

Tabla 5. Características de desempeño de los medidores ultrasónicos.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	3.000	Psi
Rango de Temperatura	-13 a 131	°F
Rango de Flujo	>0.2	KPCH
Exactitud	± 0.5	%
Rangeabilidad	50:1 a 300:1	
Caída de presión	Baja o ninguna	
Tamaño nominal de tubería	2 a 48	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	>2	No. de diámetros
Costo relativo	Alto	
Costo de mantenimiento	Bajo	
Costo de instalación	Medio	
Vida útil	10 a 15	Años

Fuente: LIZCANO, MATEUS, 2013.

2.3.3. Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos

En la Tabla 6 se relacionan las ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos.

Tabla 6. Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• No causan caídas de presión.• Pulsos de alta frecuencia minimizan los errores por pulsación y fluctuación de flujo• Instalación sencilla y poco costosa• Alto tiempo de operación• No posee partes móviles en contacto con el fluido a medir.• Calibración mecánica simple mediante chequeo en software de prueba• Capacidad de flujo bidireccional• El microprocesador y los transductores son portátiles, pueden ser instalados y removidos sin interrupción de flujo de gas	<ul style="list-style-type: none">• Requieren potencia para su operación.• Perfil de flujo totalmente desarrollado en caso de medidores de un solo paso• Costos de inversión altos• Deben ser cuidadosamente instalados para asegurar una adecuada operación del medidor.• Las configuraciones de tubería corriente arriba y abajo del medidor pueden afectar al flujo de gas a través del medidor.

Fuente: Autor.

2.4. MEDIDORES TIPO CORIOLIS.

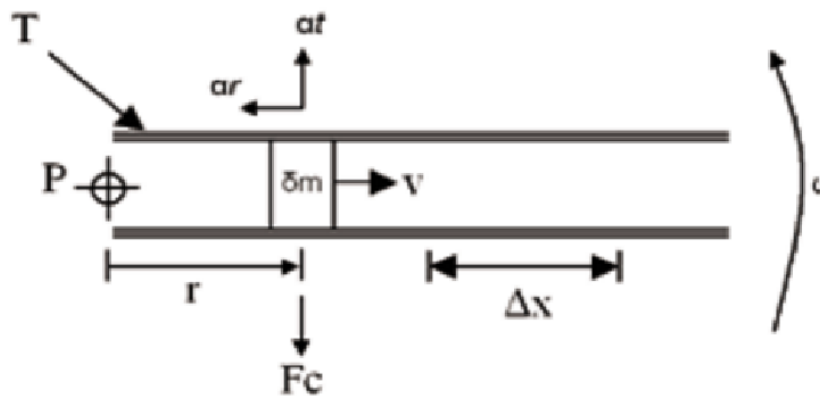
2.4.1. Descripción del medidor y principio de operación.

Los medidores tipo Coriolis operan basados en el principio de las fuerzas inerciales que se generan cuando una partícula en un cuerpo rotatorio se mueve con respecto al cuerpo acercándose o alejándose del centro de rotación.

Si una partícula de masa dm se mueve con velocidad constante en un tubo T que está rotando con una velocidad angular w con respecto a un punto fijo P adquiere 2 componentes de aceleración:

- a) Una aceleración radial a_r (centrípeta) igual a w^2r en dirección a P .
- b) Una aceleración transversal a_t (Coriolis) igual a $2wv$ perpendicular a a_r y en la dirección que se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Principio de operación de un medidor tipo coriolis.



Fuente: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=517>

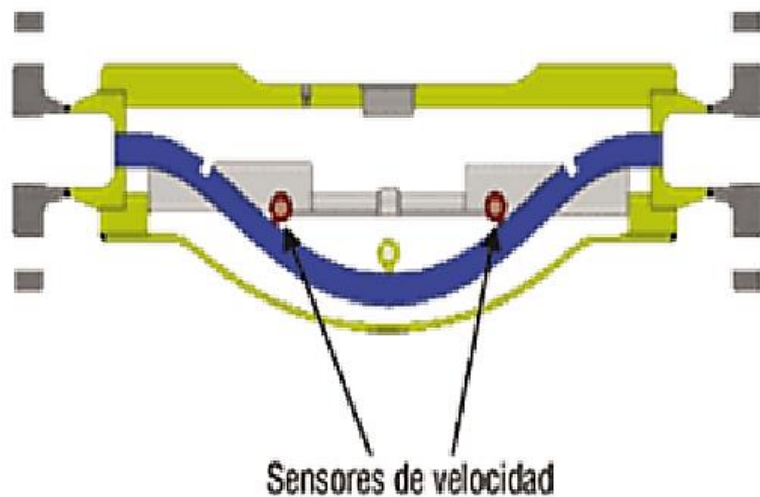
Para aplicar la aceleración coriolis a la partícula, se requiere una fuerza de magnitud $2wvdm$ en la dirección de a_t . Esta fuerza se obtiene del tubo oscilante. La reacción de esta fuerza sobre el tubo oscilante es la fuerza coriolis: $F_c=2wvdm$.

De la figura 10 se puede analizar que cuando un fluido con densidad B fluye a una velocidad constante v sobre un tubo oscilante que rota, cualquier longitud Dx del tubo oscilante experimenta una fuerza transversal coriolis de magnitud $DF_c=2wvrADx$, donde A es el área del tubo.

Dado que el flujo másico se puede expresar como $m=dm/dt=qm=rAV$ tendremos entonces que $DFc= 2wqmDx$.

Al analizar las ecuaciones anteriores, se puede deducir que la medición de la fuerza coriolis producida por un fluido en movimiento en un tubo rotante entrega el flujo de masa en el tubo. Los tubos vibrantes de un medidor Coriolis tienen velocidades angulares cambiantes desde un máximo negativo, pasando por cero y llegando a un máximo positivo en forma periódica continua y sinusoidal. Al haber flujo por los tubos, se sobreimpone la fuerza coriolis que también varía en forma sinusoidal. Debido a esta fuerza, el tubo se deforma de manera que la amplitud de la deformación es máxima en el centro entre los dos puntos de anclaje (ver Figura 11). Como resultado, la fuerza coriolis generada en la primera mitad y segunda mitad del tubo son iguales pero opuestas. Estas fuerzas opuestas curvan el tubo, lo que es medido por los sensores obteniéndose el flujo másico.

Figura 11. Medición del efecto coriolis.

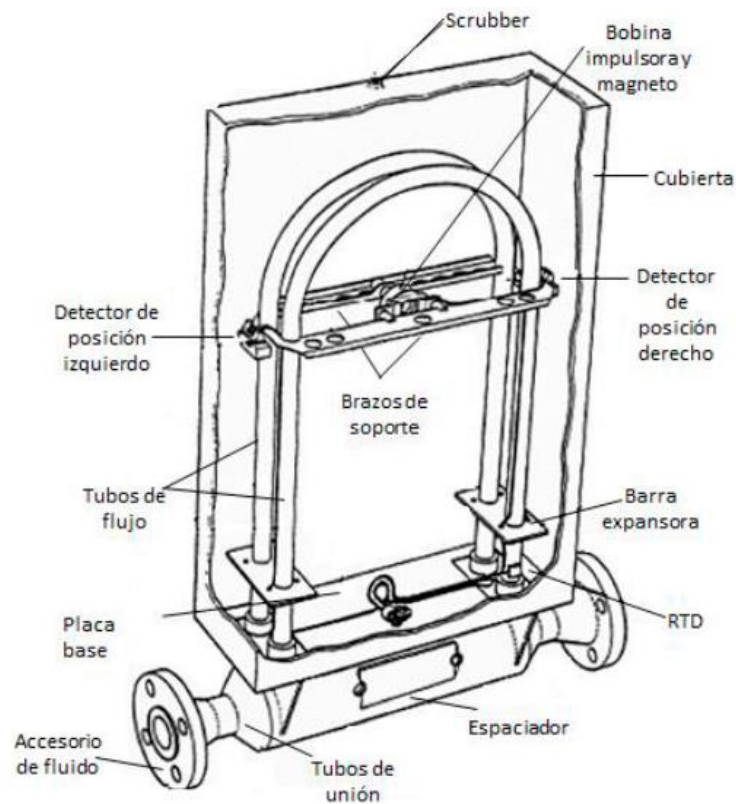


Fuente: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=517>

2.4.2. Componentes del medidor de coriolis.

Un medidor tipo coriolis está compuesto por un sensor, un transmisor, y en muchos casos, dispositivos periféricos para monitoreo, alarma, y/o funciones de control. Los elementos correspondientes al sensor detectan flujo, densidad y temperatura. El transmisor detecta las señales provenientes del sensor y suministra esta información como señal de salida (Figura 12).

