

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE
ALTERNATIVAS APLICABLES A LA MEDICIÓN DE GAS QUEMADO EN LAS
TEAS DE LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN COLOMBIANOS.**

**ÁLVARO ANDRÉS BLANCO GÓMEZ
JUAN ALBERTO CARREÑO GUALDRÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE
ALTERNATIVAS APLICABLES A LA MEDICIÓN DE GAS QUEMADO EN LAS
TEAS DE LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN COLOMBIANOS.**

**ÁLVARO ANDRÉS BLANCO GÓMEZ
JUAN ALBERTO CARREÑO GUALDRÓN**

**Proyecto de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**Co-Director
GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

A Dios por regalarme sabiduría,

A mis padres Mercedes Gualdrón y Octavio Carreño por su amor y apoyo incondicional,

A mis hermanos Ángela y Sebastián por su amistad, amor, apoyo, anécdotas vividas y por vivir,

A mi primo Jesús Gualdrón Flórez que es como mi hermano, mi gratitud es poca por lo que ha hecho por mí: por sus consejos, por compartir su experiencia, por abrirme las puertas de su hogar y permitirme ser parte de ella, por sus regaños; que junto con su esposa Wendy Caballero han dado ejemplo de amor, superación, perseverancia, dedicación, compromiso y algo muy importante la unión familiar.

A la familia Gómez Guerrero: doña Jazmín, don Félix e hijos Weshly, Daniela, Xiomara y Camilo; por recibirme en su hogar y permitirme ser parte de él durante estos años, por su colaboración.

A mis siempre amigos Juan Pablo López, Mayerly Bravo, Luis Carlos Manuel Flórez, por su amistad de casi toda la vida, por sus consejos y vivencias.

Juan Alberto Carreño Gualdrón

Contenido

Introducción.....	17
1. REGULACIONES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.....	18
1.1 ESFUERZOS INTERNACIONALES EN LA DISMINUCIÓN DE ESTA PRÁCTICA	19
1.2 PROVINCIA DE ALBERTA (CANADÁ).....	23
1.3 EL REINO UNIDO.....	25
1.4 NORUEGA.....	27
1.5 ESTADOS UNIDOS.....	29
1.6 COLOMBIA.....	31
2. VARIABLES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN DEL GAS.....	40
2.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL GAS.....	40
2.2 FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.....	45
2.3 PERFIL DE FLUJO Y FENÓMENOS QUE LO AFECTAN.....	47
2.4 ACONDICIONADORES Y RECTIFICADORES DE FLUJO.....	48
2.5 ACONDICIONAMIENTO DE LA TUBERÍA.....	49
2.6 VELOCIDADES DE FLUJO.....	50
2.7 REQUERIMIENTOS METROLÓGICOS.....	51
2.8 PERDIDAS DE PRESIÓN O CARGA.....	53
2.9 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	54
2.10 FACTORES ECONÓMICOS.....	55
3. ALTERNATIVAS Y PROCEDIMIENTOS USADOS EN LA MEDICIÓN DE VOLÚMENES DE GAS DE QUEMA.....	58

3.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE GAS.	58
3.1.1 Datos RGA (GOR: Gas-Oíl ratio).....	58
3.1.2 Balance de masa.	59
3.1.3 Método de inventario.	60
3.1.4 Simuladores de procesos.	60
3.2 ALTERNATIVAS Y TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE GAS.....	61
3.2.1 Medidores de presión diferencial.....	61
3.2.2 Medidores de flujo tipo Coriolis.....	72
3.2.3 Medidores tipo Turbina.	77
3.2.4 Medidor de inserción en flujo (másico – térmico).....	80
3.2.5 Medidores Ultrasónicos de flujo.....	85
3.2.7 Medidores tipo Óptico.	90
3.2.6 Medidores tipo Vórtex.	92
4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS APLICABLES A LA MEDICIÓN DE GAS QUEMADO EN LAS TEAS.	95
4.1 HERRAMIENTA INFORMÁTICA QUE APOYA LA SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE MEDICIÓN.....	106
4.2 HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN.....	106
4.2.1 Módulo de propiedades de la operación.	107
4.2.2 Módulo de características del fluido.	108
4.2.3 Módulo de características de la instalación.....	109
4.2.4 Módulo de propiedades del medidor.	109
4.2.5 Módulo de condiciones ambientales.....	110
4.2.6 Módulo de regulaciones de medición.	111
4.3 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.	111
4.4 PROGRAMACIÓN DE LA HERRAMIENTA	113
4.5 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN	113

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA.....	114
6. CONCLUSIONES.....	118
7. RECOMENDACIONES.	119
BIBLIOGRAFÍA.....	120
ANEXOS.....	124

Lista de figuras.

	Pág.
Figura 1. Los 30 países con mayor quema de gas a nivel mundial.	21
Figura 2. Quema de gas y producción de petróleo a nivel mundial.	22
Figura 3: Diagrama de instalación de un medidor de presión diferencial.	67
Figura 4: Diagrama de instalación de un medidor de flujo Coriolis.....	77
Figura 5: Diagrama de instalación de un medidor tipo Turbina.	79
Figura 6: Diagrama de instalación medidor tipo Másico - Térmico.....	84
Figura 7: Diagrama de instalación de un medidor de flujo ultrasónico.	89
Figura 8: Diagrama de instalación de un medidor de flujo Óptico.	92
Figura 9: Diagrama de instalación de un medidor tipo Vórtex.	93
Figura 10: Módulos de la herramienta software de selección.....	107
Figura 11: Presentación del módulo de propiedades de la operación.....	108
Figura 12: Presentación de módulo de características del fluido.	108
Figura 13: Presentación del módulo de características de la instalación.	109
Figura 14: Presentación del módulo de propiedades del medidor.....	110
Figura 15: Presentación del módulo de condiciones ambientales.....	110
Figura 16: Presentación del módulo de regulaciones de medición.	111
Figura 17: Presentación del módulo de resultados.....	112

Figura 18: Manuales de operación, instalación y funcionamiento-FGMS.....	112
Figura 19: Resultados alternativa de medición-CEC.	115
Figura 20: Resultados alternativa de medición-CEC.	115
Figura 21: Resultados alternativa de medición-CEC.	115
Figura 22: Resultados alternativa de medición-CEC.	116
Figura 23: Resultados alternativa de medición-CEC.	116
Figura 24: Resultados alternativa de medición-CEC.	116
Figura 25: Manuales de operación, instalación y funcionamiento de los medidores másico – térmicos.	117
Figura 26: Medidor de presión diferencial tipo Tubos Pitot.....	126
Figura 27: Medidor de presión diferencial tipo platina de orificio.	126
Figura 28: Medidor de presión diferencial tipo Venturi.....	126
Figura 29: Medidor de flujo tipo turbina.....	126
Figura 30: Medidor de flujo tipo Vórtex.	127
Figura 31. Medidor de flujo ultrasónico.	127
Figura 32: Medidor de flujo tipo óptico.	127
Figura 33. Medidor de flujo tipo Coriolis-Forma en "U"	127

Lista de tablas.

	Pág.
Tabla 1: Métodos para la reducción de la quema de gas.....	20
Tabla 2: Volúmenes de gas quemado en Canadá entre los años 2013 y 2015. ...	24
Tabla 3: Volúmenes de gas quemado en Reino Unido entre los años 2013 y 2015.	26
Tabla 4: Volúmenes de gas quemado en Noruega entre los años 2013 y 2015. ...	28
Tabla 5: Volúmenes de gas quemado en EE.UU entre los años 2013 y 2015.	29
Tabla 6: Volúmenes de gas quemado en Colombia entre los años 2013 y 2015. .	32
Tabla 7: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.	33
Tabla 8: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.	34
Tabla 9: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.	35
Tabla 10: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.	36
Tabla 11: Regulaciones nacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.	37
Tabla 12: Regulaciones nacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.	38
Tabla 13: Tipos de eventos de quema.	50
Tabla 14: Costos de los sistemas de medición abordados en este proyecto.	56

Tabla 15: Ventajas y desventajas de los medidores de presión diferencial.....	67
Tabla 16: Rangos operacionales de los medidores de presión diferencial.....	68
Tabla 17: Rangos operacionales de los medidores de flujo tipo Coriolis.....	73
Tabla 18: Ventajas y desventajas de los Medidores tipo Coriolis.....	75
Tabla 19: Ventajas y desventajas de los Medidores tipo Turbina.....	79
Tabla 20: Rangos operacionales de un medidor tipo turbina.....	80
Tabla 21: Ventajas y desventajas del Medidor de inserción en flujo (másico – térnico).....	82
Tabla 22: Rangos operacionales de los medidores de flujo másico - térmicos.....	83
Tabla 23: Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos.....	86
Tabla 24: Rangos operacionales de un medidor de flujo ultrasónico.....	88
Tabla 25: Rangos operacionales de los medidores de flujo tipo óptico.....	91
Tabla 26: Ventajas y desventajas de los medidores de flujo Ópticos.....	92
Tabla 27: Ventajas y desventajas de los Medidores tipo Vórtex.....	94
Tabla 28: Rangos operacionales de un medidor de flujo tipo Vórtex.....	94
Tabla 29: Matriz de parámetros de selección de las alternativas de medición de gas de quema (screening).....	103

Lista de Anexo.

ANEXO A: MIEMBROS DE LA ASOCIACIÓN PARA LA REDUCCIÓN GLOBAL DE LA QUEMA DE GAS (GGFR). **¡Error! Marcador no definido.**

ANEXO B: CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO. **¡Error! Marcador no definido.**

ANEXO C: IMÁGENES DE LOS MEDIDORES DE FLUJO. **¡Error! Marcador no definido.**

ANEXO D: DATOS DE QUEMA DE GAS A NIVEL MUNDIAL. **¡Error! Marcador no definido.**

ANEXO E: CAMPOS COLOMBIANOS CON PRODUCCIÓN DE GAS, LOS VOLÚMENES DE QUEMA DURANTE EL AÑO 2015 Y SU MÉTODO DE ESTIMACIÓN.129

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS APLICABLES A LA MEDICIÓN DE GAS QUEMADO EN LAS TEAS DE LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN COLOMBIANOS.*

AUTOR: ÁLVARO ANDRÉS BLANCO GÓMEZ
JUAN ALBERTO CARREÑO GUALDRÓN **

PALABRAS CLAVES: MEDIDOR DE FLUJO, QUEMA DE GAS, SELECCIÓN DE MEDIDOR, MEDICIÓN DE GAS, REGULACIONES AMBIENTALES.

DESCRIPCIÓN:

Las prácticas de quema de gas son un procedimiento aceptados a nivel mundial por la industria de los hidrocarburos. Esta práctica se considera como un proceso donde se desperdicia un recurso energético valioso y en la cual se genera gran cantidad de emisiones de sustancias contaminantes, agudizando el problema de cambio climático.

Los volúmenes de quema han aumentado a lo largo de los años, junto con el aumento de la explotación petrolera. Para disminuir estas prácticas, diferentes organizaciones han unido esfuerzos en la busca de un cambio en el paradigma en la utilización del gas de producción.

Uno de los pilares fundamentales para implementar soluciones legales, ambientales y económicamente viables, se basa en la toma de mediciones de los volúmenes de gas quemado. Tales procesos de cuantificación solo pueden ser llevados a cabo por medio de las tecnologías y alternativas de medición de flujo dispuestas en el mercado. La selección de la alternativa de medición de gas de quema, que mejor se adapte a las necesidades de la compañía en muchas oportunidades se ha convertido en un desafío ingenieril.

En el presente proyecto se hace una recopilación bibliográfica de los diferentes sistemas y aspectos generales de medición, se desarrolla una comparación técnica de los diferentes medidores en base a los fundamentos teóricos y normas internacionales, seguido de un análisis económico y de instalación de acuerdo a los requerimientos de los medidores y a las instalaciones actuales.

La metodología presentada permite al diseñador del sistema tener presente y encarar los desafíos que plantean las diferentes características que se presentan en un sistema de quema de gas. Este proyecto presenta un estudio técnico y económico que involucra la selección del sistema de medición de volúmenes de gas quemado, basándonos en las diferentes normas técnicas relacionadas a la medición de hidrocarburos gaseoso.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR THE SELECTION OF ALTERNATIVES APPLICABLE TO THE MEASUREMENT OF GAS BURNED IN THE TEAS OF THE COLOMBIAN PRODUCTION FIELDS.*.

AUTHORS: ÁLVARO ANDRÉS BLANCO GÓMEZ
JUAN ALBERTO CARREÑO GUALDRÓN**

KEYWORDS: FLOW METER, FLARE GAS, METER SELECTION. GAS MEASUREMENT, ENVIRONMENT REGULATIONS.

DESCRIPTION:

Gas burning practices are a procedure accepted worldwide by the hydrocarbon industry. This practice is considered as a process where a valuable energy resource is wasted and in which a large amount of emissions of polluting substances is generated, exacerbating the problem of climate change. Burn volumes have increased over the years, coupled with increased oil exploitation. To reduce these practices, different organizations have joined efforts in the search for a paradigm shift in the use of production gas.

One of the fundamental pillars for implementing legal, environmental and economically viable solutions is based on the measurement of burned gas volumes. Such quantification processes can only be carried out by means of the technologies and alternatives of measurement of flow arranged in the market.

Selecting the alternative gas flaring measurement that best suits the needs of the company on many occasions has become an engineering challenge. In the present project a bibliographical compilation of the different systems and general aspects of measurement is made, a technical comparison of the different meters is developed based on the theoretical foundations and international standards, followed by an economic analysis and installation according to the Meter requirements and current facilities.

The methodology presented allows the system designer to keep in mind and face the challenges posed by the different characteristics that are presented in a gas burning system. This project presents a technical and economic study that involves the selection of the gas volume measurement system, based on the different technical standards related to the measurement of gaseous hydrocarbons.

* Degree Project

** Physical and chemical engineering faculty. Petroleum engineering. Director: Ing. Edison Odilio García Navas

Introducción.

Durante los últimos años, se han incrementado los esfuerzos a nivel global para disminuir la contaminación liberada a la atmosfera. En la mayoría de los aspectos cotidianos de la vida de los seres humanos se ha visto reflejada esta necesidad imperiosa de salvaguardar el planeta donde habitamos. La quema de gas natural, al ser un proceso que genera un impacto ecológico, no ha sido la excepción y ha sido sometida su utilización a nuevas reglamentaciones, con el fin de disminuir constantemente estas descargas a la atmosfera y preservar este recurso natural.

Como primera medida se hace mención a las regulaciones, normas y leyes que rigen las operaciones de quema de gas a nivel mundial, prestando especial atención a los casos de Canadá y Noruega, naciones que sobresalen por poseer las regulaciones más detalladas y que han servido como base para la creación de nuevas legislaciones en otros países.

Seguidamente, se tratará acerca de las diferentes variables que se ven involucradas en el proceso de medición de fluidos hidrocarburos gaseosos. Se repasarán aspectos propios del funcionamiento de los medidores, como los fenómenos de fluidos a los que se ve expuesto el gas durante su transporte por tuberías.

Posteriormente, se hará un repaso de las tecnologías y procedimientos utilizados para la cuantificación de los volúmenes de gas. Se enfocará la explicación en los medidores de flujo cuyas características les permiten ser una opción viable en las operaciones de quema de gas.

Para culminar se formula una metodología para la selección de los medidores de flujo, teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados, generando un programa informático que sintetice la metodología y facilite la selección del medidor en un caso específico de aplicación.

1. REGULACIONES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.

Los sistemas de quema de gas son dispositivos de seguridad, los cuales permiten la disposición y quema de gas de producción. Estos sistemas son ampliamente utilizados en la industria de los hidrocarburos para disponer de gases y vapores liberados, que se generan en las operaciones de producción y tratamiento.

La quema del gas en teas se considera una operación necesaria, con el fin de garantizar la seguridad de los operadores y evitar daños en los equipos. Operaciones de cierre, inspecciones y mantenimiento de equipos, requieren despresurización del sistema, para lo cual los sistemas de teas son puestos en funcionamiento.

La quema de gas asociado está relacionada con un gran rango de actividades de desarrollo y producción de energía a nivel mundial. Algunas de estas actividades son:

- Perforación de pozos de petróleo y gas.
- Servicios de completamiento de pozos.
- Pruebas de pozos para estimar reservas y determinar productividad.
- Operación de producción de aceite negro y bitumen.
- Mantenimiento de facilidades de superficie en campos de petróleo y gas.
- Emergencias ocurridas durante la operación de las facilidades de superficie.
- Instalaciones de gestión de residuos petroleros.

Durante el proceso de quema, se liberan a la atmosfera sustancias contaminantes, las cuales generan un gran impacto ambiental, al igual que compuestos orgánicos volátiles, los cuales son perjudiciales para la salud humana. Una tea eficiente, no produce humo visible. La presencia de humo negro puede deberse a impurezas en el gas, combustión incompleta, una pobre mezcla del gas con el aire o una baja

eficiencia del sistema. La eficiencia de la tea y la cantidad de oxígeno inyectado, son variables que afectan la completa combustión del gas.

1.1 ESFUERZOS INTERNACIONALES EN LA DISMINUCIÓN DE ESTA PRÁCTICA

La industria de los hidrocarburos cuenta con obligaciones legales alrededor del mundo, en las que se compromete a la correcta medición y reporte de las actividades de quema de gas. Estas normas están encargadas de velar por las buenas prácticas en el ámbito ambiental, ético, y profesional.

La falta de monitoreo en muchas regiones del mundo donde las regulaciones son laxas y los entes de control son inoperantes o inexistentes, dificultan el cumplimiento de las legislaciones ambientales y no permiten cuantificar con precisión los volúmenes de gas quemado.

La obtención de medidas exactas y precisas es de vital importancia en los esfuerzos que se realizan para reducir esta práctica. Estos datos arrojarán luces importantes sobre la magnitud del problema de quema de gas, con lo cual los investigadores y voceros de la industria de los hidrocarburos, podrán generar un panorama diferente, cambiando así el paradigma respecto a estas operaciones.

Los graves efectos ambientales y el desperdicio de un energético no-renovable son los argumentos de movimientos ecologistas y diversos sectores de la sociedad en contra de la quema de gas. La industria insiste que los esfuerzos por la disminución de este procedimiento solo serán posibles si se generan beneficios monetarios para los operadores. A nivel global, El Banco Mundial (*World Bank*), ha encabezado la lucha en contra del desperdicio de este recurso, creando la Asociación para la Reducción Global de la Quema de Gas (GGFR, por sus siglas en inglés), una iniciativa público-privada compuesta por compañías petroleras nacionales e internacionales y gobiernos de todo el mundo.

Tabla 1: Métodos para la reducción de la quema de gas

<p>Exportar por gasoducto</p>	<p>a) Re-comprimir y tratar el gas para venderlo a las condiciones de presión y calidad requeridas; b) Exportar como combustible para el uso en la generación de energía en una facilidad vecina.</p>
<p>Generación de energía</p>	<p>a) Involucra reutilizar el gas para suministrar energía a los equipos de las instalaciones (turbinas de gas, compresores, calentadores, motores, etc.); b) Proveer de energía a las comunidades locales.</p>
<p>Re-inyección del gas</p>	<p>a) Supone re-inyectar el gas de vuelta a la formación para promover un recobro mejorado (EOR); b) dentro del anular del pozo para facilitar las operación de producción con GAS LIFT</p>
<p>LNG o GTL</p>	<p>En ausencia de una tubería de gas, se debe considerar la opción de utilizar el gas para producir: a) líquidos del gas natural (LNG); b) productos derivados (GTL), como Metanol o Dimetil Éter. Estos fluidos serian transportados en barco o por carretera hacia su comprador.</p>

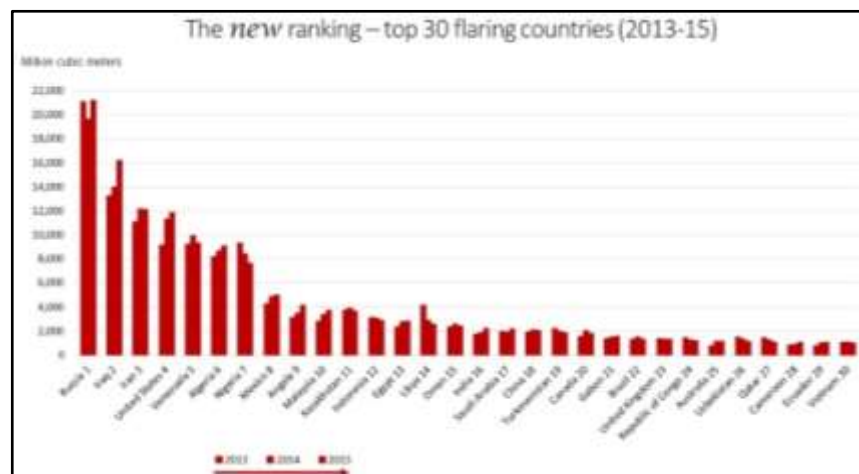
Fuente: Marshall, Craig. 2012. MARSHALL, Craig. Best Practice in Flare Gas Measurement. Offshore Technology Conference. Houston. 3 de mayo de 2012. [Citado 13-Julio-2016]. Houston: s.n., 2012.

Esta asociación ha promovido diferentes actividades económicas para la utilización del gas, ayudando a eliminar los obstáculos técnicos y regulatorios, conduciendo investigaciones, difundiendo las mejores prácticas y desarrollando programas de

reducción de quema de gas en cada país. Gracias a los datos publicados por las compañías operadoras y por los entes regulatorios de cada país, los investigadores han podido realizar aproximaciones sobre los volúmenes de gas que se queman a nivel mundial.

En la Figura 1, se muestran los países que más contribuyen en los volúmenes de gas quemado a nivel mundial.

Figura 1. Los 30 países con mayor quema de gas a nivel mundial.