Figura 12. Componentes de un medidor de coriolis.



Fuente: <http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/Indisa%20On%20line%2098%20-%20Sistemas%20de%20medici%C3%B3n%20de%20gas%20natural.pdf>.

2.4.3. Características de desempeño de los medidores de coriolis.

En la Tabla 7 se aprecias las características de desempeño de los medidores de coriolis.

Tabla 7. Características de desempeño de los medidores de coriolis.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	870	Psi
Rango de Temperatura	-13 a 131	°F
Rango de Flujo	< 24.3	KPCH
Exactitud	± 0.1	%
Rangabilidad	25:1	
Caída de presión	Baja	
Tamaño nominal de tubería	< 6	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	0	No. de diámetros
Costo relativo	Muy alto	
Costo de mantenimiento	Medio a Alto	
Costo de instalación	Medio	

Fuente: LIZCANO, MATEUS, 2013.

2.4.4. Ventajas y desventajas del medidor coriolis.

En la Tabla 8 se describen las ventajas de desventajas del medidor coriolis.

Tabla 8. Ventajas y desventajas del medidor coriolis.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Por no poseer partes móviles son de fácil mantenimiento y su exactitud no es afectada por la erosión, corrosión o recubrimiento del sensor• Son fáciles de instalar y de purgar• Poseen una alta exactitud en la medición• La instalación en línea puede tener cualquier orientación y sin requerimientos de tramos rectos de tubería• Pueden medir flujo en ambas direcciones	<ul style="list-style-type: none">• Su utilización en la medición de flujo de gases es limitada• Su utilización es limitada en aplicaciones de medición de flujo en tuberías de diámetros superiores a 6 pulgadas, debido al tamaño de los sensores• Son costosos por lo que no se recomiendan para aplicaciones sencillas en las cuales no se requiera de exactitud y en las que se pueda utilizar satisfactoriamente otro medidor.• Las constantes vibraciones pueden originar fallas en la soldadura del lazo.

Fuente: Autor.

3. ANÁLISIS TÉCNICO Y PRESUPUESTAL PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN MAS ADECUADO PARA LA ETR DE CAMPO MORICHE

3.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN.

Ningún procedimiento de selección puede proporcionar un buen resultado final a menos que exista un claro entendimiento de las funciones a ser desempeñadas por el medidor de flujo cuando esté en operación. Aunque se han escrito muchos artículos con el objetivo de proporcionar una orientación en la selección de un medidor de flujo adecuado para una aplicación específica, ninguno puede ser considerado totalmente completo.

A continuación se refieren algunos parámetros, condiciones y factores a considerar al momento de realizar una adecuada selección de un medidor de flujo:

- Rango de caudales a cubrir
- Condiciones operacionales de presión y temperatura
- Precisión requerida (debe especificarse para todo el rango)
- Facilidades locativas para su instalación (área disponible, equipos de proceso cercanos, radiaciones calóricas, seguridad, etc.)
- Repetibilidad requerida
- Ambiente en que se realizará la medición
- Tipo de salida eléctrica requerida
- Pérdida de carga aceptable
- Costos
 - Costo del instrumento y accesorios
 - Costo de la energía necesaria para operarlo
 - Costo de la instalación (adaptación de sistemas de control, paneles, etc.)
 - Costo de mantenimiento
 - Costo de la instrumentación asociada
 - Imprevistos
 - Costo de mano de obra calificada
- Calidad del gas natural a medir

- Linealidad
- Velocidad de respuesta

Las propiedades del gas y condiciones tanto de flujo de operación en la VRU de la Estación de Transferencia, necesarias para seleccionar el sistema de medición, se describen en la Tabla 9.

Tabla 9. Propiedades y condiciones de operación en la VRU.

CANTIDAD MEDIDA				400 A 600 MSCFD		
SERVICIO				GAS NATURAL		
Tamaño tubería (pulg.)	Tubería SCH	Tubería ID (Pulg)		4	40	4.026
Clase de tubería				ANSI 150		
Fluido		Estado		Gas Natural		Gaseoso
Flujo	Min.	Nor.	Máx.	400 MSCFD	483 MSCFD	550 MSCFD
Presión	Min.	Nor.	Máx.	100 Psi	115	125
Temperatura	Min.	Nor.	Máx.	120 °F	130 °F	140 °F
Gravedad específica				0.5860		
Densidad del gas (lb/ft ³)				0.0445		
Factor de compresibilidad				0.9762		
Temperatura de diseño (°F)				60 a 150		
Presión de diseño (Psi)				220		
Unidireccional / bi-direccional				Unidireccional		
Objetivo de la medición				Control de producción y uso		

Fuente: Autor.

La metodología que se utilizará para facilitar la mejor selección de los medidores anteriormente descritos, disponibles en el mercado y de gran uso en la industria del gas, se basará en la comparación de las principales características técnicas que determinan la importancia en el proceso de medición mediante una lista de chequeo. Las características a ser evaluadas conforme a las condiciones operacionales y propiedades del fluido son: tamaño de la tubería, características del gas natural, disponibilidad a los rangos del flujo (rangeabilidad), presión y

temperatura, exactitud, costos comparativos, objetivo de la medición y facilidades de instalación (Tabla 10).

Tabla 10. Criterios para la selección del medidor de gas.

CARACTERÍSTICAS	MEDIDOR PLATINA DE ORIFICIO	MEDIDOR DE TURBINA	MEDIDOR ULTRASÓNICO	MEDIDOR TIPO CORIOLIS
Máxima Presión	✓	✓	✓	✓
Rango de Temperatura	✓	✓	✗	✗
Rango de Flujo	✓	✓	✓	✓
Exactitud	✓	✓	✓	✓
Rangeabilidad	✓	✓	✓	✓
Caída de presión	✓	✓	✓	✓
Tamaño nominal de tubería	✓	✓	✓	✓
Requerimiento de tubería recta	✓	✓	✓	✓
Costo del equipo y accesorios	✓	✗	✗	✗
Costo de mantenimiento	✓	✗	✓	✗
Costo de instalación	✓	✓	✓	✓
Vida útil	✓	✓	✓	✓

Fuente: Autor

Conforme a la tabla anterior, se puede establecer que el medidor tipo coriolis y el medidor ultrasónico presenta restricción en cuanto a la temperatura máxima, la cual es recomendable operar hasta 131 °F, muy cercana a las condiciones del sistema el cual registra una temperatura promedio de 130°F lo que afectaría este tipo de medidores ante un leve incremento de este parámetro. Uno de los parámetros que tiene gran impacto en la selección del sistema de medición corresponde al costo del equipo, asociado a su instalación y mantenimiento, siendo por lo tanto el medidor de platina de orificio el cual ofrece un mejor desempeño para las condiciones y parámetros de la estación en estudio. Por lo tanto y teniendo en cuenta las necesidades del sistema de medición, el cual es

básicamente el control de la producción sin transferencia de custodia, en donde no se requieren sistemas complejos ni de alta sensibilidad, el sistema de medición a implementar descarta los medidores de coriolis, turbina y ultrasónico. Dadas estas circunstancias el sistema el cual se recomienda para la implementación en la VRU de la Estación de Transferencia de Campo Moriche, es el medidor de platina de orificio que es uno de los sistemas de mayor aplicabilidad en la industria. Cabe resaltar además que dentro de las VRU de los clusters B, N y Y, ya se viene utilizando este sistema de medición con buenos resultados; por tanto representa un antecedente de uso dentro del campo confiable y efectivo.

3.2. MEDIDOR DE PLATINA DE ORIFICIO.

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.

3.2.1. Requerimientos de instalación física.

3.2.1.1. Características de la tubería. La tubería en la cual se implementará el sistema de medición, corresponde a una tubería de diámetro nominal de 4 pulgadas SCH 40 que corresponde a un elemento de forma circular, la cual se encuentra en posición horizontal, el flujo del gas natural circula sin ninguna restricción y a tubo lleno y el diámetro del tubo es el mismo en todo su trazado. La longitud del tramo de tubería necesario aguas arriba y aguas abajo garantiza las condiciones requeridas para que se establezca un flujo uniforme, sin presencia de accesorios.

3.2.1.2. Platina de Orificio. Para poder emplear la platina de orificio, el diámetro mínimo de la tubería debe ser de 2 pulgadas y el máximo de 50 pulgadas. Lo anterior no representa ningún problema para las condiciones actuales de proceso del caso en estudio donde se dispone de una tubería de 4 pulgadas.

En la Figura 13, se puede ver la sección transversal de una platina de orificio y sus características geométricas, en donde se resaltan dimensiones como:

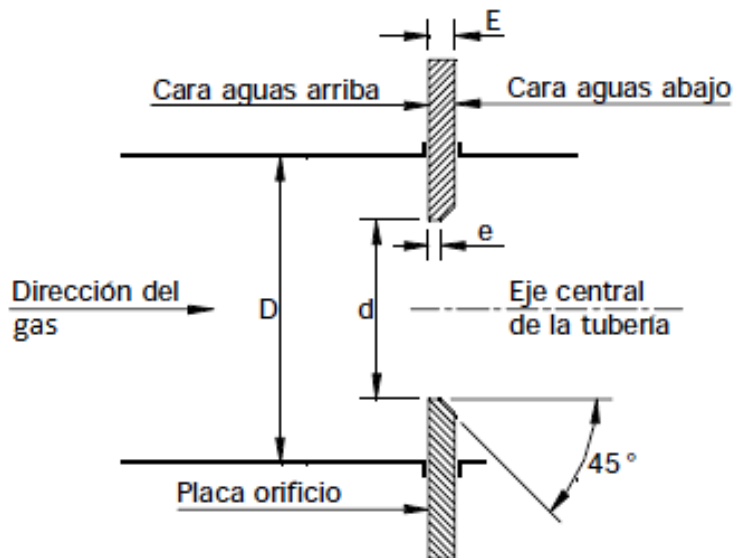
D = Diámetro de la tubería

d = Diámetro del orificio

E = Espesor de la placa

e = Espesor del agujero de la placa

Figura 13. Dimensiones generales de la platina de orificio.



Fuente: http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Noticias/Placa_orificio.pdf

Orificio concéntrico de borde cuadrado. En las líneas de diámetros de 2 pulg. y mayores, el orificio concéntrico (Figura 14) es la restricción más común para gases. Este es un orificio de borde afilado perforado en una lámina delgada y plana. La relación entre el diámetro de la perforación d y el diámetro del tubo D define la relación β . Para la mayoría de aplicaciones esta relación debe estar entre 0.2 y 0.75, dependiendo de la presión diferencial deseada; un orificio con un β grande produce un diferencial menor para una misma tasa de flujo que para un β más pequeño. Relaciones de β mayores de 0.75 se usan cuando la exactitud de la medición no es importante.

Figura 14. Orificio concéntrico de borde cuadrado.



Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos. Cap. 14, 2010. Pág. 16.

Espesor del agujero de la platina de orificio (e): La superficie interna del agujero de la platina debe tener la forma de un cilindro de diámetro cortante, sin defectos tales como ranuras, aristas, protuberancias o huecos visibles a simple vista. La longitud del cilindro es el espesor del agujero de la platina de orificio (e). El mínimo espesor permitido del agujero de la platina de orificio se define por el mayor valor entre $e \geq 0.01d$ ó $e > 0.005$ pulgadas.

El máximo espesor permitido para el agujero de la platina de orificio (e) se define por el menor valor entre $e \leq 0.02D$ o $e \leq 0.125d$, pero el espesor (e) no debe ser mayor que el espesor de la placa de orificio.

Espesor de la platina de orificio (E). Los valores máximos, mínimos y recomendados de espesor de la platina de orificio construida en acero inoxidable 316 y 304 se dan en la figura 15, para presiones diferenciales no mayores de 200 pulgadas de agua y temperaturas de operación no mayores de 150 °F. Para condiciones diferentes a las mencionadas, se debe contactar al fabricante para la obtención de la información específica sobre la flexión de la platina, para una determinada relación de diámetros, temperatura, material de la platina de orificio, soporte de la platina de orificio y presión diferencial.

Figura 15. Espesor de platinas de orificio.

Nominal Pipe Size (NPS) mm	Inside Pipe Diameter mm	Orifice Plate Thickness, E mm			Maximum Allowable ΔP (Water Column)	
		Minimum	Maximum	Recommended	Orifice Fitting	Orifice Flange
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
50.80	42.85	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	49.25	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	52.50	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
76.20	58.42	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	66.65	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	73.66	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	77.93	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
101.60	80.06	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	87.33	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	97.18	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
	102.26	2.92	3.30	3.18	1 000	1 000
152.40	124.38	2.92	4.14	3.18	345	1 000
	131.75	2.92	4.14	3.18	345	1 000
	146.33	2.92	4.88	3.18	345	1 000
	154.05	2.92	4.88	3.18	345	1 000
203.20	193.68	2.92	6.45	6.35	1 000	1 000
	202.72	2.92	8.10	6.35	1 000	1 000
	205.00	2.92	8.10	6.35	1 000	1 000
254.00	242.87	2.92	8.10	6.35	570	1 000
	254.51	2.92	8.10	6.35	570	1 000
	257.45	2.92	8.10	6.35	570	1 000
304.80	288.90	4.45	9.63	6.35	285	1 000
	303.23	4.45	10.11	6.35	285	1 000
	307.09	4.45	10.11	6.35	285	1 000
406.40	373.08	4.45	12.45	9.53	465	1 000
	381.00	4.45	12.70	9.53	465	1 000
	381.64	4.45	12.70	9.53	465	1 000

NOTES

- 1 Maximum allowable differential pressure is limited to 1 000 min of water column which is the limit of the coefficient of discharge database.
- 2 Maximum allowable differential pressure is calculated for worst-case diameter ratio (typically $\beta = 0.55-0.65$).
- 3 The maximum differential pressure applies to stainless steel plates at a maximum temperature of 65°C, and for the recommended plate thickness.
- 4 For single-or dual-chamber fittings, the orifice plate seal ring was assumed to deflect under symmetric conditions without plastic deformation. As such, the effect on the seal ring was not investigated.
- 5 Especially at very high differential pressures, the user should carefully consider the associated thermodynamic effects, such as temperature change resulting from the Joule-Thompson effect as the stream passes through the orifice, and the limits on ΔPLP_r , in particular, at low pressures. The sudden reduction of pressure will result in temperature and density changes.

Fuente: <https://law.resource.org/pub/in/bis/S01/is.15675.2006.pdf>.