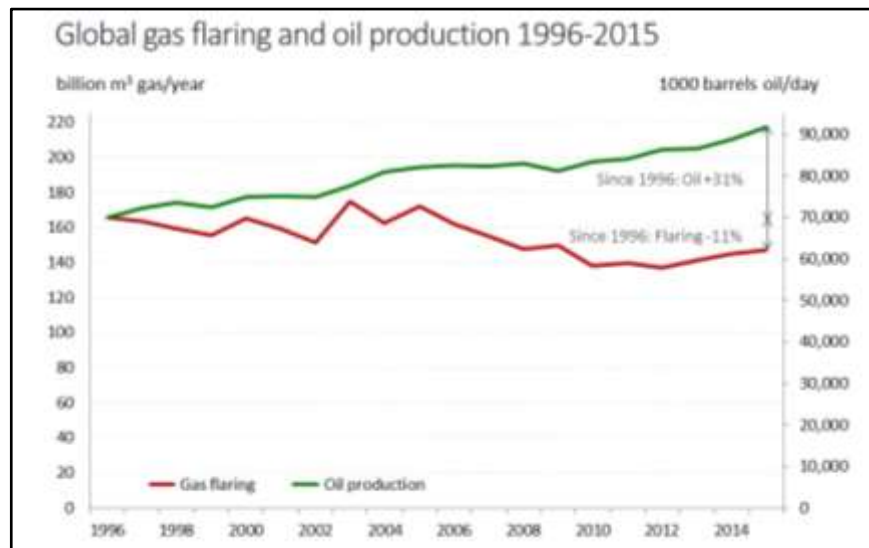
Fuente: <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7>

La cantidad de gas asociado que es quemado con respecto a la producción total del mismo es del 5%. Se estima que entre 150 y 170 Billones de Pies Cúbicos (BPC) de gas asociado a la producción de petróleo, son quemados, generando aproximadamente 400 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂), un gas

de efecto invernadero, que tiene gran impacto medioambiental. ¹ Tal cantidad de gas es aproximadamente el 20% del consumo de gas natural que requieren los Estados Unidos, o el 30% del gas natural que consumen los países de la Unión Europea. ²

En la Figura 2, se evidencia la disminución en las prácticas de quema de gas a nivel global en los últimos 20 años.

Figura 2. Quema de gas y producción de petróleo a nivel mundial.



Fuente: <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7>

¹ SVENSSON, Bent R. Global Gas Flaring Reduction in Key Countries. Kuala Lumpur. World Gas Conference. 2012. p 9.

² Ibid. p. 6

A modo de ejercicio, es posible calcular las pérdidas económicas debido a la quema del gas. En los dos últimos años, el precio del gas se ha mantenido alrededor de los \$2.6 (US/MMBTU), los costos aproximados del desperdicio alcanzan la cifra de \$142 Billones de dólares (\$US) al año.³

Estados Unidos (EE.UU), Canadá, Noruega y el Reino Unido son los países cuyo marco legal sobre la práctica de quema de gas en teas abarca la mayor cantidad de factores técnicos, económicos y ambientales, además se encuentra regulado por autoridades competentes. Estas legislaciones promueven el uso de medios alternativos para la disposición del gas, incentivando con beneficios económicos a las compañías que logren disminuir significativamente sus volúmenes de gas quemado. Una de las características que comparten todas las legislaciones existentes, es la obligación por parte de las empresas operadoras de registrar y reportar los volúmenes de gas, a través de métodos y tecnologías reconocidas para tal fin. La efectividad de cualquier régimen regulatorio aplicado a la quema de gas depende de la exactitud de los datos de medición y el reporte de los volúmenes de gas quemado, en combinación con esfuerzos regulatorios poderosos.⁴

1.2 PROVINCIA DE ALBERTA (CANADÁ)

Canadá, es el tercer país con la mayor producción de gas en el mundo, después de Arabia Saudita y Venezuela. Tales cantidades de gas producido lo han forzado a generar políticas medio-ambientales rigurosas sobre la quema de gas. En los últimos 20 años, se ha presentado una reducción en más del 80% del volumen del gas quemado. Requieren que los operadores que desarrollan un campo petrolero

³ SVENSSON, B. Op. cit.

⁴ The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR). Regulation of Associated Gas Flaring and Venting A Global Overview and Lessons from International Experience. [En línea]. 1a ed. agosto 2004. [Citado 15-Diciembre-2016]. Disponible en web: <http://documents.worldbank.org/curated/en/590561468765565919/pdf/295540Regulati1aring0no10301public1.pdf>

analicen planes de desarrollo económicos que involucren la utilización del gas asociado.

Los volúmenes de gas de desecho que puede ser quemado cada año, no pueden superar los 670 millones de metros cúbicos (m³).

Cuentan con un límite mínimo de 80.000 m³/día, a partir del cual, todas las operaciones de la industria que involucre la quema del hidrocarburo gaseoso, deberán realizar las mediciones del volumen total a ser quemado.

En la siguiente figura se muestran los datos estadísticos acerca de los volúmenes de gas quemados en este país a lo largo de un periodo de tiempo de dos años (2013 y 2015).

Tabla 2: Volúmenes de gas quemado en Canadá entre los años 2013 y 2015.

Año	Millones de metros cúbicos.
2013	1536
2014	2063
2015	1814

Fuente:

http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboardJan_122017/GasFlaring?%3Aembed=y&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no&%3Atoolbar=no

La normatividad establece condiciones en las cuales la instalación de medidores de flujo es inevitable. Estas condiciones son:

- Cuando los volúmenes de gas a ser quemados superan los 500 m³/día.
- Cuando la concentración de contaminantes no hidrocarburos (H₂S, CO, CO₂, etc.) es muy alta.

Las operaciones de quema no deben exceder, bajo ninguna circunstancia, las condiciones permitidas para la operación, como se muestra a continuación:

- Pozos de aceite: 72 Horas
- Pozos de gas: 72 Horas
- Pozos de bitumen: Promedio de 900 m³/día - periodo continuo de 3 meses.
- Coalbed methane: 120 – 336 Horas. Producción de gas en un periodo no mayor a tres meses consecutivos: 100.000 m³.

Para los pozos de gas, no se pueden superar los siguientes volúmenes quemados, durante cada una de las etapas mencionadas.

- Pruebas de pozo: ≤ 600.000 m³
- Pozo en desarrollo: ≤ 400.000 m³
- Pozo con facilidades de producción: ≤ 200.000 m³

En los nuevos pozos de bitumen perforados, la legislación otorga un periodo de prueba de seis meses, o cuando los volúmenes de gas quemado, durante tres meses seguidos, superen los 900 metros cúbicos por día (900 m³/día).

Si se pronostican pequeñas cantidades de gas, los operadores pueden realizar las respectivas estimaciones de los volúmenes, utilizando métodos de cuantificación aprobados científicamente (GOR-Balance de materia-Simuladores). Toda la infraestructura de transporte de gas, tanto del gobierno, como de actores privados, es puesta a disposición del desarrollo de actividades de utilización de gas asociado.

1.3 EL REINO UNIDO.

En Reino Unido todas las operaciones de quema de gas son monitoreadas y reguladas individualmente, las cuales con anterioridad debieron obtener permisos concedidos por el ente regulador para llevar a cabo las operaciones de quema. El consentimiento de quema es un instrumento regulatorio clave, aplicado por DTI, para controlar los volúmenes de gas quemado y aprobar la cantidad de gas que cada facilidad o sitio puede quemar cada año.

Se requieren permisos emitidos por el DTI para realizar todas las actividades de quema de gas derivadas de las operaciones propias de la exploración y producción de fluidos hidrocarburos. También este ente regulador estará pendiente en todo momento, realizando análisis periódicos o visitas técnicas, de las condiciones y operaciones de las facilidades de superficie, con el fin de promover mejoras técnicas que buscan disminuir la quema del gas.

En la siguiente figura se muestran los datos de los volúmenes de gas quemados en este país en un periodo de dos años (2013-2015).

Tabla 3: Volúmenes de gas quemado en Reino Unido entre los años 2013 y 2015.

Año	Millones de metros cúbicos
2013	1354
2014	1350
2015	1321

Fuente:

http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboardJan_122017/GasFlaring?%3Aembed=y&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no&%3Atoolbar=no

Cuentan con un límite mínimo de 70.000 m³/día, a partir del cual, todas las operaciones de quema gas, deberán realizar las mediciones del volumen total.

En el territorio de la Gran Bretaña, como en la plataforma continental es La unidad de licencias y consentimientos del Departamento de Industria y Comercio (DTI, por sus siglas en ingles).

El Reino Unido ha creado incentivos, para que los operadores se interesen en participar en el comercio del gas. Ha reestructurado el comercio del gas, permitiendo la entrada de terceros para la utilización del gas asociado, los cuales estan interesados en la generacion de energia a partir de este gas, o planean otros proyecros economicos.

1.4 NORUEGA.

Desde el inicio de las operaciones de la industria de los hidrocarburos en el país nórdico, se prohibió la quema de gas, ya que se veía este proceso como una pérdida de un recurso energético no renovable.

El gobierno noruego entiende que para alcanzar la meta definitiva de eliminar la quema de gas, es necesario realizar todas las mediciones y monitoreo en todas las fases de este proceso.

El gobierno de este país, no aprueba, la realización de proyectos en los cuales no se cuente con planes económicamente viables para la utilización del gas asociado. Consideran que este gas puede ser útil en cualquier instancia, siempre y cuando no haya pérdidas para los inversionistas.

El Directorio del Petróleo Noruego (NPD), que hace parte del Ministerio de Petróleo y Energía Noruego (MPE), es el encargado de supervisar todas las actividades del sector hidrocarburos. El Directorio Noruego del Petróleo, lleva a cabo procedimientos de auditoria a los datos de medición de las operaciones de quema, para comprobar que la información acerca de los volúmenes sea exacta y precisa. Noruega ha desarrollado un régimen regulatorio exitoso para la quema de gas asociado.

En la siguiente figura se muestran los datos de los volúmenes de gas quemados en este país en un periodo de dos años (2013-2015).

Tabla 4: Volúmenes de gas quemado en Noruega entre los años 2013 y 2015.

Año	Millones de metros cúbicos.
2013	429
2014	341
2015	336

Fuente:

http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboardJan_122017/GasFlaring?%3Aembed=y&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no&%3Atoolbar=no

Para mejorar las prácticas de quema de gas natural, se prioriza la medición de todos los volúmenes de gas. Todo el volumen de gas que se quema, es medido con anterioridad y reportado a las autoridades competentes para el manejo de esta información. La efectividad de este régimen se basa en las mediciones y los reportes libres de errores de los volúmenes de gas quemado.

En Noruega, el descenso significativo en los volúmenes de gas quemado, se debe a que todos los proyectos de exploración y explotación, deben tener planes o proyectos económicamente viables en los cuales se de uso útil al gas de producción. Los procesos de quema de gas en cada campo y en las plantas de procesamiento requieren un permiso especial del estado o del ente regulatorio encargado. Este permiso solo será otorgado cuando los operadores presenten un estudio de factibilidad económica para la utilización del gas de producción asociado

1.5 ESTADOS UNIDOS.

Distintas condiciones son programadas para las quema de gas intermitente en Estados Unidos. En Alaska, por ejemplo, las operadoras deben obtener un permiso de quema, cuando se estime que los volúmenes de gas a ser quemado superara el millón de pies cúbicos estándar por día. Por otro lado, los estados que se rigen por las normativas expedidas por la U.S. Outer Continental Shelf, deben requerir el permiso si tales eventos tendrán una duración mayor a 48 horas por evento o superan un acumulado mensual de 144 horas.

En la siguiente figura se muestran los datos de los volúmenes de gas quemados en este país en un periodo de dos años (2013-2015).

Tabla 5: Volúmenes de gas quemado en EE.UU entre los años 2013 y 2015.

Año	Millones de metros cúbicos.
2013	9191
2014	11329
2015	11852

Fuente:

http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboardJan_122017/GasFlaring?%3Aembed=y&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no&%3Atoolbar=no

En Texas, la regulación ordena que se debe contar con una exactitud de medida mínima de $\pm 5\%$. El estado de California, la demanda que para las actividades de quema de gas, los medidores deben tener una exactitud de medida mínima de $\pm 5\%$, cuando se tienen velocidades de 0.3 m/s (1 ft/s) y de $\pm 20\%$, cuando se tienen velocidades entre los 0.03 m/s y 0.3 m/s. (0.1 ft/s -1 ft/s).

El Servicio de Manejo de Minerales del Departamento del Interior de los Estados Unidos, no permiten al operador el desarrollo de un campo hasta que se presente una solución para evitar las operaciones continuas de quema de gas asociado.⁵

Las emisiones de metano no están reguladas en los Estados Unidos, por lo cual, la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés), no requiere que las compañías reporten las emisiones de metano por quema de gas. Pero en muchas oportunidades, el gas posee otros componentes, como compuesto orgánicos volátiles, los cuales si están regulados por la agencia, en este caso, los operadores deben llevar registro y reportar la cantidad de emisiones producidas debido a estos gases.

La producción del gas en los Estados Unidos es menor que la demanda, por lo cual se busca en todas las operaciones minimizar la quema de gas.

La regla federal 30 CFR 250, regulación pertinente a la quema de gas indica que, las operaciones de quema de gas resultado de fallas en los equipos y emergencias, no pueden superar las 144 horas en un mes calendario.

Se pueden superar las 48 horas de quema de gas durante los proceso de pruebas de pozos u operaciones de mantenimiento de los mismos.

Los gases o vapores liberados por los tanques de almacenamiento, que no pueda ser económicamente recuperado y transportado, puede contar con el permiso para su quema. Este permiso es otorgado por el servicio de manejo de minerales (MMS).

Esta entidad también puede permitir a los operadores la quema de volúmenes significativos de gas, durante un periodo de 1 año, siempre y cuando estas operaciones sean debidas a la adecuación de equipos que permita la completa eliminación de esta práctica.

⁵ The Alberta Energy Regulator. Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting. [En línea]. Marzo 2016. [Citado 9-Septiembre-2016]. Disponible en web: <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive060.pdf>

Existen diferentes agencia regulatorias asociadas con el control de las operaciones de quema en los estados unidos. Para las operaciones llevadas a cabo en el territorio norteamericano, el Bureau de Manejo de Tierra, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y las entidades territoriales, son los principales encargados de la regulación de las prácticas de quema. Por otro lado, para las operaciones costa afuera, es el servicio de manejo de minerales.

1.6 COLOMBIA.

En Colombia no se cuenta con regulaciones que abarquen todos los aspectos que involucra la quema de gas; además, no se ha creado un ente autónomo para vigilar estas prácticas, a pesar de que existen decretos, leyes y resoluciones que pueden ser aplicadas en los diferentes aspectos que involucra esta práctica. El trabajo de control y vigilancia ha quedado en manos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) delegado del Ministerio de Minas y Energía, también de las autoridades ambientales, como la Agencia de Licencias Ambientales (ANLA) y el Ministerio del Medio Ambiente. Todas las actividades de quema controlada deberán estar autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía o por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).⁶ El permiso de emisión atmosférica que concede la autoridad ambiental competente, permite a los operadores de los campos en desarrollo, dentro de los límites permisibles establecidos en las normas ambientales respectivas existentes puedan realizar emisiones al aire.

En la Resolución 18 1495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, en el artículo 39: todo pozo debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis (6) horas con el fin de determinar los volúmenes y parámetros (GOR

⁶ Ministerio Colombiano. de Minas y Energía. Resolución Numero 181495. [2-Septiembre-2009]. Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá, DC. p 18.

y BSW) de los fluidos producidos, o siempre que cambie las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción. En el artículo 52 y 53 de la resolución mencionada, resuelve: se prohíbe el desperdicio o la quema de gas sin justificación y enmarca las actividades en las que se genera desperdicio del recurso hidrocarburos, las cuales se nombran a continuación.⁷

En el Reglamento Único de Transporte de Gas (RUT), creado por la CREG, en su numeral 5.3.1 fija la obligatoriedad de usar medidores homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las recomendaciones de la AGA.⁸

En Colombia, solo hasta el año 2016 se aprobó una resolución sobre la medición de los volúmenes y la determinación de la calidad de los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos, donde detallan todos los procedimientos necesarios para la medición de gas de tea en los campos de producción y asumen también que tales mediciones deben seguir al pie de la letra la norma internacional API MPMS capítulo 14, sección 10.⁹

En la siguiente figura se muestran los datos de los volúmenes de gas quemados en este país en un periodo de dos años (2013-2015).

Tabla 6: Volúmenes de gas quemado en Colombia entre los años 2013 y 2015.

Año.	Millones de metros cúbicos.
2013	884
2014	865

⁷ *Ibíd.* P. 20.

⁸ ECOPETROL. Departamento de Medición y Contabilización. Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles: Capítulo 14: Medición de Gas Natural. [En línea]. 1ª ed. Bogotá. Abril 2010. [Citado 5-Diciembre-2016]. Disponible en web: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1273441/000114420414011239/v367427_ex10-1.htm?hc_location=ufi

⁹ Ministerio Colombiano. de Minas y Energía. Resolución Numero 41251. [23-Diciembre-2016]. Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país. Bogotá, DC.

2015	821
------	-----

Fuente:

http://dataviz.worldbank.org/views/GGFRDashboardJan_122017/GasFlaring?%3Aembed=y&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no&%3Atoolbar=no

Tabla 7: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.

REGULACIONES INTERNACIONALES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.		
REGULACIÓN.	ENTIDAD ENCARGADA.	DESCRIPCIÓN.
CANADÁ.		
<p>Guía 60: Incineración de gas en de la industria petrolera. Plantea tres objetivos básicos que fundamentan las regulaciones que se implementan Estos objetivos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminar la quema de gas rutinaria. <ul style="list-style-type: none"> • Reducir los volúmenes de gas dispuesto para quema. • Mejorar la eficiencia de los sistemas de quema. 	<p>Entidades involucradas en asuntos de quema de gas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Junta de Energía y Servicios Públicos de Alberta-(EUB) • La Agencia Reguladora de Energía de Alberta (AER) 	<p>Esta guía se puede considerar como un excelente ejemplo de legislación regulatoria autónoma, que fue realizada con el mayor de los cuidados, teniendo en cuenta la opinión de todos los involucrados en la actividad y que cubre la mayoría de los elementos necesarios en esta clase de normativas.</p>

Fuente: Autores.

Tabla 8: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.

REGULACIONES INTERNACIONALES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.		
REGULACIÓN.	ENTIDAD ENCARGADA.	DESCRIPCIÓN.
ESTADOS UNIDOS.		
<p>Leyes y reglamentos que regulan la quema de gas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La regla federal 30 CFR 250 parte K (Onshore). • (30 CFR 250.1105). <p>Regulaciones para la quema de gas natural en operaciones costa afuera (offshore).</p>	<p>Entidades involucradas en la regulación de la quema de gas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Oficina de Gestión de Tierras (BLM). • La Agencia de Protección Ambiental (EPA). • Conjunto de reglas de los Estados productores. • Servicio de Administración 	<p>El gas puede ser quemado por hasta 48 horas consecutivas pero no más de 144 horas en un mes calendario como resultado de fallas en el equipo o condiciones de trastorno. Menos de 50 mcf/d pueden ser quemados si los vapores no pueden recuperarse.</p>

	de Minerales (MMS)	
--	-----------------------	--

Fuente: Autores.

Tabla 9: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.

REGULACIONES INTERNACIONALES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.		
REGULACIÓN.	ENTIDAD ENCARGADA.	DESCRIPCIÓN.
REINO UNIDO.		
<ul style="list-style-type: none"> • Energy Act 1976. • Petroleum Act 1998. • Legislación Ambiental aplicable a la industria. • Reglamento de Producción Offshore. 	<ul style="list-style-type: none"> • Asociación de Operadores Costa Afuera del Reino Unido (UKOOA). • La Unidad de Licencias del Departamento de Comercio e Industria (DTI). 	<p>El consentimiento para la quema de gas es un instrumento regulador clave para controlar el volumen de gas quemado que cada instalación y sitio puede quemar cada año. Los objetivos de la implementación de regulaciones que buscan la reducción de la quema de gas asociado en el Reino Unido son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximizar los beneficios económicos de los recursos.

		<ul style="list-style-type: none"> Disminuir emisión de gases.
--	--	---

Fuente: Autores.

Tabla 10: Regulaciones internacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.

REGULACIONES INTERNACIONALES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.		
REGULACIÓN.	ENTIDAD ENCARGADA.	DESCRIPCIÓN.
NORUEGA.		
NORSOK STANDARD (Sistema de medición fiscal para ases hidrocarburos). Es la iniciativa de la industria para agregar valor, reducir costos y tiempo de entrega y eliminar actividades innecesarias en el campo.	El Directorio del Petróleo Noruego (NPD), que hace parte del Ministerio de Petróleo y Energía Noruego (MPE)	Todas las facilidades de quema de gas <i>offshore</i> , deben contar con un medidor ultrasónico de tiempo de tránsito. El sistema medirá las cantidades de gas en m ³ , de acuerdo con las regulaciones gubernamentales.

Fuente: Autores.

Tabla 11: Regulaciones nacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.

REGULACIONES NACIONALES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.		
TÍTULO DEL DOCUMENTO	ENTIDAD ENCARGADA	DESCRIPCIÓN
LEY 99 DE 1993	CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.	Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA).
RESOLUCIÓN 181495 DE 2009	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.	Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
DECRETO 979 DE 2006.	MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL	Por el cual se modifican los artículos 7, 10, 93, 94 y 108 del Decreto 948 de 1995.

RESOLUCIÓN 909 DE 2008	MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIA	Por el cual se establecen las normas y los estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmosfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.
DECRETO 1073 DE 2015	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.	Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Fuente: Autores.

Tabla 12: Regulaciones nacionales aplicables a la quema de gas en campos productores.

REGULACIONES NACIONALES APLICABLES A LA QUEMA DE GAS EN CAMPOS PRODUCTORES.		
DECRETO 948 DE 1995	MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE.	Por medio del cual se decreta el Reglamento de Protección y Control de la Calidad del Aire.
RESOLUCIÓN 619 DE 1997	EL MINISTRO DEL MEDIO AMBIENTE	Por la cual se establecen parcialmente los factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas.
DECRETO 2041 DEL 15 DE OCTUBRE DE 2014	MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

RESOLUCIÓN 41251 DE 2016.	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.	Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado.
--	---	---

Fuente: Autores.

2. VARIABLES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN DEL GAS.

Todos los medidores de flujo son afectados en algunos grados por una o más propiedades del fluido. Por lo tanto, la naturaleza del fluido debe ser medida como una gran influencia en el tipo de medidor que puede ser escogido. Datos de propiedades físicas como la viscosidad, gravedad específica, presión de vapor y otros parámetros, pueden ser comparados contra las especificaciones del medidor para estimar la conveniencia de un medidor en particular. A menudo la composición exacta de la corriente del fluido, la temperatura, las variaciones de presión y la naturaleza de la corriente también son necesarias.

2.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL GAS.¹⁰

Composición del gas: Por lo general, el sistema de liberación de presión (teas), recibe el gas de diferentes sitios de procesamiento, por lo cual es común encontrar que la composición de este gas cambia constantemente, lo que afecta de manera significativa cualquier intento de medición. La composición de los diferentes flujos de gas que llegan a la tubería de quema puede contener gran cantidad de contaminantes, por ejemplo, agua o hidrocarburos líquidos, material sólido y gases tóxicos.