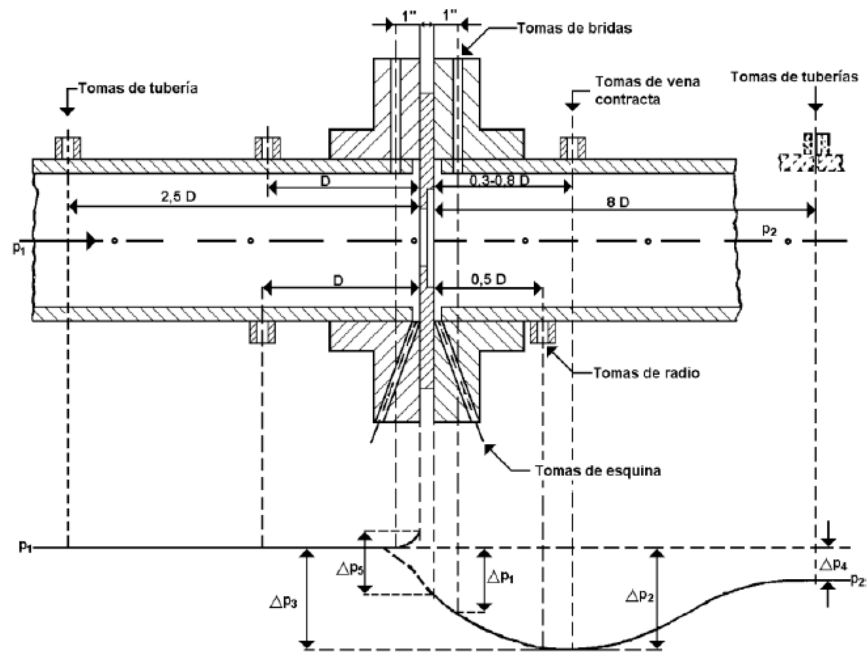
Angulo de bisel: Es el ángulo formado entre la superficie inclinada interior del agujero y la cara de la platina aguas abajo. El valor permitido para el ángulo de bisel es de $45^\circ \pm 15^\circ$.

La superficie del bisel de la platina no debe tener defectos visibles a simple vista como ranuras, aristas, protuberancias o huecos. Si se requiere bisel, su dimensión mínima, medida a lo largo del eje del oficio (E-e), no debe ser menor de 1/16 de pulgada.

3.2.1.3 Tomas de presión diferencial. Las tomas de presión diferencial (taps) pueden ser ubicadas en diferentes sitios (Figura 16), hay cinco diferentes formas de instalar las derivaciones de presión cuando se usa la placa de oficio que son:

- Tomas de bridas: ΔP_1
- Tomas de vena contracta: ΔP_2
- Tomas de radio: ΔP_3
- Tomas de tubería: ΔP_4
- Tomas de la esquina: ΔP_5

Figura 16. Elección de las tomas de presión.



Fuente: <http://webdelprofesor.ula.ve>

Tomas de bridas (Flange Taps): Las tomas están taladradas en las bridas que soportan la placa y situadas a 1 pulg. (2.5 cm.) aguas abajo (baja presión) y a 1 pulg. aguas arriba (alta presión). Es bastante utilizada porque su instalación es cómoda, pero no se recomienda para diámetros de tubería menores de 2 pulg. debido a que la vena contracta puede estar a menos de 1 pulg. de la placa de oficio.

Tomas de vena contracta (Vena contracta taps): La toma posterior está situada en un punto donde alcanza su diámetro más pequeño, lo cual depende de la razón de diámetro y se presenta aproximadamente a 0.5 diámetros de la tubería aguas abajo. La toma aguas arriba se sitúa a 1 diámetro de la tubería.

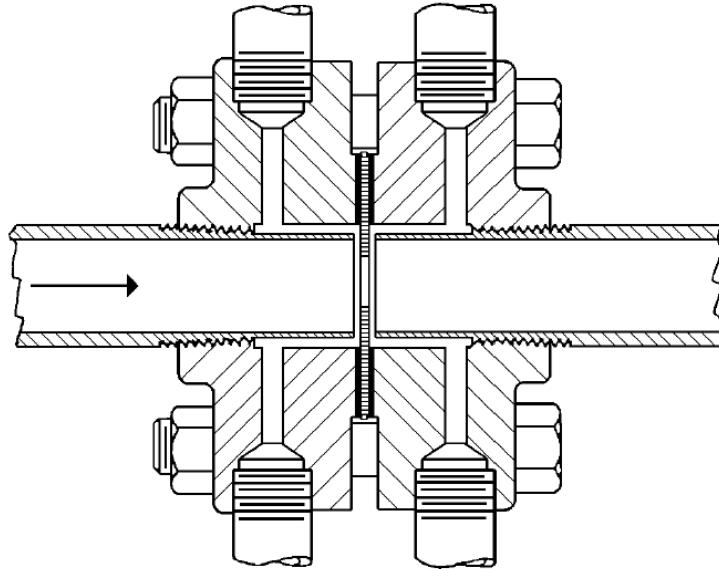
Este tipo de tomas se usa para tuberías mayores de 4 pulg. debido a que para los diámetros menores existe una interferencia entre la brida y la toma aguas abajo. La ubicación exacta se corregirá mediante tablas.

Tomas de tubería (Pipe taps): Se ubican 2,5 diámetros de tubería aguas arriba y 8 diámetros de tubería aguas abajo. Se emplean cuando se desea aumentar el intervalo de medición de un medidor de caudal dado. La situación de las tomas está en un lugar menos sensible a la medición.

Tomas de radio (Radius taps): Son parecidas a las tomas de vena contracta, pero fijando siempre la toma anterior a 1 diámetro aguas arriba y la toma posterior a 0,5 diámetro (aguas abajo) de la tubería.

Tomas de la cámara anular (Tomas de la esquina) (Corner taps): Las tomas están situadas inmediatamente antes y después de la placa y requieren el empleo de una cámara anular especial (Figura 17). Son de amplio uso en Europa.

Figura 17. Instalación de las tomas en la cámara anular.



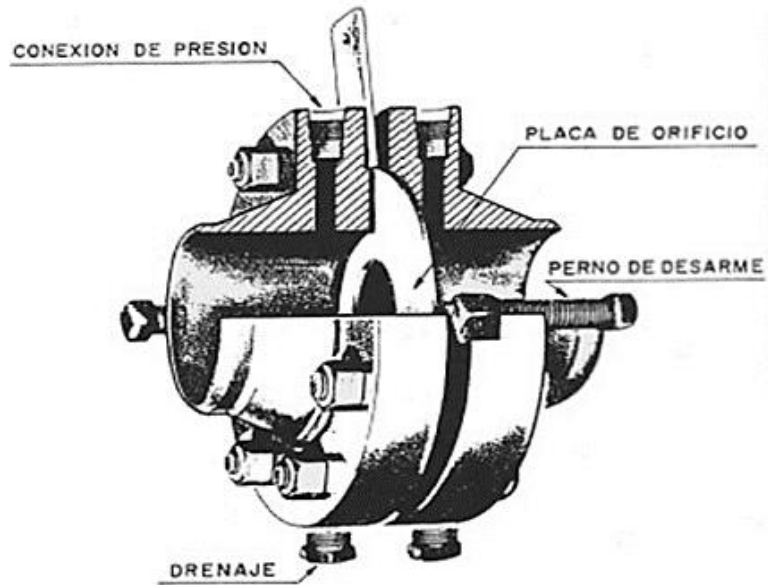
Fuente: <http://webdelprofesor.ula.ve>

3.2.1.4. Porta placa de orificio. Las placas de orificio se sujetan en sitio con la ayuda de un porta placa que no es más que un dispositivo comercial el cual depende del tipo de instalación que desee el usuario. La brida sigue siendo el medio más económico que existe para sujetar las placas de orificio en la línea, siempre y cuando no sea necesario cambiarlas con frecuencia, pero cuando es inevitable que existan los cambios de las placas de orificio, existen varios tipos de dispositivos disponibles comercialmente para lograr este propósito. La razón de usar estos dispositivos es la de evitar la movilización de la tubería que es inevitable con bridas de orificio (Figura 18).

Porta placa de una cámara (Simplex): Estos porta placa permiten remover o insertar la placa de orificio rápidamente y de manera económica, los porta placas simplex usan cuerpos de una sola pieza.

Porta placas de dos cámaras (senior): Es la alternativa más costosa, pero es también la más flexible desde el punto de vista operacional. Este provee un método rápido, seguro y extremadamente sencillo para cambiar placas de orificio bajo presión, sin interrumpir el flujo ni el proceso, y eliminando la necesidad de bypass, válvulas y otros accesorios requeridos por instalaciones convencionales (ver Figura 19).

Figura 18. Bridas porta orificio.



Fuente: <http://slideplayer.es/slide/1109582/>

Figura 19. Porta placas de dos cámaras.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Daniel%20Documents/Orifice-Fittings-Brochure.pdf>.

3.2.1.5. Tubo medidor. Es muy importante que antes y después del orificio exista suficiente longitud de tubería recta con el fin de que el tipo de flujo sea normal y no esté distorsionado por válvulas, accesorios u otros aparatos. Si no ocurre así, la distribución de la velocidad es anormal y el coeficiente del orificio es afectado de tal forma que no se puede predecir.

Cuando no se dispone de la longitud necesaria de tubería recta aguas arriba del orificio, se pueden instalar enderezadores de flujo, con lo que la longitud mínima aguas arriba entre los enderezadores de flujo y la platina de orificio se reduce a 6 diámetros de tubería. Los enderezadores de flujo destruyen las corrientes transversales y de esta forma ayudan a restablecer la distribución normal de la velocidad, asegurando las mediciones de flujo exactas.

Conociendo la relación de diámetros β es posible saber que longitud de tramo recto de tubería aguas arriba y aguas abajo se requieren.

Enderezadores de flujo: Los acondicionadores o enderezadores de flujo son clasificados en rectificadores y aislantes. Los indicadores de flujo como ya se mencionó anteriormente, sirven para remover o reducir la turbulencia en la corriente de flujo, pero su capacidad no llega hasta las condiciones de réplica de las pruebas experimentales. Los acondicionadores de flujo tipo aislante operan eficientemente para remover la turbulencia a condiciones similares a las experimentales. La norma no busca en recomendar un tipo en particular, sin embargo con el fin de mejorar la exactitud de la medición sugiere la instalación de un acondicionador de flujo de 19 tubos concéntricos pues la diferencia obtenida en los coeficientes de descarga así lo amerita.

Instalación del tubo de medición: La Figura 20 especifica los requerimientos de longitud de tubería recta aguas arriba y aguas abajo de la platina de orificio según resultados experimentales que reflejan las variaciones del coeficiente de descarga en un medidor tipo diferencial. Para aplicaciones diferentes a las especificadas, se debe tomar como norma la que se define como otras configuraciones.

La mayoría de las configuraciones evaluadas resultaron con perfiles de flujo altamente desarrollados a la entrada del orificio en los dos casos contemplados con uso y sin uso de rectificadores de flujo. Generalmente, la longitud de los tubos

de medición para instalaciones con o sin rectificador de flujo no son sensibles a variaciones del número de Reynolds y la rugosidad dentro de los valores especificados en la norma. Existe una excepción aplicable cuando no se usa rectificador de flujo y la existencia de dos codos de 90° en planos perpendiculares separados por 5DN o menos y la instalación de cabezales de distribución de flujo.

Figura 20. Requerimiento de longitud para instalar platina de orificio.

Diameter ratio β	Minimum Straight Unobstructed Meter Tube Length from the Upstream Side of the Orifice Plate (in multiples of published internal pipe diameter, D_1)										Downstream meter tube length
	a. Single 90° elbow. b. Two 90° elbows in the same plane with $S > 30D_1$. c. Two 90° elbows in perpendicular planes with $S > 15D_1$.	Two 90° elbows in the same plane "S" configuration with $S \leq 10D_1$.	Two 90° elbows in the same plane, "S" configuration $10D_1 < S \leq 30D_1$.	Two 90° elbows in perpendicular planes, $S < 5D_1$.*	Two 90° elbows in perpendicular planes, $5D_1 \leq S \leq 15D_1$.	Single 90° Tee used as an elbow but not as a header element	a. Single 45° elbow. b. Two 45° elbows in the same plane "S" configuration $S \geq 22D_1$.	Gate valve at least 50% open	Concentric reducer	Any other configuration (catch all category)*	
	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	UL	DL
≤ 0.20	6	10	10	50	19	9	30	17	6	70	2.8
0.30	11	10	12	50	32	9	30	19	6	108	3.0
0.40	16	10	13	50	44	9	30	21	6	145	3.2
0.50	30	30	18	95	44	19	30	25	7	145	3.5
0.60	44	44	30	95	44	29	30	30	9	145	3.9
0.67	44	44	44	95	44	36	44	35	11	145	4.2
0.75	44	44	44	95	44	44	44	44	13	145	4.5
Recommended length for max- imum range $\beta \leq 0.75$	44	44	44	95	44	44	44	44	13	145	4.5

Fuente: Ecopetrol. Manual de medición de hidrocarburos. Cap. 14, 2010. Pág. 37.

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

Presión estática (P_f): Se la toma usualmente en el conducto de gas aguas debajo de la platina de orificio.

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

3.3. PARÁMETROS DE SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE LA PLATINA DE ORIFICIO.

Conocidos los parámetros de operación del sistema, se entrará a evaluar la selección de la platina de orificio más adecuada para garantizar una medición confiable. En el mercado existe una gran variedad de proveedores que suministran este tipo de elementos, pero para realizar una buena selección se deben conocer las condiciones y las características más relevantes que intervengan en el diseño y operación de las platinas de orificio, incluso cada proveedor por lo general ofrece un software que simula las condiciones de operación y con ello se garantiza que la selección sea la más conveniente.

Siendo el elemento primario el más relevante en un sistema de medición, que para este caso corresponde a la platina de orificio, se identificarán sus características mediante un dimensionamiento y posterior comparación con un proveedor seleccionado para realizar el ejercicio práctico de las condiciones teóricas con las condiciones prácticas.

Es así que conociendo la relación de diámetros (β) la cual por normatividad debe estar entre 0,2 y 0,75, nos permite determinar el diámetro del orificio (d) el cual estaría dentro del siguiente rango:

$$\beta = d/D \quad (\text{Ec. 2})$$

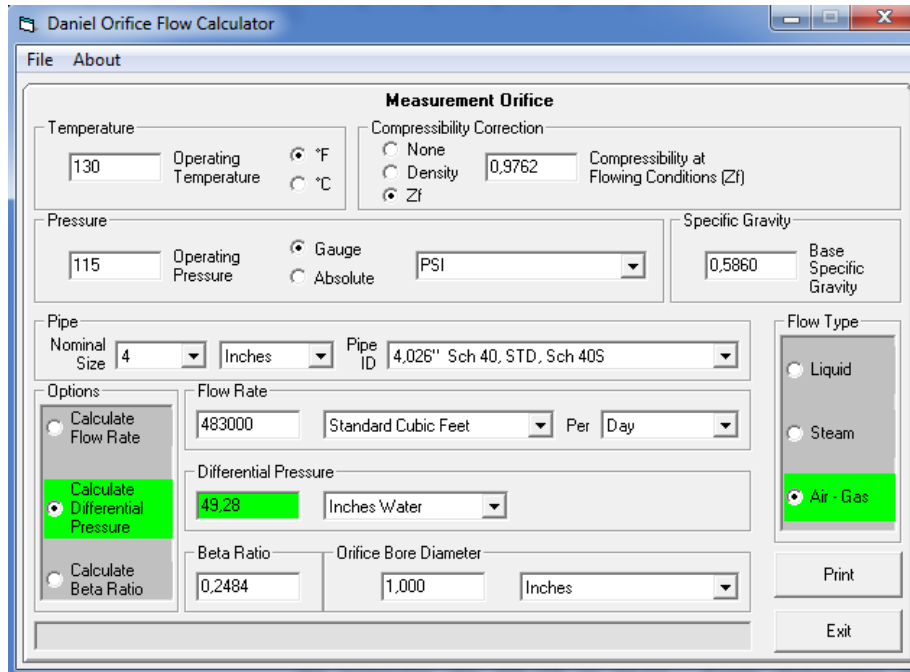
Entonces $d = 0,2 * 4,026 \text{ pulg.} = 0,8052 \text{ pulg.}$ y $d = 0,75 * 4,026 \text{ pulg.} = 3,0195 \text{ pulg.}$

$$0,8052 \text{ pulg.} \leq d \leq 3,0195 \text{ pulg.}$$

Teniendo en cuenta que este rango es un tanto extenso que permita determinar cuál es el mejor diámetro del orificio, se hace necesario evaluar una condición adicional cual es la presión diferencial, la cual debe estar entre 50 y 250 in H₂O.