Densidad y viscosidad del gas: Los gases son fluidos compresibles, los cuales pueden alcanzar altas velocidades al ser transportados por tuberías. La densidad de los fluidos compresibles varía constantemente con los cambios en la presión o las velocidades del flujo. La temperatura también debe ser tomada en cuenta en el momento de los cálculos de la densidad del gas. Los flujos de gases pueden

¹⁰ KAWAKITA, Kazuto. Conceptos claves sobre medición de caudal de fluidos. [En línea]. Sao Paulo. 2002. [Citado 3-Febrero-2017]. Disponible en web: <https://es.scribd.com/document/337553295/FUNDAMENTOS-MEDICION-FLUIDOS-pdf>

fácilmente alcanzar velocidades elevadas, características de flujos compresibles. Cuando la velocidad del fluido se iguala a la velocidad del sonido en el fluido, la variación de la densidad 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. ¹¹

Cambios drásticos en la viscosidad o la densidad del gas, pueden generar mal funcionamiento del medidor. Compuestos no hidrocarburos pueden generar cambios radicales en la densidad de la mezcla de gas, así como también en su poder calorífico, lo que afecta la combustión en el proceso de quema. Otros factores que afectan el funcionamiento de los medidores son la viscosidad, la temperatura, la corrosión, la conductividad eléctrica, la claridad óptica, las propiedades de lubricación y homogeneidad.

El medidor, deberá operar con cualquiera de las mezclas de gas natural de “rango normal”, especificadas en el Reporte No. 8 de AGA. En aplicaciones de gas el rango de medida y la linealidad de algunos medidores dependen de la densidad del gas, la cual requiere ser conocida con el fin de seleccionar el medidor apropiado. Los medidores de presión y temperatura localizados cerca al medidor de flujo permiten la compensación en línea de la densidad del gas a ser realizada.

Corrosión: La corrosión puede conllevar a la pérdida de exactitud y precisión en los equipos, ocasionar daños a las tuberías, lo que incrementa el costo de mantenimiento y obliga a invertir en el rediseño completo del sistema para evitar que esta situación se vuelva a repetir. Ningún equipo de medición es infalible al efecto de los gases corrosivos o corrientes de gas con sólidos en suspensión, producto de la corrosión que se ha generado en el interior de las líneas. La acumulación de residuos en el medidor genera mal funcionamiento y aumento de la incertidumbre. Se recomienda que antes que la corriente de gas pase por el medidor

¹¹ KAWAKITA, K. Op. cit.

se someta a una o varias etapas de filtración con el propósito de extraer los sólidos en suspensión, condensados y partículas generadas de la corrosión. La naturaleza química de la corriente de fluidos es crítica. Ciertos fluidos pueden promover la corrosión. Todo esto afecta la vida del medidor; los fabricantes ofrecen materiales para soportar la mayoría de los fluidos.¹²

Humedad en los gases: Los gases pueden incorporar una determinada cantidad máxima de vapor de agua a una temperatura dada. Este límite máximo aumenta en la medida que la temperatura se incrementa. Cuando un gas contiene la cantidad máxima posible de vapor de agua, se dice que el gas está saturado. Con bajo contenido de líquido el error en la determinación del flujo de gas es aceptable, y se asume la lectura del medidor como medición final. Una cantidad elevada de líquido en la corriente de gas ocasiona un error significativo que debe ser corregido. Si la concentración de líquido es muy alta, se instala un separador sencillo, aguas-arriba del sistema de medición y se ubica el medidor lo más cerca posible del sistema de separación, para evitar distorsiones en las mediciones.¹³

Pulsación y caudal no-constante: El fenómeno de pulsación de flujo se define como la rápida variación repetida tanto de la presión como del flujo, son variaciones continuas del flujo con repetibilidad o forma de onda estacionaria. Algunas fuentes de pulsación en un flujo pueden ser la presencia de bombas, compresores, válvulas etc. Para caudales de gas, los efectos debidos a las pulsaciones pueden atenuarse con el uso de elementos primarios que provoquen presiones diferenciales bajas. Los flujos pulsantes deben ser evitados siempre que sea posible ya que la mayoría de los medidores de flujo sobre registran en estas aplicaciones. Los casos más comunes son la presencia de bombas de desplazamiento, compresores

¹² KAWAKITA, K. Op. cit.

¹³ *Ibíd.*, p. 15.

alternativos, válvulas oscilantes o reguladoras u osciladores hidráulicos tales como desprendimientos de vórtices.

Número de Reynolds¹⁴: El comportamiento del flujo de un fluido a través de una tubería puede describirse por medio de un parámetro adimensional conocido como número de Reynolds. Es un número que relaciona las propiedades físicas del fluido, velocidad, densidad y la geometría del ducto por el que fluye. Reynolds indica cual es el tipo de fuerza que predomina en el flujo de un fluido, las fuerzas dinámicas o las fuerzas viscosas. Dependiendo de la sensibilidad del medidor al número de Reynolds, así será su efecto sobre el desempeño del medidor.

Golpe de ariete¹⁵: El golpe de ariete es un fenómeno que se genera y se propaga en las tuberías, ocasionado por la variación brusca de una sección o por la abertura o cierre rápido de una válvula. Cuando se interrumpe de forma brusca el caudal de un fluido, ocurre un aumento repentino de la presión, en sentido contrario al del flujo original. El golpe de ariete es bastante perjudicial porque puede acabar destruyendo el medidor de caudal.

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,

¹⁴ KAWAKITA, K. Op. cit.

¹⁵ Ibíd. p. 36

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.

Cavitación¹⁶: Por definición, la cavitación es el burbujeo de un líquido originado por la disminución de la presión estática por debajo de la presión de vapor del fluido. Este colapso de las burbujas de vapor es el responsable del ruido característico. 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. La cavitación depende de la combinación de condiciones de temperatura y presión estática. La cavitación puede ocurrir en un sistema por diferentes motivos: cuando la presión se reduce demasiado; por fricción; por separación del flujo; por la restricción que ofrece una válvula, un obstáculo, o un elemento de medición de caudal que trabaja por presión diferencial. Si una válvula de control o de alivio se abre repentinamente. Es esencial que la presión en el medidor sea mantenida por encima de la presión de vapor para evitar cavitación.

Temperatura y presión del fluido¹⁷: La presión y temperatura de operación del medidor de flujo tienen que estar definidas, especialmente en aplicaciones de gas donde las grandes variaciones de densidad pueden alterar la selección de la tecnología de medición. La compensación de temperatura y/o presión puede ser requerida si las variaciones de las propiedades físicas del flujo son muy grandes. Se deben conocer los valores máximos y mínimos para la correcta selección de los materiales de construcción. Donde la aplicación tiene grandes variaciones en la presión y temperatura del fluido, se debe tener cuidado extra en la selección.

Compresibilidad y otras variables: Para aplicaciones de gas y vapor, los datos de compresibilidad pueden ser necesarios para determinar la densidad del fluido de operación. Esta información está disponible para muchos fluidos de composición

¹⁶ KAWAKITA, K. Op. cit.

¹⁷ Ibip.38

constante, permitiendo hacer el cálculo de la densidad usando la presión, temperatura, compresibilidad y datos de composición.

Algunas veces el mismo fluido se presenta en dos fases, el caso más común es el vapor húmedo, en donde las gotas de vapor son arrastradas en el vapor, el ambiente o las variaciones en los procesos de presión y temperatura pueden alterar el estado del flujo esperado y el medidor puede no ser capaz de hacer frente a las variaciones de las propiedades del fluido.

Es importante definir el tamaño de la partícula, concentración y la naturaleza de la fase sólida, los sólidos pueden ser abrasivos, fibrosos y de tamaño no uniforme y las mezclas abrasivas causaran una erosión constante el cual puede causar un incremento en el error de medida que puede causar por ultimo falla en el medidor.

2.2 FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.¹⁸

Un fluido puede “fluir” en una tubería básicamente bajo dos regímenes diferentes: flujo laminar o flujo turbulento.

A continuación se explica en detalle cómo funcionan cada tipo de flujo y como pueden llegar a afectar o beneficiar la medición del gas.

Flujo laminar: El flujo laminar se denomina así porque todas las partículas del fluido se mueven en líneas rectas distintas, paralelas al eje de la tubería, y de modo ordenado. El régimen de flujo laminar 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.

El flujo en régimen laminar se caracteriza por un movimiento suave y continuo del fluido, con poca deformación. El régimen laminar se consigue de varias formas: por medio de un fluido con baja densidad, un flujo de baja velocidad o a través de

¹⁸ KAWAKITA, K. Op. cit.

elementos de dimensiones pequeñas, o por medio de un fluido con alta viscosidad, como por ejemplo aceites y lubricantes.

En el caso del flujo laminar, la velocidad adyacente a la pared es cero y aumenta hasta un valor máximo en el centro del tubo. El perfil de velocidades posee la forma de una parábola, y la velocidad media es igual a la mitad de la velocidad máxima en el eje central.¹⁹

Flujo turbulento: El régimen de flujo turbulento ocurre a números de Reynolds superiores a 2000. En el régimen turbulento, no es posible distinguir líneas de corriente independientes, las partículas del fluido no siguen la misma trayectoria

En un flujo turbulento, el perfil de velocidades es mucho más achatado que en régimen laminar, y la velocidad en el centro es aproximadamente 1,2 veces la velocidad media.

Cuando un líquido fluye en un tubo y su velocidad es baja, este fluye en líneas paralelas a lo largo del eje del tubo; a este régimen se le conoce como flujo laminar. Conforme aumenta la velocidad y se alcanza la llamada velocidad crítica, el flujo se dispersa hasta adquiere un movimiento aleatorio en el que se forman corrientes cruzadas y remolinos; a este régimen se le conoce como flujo turbulento. Para el flujo turbulento de un fluido incompresible, el efecto de la variación de la densidad en la expresión de la turbulencia es despreciable.

Para el flujo laminar, el perfil de velocidades es una parábola y la velocidad promedio es un medio de la velocidad máxima. Para el flujo turbulento la curva de distribución de velocidades es más plana y el mayor cambio de velocidades ocurre en la pared de la tubería.

¹⁹ KAWAKITA, K. Op. cit.

2.3 PERFIL DE FLUJO Y FENÓMENOS QUE LO AFECTAN.²⁰

Los medidores requieren que la geometría de los perfiles de flujo este completamente desarrollada, esto con el fin de evitar cualquier aumento en la incertidumbre durante la medición. Un perfil de velocidad poco desarrollado puede generar que los medidores arrojen resultados erróneos.

El perfil de velocidades es, probablemente, el parámetro más importante y menos conocido que influencia una medición de caudal. Es importante entender que el flujo en el interior de una tubería ocurre en el espacio tridimensional.

Válvulas, codos y reguladores pueden afectar gravemente los perfiles de velocidad que ingresan a un medidor, lo que conlleva a futuros problemas en el funcionamiento en la toma de datos de medición.

Para permitir el desarrollo de los perfiles de velocidad, los equipos de quema de gas deben contar con longitudes de tubería lo suficientemente largas, para evitar la formación de fenómenos de flujo.

En las aplicaciones prácticas, los circuitos de tuberías poseen cambios de dirección y de área de la sección transversal. En estos casos, el perfil de velocidades puede tornarse completamente distorsionado debido al paso del flujo a través de tales configuraciones. Esta distorsión del perfil de velocidad es crítica en la operación de medidores de flujo que dependen de la perfecta simetría de flujo.

La asimetría en los perfiles de flujo depende de varios factores, entre los que se encuentran el número de Reynolds, la viscosidad y velocidad del fluido y la rugosidad de la tubería.

Uno de los mayores problemas con los sistemas de medición se presenta en la etapa de diseño, debido a la poca importancia que se le da al completo desarrollo de un perfil de velocidad. El consenso de los representantes de los proveedores de

²⁰ KAWAKITA, K. Op. cit.

los medidores de flujo, es que el perfil de flujo es la consideración más importante en la elección de un medidor.

Por otra parte, el tipo más crítico de perturbación para la mayoría de medidores es el flujo rotacional en tres dimensiones, o *swirl* (*remolino*), producido por dos curvas subsecuentes 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. Para solucionar la mayoría de las asimetrías y perturbaciones de flujo, lo más recomendable es la instalación de rectificadores y/o acondicionadores de flujo. Estos fenómenos de flujo afectan gravemente el perfil de velocidad. Los perfiles de velocidad con *swirl* pueden persistir durante 200 diámetros de tubería.²¹ La viscosidad de los fluidos acelera el reacondicionamiento del flujo debido al *swirl*. Curvas, codos, válvulas, etc., también pueden producir una perturbación en el flujo conocida como rotación.

2.4 ACONDICIONADORES Y RECTIFICADORES DE FLUJO.²²

Una manera para solucionar los problemas propios de la asimetría de flujo, es instalar acondicionadores de flujo aguas-arriba del medidor. Los acondicionadores son básicamente “platos con hoyos”, que reacondicionan el movimiento del fluido. También se puede pensar en enderezadores de flujo, estos son una especie de ramillete de tubos que se instalan en la tubería para disminuir los efectos del *swirl*.

Los enderezadores eliminan casi en su totalidad el *swirl*, pero también generan una gran obstrucción al flujo y como consecuencia, pérdida de presión. Los

²¹ American Gas Association. AGA Report No.9: Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. [En línea]. 2da ed. abril 2007. [Citado 22-October-2016]. Disponible en web.

²² TUV NEL: Flow Measurement Services. Flow Glossary. [En línea]. Glasgow. Agosto. 2011. [Citado 1-October-2016]. Disponible en web: <http://www.tuvnel.com/> pág. 25.

acondicionadores también eliminaran el *swirl* y la asimetría del flujo, pero la caída de presión será aún mayor que con los enderezadores.

2.5 ACONDICIONAMIENTO DE LA TUBERÍA.

El principal efecto de la presencia de conexiones o accesorios en las líneas, es la perturbación causada por estas en el perfil de velocidades del flujo aguas arriba del medidor. Cerca de la instalación del medidor, no deberían encontrarse equipos que generen cambios drásticos en los perfiles de flujo. Por lo general esto no siempre es posible debido a las limitaciones de espacio. Lo que se suele hacer es eliminar tales perturbaciones de la tubería incluyendo elementos geométricos para mejorar el flujo antes del medidor. Reguladores, térs, válvulas, codos, restricciones e incluso los medidores de flujo y demás instalaciones ubicadas en la tubería pueden facilitar que se presenten estos cambios en los perfiles, causantes de incertidumbre de medida.²³

“Un diseño conservador es utilizar 10 ND (Diámetros nominales, por sus siglas en inglés) entre la entrada de la tubería de medición y el acondicionador de flujo, 10 ND entre el acondicionador de flujo y el medidor y 5ND entre el medidor y la primera alteración de flujo aguas abajo.”²⁴

Tamaño de las líneas: Algunos medidores de flujo no son fabricados en un amplio rango de tamaños y aunque un medidor reúna los requisitos, este puede no estar comercialmente disponible. Bajas velocidades en tuberías largas o altas velocidades en tuberías pequeñas pueden requerir cambios del diámetro de la tubería para producir el rango de velocidad de los medidores comerciales disponibles.

²³ ECOPETROL. Manual de Medición de Hidrocarburos. Capítulo 14: Medición de Gas Natural. Op. cit.

²⁴ American Gas Association. AGA Report No.9. Op. cit.

Vibraciones locales: Algunos medidores son susceptibles a la vibración y el diseño adecuado de las tuberías debe ser considerado en todas las corridas de la medición. Los amortiguadores de pulsaciones pueden remover los efectos de las bombas y los compresores.

Localización de válvulas: Las líneas de los medidores de flujo generalmente tienen válvulas de control de flujo y válvulas de líneas de aislamiento. Las válvulas de control de flujo deben ser localizadas aguas abajo del medidor para evitar perturbación en el perfil de flujo. Las válvulas también pueden incrementar la contrapresión en el medidor.

2.6 VELOCIDADES DE FLUJO.

Debido a las altas velocidades que se manejan en este tipo de operaciones, escoger un medidor que pueda manejar con facilidad cambios drásticos en estas variables, es indispensable para lograr los mejores valores de exactitud e incertidumbre posible.

Tabla 13: Tipos de eventos de quema.

Tipos	Fuente potencial	Rango de Velocidad (m/s)	Tiempo (%)	Cantidad estimada anual (%)
Frecuente.	Fugas, purga del gas.	0 (m/s) - 5 (m/s)	96,2	35,4
Normal.	Alteraciones del proceso.	5 (m/s) - 50 (m/s)	3,5	43,3
Purga del sistema.	Emergencias.	50+ (m/s)	0,3	21,3

Fuente: [Modificado] Marshall, Craig. 2012. MARSHALL, Craig. Best Practice in Flare Gas Measurement.

Rango de flujo: La habilidad de un medidor particular para operar bajo un amplio rango de caudal es a veces el mayor requisito. Medidores modernos como el de

turbina, másico y medidores oscilatorios pueden tener una amplia cobertura. Si un medidor es altamente repetible pero no necesariamente lineal, la salida puede ser condicionada a incrementar el rango de flujo útil. Particularmente la densidad y la viscosidad son también importantes pues pueden cambiar el rango de funcionamiento significativamente. El rango de medición de un instrumento se define como la relación de máxima tasa de flujo que puede ser medida por un instrumento en el cual cumple los requisitos para una determinada exactitud. Este rango puede ser afectado por cualquier cambio en la temperatura y la presión del gas. Altos rangos de medición permiten medir tasas de flujo bajos. En medición, la relación de capacidades indica la gama de caudal que un medidor puede medir con una precisión aceptable. También se conoce como rangeabilidad.

2.7 REQUERIMIENTOS METROLÓGICOS.²⁵

Cuando se trata de la medición de gas de quema, lo importantes es la repetibilidad de las lecturas. El monitoreo constante de los medidores es una operación de vital importancia para mantener los niveles de exactitud, incertidumbre, repetibilidad y demás aspectos inherentes a la medición de fluidos. En general, la alta repetibilidad de un medidor depende de un buen diseño y de una cuidadosa fabricación, mientras que una buena exactitud depende, además de los dos requisitos mencionados anteriormente, de una calibración cuidadosa contra un patrón.

Exactitud: La exactitud de los medidores depende en gran medida de las degradaciones propias de la operación que ocurren a lo largo del tiempo. Acumulación de sólidos en la tubería o en el medidor, presencia de compuestos corrosivos e incluso daños en los componentes del sistema eléctrico de los

²⁵ KAWAKITA, K. Op. cit.

medidores, son causantes de errores de medición y aumento de incertidumbre en los datos obtenidos. Por lo general, en los sistemas de quema de gas, la exactitud de medición se puede encontrar en el rango de $\pm 5-10\%$. La exactitud establecida para la medición de una tasa de flujo se basa en la hipótesis de un flujo en régimen permanente de un fluido newtoniano, homogéneo, con una única fase, y con un perfil de velocidad plenamente desarrollado a lo largo de un tramo recto de tuberías. Cualquier desviación de estas condiciones de referencia puede afectar la medición y el medidor, permitiendo desde la introducción de pequeños errores de medición hasta la destrucción total del elemento sensor de flujo.

Incertidumbre: La incertidumbre de una medición se considera como la mitad del rango de valores dentro del cual se espera que se encuentre el valor verdadero de la medición. La incertidumbre, al contrario del error, puede calcularse, siendo la misma un estimativo del error. El desempeño del medidor se da cada vez más, en términos de incertidumbre y en nivel de confianza. La incertidumbre nos da una mejor indicación del desempeño del medidor.

Repetibilidad: La repetibilidad de un instrumento de medición expresa que tan cercanas están las lecturas de salida de las mediciones repetidas para el mismo valor de entrada bajo las mismas condiciones de operación sobre un periodo de tiempo, o sea la capacidad que tiene el medidor de repetir la misma lectura para las mismas condiciones de flujo. Si un instrumento posee una baja repetibilidad, tendrá por consiguiente una exactitud baja. Puede ser afectada por variaciones en temperatura, presión, viscosidad y otras propiedades de los fluidos como influencias ambientales externas, de un buen diseño y de una cuidadosa fabricación.²⁶

Precisión del medidor: La precisión es la expresión cualitativa de la cercanía de un valor medido con respecto al valor verdadero, y es una indicación del desempeño, pero no los números reales pueden estar asociada a este, ya que el

²⁶ KAWAKITA, K. Op. cit.

estándar contra el cual se evalúan los medidores tiene sus propios errores. No es posible medir flujo absolutamente.

Porcentaje de registro: La diferencia entre dos registros sucesivos indica el volumen de gas que ha pasado por el medidor. Este término es usado en las calibraciones de los medidores. Se expresa matemáticamente como el valor indicado por el medidor dividido por el volumen probador.

Linealidad: La linealidad de un instrumento indica cuanto es su desempeño, cuando trabaja en su rango efectivo de medición, difiere del ideal.²⁷ El valor de una buena linealidad es particularmente importante para la señal de salida, donde un solo valor del factor de medida puede ser usado como indicador del caudal bajo el rango de operación especificado.

Tiempo de respuesta: La respuesta del medidor al paso del cambio en el flujo puede ser importante en estas aplicaciones donde las fluctuaciones están presentes. La respuesta transitoria normalmente es indicada en forma de tiempo constante o simplemente un tiempo de respuesta.

2.8 PERDIDAS DE PRESIÓN O CARGA.²⁸

La premisa fundamental de la medición de gas en teas es: El medidor no debe ofrecer obstrucción al flujo o al sistema. Por esta razón, un medidor que genere caídas de presión abruptas o cuyos componentes obstruyan el flujo normal del gas, no pueden ser utilizados. La mayoría de los medidores tienen una pérdida de carga la cual varía con la velocidad de flujo.

²⁷ Ibid. p. 25.

²⁸ ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Bucaramanga, 2013, 118 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Es la pérdida permanente de la presión estática causada por el elemento primario o por el ensamblaje del medidor, representado por la pérdida de energía. Es un problema serio cuando se manejan grandes volúmenes de gas y largas líneas de tubería recta. Hay varios parámetros de la tubería que influyen en la pérdida de carga del flujo: el material del tubo, la fabricación, el diámetro, el acabado superficial y la edad de la tubería. La utilización frecuente de intercambiadores de calor, válvulas, filtros, curvas, codos, expansiones, reducciones, etc., provoca caídas adicionales de presión.

2.9 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.

Temperatura ambiente: Los medidores pueden ser afectados por cambios de temperatura. Los medidores de flujo pueden experimentar cambios dimensionales, mientras que los componentes electrónicos pueden disminuir su desempeño. Los cambios en densidad y viscosidad del fluido también pueden ocurrir debido al calor transferido a través del cuerpo del medidor, por lo que se requiere aislamiento térmico para evitar estos cambios.

Humedad: La humedad puede acelerar la corrosión atmosférica y puede disminuir el aislamiento eléctrico. Baja humedad puede inducir electricidad estática.

Seguridad: En aplicaciones con ambientes peligrosos los medidores deben ser seleccionados con respecto a regulaciones de seguridad o estándares que puedan aplicarse. Atmosferas químicamente agresivas pueden ocasionar corrosión externa del medidor o pueden afectar las lecturas electrónicas si no se instala a distancia. En estos casos, en donde vapores inflamables o partículas de polvo inflamable estén presentes, se deben considerar recintos especiales, evitando el uso de grandes fuentes de energía eléctrica.

Interferencia eléctrica: Los cables de poder, motores eléctricos e interruptores de procesos de todo el proceso de interferencia electromagnética (EMI) el cual puede causar fuentes de error.

2.10 FACTORES ECONÓMICOS.²⁹

Cuando se mira el costo total de la medición, varios factores deben ser examinados y no simplemente el precio de compra.

Los costos globales que involucran un medidor dado, deben determinarse teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

Costos de instalación: Algunos métodos de medición requieren atención para el acondicionamiento de flujo y la provisión de largas longitudes de salida para asegurar un buen desempeño. La correcta instalación puede requerir tubería de trabajo extra y revisión de rutina. Otros factores de costo pueden incluir la necesidad de comprar válvulas, filtros u otros equipos auxiliares para completar la corrida. Todas estas variables son pocas veces consideradas en los aspectos económicos de selección.

Costos de calibración: Se generalmente incrementan en proporción al nivel de desempeño requerido. Para calibraciones con bajos niveles de incertidumbre, pueden ser costosas si se construyen o contratan. Algunos medidores requieren calibración periódica mientras que otros medidores necesitan ser chequeados con poca frecuencia.

Costos de operación: Son principalmente asociados con la energía requerida para operar el sistema de medición. Estos pueden incluir los costos de energía asociados con la electrónica dentro del sistema, los costos de bombeo y costos por pérdidas

²⁹ ROJAS LIZCANO, E. y MATEUS PARRA, C.Op. cit.

de presión, este último, en la mayoría de los casos, no es recuperable. Se recomienda instalar un medidor de repuesto, esto como una medida de precaución. En cualquier momento que el medidor principal necesite ser revisado y la operación no pueda ser detenida, solo sería necesario poner el repuesto en funcionamiento.

Costos de mantenimiento: Los costos de mantenimiento son los gastos de mantener un sistema de medidores de flujo funcionando. Los medidores con partes móviles generalmente requieren más mantenimiento, pero, los medidores sin partes móviles, pueden requerir atención frecuente.

Costos de repuestos y disponibilidad: El costo de los repuestos generalmente incrementa con la complejidad del medidor y con la capacidad de estos medidores en cuanto a su desempeño. Un consejo de los proveedores de un mismo tipo es tener en cuenta los costos de repuestos y su disponibilidad.

Tabla 14: Costos de los sistemas de medición abordados en este proyecto.

MÉTODO DE MEDICIÓN	COSTO (COL\$)
Inserción en flujo (Másico – Térmico)	\$10.000.000 - \$15.000.000
Medidor tipo Vórtex	\$5.000.000 - \$15.000.000
Platinas de Orificio	\$10.000.000 - \$15.000.000
Medidor tipo Turbina	\$10.000.000 - \$15.000.000
Medidor Ultrasónico.	\$20.000.000 - \$30.000.000
Medidor tipo Óptico.	\$15.000.000 - \$20.000.000

Medidor tipo Venturi	\$5.000.000 - \$15.000.000
Medidor tipo Tubos Pitot.	\$5.000.000 - \$15.000.000
Medidor tipo Coriolis.	\$10.000.000 - \$20.000.000

Fuente: Catálogos de medidores de diferentes fabricantes.

3. ALTERNATIVAS Y PROCEDIMIENTOS USADOS EN LA MEDICIÓN DE VOLÚMENES DE GAS DE QUEMA.

La medición de flujo es uno de los aspectos más importantes en el control de procesos. Existen muchos métodos confiables y precisos para medir flujo. Algunos son aplicables solamente a líquidos, otros solamente a gases y vapores, y otros a ambos. El fluido puede ser limpio o sucio, seco o húmedo, erosivo o corrosivo, etc. Todos estos factores afectan la medición y deben ser tomados en cuenta en el momento de seleccionar el medidor adecuado. Es necesario conocer el principio de operación y características de funcionamiento de los diferentes medidores de flujo disponibles. Sin tal conocimiento, es difícil seleccionar el medidor más apropiado para una determinada aplicación.³⁰

3.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE GAS.

Se refiere a la estimación de los volúmenes de gas transportados al sistema de teas, sin utilizar dispositivos de medición instalados directamente.

3.1.1 Datos RGA (GOR: Gas-Oíl ratio).

La aplicación de este método es posible donde se mide la producción de gas en las facilidades de superficie. El GOR se determina mediante la separación de cada una de las fases del fluido de producción, midiendo el flujo de cada una por separado. Para poder utilizar este método de estimación, es necesario analizar cuidadosamente las variaciones en los datos de GOR recolectados y descartar altas fluctuaciones en la información. Los valores de GOR fluctúan en el tiempo, a causa de los fenómenos propios de la extracción de crudo y al comportamiento del fluido

³⁰ MOTA GUINEZ, Guillermo. Metodología para la selección de medidores de flujo. México, D.F. 2012, 97 p. Trabajo de grado (Ingeniero en control y automatización). Instituto Politécnico Nacional. Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica. Departamento de ingeniería en control y automatización.

en el yacimiento o en el pozo. Los datos de GOR deben ser recolectados durante 24 horas continuas en un proceso de producción a tasa constante; si se observan cambios drásticos en los valores o las lecturas tomadas presentan un comportamiento errático, se hace necesario prolongar el tiempo de la prueba indefinidamente, esto con el fin de contar con valores representativos para el cálculo correcto de los volúmenes de gas.

Por lo general, si los valores de GOR aumentan en el tiempo, se tiende a subestimar la producción de gas.³¹

3.1.2 Balance de masa.

En los cálculos de balance de masa, se estiman los volúmenes de gas quemados al calcular la diferencia entre la cantidad de gas producido y la cantidad de gas utilizado en operaciones o exportado para el tratamiento o venta.

Para lograr una estimación razonable y que se generen datos acordes a los esperados, es necesario que los demás puntos de medición de fluido que atraviesan el proceso de producción de hidrocarburos contribuyan con datos sólidos, lo cual, puede ocasionar un sin número de complicaciones. La exactitud en la medición de los datos de entrada y de salida del sistema debe ser comparativamente similar para que se logre una estimación sin tantos errores. Esta condición, en muchas ocasiones, es difícil de cumplir, ya que la medición de los fluidos se vuelve más especializada y técnica a medida que se acerca a la salida del proceso, donde se desprenden las mediciones de nivel comercial y transaccional; por el contrario, los medidores al inicio del proceso de producción, son dispositivos simples en su concepción, lo que genera mayor porcentaje de error. Cuando se adopta este

³¹ Guidelines on Flare and Vent Measurement. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and The World Bank. [En línea]. 1a ed. septiembre 2008. [Citado 10-Enero-2017]. Disponible en http://siteresources.worldbank.org/INTGGFR/Resources/Guidelines_Flare_Vent_Measurement.pdf?resourceurlname=Guidelines_Flare_Vent_Measurement.pdf

enfoque de estimación, generalmente se consideran despreciables todas las pérdidas de gas que se pueda ocasionar por el paso del mismo a través de los equipos.

Se pueden llegar a obtener valores de incertidumbre de medida del orden entre $\pm 40\%$ y $\pm 60\%$; aunque estos porcentajes pueden llegar a ser mucho mayores si los procedimientos y los valores utilizados no son representativos del proceso.³²

3.1.3 Método de inventario.

El método del inventario consiste en determinar las cantidades de gas que hay en todo momento en los contenedores y equipos de la planta. Aunque es útil, requiere de dispositivos de medición instalados en los equipos con gran exactitud de medida y un amplio conocimiento de las condiciones y operaciones de las instalaciones de tratamiento. En lo que respecta al método del inventario, la incertidumbre de medida se registrará por la incertidumbre propia de los contenedores de gas y de las mediciones de los volúmenes obtenidas de ellos mismos. Es necesario conocer las propiedades del gas como el peso molecular y el factor de compresibilidad, debido a que las condiciones del gas y la composición del mismo pueden variar drásticamente mientras se genera despresurización en el sistema o en el transporte del fluido de un contenedor o tanque a otro. La presencia de líquido en los contenedores debe ser monitoreada para no incluirla erróneamente en los cálculos.³³

3.1.4 Simuladores de procesos.

³² Guidelines on Flare and Vent Measurement. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and The World Bank. Op. cit.

³³ Ibid. p. 20.

Los simuladores comerciales pueden predecir la cantidad de gas quemado, con una exactitud de aproximadamente $\pm 10\%$. Siempre que se cuente con datos confiables y requeridos por la herramienta informática, tales como, la composición del gas, la temperatura, presión de operación, entre otros, es posible obtener una mejor exactitud en la estimación.³⁴

3.2 ALTERNATIVAS Y TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE GAS.

Debido a las condiciones cambiantes en la tea, el medidor debe ser capaz de operar en amplios rangos de flujo y realizar correcciones a las mediciones, para que se ajusten a la naturaleza de la operación. Se debe tener en cuenta que cuando se discuten diferentes alternativas de medición hay tecnologías que están disponibles para la industria como productos comerciales y que actualmente se encuentran en servicio, y otras tecnologías que son publicadas como diseños conceptuales que podrían o no convertirse en productos comerciales.

3.2.1 Medidores de presión diferencial.

- **Principio de operación.**

Es la tecnología de medición con mayor número de investigaciones asociadas al tema, favoreciendo de esta forma que las correlaciones estén disponibles para diferentes modelos de medidores. Son medidores que utilizan una caída de presión generada por un elemento de restricción, para determinar el caudal de un fluido, empleando la ecuación de Bernoulli, la cual relaciona el descenso de la presión con un aumento en la velocidad de flujo. Se sitúan dos sensores que detectan la presión; un sensor se ubica aguas-arriba del elemento obstructor y el otro se posiciona aguas-abajo del mismo. La medición de la diferencia de presiones y los datos

³⁴ Guidelines on Flare and Vent Measurement. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and The World Bank. Op. cit.

relacionados a la geometría de la tubería son los valores utilizados en los cálculos del volumen de gas. Para mejorar la exactitud y el análisis, los datos son sometidos a correcciones por temperatura, presión, densidad y composición, utilizando ecuaciones desarrolladas para cada variación y configuración existente. Los medidores modernos cuentan con una computadora de flujo para desarrollar estos cálculos.

Para emplear la placa de orificio, el diámetro mínimo de la tubería debe ser de 2 pulgadas y máximos de 50 pulgadas. Con la finalidad de evitar errores que resultan de la perturbación del flujo debido a conexiones, válvulas y otros equipos, se recomienda colocar un tramo de tubería recta sin obstáculos antes y después del elemento primario de flujo, la longitud requerida depende de las relaciones de diámetro y de la intensidad de la perturbación.

La medición del caudal con estos instrumentos se basa en la aplicación de la conservación de la energía a un flujo, tomando la diferencia de presión existente entre dos puntos, en donde el flujo posee diferentes velocidades. Este cambio de velocidad se produce por una reducción de área o por una disminución de la velocidad hasta cero. Las ecuaciones que gobiernan el uso de estos aparatos son la ecuación de Bernoulli y la primera ley de la termodinámica en flujos compresibles. Debe notarse sin embargo que la ecuación de la energía puede escribirse de una forma muy similar a la ecuación de Bernoulli en ciertas condiciones de flujo, por lo tanto la ecuación utilizada en la práctica común proviene de la ecuación de Bernoulli y se le agrega un factor para corregir la compresibilidad del fluido (ϵ).

Si aplicamos la ecuación de Bernoulli entre un punto en la tubería (1) y un punto en la contracción (2) tendremos:

$$\frac{p_1}{\rho_1 g} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{p_2}{\rho_2 g} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2$$

La cual se completa por la ecuación de la conservación de la masa (continuidad)

$$q_{m1} = q_{m2}$$

$$\rho_1 V_1 A_1 = \rho_2 V_2 A_2$$

Suponiendo que el flujo es incompresible: ($\rho_1 = \rho_2$)

La ecuación de Bernoulli queda:

$$\frac{p_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2} = \frac{p_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2}$$

Reordenando la ecuación convenientemente:

$$\frac{p_1 - p_2}{\rho} = \frac{V_2^2 - V_1^2}{2}$$

De la ecuación de continuidad:

$$V_1 = V_2 \times \frac{A_2}{A_1}$$

Donde:

$$A_1 = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi d^2}{4\beta^2}$$

$$A_2 = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$p_1 - p_2 = \Delta p$$

$$\beta = \frac{d}{D}$$

B es la relación de diámetros.

D es el diámetro de la tubería.

d es el diámetro de la contracción.

Luego,

$$V_2^2 - \left(V_2 \frac{A_2}{A_1}\right)^2 = 2 \frac{\Delta p}{\rho}$$

$$V_2^2 \times \left(\left(1 - \left(\frac{d^2}{D^2} \right) \right)^2 \right) = 2 \frac{\Delta p}{\rho}$$

$$V_2^2 \times \left(\left(1 - \left(\frac{\beta^2 d^2}{d^2} \right) \right)^2 \right) = 2 \frac{\Delta p}{\rho}$$

$$V_2^2 \times (1 - \beta^4) = 2 \frac{\Delta p}{\rho}$$

$$V_2 = \frac{1}{\sqrt{(1 - \beta^4)}} \times \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}$$

$$q_v = V_1 A_1 = V_2 A_2 = V_2 \frac{\pi d^2}{4}$$

La ecuación básica para medición de flujo con reducción de área es:

$$q_v = \frac{1}{\sqrt{(1 - \beta^4)}} \times \frac{\pi d^2}{4} \times \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}$$

Si queremos calcular el flujo másico tendremos que multiplicar la ecuación por la densidad obteniendo:

$$q_m = \frac{1}{\sqrt{(1 - \beta^4)}} \times \frac{\pi d^2}{4} \times \sqrt{2\Delta p \rho}$$

A esta ecuación básica se deben agregar algunos factores de corrección que van a tomar en cuenta las fuerzas de fricción en el elemento, la forma del elemento, la temperatura del fluido, así como el efecto de la compresibilidad del fluido.³⁵ Estos factores de corrección se determinan experimentalmente y pueden tomar diversas formas según los investigadores que las determinan y las organizaciones que se encargan de certificar y normalizar estos resultados.

Ecuación 1: Flujo volumétrico a condiciones estándar.

$$Q_v = 7709.61 \times C_d(FT) \times E_v \times Y_1 \times d^2 \times \sqrt{\left(\frac{p_f \times Z_s \times h_w}{G_r \times Z_f \times T_f} \right)}$$

Fuente: ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Bucaramanga, 2013, 118 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad

Donde;

$C_d(FT)$ = Coeficiente de descarga para un medidor de orificio con tomas de brida.

Q_v = Tasa de flujo volumétrico a condiciones estándar, ft³/hr.

P_f = Presión de flujo, corriente-arriba, lbf/in².

T_f = Temperatura del fluido, °R

³⁵ Medición de flujo- Instrumentación sobre medición de flujo. DULHOSTE, Jean François. Escuela de ingeniería mecánica. ULA. [En línea]. 1a ed. septiembre 2000. [Citado 10-Enero-2017].

Z_s =Compresibilidad del aire a condiciones estándar.

G_r = Densidad relativa del gas real

Z_f = Compresibilidad del flujo.

E_v =Factor de aproximación de velocidades

Y_1 = Factor de expansión corriente arriba

d = Diámetro del orificio de la platina a la temperatura de flujo

h_w = presión diferencial del orificio

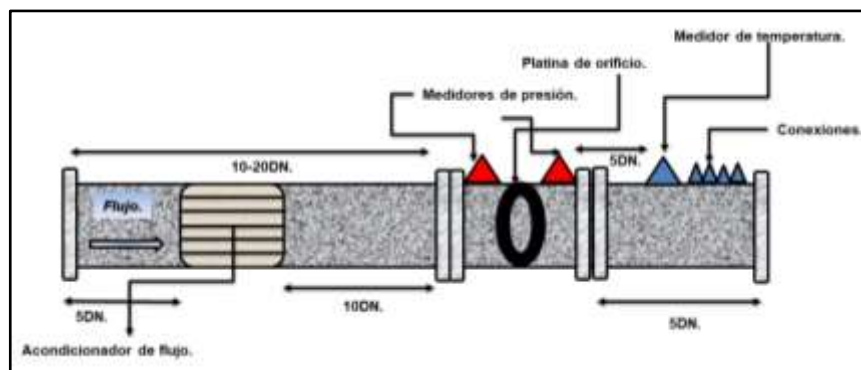
- **Limitaciones técnicas.**

La corrosión, la erosión y la suciedad de la corriente del gas pueden conducir a errores de medición y generar desgaste paulatino en el dispositivo, altas concentraciones de líquido afectan el funcionamiento del medidor, además aumentan la caída de presión y generan que se sobreestime la tasa de flujo de gas. Para asegurar la mayor exactitud, se requiere de un perfil de velocidades completamente desarrollado.

- **Diagrama y recomendaciones de instalación.**

En general, estos medidores procuran un diseño robusto que soporta duros procesos y condiciones extremas, pero debido a que generan una fuerte restricción al flujo del gas y a su limitado rango de operación, su aplicación en los sistemas de quema es escasa.

Figura 3: Diagrama de instalación de un medidor de presión diferencial.



Fuente: Autores.

Tabla 15: Ventajas y desventajas de los medidores de presión diferencial.

Medidores de presión diferencial.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Extensos estudios sobre el comportamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere tubería recta, antes y después del medidor.
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altas caídas de presión para bajos β.
<ul style="list-style-type: none"> • No posee partes móviles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensible a los cambios de composición del gas.
<ul style="list-style-type: none"> • No tiene limitaciones en temperatura y presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requieren datos de presión y temperatura para corrección de datos.
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de lectura electrónico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibles a perfiles no uniformes de velocidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Pueden ser utilizadas en cualquier posición. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere enderezador de flujo.
<ul style="list-style-type: none"> • Algunos no requieren calibración. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto grado de incertidumbre.
<ul style="list-style-type: none"> • La incertidumbre de medición puede ser reducida por calibración. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo rango de operación.
<ul style="list-style-type: none"> • La incertidumbre de medición se incrementa a caudales bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> • No miden a baja presión/bajos caudales.

Fuente: Autores.

- **Medidores tipo Platina de Orificio.**

Consiste de una placa metálica removible, la cual posee un orificio por donde atraviesa el fluido. Esta placa es instalada de manera perpendicular al flujo. Esta configuración permitir remover la placa para realizar las inspecciones y mantenimientos preventivos o reemplazar la placa, en caso de que se encuentre en un estado muy deteriorado.

Se utiliza una relación de diámetros para identificar cada tipo de platina con respecto a su aplicación. Para la mayoría de las aplicaciones, la relación β debe estar en el rango de 0,2 y 0,75. Existen varios tipos de configuración de orificios, pero es la configuración de orificio excéntrico inferior la que se utiliza en la medición de gas. La pérdida de presión por el plato de orificio es relativamente alta, comparada con otros medidores tipo Venturi y Tubos Pitot.

- **Grado de aceptación en la industria.**

Son los medidores más utilizados en el servicio de quema de gas, pero no siempre los más técnicamente adecuados.

En las teas, las placas de orificio tienen el potencial de servir como una obstrucción al flujo y con frecuencia inducen una gran caída de presión, lo que puede generar problemas de seguridad. Adicionalmente, la relación de capacidades de estos medidores esta entre 3:1 y 10:1, lo que no es adecuado en sistemas de quema, debido a la fluctuación que se presentan en estas operaciones.

Tabla 16: Rangos operacionales de los medidores de presión diferencial.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
-----------------	-------	----------

Máxima Presión	6000	Psi
Rango de Temperatura	-60 a 1000	°F
Rango de Flujo *	20 – 1000	KPCD
Exactitud	± 2	%
Rangeabilidad	3:1 o 10:1	
Caída de Presión	Alta	
Tamaño nominal de tubería	2 a 24	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	5 a 30	N° de diámetros
Costo Relativo	Bajo	
Costo de mantenimiento	Medio	
Costo de instalación	Alto	
Vida útil	10 a 15	Años

Fuente: ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos).

- **Medidores tipo Venturi.**

Consisten en boquillas de flujo “convergente” y “divergente”. Ofrecen mayor durabilidad, exactitud de medida y pueden funcionar a mayores presiones que los medidores de placa de orificio, sin incurrir en daños permanentes. Pero su rango de operación se fija en base a las condiciones de proceso. Ofrecen una caída de presión baja, lo que facilita su escogencia en caso de que la presión del sistema sea baja. Estos medidores son convenientes cuando el gas contiene altas concentraciones de líquidos y/o sólidos.

También son ampliamente usados para la medición de gas húmedo antes de cualquier forma de separación o tratamiento. Se ve afectado en gran manera por la variación en la composición del gas, pero con calibración y mantenimiento periódico se puede mantener el dispositivo en sus condiciones óptimas de medición.

- **Grado de aceptación en la industria.**³⁶

Se utiliza raramente en aplicaciones de teas. Las razones incluyen problemas de obstrucción, grandes caídas de presión y baja relación de capacidades. El mayor problema es la caída de presión, ya que las líneas de los sistemas de quema, trabajan a una presión ligeramente por encima de la atmosférica y por lo tanto no puede tener una gran caída de presión a través del dispositivo de medición.

- **Medidores tipo Tubos Pitot.**

Consta de dos tubos, el de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y consta de varios orificios de posición crítica determinada por computadora, que cubren cada uno la presión total en un anillo de área transversal constante de la tubería. El tubo que mide la presión estática se encuentra detrás del de presión total con el orificio en el centro de la tubería y corriente abajo de la misma. Se utilizan para medir flujos en virtualmente cualquier tamaño de tubería. Se pueden instalar en tuberías de más de 48" sin incurrir en costos adicionales para la instalación. Los tubos Pitot pueden funcionar a través de una amplia gama de temperaturas y presiones, dentro del rango de operación de la mayoría de los sistemas de quema de gas.

Las condiciones ideales para los tubos de Pitot son flujos estables, temperaturas, presiones y densidad constante de la corriente que se está midiendo, desafortunadamente, no son condiciones comunes en la mayoría de las

³⁶ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. [En línea]. 1a ed. mayo 2004. [Citado 20-Febrero-2017]. Disponible en web: https://www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/oth/FLARE_WASTE_GAS_FLOW_RATE.pdf

aplicaciones de quema. En las aplicaciones de campo, los medidores de Tubos Pitot, la incertidumbre total de la medición estará en la gama de 5% a 20%.

Los Tubos Pitot de gama alta como los de gama baja sólo proporcionan mediciones en un rango estrecho en cada extremo de los flujos medidos.

Se utiliza cuando se cuenta con un flujo turbulento y los perfiles de velocidades están completamente desarrollados.