En este estudio se realizaron diferentes corridas en el software Daniel Orifice Flow Calculator, el cual es un software de libre aplicación y disponible por el proveedor en la página web y se utiliza la ecuación ASME MFC-3M para determinar la tasa de flujo que fluye en tuberías de más de 2 pulgadas de diámetro. En la Figura 21 se muestra la configuración seleccionada.

Figura 21. Corrida del software de platina de orificio para las condiciones actuales de operación.



Fuente: Software Daniel Orifice Flow Calculator.

El cálculo de la relación β para una presión diferencial de 50 in H₂O es de 0,24752, relación que va disminuyendo en la medida en que aumenta el diferencial de presión siendo de 0,16713 a una presión diferencial de 250 in H₂O, valor éste el cual se encuentra por debajo del 0,2 recomendado. Por lo anterior se determina el diámetro del orificio (d) de 1 pulgada, lo que nos da una relación β de 0,2484 y un diferencial de presión de 49,28 in H₂O. Este diámetro de orificio de la platina permite la medición a condiciones mínimas y máximas del flujo de gas sin necesidad de cambiar la platina.

Conociendo el valor del diámetro del orificio se determina el espesor de la platina (E) y del orificio (e), el cual corresponde a:

$$e_{\min} \text{ puede ser } e \geq 0,01d = 0,01 \text{ pulg. } \text{ ó } e > 0,005 \text{ pulg.}$$

El mayor valor es 0,01 pulg.

$e_{\text{máx}}$ puede ser $0,02 D = 0,08$ pulg. ó $0,125 d = 0,125$ pulg

El menor valor es $0,08$ pulg.

Luego,

$$0,01 \text{ pulg.} \leq e \leq 0,08 \text{ pulg.}$$

Entonces,

$$E = 3,18 \text{ mm} = 0,125 \text{ pulg. (recomendado – Figura 15)}$$

Como el máximo $e=0,08$ pulg. y $E= 0,125$ pulg, se requiere bisel.

Con base en los cálculos realizados y para los fines prácticos, se procede a seleccionar un posible proveedor que para el presente caso corresponde a la firma Emerson quien suministra platinas de orificio de marca Rosemount™, ello ante la facilidad de obtener el catálogo de sus productos. La platina de orificio seleccionada corresponde a una platina modelo Rosemount 1495, la cual cumple la norma ISO 5167, el informe AGA No. 3/API 14.3.2 y ASME MFC-3M. La configuración estándar de este tipo de platinas es con un orificio concéntrico con borde a escuadra tanto en las platinas universales como en las de paleta, el material de fabricación es de acero inoxidable 304/316 ASTM A-240 y espesor de placa de $0,125$ pulg., predeterminado para tamaños de líneas de 2 a 6 pulgadas. Los tamaños estándar de los orificios van en incrementos de $3,2$ mm ($1/8$ pulg.) desde $12,7$ mm ($1/2$ pulg.) hasta $101,6$ mm (4 pulg.).

En cuanto a la brida se cuenta con el modelo Rosemount 1496, las cuales son bridas porta orificio con tomas de presión diferencial ubicadas en el mismo cuerpo del elemento, los estilos de las bridas estándar son: cuello de soldadura de superficie resaltada (RF) que es la ideal para utilizar con placas de orificio de tipo paleta y para tamaños de líneas de 2 a 6 pulgadas. La clase será ANSI 150. En la Figura 22 se aprecia una ilustración de la platina de orificio y brida seleccionada.

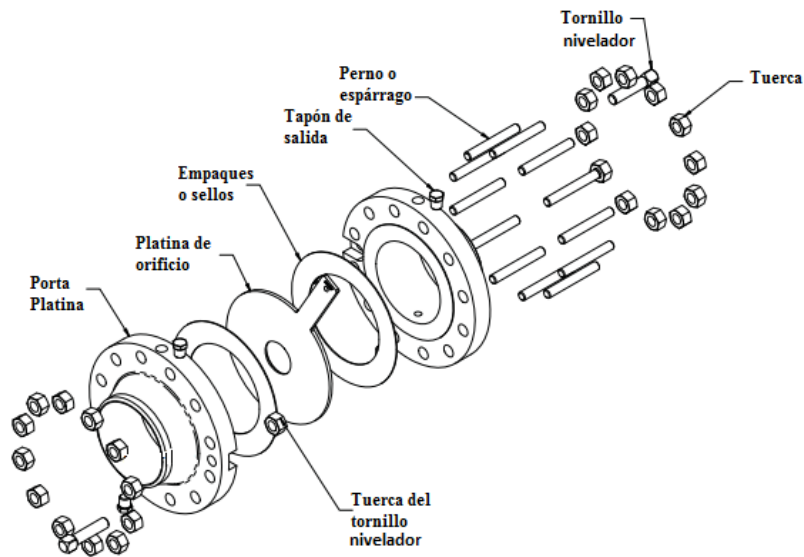
Figura 22. Placa de orificio y brida de caudal modelo Rosemount.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/pm%20rosemount%20documents/00809-0100-4792.pdf>.

Dentro de los accesorios para el montaje de la brida se incluyen los pernos, tuercas y los sellos. En cuanto a las tomas de presión, de manera estándar, las conexiones de tomas de presión son de 12,7 mm (½ pulg.) NPT y separadas 180°. El diámetro del orificio de las tomas es de ½ pulgada para los tamaños de 4 pulgadas en adelante. En la Figura 23, se aprecian los componentes que conforman el elemento primario de medición con la unión al porta placa de bridas.

Figura 23. Componentes en la unión de las bridas.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/pm%20rosemount%20documents/00809-0100-4792.pdf>.

Para la instalación del tubo de medición, como primera consideración se descarta el uso de enderezadores de flujo, ya que estos se recomiendan instalar cuando no se dispone de una suficiente cantidad de tubería recta aguas arriba de una platina de orificio, y para las condiciones actuales del sistema esta no es una limitante. En la Figura 24 se aprecia la línea de salida del compresor en la cual se propone la instalación del medidor de platina de orificio.