Los medidores de Tubos Pitot generan una pequeña caída de presión permanente, es despreciable en comparación con otras alternativas de presión diferencial.

Son utilizados en aplicaciones donde se presenten altas velocidades de flujo. Cuando las tasas de flujo son bajas, el medidor comienza a tener problemas de funcionamiento, debido a las bajas diferencias de presión que se presentan.

Para velocidades por debajo de los 15 ft/s, las diferencias de presión pueden ser imposibles de medir.

Para lograr medir en todos los rangos que se pueden presentar en las operaciones de quema, es necesario utilizar varios medidores, calibrados cada uno para un rango específico.

Debido a que posee una configuración aerodinámica, no es muy probable que se presente recolección de contaminantes por parte del elemento medidor. Uno de los problemas se podría presentar cuando se va forzado a medir fluidos corrosivos o con altas concentraciones de material sólido.

- **Grado de aceptación en la industria.**³⁷

³⁷ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

Los Tubos Pitot se instalaron originalmente en muchos sistemas para medir los caudales de gas residual con fines informativos en lugar de los controles críticos del proceso. Se han utilizado durante años para medir los flujos de gas en los sistemas de quema. Aunque han funcionado, pueden no ser la mejor solución para todas las aplicaciones. El uso para medir el flujo de gas tiene varias ventajas, pero existen varias limitaciones de diseño y funcionamiento.

La aplicación de estos medidores en sistemas de quema no supone un riesgo para la seguridad, ya que el instrumento es un tubo aerodinámico delgado, que no obstruye el flujo como para generar recolección de hidrocarburos. Además, inducen una muy baja pérdida de presión y no tiene piezas móviles que puedan verse afectadas. Un problema particular es su capacidad para medir bajos flujos en tuberías de gran diámetro, ya que los diferenciales de presión que deben ser detectados son casi imperceptibles. Para medir con mayor precisión, se requieren múltiples medidores calibrados en varios rangos de flujo.

Un área problemática es la medición de flujos corrosivos o con alta concentración de partículas. Los puertos de presión son propensos a taponarse con las partículas presentes. Mantenimiento y calibraciones periódicas aseguran el rendimiento del medidor. Requieren una cantidad grande de tubería recta antes del dispositivo, para garantizar óptimos perfiles de flujo. Donde el espacio es limitado, los correctores de flujo se pueden usar para minimizar el impacto sobre el medidor.

3.2.2 Medidores de flujo tipo Coriolis.

- **Principio de operación.**

Son medidores que se basan en el efecto Coriolis, el cual consiste en una desviación aparente de la trayectoria de un objeto que se mueve dentro de un sistema rotativo de coordenadas; en realidad el objeto no se desvía de su

trayectoria, pero parece hacerlo debido al movimiento del sistema. El flujo que pasa por unos tubos especialmente diseñados, genera una fuerza, igual pero de sentido opuesto en cada mitad, haciéndolos vibrar, y cuya magnitud es proporcional a la tasa flujo másico. Esta fuerza y las vibraciones son detectadas por unos sensores y convertidas a tasa de flujo másico mediante un transmisor. Los puntos de medición localizados a la entrada y salida del tubo oscilan en proporción a la vibración sinusoidal del tubo.³⁸ Es necesaria la densidad del gas para convertir el caudal de flujo másico en un una tasa de flujo volumétrico.

- **Grado de aceptación en la industria.**

En las aplicaciones de quema de gas, los medidores Coriolis no son una opción viable debido a las restricciones de tamaño y a la pérdida de presión a través del instrumento. Por una parte, las líneas de los sistemas de quema pueden tener un tamaño de hasta 48", por su parte, los medidores Coriolis normalmente no están disponibles en tamaños mayores de 6". Además, ya que puede generar una pérdida de carga hasta 10 psi, lo cual es un problema ya que las líneas generalmente se presurizan ligeramente por encima de las condiciones atmosféricas.

- **Rangos operacionales.**

Tabla 17: Rangos operacionales de los medidores de flujo tipo Coriolis.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	870	Psi
Rango de Temperatura	-13 a 131	°F
Rango de Flujo	<24.3	KPCH

³⁸ ECOPETROL. Manual de Medición de Hidrocarburos. Capítulo 14: Medición de Gas Natural. Op. cit.

Exactitud	± 0.1	%
Rangeabilidad	25:1	
Caída de Presión	Baja	Psi
Tamaño nominal de tubería	<6	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	0	N° de diámetros
Costo Relativo	Muy Alto	
Costo de mantenimiento	Medio a alto	
Costo de instalación	Medio	

Fuente: ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos).

- **Limitaciones técnicas.**

Es característico de estos medidores que cuando se utilizan diámetros pequeños, las velocidades y las pérdidas de presión son mayores a través del medidor, pero los errores son menores. Pueden llegar a presentar dificultades cuando se trabajan con altas velocidades debido a las altas vibraciones que esto puede causar en el equipo de medición. Por el contrario, cuando utilizamos diámetros mayores, los errores aumentan, aunque las velocidades y las pérdidas por presión sean de un orden menor.

Las únicas partes móviles con las que cuenta son los tubos vibrantes. La configuración de tubos en "U" se ve menos afectada por los efectos de instalación que la configuración de tubos rectos.

Tienen la habilidad de hacer mediciones del flujo en cualquier dirección, sin que esto afecte la exactitud de medida, es decir, puede hacer mediciones de flujo bidireccionalmente.

No se ven afectados por los fenómenos y las perturbaciones en los perfiles de flujo, pero si tienden a presentar anomalías periódicas y fallos en el funcionamiento si la instalación no se realiza correctamente. Se recomienda que la temperatura del gas

permanezca en todo momento por encima de la temperatura del punto de rocío del gas.³⁹

Son sensibles a la presencia de líquidos en la corriente de flujo. Presenta fallas por desgaste de materiales, erosión, corrosión o acumulación de contaminantes en los tubos vibrantes. Se recomienda utilizar un separador y filtros antes del medidor con el fin de evitar tales problemas. Problemas de pulsación y altos niveles de vibración afectan la frecuencia natural de los sensores y de los tubos de flujo lo que conlleva a un mal funcionamiento y errores en las mediciones.

El costo de los medidores de Coriolis aumenta drásticamente cuanto mayor sea su tamaño. Una ventaja es que los costos de mantenimiento de estos medidores, son relativamente bajos.

Tabla 18: Ventajas y desventajas de los Medidores tipo Coriolis.

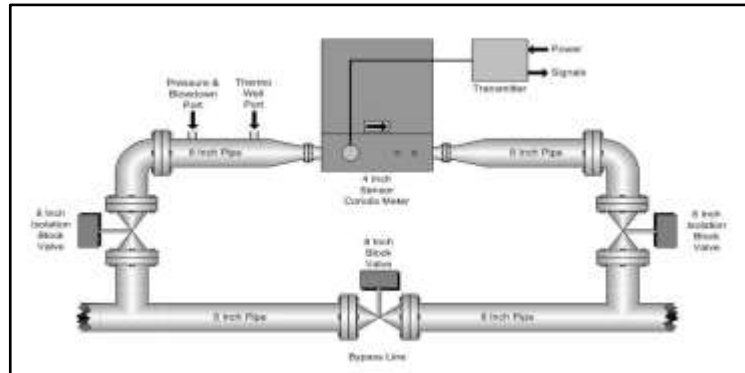
Medidores tipo Coriolis.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Bajos costos de mantenimiento.	<ul style="list-style-type: none">• Sensibles a los cambios en la densidad.

³⁹ American Gas Association. AGA Report No.11: Measurement of Gas by Coriolis Meters. [En línea]. [Washington, U.S.A]. 2011. [Citado 22-Octubre-2016]. Disponible en web.

<ul style="list-style-type: none"> • Fácil instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensible a cambios en la temperatura del fluido.
<ul style="list-style-type: none"> • El sensor es no intrusivo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrientes en múltiples fases afectan la medición.
<ul style="list-style-type: none"> • No necesita acondicionamiento de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requieren periódico reajuste.
<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa de masa y densidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generan altas caídas de presión.
<ul style="list-style-type: none"> • Alta relación de capacidades. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requieren una alta inversión inicial. •
<ul style="list-style-type: none"> • Respuesta de medida lineal. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos de mantenimiento y calibración periódica.
<ul style="list-style-type: none"> • Calibración estable. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibles a cambios en la presión.
<ul style="list-style-type: none"> • No está expuesto al flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de cavitación.
<ul style="list-style-type: none"> • No es susceptible al daño por desprendimiento de gases. 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión y erosión del tubo sensor.
<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad para medir a ratas de flujo cercanas a cero. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilidad a las condiciones de instalación.
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimamente afectado por cambios en la viscosidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Acumulación de depósitos internos.
<ul style="list-style-type: none"> • Alta exactitud. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tamaños hasta de seis (6) pulgadas.
<ul style="list-style-type: none"> • Versatilidad para los monitores de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para aplicaciones en gases, el medidor requiere altas presiones.
<ul style="list-style-type: none"> • Mide flujo, densidad y temperatura. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesita control de presión.
<ul style="list-style-type: none"> • No posee partes móviles. 	

Fuente: Autores.

Figura 4: Diagrama de instalación de un medidor de flujo Coriolis.



Fuente: Reporte AGA No. 11- Medición de gas natural por medidor Coriolis.

3.2.3 Medidores tipo Turbina.

- **Principio de operación.**

Son medidores que se encuentran ubicados dentro de la tubería. Su principio de funcionamiento se basa en que la velocidad de rotación es directamente proporcional a la velocidad del fluido pasando a través de las aspas. El movimiento del fluido hace rotar las aspas de la turbina, lo que genera un movimiento rotacional y una velocidad inherente al mismo. El número de rotaciones de las aspas es directamente proporcional a la velocidad del gas. Cada vez que un aspa de la hélice pasa por el sensor, se genera un pulso que corresponde a un volumen fijo de fluido. Esta velocidad es directamente proporcional al caudal, con el cual es posible, usando las apropiadas correlaciones, determinar el volumen de gas.

- **Grado de aceptación en la industria.**

Generalmente no se usan para medir flujos de gas de quema, porque no se consideran una opción fiable y precisa para medir el flujo de gas residual. Se han

utilizado algunas formas de medidores de turbina de inserción para medir los flujos, pero las precisiones registradas fueron muy pobres.⁴⁰

Son adecuados en aplicaciones de medición de gas cuando los volúmenes y las presiones del sistema son bajos.

Su aplicación en medición de gas se encuentra restringida debido a que las partes móviles son relativamente frágiles y delgadas. Diferentes escenarios se pueden presentar; cuando el fluido gira en la misma dirección que las aspas, puede aumentar la rotación de las mismas, lo que equivale a un aumento en la velocidad captada por el medidor. Si el fluido gira en la dirección opuesta al de las aspas, se genera la disminución del movimiento e incluso un cambio de dirección; este último resultado, aunque se considera un caso extremo, puede llegar a dar como resultado valores de volúmenes mucho menores a los reales.

- **Limitaciones técnicas.**

Son sensibles a perfiles de flujo poco desarrollados, vibraciones generadas por válvulas parcialmente abiertas, lo que puede ocasionar errores significativos en las mediciones, y a presencia de líquidos en el gas, ya que la fase líquida, combinado con las altas velocidades, pueden dañar las aspas, degrada más rápido las partes del rotor y arruinar el medidor.

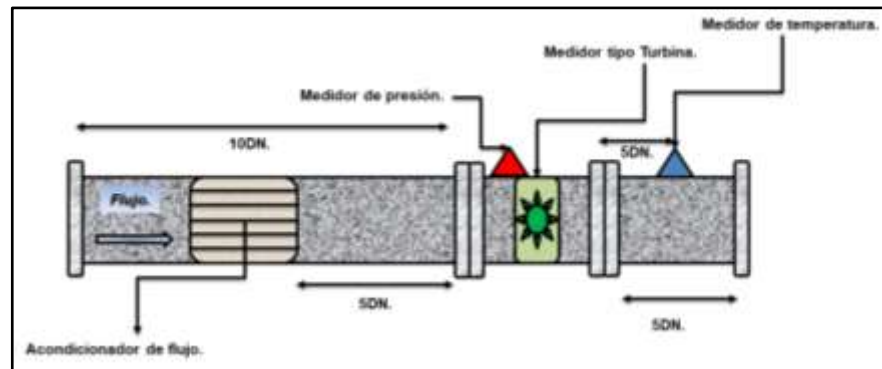
La propia turbina podría actuar como una obstrucción en la línea, por lo tanto, plantearía un riesgo para la seguridad. Las turbinas generalmente también sufren una caída alta de presión, lo que no es permitido en las líneas de teas.

Por lo general, requieren acondicionadores de flujo aguas-arriba para evitar deformaciones en el perfil de flujo y deben operar con perfiles de velocidades completamente desarrollados.

⁴⁰ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

El presupuesto para la compra de este medidor no es elevado, pero debido a su exposición con el fluido, a las condiciones de la operación y a que tienen partes móviles, por lo general requieren calibración y mantenimiento frecuente, lo que puede aumentar los costos significativamente.

Figura 5: Diagrama de instalación de un medidor tipo Turbina.



Fuente: Autores.

Tabla 19: Ventajas y desventajas de los Medidores tipo Turbina.

Medidores tipo Turbina.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Exactitud en el rango de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> Instalación de filtros antes del medidor.
<ul style="list-style-type: none"> Exactitud. 	<ul style="list-style-type: none"> Control de contrapresión.
<ul style="list-style-type: none"> Manejo de un amplio rango de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> Dificultad de medir flujos viscosos.
<ul style="list-style-type: none"> Tamaño pequeño y peso liviano. 	<ul style="list-style-type: none"> Necesita accesorios electrónicos.
<ul style="list-style-type: none"> Larga vida de los cojinetes. 	<ul style="list-style-type: none"> Susceptibles a depósitos en el rotor.
<ul style="list-style-type: none"> Rango de flujo para líquidos 	<ul style="list-style-type: none"> Daños por flujos bruscos.
<ul style="list-style-type: none"> Amplio rango de temperatura y presión. 	<ul style="list-style-type: none"> Sensible a cambios de viscosidad.
<ul style="list-style-type: none"> Costos de inversión comparativos. 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de presión de sustentación.
<ul style="list-style-type: none"> Rango de operación a altas presiones. 	<ul style="list-style-type: none"> Susceptibilidad al daño por gases.
<ul style="list-style-type: none"> Buenos en altas velocidades. 	<ul style="list-style-type: none"> No usar donde fluctúe el flujo.
	<ul style="list-style-type: none"> Uso de acondicionadores de flujo.

Fuente: Autores.

Tabla 20: Rangos operacionales de un medidor tipo turbina.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	60.000	Psi
Rango de Temperatura	-450 a 1200	°F
Rango de Flujo	>8.5	KPCD
Exactitud	± 0.5	%
Rangeabilidad	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	N° de diámetros
Costo Relativo	Alto	
Costo de mantenimiento	Alto	
Costo de instalación	Media	
Vida útil	10 a 15	Años

Fuente: ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos).

3.2.4 Medidor de inserción en flujo (másico – térmico).

- **Principio de operación.**

Los medidores de inserción en flujo son dispositivos que se introducen en la corriente de flujo y miden la velocidad del mismo, las cuales se convierten en un caudal, utilizando correlaciones que integren el diámetro de la tubería, el perfil de flujo y la posición de la punta de la sonda a través del diámetro de la tubería.

El corazón del medidor de flujo térmico es el sensor que consiste de un tubo capilar en acero inoxidable con elementos resistentes. El principio de medición se basa en el hecho que un fluido que pasa junto a un sensor de temperatura calentado extrae

durante su paso una cantidad conocida de calor. La diferencia de temperatura es directamente proporcional al flujo de masa través del sensor.

Uno de los sensores mide la temperatura del gas, como valor de referencia; el otro sensor es calentado constantemente por energía eléctrica, con lo cual se establece un diferencial de temperatura constante entre los dos sensores, mientras el fluido permanece inmóvil. Cuando el gas empieza a fluir, la temperatura del sensor calentado disminuye debido al efecto de enfriamiento por convección. Cuando esto sucede, el medidor aumenta la corriente eléctrica en el sensor para mantener su temperatura constante. Además, la conductividad térmica y el calor específico son asumidos como constantes. Este aumento en el gasto eléctrico es medido y junto con las temperaturas tomadas, se pueden correlacionar con la velocidad del fluido y esta a su vez con los volúmenes de gas.

Dos ejemplos de esta clase de medidores son:

Diferencia de temperatura constante: Usa un calentador, el cual es comparado y ajustado constantemente para mantener una diferencia de temperatura entre la resistencia y la temperatura del gas. La energía requerida para mantener esta diferencia es proporcional a la tasa de flujo de gas. Al fijar la potencia que permite calentar los sensores como una variable constante, se determina el caudal del gas que atraviesa el medidor con base en la diferencia de temperaturas que experimentan cada uno de los sensores.

Energía constante: Mide la energía que se requiere para mantener la temperatura de un calentador constante. Esta energía es ajustada constantemente, dependiendo de cómo el calentador se vea afectado por la temperatura del gas. Por otro lado, si se mantiene como constante la diferencia de temperaturas, es posible determinar los volúmenes, utilizando la potencia requerida para mantener la temperatura en los sensores.

Tabla 21: Ventajas y desventajas del Medidor de inserción en flujo (másico – térmico)

Medidor de inserción en flujo (másico – térmico)	
Ventajas.	Desventajas.
<ul style="list-style-type: none"> • No posee partes móviles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensibles a los líquidos contaminantes.
<ul style="list-style-type: none"> • Las pérdidas de carga son despreciables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una base de la composición del gas para ser precisos
<ul style="list-style-type: none"> • Sensibilidad de medición es alta. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede requerir un analizador conectado para compensar la composición del gas.
<ul style="list-style-type: none"> • Modelo disponible para un amplio rango de valores de presión y temperatura. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de varias unidades para cubrir todo el perfil de flujo.
<ul style="list-style-type: none"> • Longitud del elemento sensor ajustable. 	<ul style="list-style-type: none"> • Instalarse aguas abajo del <i>scrubber</i>.

Fuente: Autores.

- **Grado de aceptación en la industria.**

Estos medidores térmicos se han utilizado para medir los flujos de gas residual de la industria petroquímica. Los ingenieros de **John Zink** usan estos medidores para calcular de los caudales de gas de quema en el diseño de compresores de recuperación de gases de combustión. Una instalación petroquímica tiene más de 50 medidores de masa térmica instalados para este propósito. Un estudio comparativo encontró que los medidores másico térmicos son más fiables que los tubos Pitot, ya que no son tan propensos a los problemas de integridad mecánica.⁴¹ El medidor másico - térmico cubre toda la gama de gases residuales típicos de las teas. Usando el medidor de masa térmica se podría medir flujo bajo o alto con lecturas precisas.

⁴¹ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

Tabla 22: Rangos operacionales de los medidores de flujo másico - térmicos.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	4000-6000	Psi
Rango de Temperatura	-60 a 400	°F
Rango de Flujo *	20 – 1000	KPCD
Exactitud	± 2	%
Rangeabilidad	10:1 o 20:1	
Caída de Presión	Alta	
Tamaño nominal de tubería	2 a 24	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	5 a 20	N° de diámetros
Costo Relativo	Medio	
Costo de mantenimiento	Medio	
Costo de instalación	Alto	
Vida útil	5 a 15	Años

Fuente: Autores.

- **Limitaciones técnicas.**

Estos medidores de flujo dependen en gran medida de la geometría del flujo, pero no cuentan con sensores que puedan detectar tales anomalías. Estos inconvenientes dificultan la utilización de estos medidores en aplicaciones donde los diámetros de tubería son relativamente grandes.

Responde a cambios drásticos en el flujo. Cambios en la densidad del fluido pueden causar desajustes en el equipo y fallas inesperadas en la cubierta del sensor. Se ven afectados en gran medida por la presencia de material sólido, altas concentraciones de sustancias corrosivas, acumulación de parafinas y asfaltenos y cuando se utilizan en fluidos cuya composición varía drásticamente con el tiempo. Utilizar este tipo de medidores en los sistemas con las características mencionadas, conlleva a problemas operacionales y altos sobrecostos.

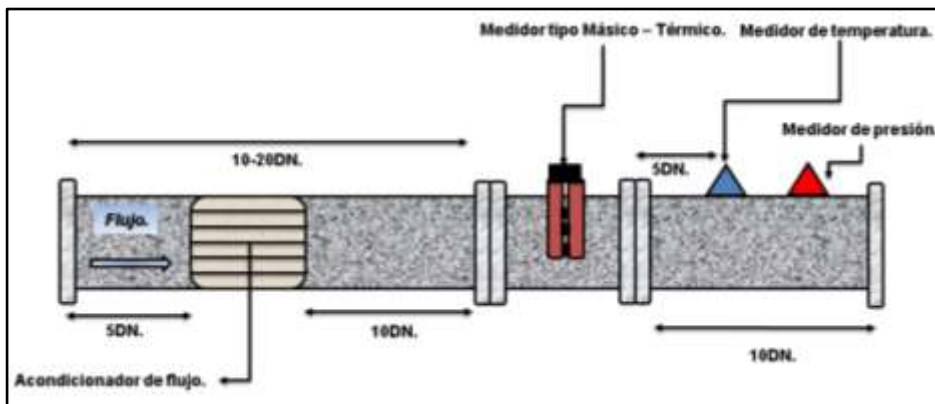
Aunque sus costos iniciales son relativamente bajos, debido a la exposición permanente con el fluido, requieren mantenimiento preventivo constante. Se incurre en mayores gastos en equipos para moldear el perfil del fluido, condición necesaria para el correcto funcionamiento del medidor.

- **Diagrama y recomendaciones de instalación.**

Los componentes más importantes de esta clase de medidores son los detectores de resistencia de temperatura, un calentador y un control electrónico.

La sonda debe instalarse a 45° desde arriba, del lado o desde el fondo del tubo para minimizar la posibilidad de humedad condensada bajando por la sonda y tocando el sensor. Ofrecen ahorros considerables en costos, porque ofrecen radios de obstrucción bajos.

Figura 6: Diagrama de instalación medidor tipo Másico - Térmico.



Fuente: Autores.

3.2.5 Medidores Ultrasónicos de flujo.

- **Principio de operación.**

Es un medidor que deriva la tasa de flujo del gas al medir el tiempo de tránsito de pulsos de sonido de alta frecuencia. Se ubican un par de transductores piezoeléctricos usualmente posicionados diagonalmente a través del diámetro de la tubería, los cuales emiten pulsos de sonido, en dirección del flujo y en contracorriente. Cada transductor mide el tiempo que le toma al pulso en llegar al receptor. El pulso que viaja en la misma dirección que el flujo, toma menos tiempo en recorrer el trayecto de tubería, que el pulso emitido contracorriente. Debido a esto se genera una diferencia de tiempos, valor que se puede utilizar para calcular la tasa de flujo del gas.⁴² Poseen la habilidad de medir el peso molecular de la corriente de fluido, lo cual puede ser útil, junto a la velocidad del sonido, para determinar la densidad de la mezcla y con esto tener un mejor aproximado de la composición del gas.