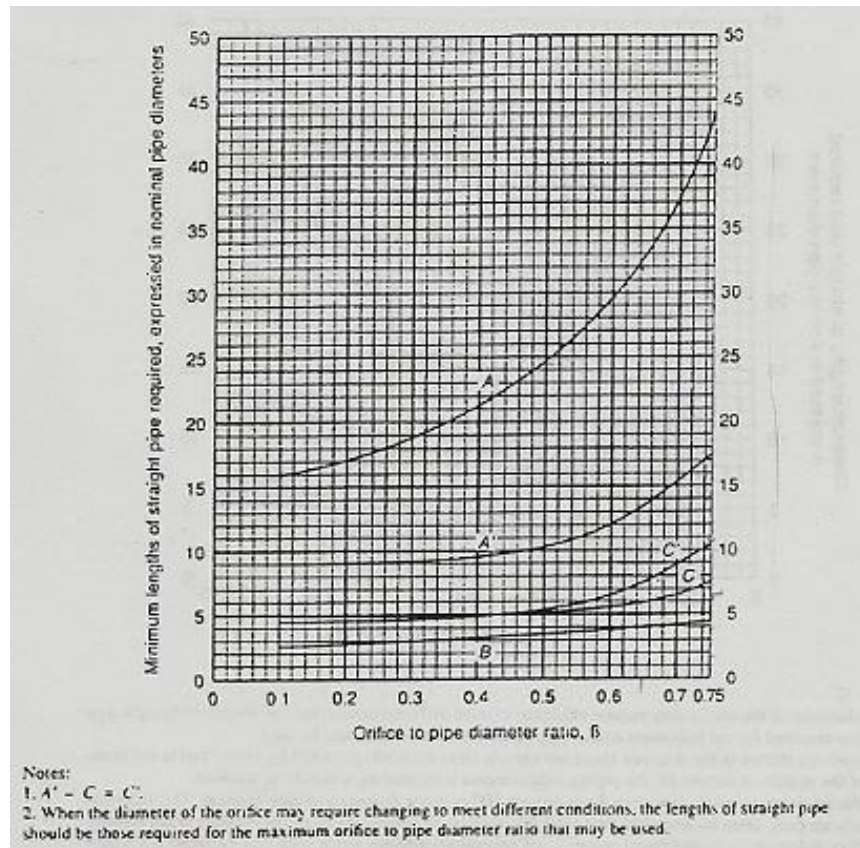
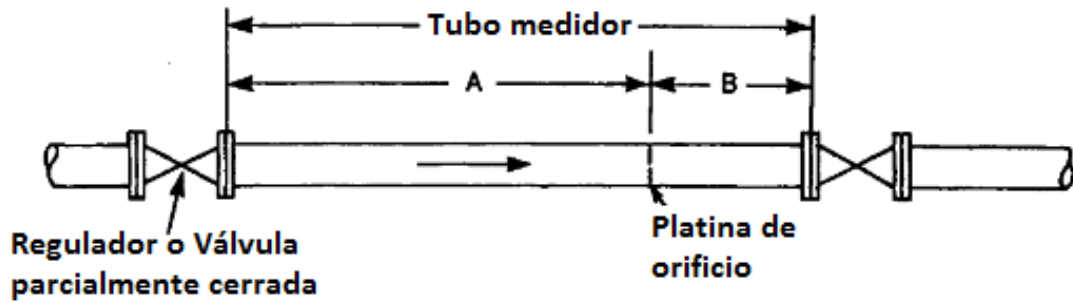
Figura 24. Línea de entrada y salida del compresor de la VRU de la ETR.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Aprovechando las condiciones actuales del sistema, la válvula que se encuentra instalada a la salida del compresor puede servir como restricción en la tubería aguas arriba de la platina de orificio de tal forma que se pueda usar la configuración representada en la Figura 25 para el cálculo de la tubería requerida aguas arriba y aguas debajo de la platina de orificio.

Figura 25. Instalación de una válvula o regulador precediendo el tubo medidor.



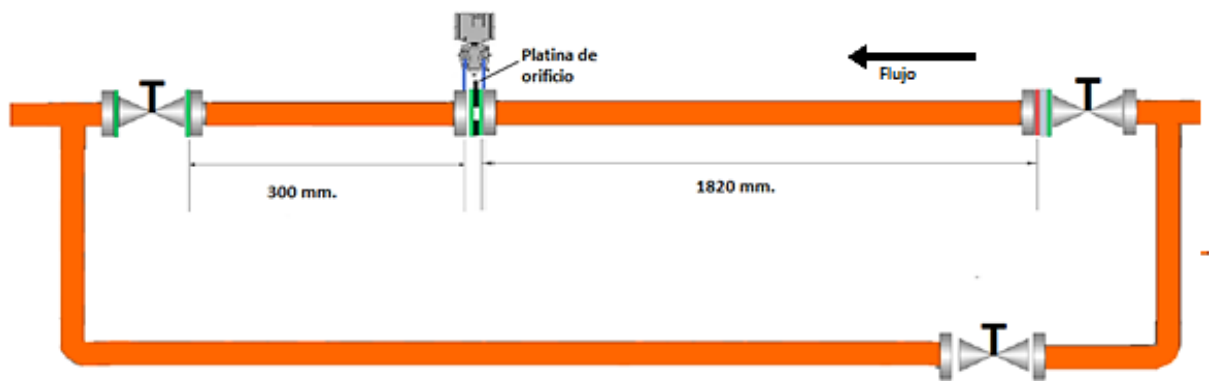
Fuente: AGA 3 de 1992.

Conforme a la anterior figura (Figura 25) y a la Figura 20 correspondiente a los requerimiento de longitud para instalar la platina de orificio, se establece que la longitud aguas arriba será de 18 DN ó 72 pulgadas (1,82 m.) y aguas abajo será

de 2,9 DN ó 11,6 pulgadas (0,3 m.), longitudes que se encuentran garantizadas, ya que la longitud de la tubería es de aproximadamente 9 metros en el tramo donde se propone instalar la platina de orificio.

En la siguiente figura (Figura 26) se muestra el esquema de la longitud de la tubería aguas arriba y aguas debajo de la platina de orificio, el tramo de la tubería en el tubo de medición debe tener un by-pass que permita desviar el flujo de gas una vez se requiera intervenir el patín de medición, por lo que debe instalarse una válvula adicional aguas abajo previo a la conexión del by-pass.

Figura 26. Instalación medidor de platina de orificio.



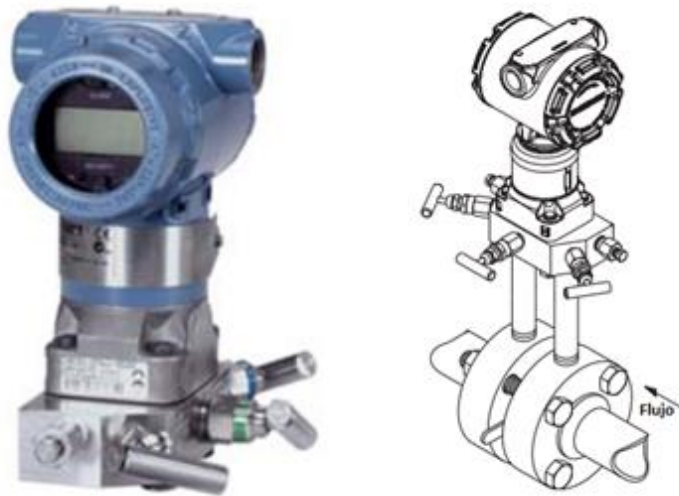
Fuente: Autor.

Teniendo en cuenta el modelo de la platina de orificio recomendada correspondiente al modelo Rosemount 1495, el transmisor de presión que más se ajusta para este tipo de elemento y disponible por el mismo proveedor, corresponde al transmisor modelo 3051C, el cual dentro de sus principales características se destacan:

- Rendimiento con una precisión de hasta el 0.04 %.
- Soluciones que emplean manifolds, elementos primarios y sellos.
- Protocolos HART de 4-20 mA, HART de 1-5 VVC de baja potencia, fieldbus Foundation y Profibus PA.
- Amplitudes y rangos calibrados desde 0.25 mbar a 276 bar (0.1 pulg. de H₂O a 4000 psi).
- Materiales en contacto con el proceso de acero inoxidable 316.

Cuando se mide flujo de gas, las tomas de presión diferencial se ubican en el tope de la tubería. En la Figura 27 se aprecia el transmisor de presión coplanar 3051C y el esquema del montaje del transmisor.

Figura 27. Transmisor de presión coplanar 3051 C y montaje del transmisor.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/pm%20rosemount%20documents/00825-0109-4801.pdf>

3.4. PRESUPUESTO.

De acuerdo al diseño planteado se estructuró un presupuesto el cual se basa en la consulta de los costos aproximados del sistema de medición de platina de orificio, costos los cuales pueden variar dependiendo del tipo de fabricante al cual se solicite la cotización. Los valores acá indicados están expresados en dólares americanos teniendo en cuenta que la mayoría de equipos no son fabricados en Colombia sino que deben ser importados y por lo tanto están sujetos al precio de dicha moneda.