- **Grado de aceptación en la industria.**

Es la tecnología de medición, cuyo desarrollo y utilización en la medición de gas de quema se está esparciendo a nivel mundial, gracias a sus amplios rangos de funcionamiento y las facilidades de instalación. Los medidores ultrasónicos no tienen que ser corregidos por variación en la composición de gas y pueden usarse para estimar el peso molecular a partir de la velocidad de sonido.⁴³

⁴² American Gas Association. AGA Report No.9. Op. cit.

⁴³ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

Tabla 23: Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos.

Medidores Ultrasónicos.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Grandes diámetros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Afectado por la suciedad del fluido.
<ul style="list-style-type: none"> • No depende de las propiedades termodinámicas del gas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Debe estar protegido contra corrientes parásitas, descargas y magnetismo.
<ul style="list-style-type: none"> • Amplia Rangeabilidad y Excelente exactitud. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas en gas natural con CO₂ y H₂S.
<ul style="list-style-type: none"> • No posee partes en contacto con el fluido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología relativamente nueva.
<ul style="list-style-type: none"> • No se presentan pérdidas de presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Exigente en su instalación.
<ul style="list-style-type: none"> • Alto rango de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perfil de flujo totalmente desarrollado en caso de medidores de un solo paso.
<ul style="list-style-type: none"> • Instalación sencilla y poco costosa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requieren potencia para su operación.
<ul style="list-style-type: none"> • Pulsos de alta frecuencia minimizan los errores por pulsación y fluctuación de flujo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de inversión altos.

Fuente: Autores.

- **Limitaciones técnicas.**

Ruidos acústicos de la misma frecuencia de los transductores del medidor, afectan la medición directa del tiempo de tránsito, lo que genera que el medidor sobreestime los volúmenes de gas. Los reguladores de presión, las válvulas, los complementos de la tubería e incluso las altas velocidades del gas pueden generar tal interferencia ultrasónica.

La presencia de líquido tiende a hacer que el medidor sobreestime los volúmenes de gas. Los medidores ultrasónicos tienen un error positivo pequeño cuando se encuentran operando con cantidades bajas de líquido, siendo muy útiles en la

determinación de caudal en corrientes de gas.⁴⁴ Son especialmente utilizados cuando los fluidos presentan características especiales, tales como, fluidos corrosivos, inflamables, radioactivos, concentraciones variables de N₂, azufre, agua y H₂S sólidos e hidrocarburos líquidos en el gas. No se ve afectado por los cambios en la presión y temperatura de la operación.

Las propiedades metrológicas, dependen de varios factores, entre los que se encuentran: el número de trayectorias utilizadas, perturbaciones del flujo, la posición de los transductores y la presencia de segundas fases en el fluido. Para obtener repetibilidad en las mediciones con medidores ultrasónicos se requieren condiciones específicas en el patrón de flujo de gas.

Varias trayectorias acústicas son utilizadas para disminuir la incertidumbre ocasionada por los perfiles de velocidad no uniformes y las perturbaciones en el flujo.

Tienen dificultades cuando son utilizados en sistemas a bajas velocidades, las cuales ocasionan aumento en los valores de incertidumbre hasta en un 15%. Por otro lado, las altas velocidades del gas limitan el funcionamiento del medidor, debido a los niveles de ruido que se producen.

En teoría, la reducción del área transversal al flujo, producirá una sobreestimación del flujo. Las ondas emitidas por los transductores pierden energía, debido a las obstrucciones en la cara interna de la tubería. Si se presentan trazas de aceites, glicol, aminas, inhibidores o material de tubería en la cara de los transductores el área disminuirá irremediablemente lo que perjudicaría el correcto funcionamiento del medidor.⁴⁵

⁴⁴ Fundamentos de la medición de gas húmedo. Transportadora de gas internacional-TGI. [En línea]. 1a ed. enero 2010. [Citado 2-Febrero-2017]. Disponible en web: https://www.researchgate.net/publication/282704582_Fundamentos_de_la_Medicion_de_Gas_Humedo

⁴⁵ American Gas Association. AGA Report No.9. Op. cit.

- **Costos implícitos del sistema de medición.**

Un inconveniente es el alto costo de compra e instalación. Los costos típicos para un medidor ultrasónico se encuentran en el rango de \$USD 20,000-30,000. El diseño, la preparación del sitio, la instalación, la calibración de campo y la conexión del medidor al sistema de control distribuido típicamente hacen que el costo inicial de un medidor ultrasónico supere los \$USD 50,000.⁴⁶

Tabla 24: Rangos operacionales de un medidor de flujo ultrasónico.

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	Psi
Tamaño nominal de tubería	2 a 48	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	>2	N° de diámetros
Costo Relativo	Alto	
Costo de mantenimiento	Bajo	

Fuente: ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos).

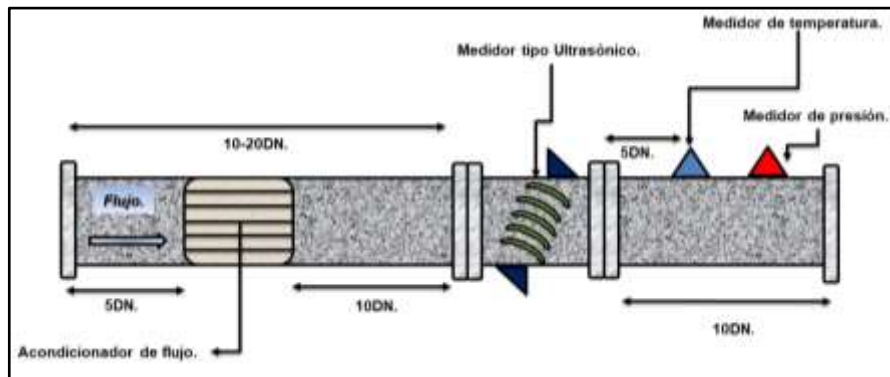
- **Diagrama y recomendaciones de instalación.**

Las pérdidas de presión se pueden considerar despreciables, gracias a la configuración no intrusiva y al tipo de instalación que posee. Las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin ninguna dificultad las paredes de las tuberías, lo cual facilita

⁴⁶ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

la instalación de los medidores, de tal manera, que no tenga contacto con el fluido. Los transductores y el sistema electrónico del dispositivo se fabrican integrados en un tramo de tubería, esto disminuye los efectos adversos en la instalación. Los medidores ultrasónicos tienen la habilidad de medir el flujo de gas en cualquier dirección, con la misma exactitud de medida.

Figura 7: Diagrama de instalación de un medidor de flujo ultrasónico.



Fuente: Autores.

Otros factores de los cuales depende el funcionamiento de esta clase de medidores son:

- Dimensiones precisas del medidor.
- Ubicación de los transductores ultrasónicos.
- La forma de los perfiles de velocidad.
- Niveles de pulsación que puedan existir en la corriente del flujo de gas.
- La exactitud de la medición de los tiempos de tránsito.
- Calibraciones del medidor.
- Mediciones precisas del tamaño del cuerpo del medidor.
- Localización de los transductores acústicos.
- La técnica de integración de velocidad, inherente al diseño del medidor.
- La forma de los perfiles de velocidad en el medidor.
- Niveles de pulsación que se pueden presentar en una corriente de gas.

- La exactitud en las mediciones de los tiempos de tránsito.
- Calibraciones del medidor con el flujo utilizado.

3.2.7 Medidores tipo Óptico.

Los medidores de flujo óptico utilizan rayos láser o LED, detectando las perturbaciones en las trayectorias de los haces de luz que resultan de turbulencias o pequeñas partículas en la corriente de gas. Mediante el seguimiento del tiempo que toman los haces de luz en viajar una distancia conocida entre dos sensores a través del flujo, es posible calcular la velocidad de flujo del gas y así con las respectivas correlaciones, los volúmenes de gas.⁴⁷

Dos ejemplos de medidores ópticos son:⁴⁸

Centelleo óptico: Utiliza efectos que son causados por la refracción óptica debida a pequeñas partículas en el gas, las cuales difieren en densidad y temperatura de las partículas a su alrededor. La velocidad del movimiento centelleante se relaciona con la velocidad promedio del gas.

Laser de dos focos: Mide el tiempo de tránsito de las partículas que atraviesan dos rayos laser enfocados hacia la tubería. Se posicionan foto detectores que apuntan aguas arriba y aguas debajo de la corriente, los cuales generan los haces de luz. Cada uno envía un rayo al detector opuesto y se va midiendo el tiempo de tránsito entre cada emisión de los rayos. El tiempo de tránsito se puede relacionar directamente con la velocidad promedio del gas en la tubería y esta a su vez con el volumen que atraviesa en el momento de la medición.

⁴⁷ Guidelines on Flare and Vent Measurement. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and The World Bank. Op. cit.

⁴⁸ American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards: Chapter 14: Natural Gas Fluid Measurement: Section 10: Measurement of Flow to Flares. [En línea]. 2da ed. abril 2007. [Citado 11-Noviembre-2016]. Disponible en web.

- **Limitaciones técnicas**

Son afectados por los perfiles de velocidad no desarrollados. No son susceptibles a cambios en la composición, presión y temperatura del gas. Son menos propensos que otros medidores a la pérdida de señal a muy altas tasas de flujo.

Los sensores están localizados detrás de unas ventanas de cristal para protegerlo del flujo de gas, pero la acumulación de residuos o niebla, podría perjudicar el funcionamiento. Usando ventanas climatizadas y/o un sistema de purga de aire para remover la suciedad, puede eliminarse este inconveniente.

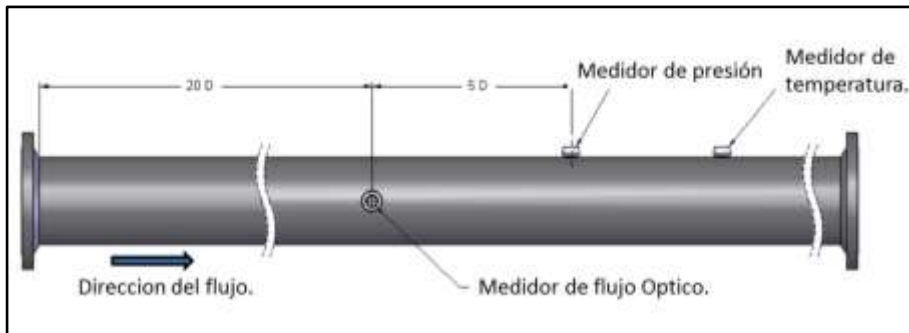
Los medidores ópticos están disponibles como sondas de inserción para líneas de gran diámetro, con la ventaja de fácil instalación sin soldadura; para tamaños más pequeños de líneas, una alternativa es un medidor que puede instalarse en la tubería.

Tabla 25: Rangos operacionales de los medidores de flujo tipo óptico.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	2000-5000	Psi
Rango de Temperatura	-70 a 600	°F
Rango de Flujo *	20 – 1000	KPCD
Exactitud	± 1-±2	%
Rangeabilidad	15:1 o 30:1	
Caída de Presión	Despreciable	
Tamaño nominal de tubería	2 a 30	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	10 a 30	N° de diámetros
Costo Relativo	Medio	
Costo de mantenimiento	Medio	
Costo de instalación	Alto	
Vida útil	7 a 15	Años

Fuente: Autores.

Figura 8: Diagrama de instalación de un medidor de flujo Óptico.



Fuente: Autores.

Tabla 26: Ventajas y desventajas de los medidores de flujo Ópticos.

Ventajas y desventajas de los medidores de flujo Ópticos.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Alta relación de velocidades (1500:1). 	<ul style="list-style-type: none"> Afectados por las partículas o burbujas que presenta el gas.
<ul style="list-style-type: none"> Inmune al ruido acústico y vibración en la tubería. 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos generales.
<ul style="list-style-type: none"> Caída de presión despreciable. 	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimientos constantes.
<ul style="list-style-type: none"> Alta precisión 	<ul style="list-style-type: none"> Afectados por la presencia de líquidos y otros componentes que distorsionan la medición.
<ul style="list-style-type: none"> No afecta el cambio en la composición. 	<ul style="list-style-type: none">

Fuente: Autores.

3.2.6 Medidores tipo Vórtex.

Este medidor tiene un elemento divisor del flujo, de tal forma que al pasar el fluido por él, se crean vórtices. La frecuencia de generación de los vórtices es proporcional al flujo. Los medidores tipo Vórtex cuentan con una cantidad limitada de datos de investigación en flujo de gas. A partir de los datos de prueba disponibles se puede apreciar que, a diferencia de otras tecnologías de medición, los medidores Vórtex tienen un error de medición menor, lo cual ha facilitado su uso en la medición de

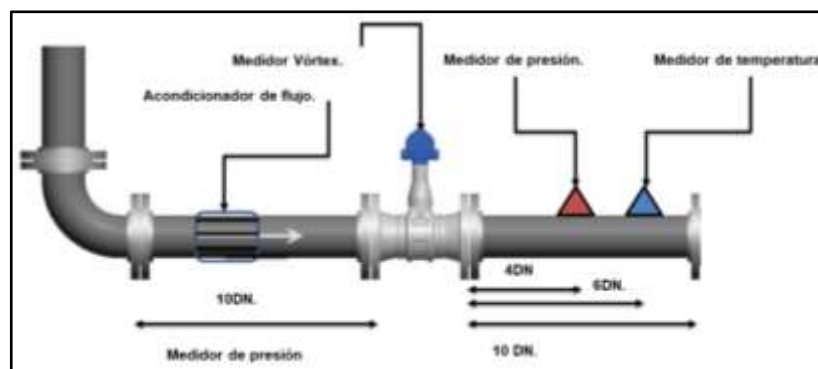
caudal de gas en aplicaciones donde el incremento en la incertidumbre del caudal de gas es aceptable.

La caída de presión y la obstrucción que presenta el cuerpo son factores que pueden hacer sean inaceptables para medir el gas. Una nueva generación de medidores de vórtice, está en las etapas finales de desarrollo y pronto podría entrar en el mercado y ser aplicable a las aplicaciones de quema.

- **Grado de aceptación en la industria.**

Las condiciones ideales para estos medidores son flujos limpios y de alta velocidad que están relativamente libres de turbulencia. Pero los flujos de gas de tea no son limpios y pueden tener velocidades bajas y altas aleatoriamente. Los servicios corrosivos y con partículas presentan problemas para estos medidores. Además, no tienen la proporción de Turndown requerida para manejar la gama de flujos en las teas.⁴⁹

Figura 9: Diagrama de instalación de un medidor tipo Vórtice.



Fuente: Autores.

⁴⁹ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

Tabla 27: Ventajas y desventajas de los Medidores tipo Vórtex.

Medidores tipo Vórtex.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Los instrumentos de presión y temperatura vienen integrados al medidor. 	<ul style="list-style-type: none"> • No usar en líquido con baja velocidad
<ul style="list-style-type: none"> • Baja caída de presión. 	<ul style="list-style-type: none"> • No es posible medir con Bajas presiones.
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimamente invasivo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesita diámetros de tubería recta.
<ul style="list-style-type: none"> • Medición de gases, vapores y líquidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fluidos corrosivos y/o abrasivos.
	<ul style="list-style-type: none"> • Caídas de presión entre medias y altas.
	<ul style="list-style-type: none"> • Compra de instrumentos adicionales.

Fuente: Autores.

Tabla 28: Rangos operacionales de un medidor de flujo tipo Vórtex.

CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDADES
Máxima Presión	3000-5000	Psi
Rango de Temperatura	-40 a 500	°F
Rango de Flujo *	20 – 1000	KPCD
Exactitud	± 1	%
Rangeabilidad	5:1 o 15:1	
Caída de Presión	Alta	
Tamaño nominal de tubería	2 a 15	Pulgadas
Requerimiento de tubería recta	5 a 20	N° de diámetros
Costo Relativo	Medio	
Costo de mantenimiento	Medio	
Costo de instalación	Alto	
Vida útil	10 a 15	Años

Fuente: Autores.

4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS APLICABLES A LA MEDICIÓN DE GAS QUEMADO EN LAS TEAS.

Un sistema de medición de gas por más tecnológicamente avanzado que sea, no será capaz de realizar mediciones exactas del fluido si no se satisfacen las diversas condiciones relacionadas con factores que influyen directamente el proceso 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, entre otros.⁵⁰

Los expertos afirman que más del 75 por ciento de los medidores instalados en la industria no están funcionando satisfactoriamente. Y la selección incorrecta representa el 90 por ciento de estos problemas.⁵¹

La selección de un medidor para unas especificaciones definidas puede ser un proceso complejo y las consecuencias de una selección incorrecta son pérdidas de desempeño, tiempo y dinero, con la posibilidad de daños a los equipos e instalaciones. El objetivo de la selección, es restringir las opciones de medidores a los que cumplen los requerimientos.

La metodología propuesta se basa en un enfoque sistemático y repetible, que permite realizar la selección óptima del medidor en virtualmente cualquier aplicación.

⁵⁰ KAWAKITA, K. Op. cit.

⁵¹ Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality. Op. cit.

La metodología propuesta para este trabajo se sintetiza en los siguientes pasos:

1. Analizar el marco regulatorio existente sobre la medición de hidrocarburos y las prácticas de quema de gas.

Las regulaciones y normas son los procedimientos que adoptan las instituciones para instrumentar las responsabilidades dadas en el marco legal. Las agencias gubernamentales cuentan con atribuciones para emitir regulaciones sin necesidad de una acción legislativa. Las cuestiones externas tales como la regulación gubernamental relacionada con los posibles criterios de selección pueden incluir la disponibilidad de servicio, el potencial de emisiones fugitivas de fluidos peligrosos y consideraciones relacionadas con la salud o la seguridad.

“El reglamento técnico tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición y determinación de volumen y de los hidrocarburos producidos en el país, para prevenir las prácticas que puedan inducir a errores en el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado. Las disposiciones contenidas en el reglamento técnico aplican a la medición y determinación del volumen y calidad de hidrocarburos recuperados en campos productores ubicados en el territorio nacional continental o costa afuera, en etapa de evaluación o explotación comercial.”⁵²

⁵² Ministerio Colombiano. de Minas y Energía. Proyecto de resolución. Resolución. Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado. Bogotá, DC. 42 p.

2. Recopilación de información correspondiente a la operación de quema de gas.

La siguiente información es indispensable para continuar desarrollando la selección de la mejor alternativa de medición:

- **Propiedades del fluido:** Identificar el tipo de fluido que se intenta medir y caracterizar completamente. Es deseable definir las características de fluidos, por ejemplo si el fluido está limpio/sucio o tiene propiedades corrosivas/erosivas. Al obtener una mejor comprensión de las características del flujo, es posible saber si determinados medidores son capaces de soportar los requisitos. La composición del gas cambia con el tiempo. La densidad del gas cambia con el tiempo significativamente. El flujo de gas a la tubería de quema, proviene de varias fuentes.
- **Propiedades de la operación:** Determinar las cualidades que identifican a la operación de quema de gas. Si se ha especificado la temperatura de funcionamiento, los rangos de presión, la caída de presión máxima admisible y si el flujo es unidireccional/ bidireccional. Mediante el perfil del flujo a través de la tubería, es posible averiguar cómo se comporta el fluido y reducir la elección de los medidores a los que mejor puedan hacer frente a las condiciones de la aplicación.
- **Propiedades de las instalaciones:** Analizar la configuración y geometría general de la tubería que transportara el fluido. Conocer los valores del número de Reynolds, para ser comparados con el rango los medidores. La compatibilidad química del medidor, la presión del fluido y la temperatura ayudarán a identificar las capacidades de rendimiento y la precisión del medidor de flujo para la aplicación específica. Diámetros de la tubería que

transporta el gas. Diámetros rectos de tubería aguas arriba y abajo. Necesidad de instrumentos para el desarrollo de los perfiles de flujo.

3. Especificar las velocidades de flujo (capacidades de flujo) que se manejan en el sistema, al igual que la relación de capacidades (rangeabilidad).

Es un factor de vital importancia al elegir el medidor para esta aplicación específica. Si se espera que el caudal de gas que se va a medir varíe entre 100.000 m³ por día y 1.000.000 m³ por día, la aplicación específica tiene una relación de capacidades de 10:1. Por lo tanto, el medidor requiere una rangeabilidad de por lo menos 10:1. Si el medidor tenía un flujo máximo anunciado de 2.000.000 m³ por día entonces la relación de capacidades requerida sería 20:1. En esta etapa del proceso también se debe identificar los siguientes aspectos:

- Relación de capacidades (Rangeabilidad).
- Caudales mínimo para la aplicación.
- Caudales máximos para la aplicación.
- Velocidades del gas mínima.
- Velocidades del gas máximo.

4. Analizar la configuración y geometría general de la tubería que transportara el fluido.

El sistema de tuberías consiste en el diseño de sus conductos, bridas, empaques, válvulas, accesorios, filtros, trampas, expansiones. También incluye los elementos de soporte. Se deben establecer las condiciones de diseño y operación, incluyendo presión, temperatura y otras condiciones, tales como la velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos, entre otros.

Se debe determinar el diámetro de la tubería el cual depende fundamentalmente de las condiciones del proceso, es decir, el caudal, la velocidad y la presión del fluido. Es importante considerar exactamente dónde y cómo se instalará el dispositivo, ya que esto puede afectar significativamente tanto la precisión como la eficiencia. La tubería adecuada proporciona un patrón de flujo normal o perfiles de flujo desarrollado para el dispositivo. Sin ella, la precisión y el rendimiento se ven afectados negativamente. Para asegurar los mejores resultados, los medidores deben instalarse en lugares donde hay varios tramos rectos de tubería sin obstrucciones tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor. En la mayoría de las plantas, la tubería raramente cumple con los requisitos, por lo tanto, se puede restringir el uso de ciertos tipos de medidores de flujo.

5. Determinar y analizar las diferentes condiciones operacionales que se pueden afectar el funcionamiento del medidor.

Otras consideraciones inherentes a las operaciones de medición y quema de gas deben ser tenidas en cuenta. Debe verse el sistema como un todo, donde la afectación en alguna de las variables involucradas en estas operaciones, pueden desperdiciar los esfuerzos realizados en el proceso de selección.

Existen campos magnéticos dispersos en la mayoría de las plantas industriales. Las líneas eléctricas, los relés, los solenoides, los transformadores, los motores y los generadores contribuyen a su parte de interferencia. Los usuarios deben asegurarse de que el medidor que han seleccionado es inmune a tales interferencias.

6. Establecer los requerimientos metrológicos. (exactitud, repetibilidad, error e incertidumbre de medida.).

Por lo general, para los sistemas de quema, se requiere que los medidores posean una muy buena repetibilidad, no tanto así una excelente exactitud. La ANH en busca de mejorar el recaudo de regalías por la quema de gas, está endureciendo los requerimientos metrológicos de las instalaciones de quema. Por tal motivo, es necesario referirse a los comunicados que emita esta entidad o a las resoluciones o decretos pertinentes. Lo anterior es fuente de expertos. CDT del gas.

7. Considerar las condiciones ambientales, que puedan afectar tanto la medición, como la quema del gas.

Hay una serie de condiciones ambientales y factores fuera de su control que pueden afectar a todo, desde la selección de medidores de flujo a las operaciones. Además, los factores ligados a la instalación del medidor y la vida útil general del equipo también pueden influir en el proceso de toma de decisiones. Temperatura ambiente. Radiación emitida por la flama.

Los fabricantes por lo general presentan diferentes características de desempeño identificando las condiciones atmosféricas en las que el medidor se desempeñara de la mejor manera posible.

8. Definir el presupuesto disponible para la adquisición del medidor.

Estimar los costos consiste en desarrollar una aproximación de los recursos monetarios necesarios para completar las actividades del proyecto. La estimación de costos debe refinarse durante el transcurso del proyecto para reflejar los detalles adicionales a medida que éstos se hacen disponibles. Compare los costos. Debe tomar una decisión que no sólo considere el precio unitario del producto, sino que

también considera el tiempo de mantenimiento después de la instalación, así como el costo de la configuración o solución de problemas. Generalmente, cuando el precio unitario del producto es bajo, puede ser necesario un mantenimiento frecuente o un reemplazo del fallo. Esto incluye, entre otros, el trabajo, los materiales, el equipo, los servicios y las instalaciones, así como categorías especiales tales como una asignación por inflación o un costo por contingencia. Deben ser cuantificados el capital y los costos periódicos, los requerimientos de selección, capacitación y monitoreo del personal ambiental, y los beneficios de las alternativas y medidas atenuantes propuestas.

9. Utilizar la matriz de parámetros de selección para eliminar las alternativas de medición no adecuadas.

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 listar los diferentes medidores disponibles en el mercado. Normalmente habrá interacción entre uno o varios de los factores anteriormente mencionados,

Una efectiva selección del medidor no puede convertirse en un mero proceso de escogencia entre las diferentes opciones del mercado, precisa de un completo entendimiento de la tecnología de medición, así como de un conocimiento práctico del proceso y de las características y propiedades físicas del fluido a ser medido.

Para seleccionar un medidor de flujo para una aplicación específica, es necesario usar un proceso de eliminación, cuando el requisito de la aplicación es comparado con la especificación publicada por todos los medidores. Es necesario tener en cuenta los rangos específicos de operación de cada proceso para establecer cuál es el proceso que más se ajusta a las condiciones de la operación. Por esta razón, se presenta una matriz con los parámetros de selección, donde se detallan los valores e intervalos de operación recomendados para cada alternativa de medición. Cuando la especificación de un medidor no cumple los requisitos de la aplicación

esta será eliminada del proceso de selección. La selección final del medidor en la matriz de selección depende del propósito de la medición.

10. Revisar información disponible y contactar varios proveedores posibles y las diferentes opciones en el mercado.

Esto ayudará a seleccionar el medidor de flujo apropiado. Consultar los informes publicados, los sitios del fabricante y lo que otras personas de la industria han hecho para satisfacer sus necesidades. Algunas compañías comercializarán simplemente sus medidores de flujo, pero algunas organizaciones tendrán discusión y consulta con los usuarios para proporcionar un medidor óptimo para cumplir sus objetivos financieros y de proyecto. Es aconsejable utilizar un proveedor confiable con un sistema de calidad probado y un sistema de calibración internacionalmente reconocido y rastreable para obtener un alto nivel de servicio después de la atención y soporte informado. Las instrucciones de instalación del fabricante deben seguirse cuidadosamente para evitar problemas y obtener resultados óptimos.

Es necesario contactar a los diferentes fabricantes de medidores para contar con un inventario de información acerca de los pros y contras de cada medidor que tienen a disposición. Aunque los proveedores están siempre listos para proporcionar servicio de instalación del medidor, las estimaciones son que aproximadamente el 75 por ciento de los usuarios instalan su propio equipo.

Tabla 29: Matriz de parámetros de selección de las alternativas de medición de gas de quema (screening).

Medidores.	Capacidad. (ft3/h)		Rangeabilidad.		Velocidad gas. (ft/s)		Diámetro tubería (pulg)	
	Másico-térmico	3,53147	3.531.470	10::1	1000::1	3,28	328	1
Platina de Orificio	3,53147	35.314.700	3::1	8::1	3,28	328	1/2	50
Tubos Pitot.	35,3147	35.314.700	3::1	20::1	3,28	328	2	72
Venturi.	35,3147	3.531.470	3::1	10::1	3,28	65,6	2	48
Ultrasónico.	0,353147	35.314.700	Hasta 4000::1		0,984	328	2	120
Óptico	0,353147	35.314.700	Hasta 2500::1		0,328	492	4	30
Vórtex	0,353147	353.147	10::1	40::1	0,984	19,68	1	16

Medidores.	DN arriba	DN Abajo.	Presión de oper. (psi)	T° Ambiente (°F)		T° Operación (°F)	
				Másico-térmico	10::20	2::10	3000
Platina de Orificio	7::10	2::8	3500	-4	158	-22	932
Tubos Pitot.	10::30	5::10	3500	-22	176	-4	932
Venturi.	5::25	5::10	4000	-4	158	-22	932
Ultrasónico.	10 a 30	5 a 10	3000	-40	140	-148	482
Óptico	10 a 30	5 a 10	3000	-40	122	-40	212
Vórtex	10::20	5::10	2000	-40	140	-148	752

Medidores.	Repetibilidad		Incertidumbre		Mínimo # de Reynolds	Costos (\$USD)	
	Másico-térmico	±0,1%	±0,2%	±1%		±3%	Sin límites.
Platina de Orificio	±0,5%	±1%	±2%	±4%	15000	3450	5175
Tubos Pitot.	± 0,05%	± 0,2%	± 1%	± 2%	10000	1725	5175
Venturi.	±0,25%	±1%	± 0,5%	±2%	20000	1725	5175
Ultrasónico.	±0,2%	±1%	±2,5%	±5%	5000	6900	10350
Óptico	± 2,5%	± 7%	± 2,5%	± 5%	Sin límites.	5175	6900
Vórtex	± 0,1%	± 0,15%	± 1%	± 2%	10000	1725	5175

Medidores.	¿Requiere perfil desarrollado?	¿En línea? ¿Inserción?	Perdidas de presión.	Dirección de flujo.
Másico-térmico	No.	Inserción.	Bajas.	Unidireccional.
Platina de Orificio	Si.	En línea.	Altas.	Bidireccional.
Tubos Pitot.	No.	Inserción.	Bajas.	Bi-direccional.
Venturi.	Si.	En línea.	Moderadas	Bidireccional.
Ultrasónico.	Si.	Inserción.	Bajas.	Bi-direccional.
Óptico	Si.	Inserción.	Bajas.	Bidireccional.
Vórtex	Si.	En línea.	Moderada.	Unidireccional.

Medidores.	Obstrucción al flujo.	Tolerancia Pulsaciones/Vibraciones.	Tolerancia líquidos.	Tolerancia acústica
Másico-térmico	No.	Bajas.	Bajas.	Moderada.
Platina de Orificio	Si.	Bajas.	Moderada.	Alta.
Tubos Pitot.	No.	Bajas.	Bajas.	Moderada.
Venturi.	Si.	Alta.	Alta.	Alta.
Ultrasónico.	No.	Moderada.	Moderada.	Baja.
Óptico	No.	Moderada.	Moderada.	Moderada.
Vórtex	Si.	Moderada.	Moderada.	Alta.

Medidores.	¿Tolerancia Cambio la composición?	Tolerancia Flujos/Ambientes corrosivos	Tolerancia electromagnética	¿Utiliza energía?
Másico-térmico	Baja.	Baja.	Alta.	Si.
Platina de Orificio	Moderada.	Moderada.	Alta.	No.
Tubos Pitot.	Moderada.	Baja.	Moderada.	No.
Venturi.	Moderada.	Moderada.	Moderada.	No.
Ultrasónico.	Alta.	Alta.	Baja.	Si.
Óptico	Alta.	Alta.	Baja.	Si.
Vórtex	Baja.	Moderada.	Baja.	Si.

Fuente:

1. American Gas Association-AGA. Report No.11: Measurement of Gas by Coriolis Meters.
2. American Gas Association. AGA Report No.9: Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters.
3. American Petroleum Institute-API. 2007. Chapter 14: Section 10: Measurement of Flow to Flares.
4. ECOPETROL. Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles: Capitulo 14: Medición de Gas Natural.
5. ECOPETROL. Departamento de Medicion y Contabilizacion. Manual de Medicion de Hidrocarburos y Biocombustibles: Capitulo 5: Medicion Dinamica.
6. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and the World Bank. 2008. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and The World Bank. Guidelines on Flare and Vent Measurement.
7. Flare waste gas flow rate and composition measurement methodologies evaluation document. Texas commission on environmental quality.
8. Catálogos de medidores de diferentes fabricantes: **SIERRA-SAGERIO-ONICON-PHOTONCONTROL-FLUENTA-DANIEL-GENERAL ELECTRIC-ROSEMOUNT-EMERSON.**

4.1 HERRAMIENTA INFORMÁTICA QUE APOYA LA SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE MEDICIÓN.

Para el uso e implementación de la metodología, se ha desarrollado una herramienta software, que facilita al usuario la visualización de la propuesta realizada y evalúa integralmente las diferentes opciones y alternativas de medición. El programa de cómputo tiene la función de seleccionar el medidor más adecuado para un proceso de quema de gas, dando como información adicional, tipo de instalación, información acerca de cada uno de los medidores, ventajas y desventajas, así como una explicación del principio de funcionamiento de cada medidor de flujo.

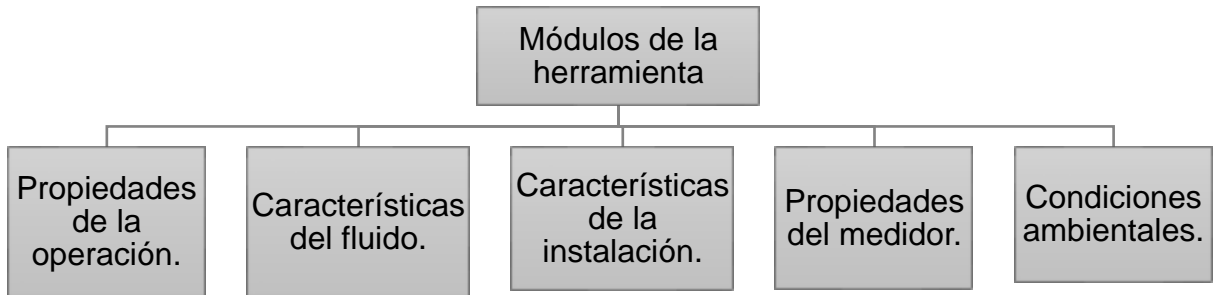
Teniendo en cuenta que los diferentes factores pueden variar de un caso a otro, el programa computacional, utiliza técnicas de análisis multi-criterio, que emplean la comparación de las diferentes alternativas por medio de la puntuación de estas frente a cada uno de los criterios, con el fin de escoger la opción más conveniente. El análisis o evaluación multi-criterio se basa en la ponderación y compensación de variables que van a influir de manera positiva (Aptitud) o negativa (Impacto) sobre el objeto de decisión.⁵³

4.2 HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN.

La herramienta se encuentra dividida en módulos para hacer más fácil su ponderación y entendimiento, cada módulo corresponde a los criterios usados, es decir, ambientales, operacionales, características del fluido y de la instalación, además de factores importantes propios del medidor.

⁵³ BARAJAS SANDOVAL, Gerson Darío y MANRIQUE ORTIZ, Angie Paola. Desarrollo de una herramienta software de análisis multi-criterio para la selección de métodos de manejo de aguas residuales en Shale plays Bucaramanga, 2016, 100 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 10: Módulos de la herramienta software de selección



Fuente: Autores.

Con el fin de obtener toda la información necesaria de la operación, al inicio de la herramienta, el usuario ingresa manualmente los datos y responde las preguntas requeridas.

Las preguntas se relacionan con la posibilidad de realizar una acción sobre la operación de quema o la existencia de alguna característica que pueda llegar a facilitar la selección del medidor y su futuro funcionamiento.

4.2.1 Módulo de propiedades de la operación.

Para el caso de los factores operacionales, se hicieron una serie de consideraciones basándose en la revisión bibliográfica y la opinión de expertos, llegando a la conclusión que la información requerida en este módulo y las respuestas que el usuario debe suministrar, abarcan la mayoría de las características operacionales de las instalaciones de quema de gas. El programa también cuenta con la posibilidad de ingresar los datos requeridos, en las unidades internacionales o de campo, lo que ahorra esfuerzo y tiempo al momento del análisis de selección.

Figura 11: Presentación del módulo de propiedades de la operación.

Capacidad del medidor	<input type="text"/>	m3/H	?
Velocidad del medidor	<input type="text"/>	M/s	?
Temperatura de operación	<input type="text"/>	°C	?
Presión de operación	<input type="text"/>	Psig	?
¿Es posible detener la operación?	No		?
Dirección de flujo del sistema	Unidireccional		?
¿El flujo de gas puede tener un perfil desarrollado?	Si		?
¿Se permiten pérdidas de presión en el sistema?	No		?

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.2.2 Módulo de características del fluido.

Donde se establecen las principales características del gas, que pueden afectar de manera significativa los resultados de la medición y que mayor importancia cuentan al momento del análisis de la selección del medidor para ciertas condiciones en particular.

Figura 12: Presentación de módulo de características del fluido.






¿Cuál es el número de Reynolds del flujo de gas?	<input type="text"/>	?
¿La composición del gas cambia con el tiempo?	No	?
¿Se presentan ambientes corrosivos en el sistema?	No	?
¿Hay presencia de líquidos en el sistema?	No	?

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.2.3 Módulo de características de la instalación.

Los principales aspectos sobre la tubería que transporta el gas, la presencia en la instalación de equipos de manejo y tratamiento del gas y los fenómenos que estos aditamentos pueden provocar sobre el flujo del hacia el medidor son los aspectos a destacar, en este módulo. Al frente de cada pregunta o variable solicitada, se puede encontrar un icono azul, el cual al pasar el clic del mouse encima de él muestra información donde se explica el significado de las posibles respuestas con el fin de orientar al usuario al momento de responder.

Figura 13: Presentación del módulo de características de la instalación.







Diámetro de la tubería	<input type="text"/>	Pulg	
Diámetros aguas-arriba	<input type="text"/>	Pulg	
Diámetros aguas-abajo	<input type="text"/>	Pulg	
¿Existen ruidos o distorsión acústica en el sistema	<input type="text" value="No"/>		
¿Se presentan pulsaciones o vibraciones en el sistema?	<input type="text" value="No"/>		

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.2.4 Módulo de propiedades del medidor.

Los datos del presupuesto disponible para la compra del equipo de medición pueden ser ingresados, tanto en dólares americanos (USD), como en pesos colombianos (COP). Además, se indaga sobre las características e integridad de las tuberías que transportan el gas y se pregunta sobre los efectos nocivos sobre el flujo del mismo, por parte de equipos adicionales en la medición. En este punto debemos hacer claridad que el valor de presupuesto, al que nos referimos en párrafo anterior, también debe tener en cuenta otros factores económicos, como la compra de otros materiales, adecuación de las facilidades para la instalación del medidor, la mano de obra calificada para el trabajo, entre otros.

Figura 14: Presentación del módulo de propiedades del medidor.



Turndown (Rangeabilidad)	<input type="text"/>	:1 (VM/vm)	
Repetibilidad	<input type="text"/>	%	
Incertidumbre de medida	<input type="text"/>	%	
¿Posee equipos para suministrar energía al medidor?	<input type="text" value="Si"/>		
Presupuesto para la compra del medidor	<input type="text"/>	Pesos	
¿Existen obstrucciones adicionales al flujo?	<input type="text" value="Si"/>		

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.2.5 Módulo de condiciones ambientales.

Considerando que la evaluación de los criterios ambientales generalmente está asociada a opiniones subjetivas, para el desarrollo de esta herramienta y para poder ponderar estos criterios se llevó a cabo una revisión bibliográfica de las diferentes características ambientales que, en mayor o menor medida, podían afectar el óptimo funcionamiento del medidor.

Figura 15: Presentación del módulo de condiciones ambientales.

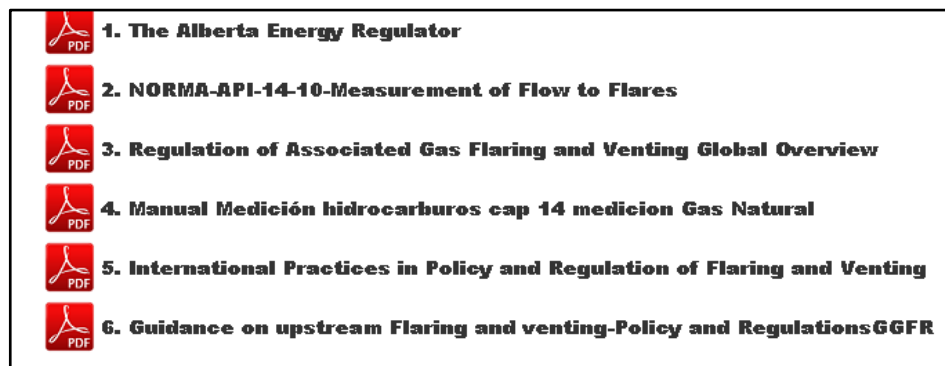
Temperatura ambiente	<input type="text"/>	°C	
¿Se presentan perturbaciones electromagnéticas?	<input type="text" value="No"/>		

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.2.6 Módulo de regulaciones de medición.

Existe un sexto modulo en la herramienta, llamado “Regulaciones sobre medición de gas en tea”. Este módulo presenta un listado de las diferentes regulaciones y manuales técnicos sobre la medición de gas de quema a nivel mundial, recopiladas durante la investigación del proyecto. Se agregó este módulo en la herramienta con el fin de que el usuario pueda comprender mejor la parte técnica y legislativa sobre la quema de gas, pueda orientar mejor su operación y sea un apoyo en el momento de la selección del medidor para el sistema en cuestión.

Figura 16: Presentación del módulo de regulaciones de medición.



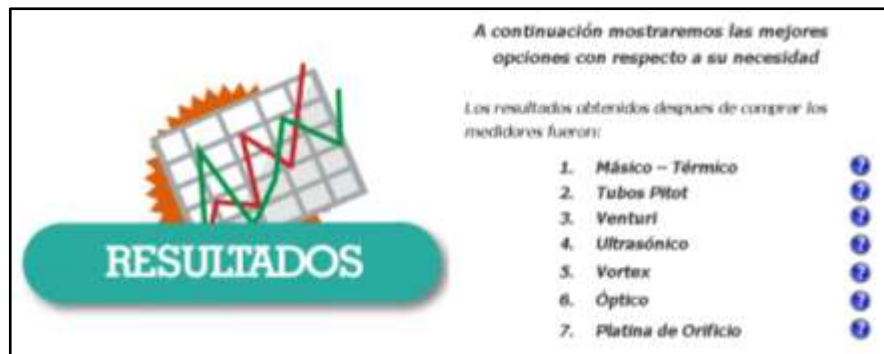
Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.3 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.

Luego de ingresar todos los valores requeridos, el siguiente paso es acercarse al botón de elegir medidor, el cual iniciara el cálculo y análisis. Se realiza la sumatoria de los resultados de la ponderación para cada alternativa de medición, en donde el mayor puntaje representa la alternativa de medición más favorable. Una vez terminada esta etapa, se consolida la ponderación y se muestra la alternativa de medición con mayor puntuación, es decir el método que mejor se adapta a las condiciones dadas por el usuario. A continuación, se desplegara una nueva ventana con los resultados obtenidos. En esta ventana se muestra el listado de las

alternativas de medición analizadas en el capítulo 3. Esta lista se encuentra ordenada en orden descendente, esto quiere decir, la primera alternativa en el listado, es el medidor que cumple con la mayoría de las características ingresadas, mientras que el último de la lista, es aquella alternativa de medición que se destaca por no cumplir con la mayoría de requisitos. El programa también permite consultar información técnica, recomendaciones de instalación y otros aspectos de acuerdo a los diferentes fabricantes consultados.

Figura 17: Presentación del módulo de resultados.



Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Figura 18: Manuales de operación, instalación y funcionamiento-FGMS.



Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

4.4 PROGRAMACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Se procede a programar un software de fácil uso y aplicación sencilla. Para esto se requiere de un lenguaje de programación o un programa que permita preguntar y almacenar datos para realizar una serie de operaciones con los mismos.

Usando el lenguaje de programación herramienta de programación **Java**, junto con el entorno de desarrollo **NetBeans 8.1**, se programar un software de fácil uso y aplicación sencilla.

4.5 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

Java es un lenguaje de programación de propósito general, concurrente, orientado a objetos que fue diseñado específicamente para tener tan pocas dependencias de implementación como fuera posible. Su intención es permitir que los desarrolladores de aplicaciones escriban el programa una vez y lo ejecuten en cualquier dispositivo. Su sintaxis deriva en gran medida de C y C++, pero a diferencia de éste, que combina la sintaxis para programación genérica, estructurada y orientada a objetos, Java fue construido desde el principio para ser completamente orientado a objetos.⁵⁴

NetBeans es un entorno de desarrollo de código abierto con una gran base de usuarios, una comunidad en constante crecimiento, y con cerca de 100 socios una herramienta para que los programadores puedan escribir, compilar, depurar y ejecutar programas. Está escrito en Java - pero puede servir para cualquier otro lenguaje de programación.⁵⁵

⁵⁴[https://es.wikipedia.org/wiki/Java_\(lenguaje_de_programaci%C3%B3n\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Java_(lenguaje_de_programaci%C3%B3n))

⁵⁵ https://netbeans.org/index_es.html

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA.

El Campo Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja y al sur del Campo la Cira Infantas.⁵⁶

El gas sale de los separadores bifásicos por una línea de 3 pulgadas de diámetro y Schedule 40, pasa por dos válvulas de compuerta y se conectan a una línea de 4 pulgadas de diámetro y Schedule 40. Luego, pasa por un medidor de flujo y por un regulador de presión hasta llegar al *Scrubber*, que opera a 15 psig y 87°F, el cual se encarga de retener las gotas de crudo que se puedan ir en la corriente de gas que sale de los separadores de la estación, para evitar quemar combustible y generar emisiones contaminantes. Finalmente, el gas es enviado a la Tea o a la estación de compresión.⁵⁷ De acuerdo a la producción actual, el campo está produciendo 350.000 pies cúbicos de gas, los cuales están siendo quemados a la atmosfera.