También es necesario aclarar que el costo de los equipos y elementos requeridos incluye los costos de importación, impuestos y su entrega está estimada para que se haga directamente en campo.

En la Tabla 11 se detalla el presupuesto global del proyecto con precios actuales del mercado.

Tabla 11. Presupuesto.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.	V. UNIT (USD)	V. TOTAL (USD)
1	Platina de orificio	EA	1	350	350
2	Transmisor de Presión diferencial (rango 0,1 inH ₂ O a 250 inH ₂ O)	EA	1	4,750	4,750
3	Empaques o sellos	EA	2	50	100
4	Brida porta platina	EA	1	1,250	1,250
5	Pernos o espárragos	EA	8	15	120
6	Tuercas	EA	16	5	80
7	Tornillo nivelador	EA	2	25	50
8	Tuerca tornillo nivelador	EA	2	8	16
9	Corte y soldadura de tubería	Día	2	860	1,720
10	Tubería 3" para el by-pass	mts	3	750	2,250
11	Te de 4" con reducción de 3"	EA	1	860	860
12	Codo de 3" (by pass)	EA	1	620	620
13	Válvula de compuerta de 4"	EA	1	1,100	1,100
14	Inspección unión de soldadura	EA	1	1,000	1,000
15	Mano de obra	DIAS	3	1,520	4,560
Total costos directos (USD)					18,826
Administración, imprevistos y utilidades - AIU (20%) (USD)					3.765
Valor total (USD)					22.591

Fuente: Autor.

Teniendo en cuenta el valor total y la tasa representativa en el mercado del precio del dólar para el día 12 de junio de 2016, el cual es de COP 2969,83, el valor del proyecto en pesos colombianos equivale a COP 67,091,400,00.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se determinó que el mejor sistema de medición de gas natural para la Estación de Transferencia y recibo de Campo Moriche es la platina de orificio, debido a que este dispositivo de medición aparte de que es un sistema de gran aplicabilidad en la medición de gas, cumple adecuadamente con las necesidades de la operación cual es el control de la producción sin transferencia de custodia, en donde no se requieren sistemas complejos ni de alta sensibilidad. El costo de compra del equipo, accesorios e instalación es más bajo que los otros tipos de medidores disponibles en el mercado, siendo el presupuesto de aproximadamente COP 67,000,000,00.

Los sistemas de medición de gas natural siempre van a ser requeridos en cualquier facilidad en la cual se transporte este tipo de combustible, ya que permiten cuantificar el volumen que fluye a través de las líneas de conducción cual sea el uso final para el cual se destine, bien para transferencia de custodia, control de procesos, balances de materia o energía o para ser quemado directamente a la atmósfera.

Para la adecuada selección de un determinado tipo de medidor es necesario evaluar cada una de las variables que tengan mayor relevancia tanto en las condiciones de proceso, como en la calidad del fluido y facilidades en la instalación, lo cual permite garantizar una medición confiable que es lo que en últimas se busca al momento de optar por un medidor de flujo.

El mercado actual ofrece una gran variedad de los diferentes tipos de medidores los cuales pueden ser seleccionados dependiendo de las necesidades particulares de cada tipo de operación, además cada proveedor suministra las herramientas necesarias para que esta elección se ajuste en lo posible a las condiciones reales del proceso, conllevando a un mejor aseguramiento en el sistema de medición que se pretenda implementar.

Se recomienda la implementación del sistema de medición de gas natural en la Estación de Transferencia de Campo Moriche porque contribuye al mejoramiento de los procesos actuales e igualmente genera un valor agregado en las operaciones. El sistema permitirá la cuantificación de esta fuente valiosa de

energía que viene siendo utilizado en la generación de vapor que a su vez es útil para la recuperación terciaria de crudo pesado en el campo.

Se recomienda facilitar el desarrollo de nuevas ideas y proyectos académicos para la realización de una propuesta técnica en el montaje de una planta de deshidratación de gas natural en la Estación de Transferencia de Campo Moriche, teniendo en cuenta que el gas transportado se genera directamente en los pozos productores en condiciones de saturación de vapor de agua.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN GAS ASSOCIATION. AGA REPORT No. 3. Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids. Part 2: Specification and installation requirements. Fourth Edition. USA. 2000.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of petroleum measurement standards: Chapter 14 – Natural Gas fluids measurement. Third Edition. USA. 1992.

BARAJAS, E.J., Computador de flujo: diseño, construcción e implementación de un prototipo para medición de flujo de gas. Bucaramanga, 2004. Trabajo de grado (Magister en potencia eléctrica Línea de investigación Instrumentación electrónica). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones.

BARRERA, H. Curso especialización en Ingeniería del Gas: Medición de gas. Universidad Industrial de Santander, sede Bucaramanga, 2002.

BORRAS, E. Gas Natural. Características, distribución y aplicaciones industriales. Primera Edición. España: Editores Técnicos Asociados S.A. 1987.

GALLAGHER, J. Natural Gas: Measurement handbook. First Edition. United States of America: Gulf Publishing. 2006.

GERMANIER, M.L y LOPEZ, M. Tecnologías para la medición en transferencia de custodia. XVII Convención de gas. Caracas (Ven.). Mayo 23-25.

GOMEZ, J.A., BECERRIL, F. y FLOREZ, L. Apuntes de manejo de la producción en superficie. México 1986. Trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Capítulo V. 76 p.

INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL, cursos libres. [En línea]. [fecha de consulta: 01 de abril de 2016]. Disponible en <<http://www.instrumentacionycontrol.net/cursos-libres/instrumentacion/curso-completo-instrumentacion-industrial/item/218-medición-de-flujo-la-variable-mas-medida-de-la-industria.html>>.

LYONS, W., PLISGA G. y LORENZ, M. Standard handbook of petroleum and natural gas engineering. Third edition. USA: Gulf Publishing Company. 2015.

ROJAS, E. y MATEUS, C.K. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Bucaramanga 2013. Trabajo de grado (Ingenieras de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

VILLALOBOS, G. Medición de flujo: Placas de orificio, toberas de flujo y tubos venturi. Primera edición. México: Limusa. 1999.

VILLEGAS, A. Propuesta técnico económica de un sistema de gestión de aseguramiento metrológico para medición de volumen de gas natural en una empresa distribuidora. Bucaramanga 2015. Trabajo de grado (especialista en gerencia de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ANEXOS

ANEXO A. CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL DE LA ETR CAMPO MORICHE.

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALÍTICA	MÉTODO	GAS ETR CAMPO MORICHE
N – METANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	97.565
N – ETANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.167
N – PROPANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.033
ISO-BUTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.024
N – BUTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.010
NEO – PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.005
ISO – PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.012
N – PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.004
N – HEXANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.020
N – HEPTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.123
N – OCTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.102
N – NONANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.059
N – DECANO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.009
DIOXIDO DE CARBONO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	1.866
NITRÓGENO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.000
OXÍGENO	% MOLAR	CROMATOGRAFÍA DE GASES	ASTM D1945	0.000
SULFURO DE HIDRÓGENO	PPM	COLORIMETRÍA	NE	20.00
AGUA	LB/MMSCF	COLORIMETRÍA	NE	2185
GRAVEDAD ESPECÍFICA	(Air=1 @ 14.73 psia - 60°F)	CÁLCULO		0.5860
PESO MOLAR	g/gmol	CÁLCULO		16.92
DENSIDAD DEL GAS IDEAL	Kg/m ³ @ 14.65 psia - 60°F	CÁLCULO		0.7142
VALOR CALORÍFICO IDEAL BRUTO	BTU/ft ³ @ 14.65 psia - 60°F	CÁLCULO		1010
VALOR CALORÍFICO IDEAL NETO	BTU/ft ³ @ 14.65 psia - 60°F	CÁLCULO		910
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA	Psia	CÁLCULO		670
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA	Rankine	CÁLCULO		350
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS	(@ 14.65 psia - 60°F)	CÁLCULO		0.9762