En este capítulo se presenta la aplicación del programa FGMS mediante una comparación de los resultados obtenidos con este programa de cómputo y los resultados de otras metodologías. Por último se presenta el análisis de resultados.

Recolectando la información necesaria sobre las facilidades y el proceso de quema de gas en el Campo Escuela Colorado, e ingresando estos valores a la herramienta software generada para la selección del medidor de gas quemado en teas, se obtuvieron los siguientes resultados.

⁵⁶ ROJAS LIZCANO, E. y MATEUS PARRA, C. Op. cit.





⁵⁷ Ibid., p. 100.

Figura 19: Resultados alternativa de medición-CEC.

Capacidad del medidor	<input type="text" value="210000"/>	<input type="text" value="Ft³3/H"/>	
Velocidad del medidor	<input type="text" value="300"/>	<input type="text" value="Ft/s"/>	
Temperatura de operación	<input type="text" value="120"/>	<input type="text" value="°F"/>	
Presión de operación	<input type="text" value="180"/>	Psig	
¿Es posible detener la operación?	<input type="text" value="No"/>		
Dirección de flujo del sistema	<input type="text" value="Unidireccional"/>		
¿El flujo de gas puede tener un perfil desarrollado?	<input type="text" value="Si"/>		
¿Se permiten pérdidas de presión en el sistema?	<input type="text" value="No"/>		






Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Figura 20: Resultados alternativa de medición-CEC.

¿Cuál es el número de Reynolds del flujo de gas?	<input type="text" value="20000"/>	
¿La composición del gas cambia con el tiempo?	<input type="text" value="Si"/>	
¿Se presentan ambientes corrosivos en el sistema?	<input type="text" value="Si"/>	
¿Hay presencia de líquidos en el sistema?	<input type="text" value="Si"/>	

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Figura 21: Resultados alternativa de medición-CEC.

Diámetro de la tubería	<input type="text" value="2"/>	Pulg	
Diámetros aguas-arriba	<input type="text" value="20"/>	Pulg	
Diámetros aguas-abajo	<input type="text" value="10"/>	Pulg	
¿Existen ruidos o distorsión acústica en el sistema?	<input type="text" value="Si"/>		
¿Se presentan pulsaciones o vibraciones en el sistema?	<input type="text" value="Si"/>		

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Figura 22: Resultados alternativa de medición-CEC.

Turndown (Rangoabilidad)	400	r1 (VM/Am)	?
Repetibilidad	2	%	?
Incertidumbre de medida	5	%	?
¿Posee equipos para suministrar energía al medidor?	No		?
Presupuesto para la compra del medidor	6000	Dólares	?
¿Existen obstrucciones adicionales al flujo?	Si		?

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Figura 23: Resultados alternativa de medición-CEC.

Temperatura ambiente	90	°F	?
¿Se presentan perturbaciones electromagnéticas?	No		?

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Figura 24: Resultados alternativa de medición-CEC.

A continuación mostraremos las mejores opciones con respecto a su necesidad

Los resultados obtenidos después de comprar los medidores fueron:

1. Mésico - Térmico
2. Tubos Pitot
3. Platina de Orificio
4. Ultrasónico
5. Óptico
6. Venturi
7. Vortex

Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

Después de analizar todas las propiedades de la operación de quema del Campo Escuela Colorado, procedemos a utilizar la herramienta software desarrollada, en busca de la mejor alternativa de medición para este caso en particular.

De esta manera, se determina que se tiene que instalar al proceso un medidor de flujo del tipo **MÁSICO – TÉRMICO**.

Una vez seleccionado el medidor por el software, se muestra información de tipo técnica referente a este tipo de medidor, lo que en cierta manera ayuda a la determinación final del medidor de flujo a seleccionar.

Figura 25: Manuales de operación, instalación y funcionamiento de los medidores másico – térmicos.



Fuente: Flaring Gas Measurement Software (FGMS).

6. CONCLUSIONES.

- Colombia deja de recibir dinero de regalías por concepto de la quema de gas, ya que la mayoría de los campos utilizan balance volumétrico, la opción más económica y no siempre la más adecuada, para calcular los volúmenes quemados de gas.
- Se desarrolló una metodología que aporta una nueva forma de cómo seleccionar un medidor de flujo de una forma práctica y adecuada.
- La metodología considera una amplia gama de aspectos importantes a la hora de seleccionar la mejor alternativa de medición, con el fin de especificar cada instrumento para cubrir todo escenario posible de la operación.
- La metodología permiten al operador optimizar su tiempo en la selección de su instrumento de medición, ahorrando tiempo de cómputo y análisis de datos.
- Se condensa la metodología en una herramienta software: Flaring Gas Measurement Software (FGMS), contribuyendo así a la facilidad, rapidez y adecuada selección de alternativa de medición.
- Se evidencia que las propiedades del fluido son determinantes para la selección del tipo de recipiente.
- Es de gran importancia reconocer las propiedades físicas y químicas de los fluidos antes de abordar la selección.
- Es importante el uso de datos confiables para evitar una mala selección.
- todas las alternativas de medición cumplen, en cierta medida, con la mayoría de las condiciones encontradas en las operaciones de quema de gas, pero es necesario un análisis técnico y económico de la opción que más se adapte.

7. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda una evaluación de las condiciones existentes y los criterios particulares de cada campo para así seleccionar la alternativa de medición adecuada.
- Se recomienda un estudio de las actividades y procesos económicos utilizados para evitar la quema del gas de producción (ver tabla 1), que se llevan a cabo en el país.
- Analizar la posibilidad de optimizar la herramienta de simulación programada, con el fin de abarcar otras características y aspectos importantes, que hayan quedado descartados y puedan ser necesario.
- Es necesaria una normatividad que contemple los diferentes aspectos de las operaciones de quema de gas para diferentes sectores productivos en el país.

BIBLIOGRAFÍA.

American Gas Association-AGA. 2011. American Gas Association. AGA Report No.11: Measurement of Gas by Coriolis Meters. [En línea]. [Washington, U.S.A]. 2011. [Citado 22-October-2016]. Disponible en web. Washington : American Gas Association-AGA, 2011.

American Gas Association. AGA Report No.9: Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. [En línea]. 2da ed. Abril 2007. [Citado 22-October-2016]. Disponible en web. Washington : American Gas Association-AGA, 2007.

American Gas Association. AGA Report No.7: Measurement of Gas by Turbine Meters. [En línea]. Revision. Abril 2006. [Citado 22-October-2016]. Disponible en web. Washington : American Gas Association-AGA, 2006.

American Gas Association. AGA Report No.3: Measurement of Gas by Orifice Meters. [En línea]. 2da ed. Junio 2003. [Citado 22-October-2016]. Disponible en web. Washington : American Gas Association-AGA, 2003.

American Petroleum Institute-API. 2007. American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards: Chapter 14: Natural Gas Fluid Measurement: Section 10: Measurement of Flow to Flares. [En línea]. 2da ed. Abril 2007. [Citado 11-November-2016]. Disponible en web. Washington : American Petroleum Institute-API, 2007.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2006. Canadian Association of Petroleum Producers. Best Management Practice for Facility Flare Reduction (BMP). [En línea]. 1ª ed. Diciembre 2006. Calgary. [Citado 11-Agosto-2014]. Disponible en web: <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/1>. Calgary : s.n., 2006. pág. 46.

ECOPETROL. Departamento de Medición y Contabilización. Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles: Capítulo 14: Medición de Gas Natural. [En línea]. 1ª ed. Bogotá. Abril 2010. [Citado 5-Diciembre-2016]. Disponible en web: <https://www.sec.gov/Arc>. Departamento de medición y contabilización. Bogotá : s.n., 2010. pág. 99.

MOTA GUINEZ, Guillermo. Metodología para la selección de medidores de flujo. México, D.F. 2012, 97 p. Trabajo de grado (Ingeniero en control y automatización). Instituto Politécnico Nacional. Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica. Departamento de ingeniería en control y automatización.

Pérez Angulo, Martha Ilce y Calderón Carrillo, Zuly. 2011. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Primera. Bucaramanga : Ediciones Universidad Industrial de Santander, 2011. pág. 191. 978-958-8504-77-3.

ROJAS LIZCANO, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy Katherine. Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el Campo Colorado. Bucaramanga, 2013, 118 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Svensson, Bent R. 2012. SVENSSON, Bent R. Global Gas Flaring Reduction in Key Countries. Kuala Lumpur. World Gas Conference. 2012. p 9. Kuala Lumpur : s.n., 2012.

The Alberta Energy Regulator (AER). 2016. The Alberta Energy Regulator. Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting. [En línea]. Marzo 2016. [Citado 9-Septiembre-2016]. Disponible en web: <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive060.pdf>. Alberta : s.n., 2016.

The Global Gas Flaring Reduction and The World Bank. 2004. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting-A Global Overview and Lessons from International Experience. Washington D. C. : World Bank Group., 2004. pág. 99.

The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and the World Bank. 2008. The Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR) and The World Bank. Guidelines on Flare and Vent Measurement. [En línea]. [Washington,DC.20433,U.S.A]. 1a ed. Septiembre 2008. Washington. [Citado 2-Diciembre-2016]. Disponible en web: <http://siteresourc>. WASHINGTON, DC : s.n., 2008.

TUV NEL: Flow Measurement Services. A Review of Flare and Vent Gas Emissions Monitoring and Reporting Methods: An Overview of Methods Used by Industry. [En

linea]. Glasgow. Junio 2013. [Citado 1-Octubre-2016]. Disponible en web: http://www.tuvnel.com/_x9. NEL-Technology for life. Glasgow : s.n., 2013. pág. 26, Informe resumido.

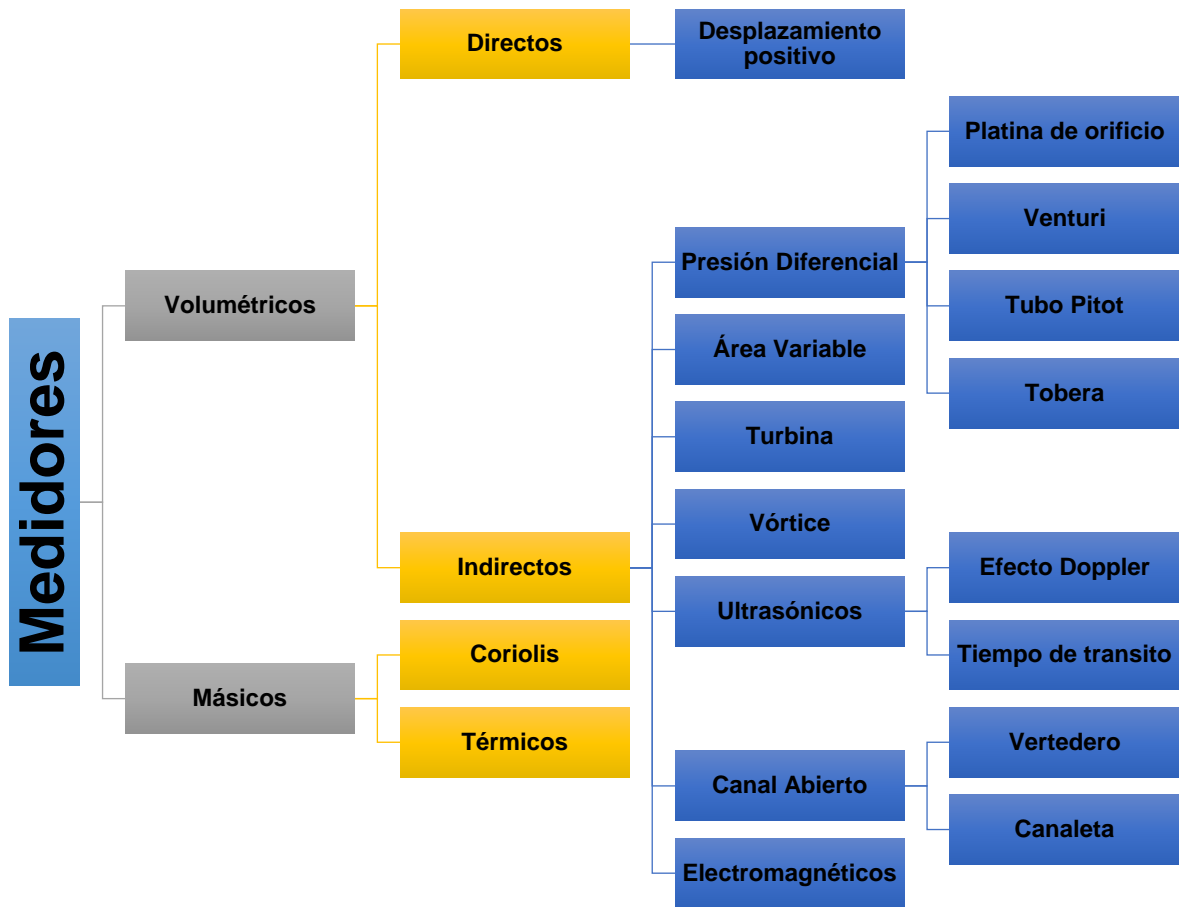
TUV NEL: Flow Measurement Services. Selecting a Flow Meter. [En línea]. Glasgow. 2010. [Citado 3-Enero-2017]. Disponible en web: http://www.tuvnel.com/_x90lbm/Selecting_a_Flow_Meter.pdf. NEL-Technology for life. Glasgow : s.n., 2010. pág. 3.

ANEXOS.

ANEXO A: MIEMBROS DE LA ASOCIACIÓN PARA LA REDUCCIÓN GLOBAL DE LA QUEMA DE GAS (GGFR).

Miembros de la Asociación para la Reducción Global de la Quema de Gas		
Países	Compañías	Organizaciones.
Canadá	BP	Banco mundial.
Argelia	Chevron	
Azerbaiyán	ENI	Unión Europea.
Camerún	ExxonMobil	
República Congo	Kuwait Oil Company	Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo.
Francia	Pemex	
Gabón	Qatar Petroleum	
Catar	Shell	
Estados Unidos	SNH (Camerún)	
Uzbekistán	SOCAR	
	Sonatrach	
	Statoil	
	Total	

ANEXO B: CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO.



Fuente: Manual de medición de hidrocarburos (ECOPETROL).

ANEXO C: IMÁGENES DE LOS MEDIDORES DE FLUJO.

Figura 26: Medidor de presión diferencial tipo Tubos Pitot.



Fuente: <http://www.prisma-instruments.com/en/flow-instruments/averaging-pitot-tube>

Figura 27: Medidor de presión diferencial tipo platina de orificio.



Fuente: <http://www2.emersonprocess.com/es-es/brands/rosemount/flow/dp-flow-products/compact-orifice-flowmeters/pages/index.aspx>

Figura 28: Medidor de presión diferencial tipo Venturi.



Fuente: <https://spanish.alibaba.com/product-detail-img/venturi-flow-meter-60503529581.html>

Figura 29: Medidor de flujo tipo turbina.



Fuente: <http://www.solucoesindustriais.com.br/empresa/instrumentacao/techmeter/produtos/instalacoes-e-equipamentos-industriais/medidor-de-vazao-tipo-turbina-1>

Figura 30: Medidor de flujo tipo Vórtex.



Fuente:

http://www.aalborg.com/index.php/main_page/product_overview/id_product_overview/69

Figura 31. Medidor de flujo ultrasónico.



Fuente:

http://www.proconsystems.com/product_shots/xqm868i_product_shot.png

Figura 32: Medidor de flujo tipo óptico.



Fuente:

<http://cosaxentaur.com/page/584/flow-meter-flare-gas>

Figura 33. Medidor de flujo tipo Coriolis-Forma en "U"



Fuente:

<https://www.yokogawa.com/us/solutions/products-platforms/field-instruments/flow-meters/coriolis-flow-meters/rotamass-3/>

ANEXO D: DATOS DE QUEMA DE GAS A NIVEL MUNDIAL.

Nación	2013 mmc	2014 mmc	2015 mmc
Argelia	8188	8698	9130
Angola	3163	3489	4185
Argentina	687	738	648
Australia	802	1138	1138
Azerbaiyán	437	310	193
Bahréin	84	44	41
Bolivia	46	50	53
Brasil	1341	1534	1328
Brunei	184	197	211
Camerún	831	897	1083
Canadá	1536	2063	1814
Chad	135	163	239
China	1908	2102	2075
Colombia	884	865	821
Congo	1428	1259	1176
Costa de Marfil.	82	87	79
Cuba	54	89	82
Republica del Congo	197	222	211
Dinamarca.	104	115	106
Ecuador	793	1004	1057
Egipto	2378	2783	2826
Ecuatorial Guinea	676	659	578
France	13	23	24
Gabón	1367	1479	1560
Ghana	85	117	130
Guatemala	15	22	34
India	1737	1877	2201
Indonesia	3138	3066	2905
Irán	11095	12210	12096
Iraq	13282	14012	16213
Kazakstán	3764	3932	3694
Kuwait	1296	1407	890
Libia	4145	2901	2612

Malaysia	2831	3365	3724
Mauritania	56	36	42
México	4309	4858	4997
Myanmar	84	71	58
Nueva Zelanda	75	73	128
Nigeria	96	91	53
Nigeria	9341	8419	7658
Noruega.	429	341	336
Omán	2355	2594	2433
Pakistán	607	460	477
New Guinea	52	292	74
Perú	137	196	226
Filipinas.	129	161	163
Qatar	1446	1256	1110
Romania	26	41	34
Rusia	21112	19684	21244
Arabia Saudita.	1999	1944	2153
España.	25	31	12
Sudan	443	474	544
Siria	427	389	521
Tailandia	429	395	427
Timor-Leste	142	100	86
Trinidad & Tobago	313	270	233
Túnez	590	604	496
Turkmenistán	2252	1991	1843
Ucrania	230	243	235
EAU.	1240	927	958
Reino Unido.	1354	1350	1321
Estados Unidos.	9191	11329	11852
Uzbekistán	1494	1301	1115
Venezuela	9256	9957	9332
Vietnam	1082	1073	1027
Yemen	1162	1203	666

Fuente: Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR).

ANEXO E: CAMPOS COLOMBIANOS CON PRODUCCIÓN DE GAS, LOS VOLÚMENES DE QUEMA DURANTE EL AÑO 2015 Y SU MÉTODO DE ESTIMACIÓN.

GAS QUEMADO KPCM		
CAMPO	TOTAL	TIPO DE METODO
ABANICO	69,119	Medidor de Flujo
ABARCO	60,113	Medidor de Flujo
ABEJAS	992	Medidor de Flujo
ACAE-SAN MIGUEL	253,811	Medidor de Flujo
ACORDIONERO	309,328	Medidor de Flujo
ADALIA	0	Medidor de Flujo
AGAPANTO	870	Medidor de Flujo
AGUAS CLARAS	54,435	Medidor de Flujo
AKACIAS	2,843	Medidor de Flujo
AKIRA	12,616	Medidor de Flujo
ALBORADA	89	Balance Volumétrico
AMBROSIA	48	Balance Volumétrico
ANDALUZ	137,006	Balance Volumétrico
APAMATE	1876,203	Balance Volumétrico
APIAY	4519	Balance Volumétrico
APIAY ESTE	0	Balance Volumétrico
ARAGUATO	721,104	Medidor de Flujo
ARAUCA	0	Medidor de Flujo
ARIANNA	406	Medidor de Flujo
ARRAYAN	38,301	Medidor de Flujo
AULLADOR	2778,711	Medidor de Flujo
AURELIANO	1643,088	Medidor de Flujo
AUSTRAL	61,399	Medidor de Flujo
AZOR	1630	Medidor de Flujo
BALCON	7579	Medidor de Flujo
BALLENA	798,362	Balance Volumétrico
BARQUEREA	2,71	Balance Volumétrico
BAZAR	336	Balance Volumétrico
BEGONIA	3,482	Balance Volumétrico
BOA	46,788	Balance Volumétrico
BOLIVAR	198	Balance Volumétrico
BOLIVAR NORTH WEST	0	Balance Volumétrico
BONANZA	550,829	Balance Volumétrico
BOQUETE	4326	Balance Volumétrico
BORAL	73,782	Balance Volumétrico
BRISAS	615,515	Balance Volumétrico
BULLERENGUE	73,914	Balance Volumétrico

CAIMITO	3651	Balance Volumétrico
CAIPAL	377,876	Balance Volumétrico
CAMPO RICO	1688,467	Medidor de Flujo
CANAGUAY	174	Medidor de Flujo
CANAGUEY	40,523	Medidor de Flujo
CANDELILLA	0	Medidor de Flujo
CAÑAFLECHA	279	Medidor de Flujo
CAÑO DUYA	301	Medidor de Flujo
CAÑO GANDUL	307	Medidor de Flujo
CAÑO GARZA	1081	Medidor de Flujo
CAÑO GARZA ESTE	448,859	Medidor de Flujo
CAÑO GARZA NORTE	1845,179	Medidor de Flujo
CAÑO LIMON	11,727	Balance Volumétrico
CAÑO RONDON	975,963	Balance Volumétrico
CAÑO YARUMAL	31,603	Balance Volumétrico
CAPORO	90,864	Balance Volumétrico
CARACARA SUR A	53,518	Balance Volumétrico
CARACARA SUR BC	130	Balance Volumétrico
CARIBE	183,894	Balance Volumétrico
GAS QUEMADO KPCM		
CAMPO	TOTAL	TIPO DE METODO
CARICARE	203,375	Medidor de Flujo
CARMENEA	1123,069	Medidor de Flujo
CARUPANA	888	Medidor de Flujo
CARUTO	2199	Medidor de Flujo
CASABE	46,062	Medidor de Flujo
CASABE SUR	89,905	Medidor de Flujo
CATALINA	102,221	Balance Volumétrico
CEBU	13,846	Balance Volumétrico
CEDRAL	45,378	Balance Volumétrico
CEIBO- AVISPA	286	Balance Volumétrico
CELTIS	1005	Balance Volumétrico
CENCELLA	99	Balance Volumétrico
CENTAURU SUR	623	Balance Volumétrico
CERRITO	625,011	Balance Volumétrico
CERRO GORDO	336	Medidor de Flujo
CHAPARRITO	16,821	Medidor de Flujo
CHENCHE	1022,327	Medidor de Flujo
CHICALA	293,715	Medidor de Flujo
CHICHIMENE	308,308	Medidor de Flujo

CHICHIMENE SW	87,61	Medidor de Flujo
CHIPIRON	21,614	Medidor de Flujo
CHUCHUPA	262,869	Medidor de Flujo
CHUIRA	54,795	Medidor de Flujo
CHURUYACO	52,937	Medidor de Flujo
CICUCO	1183	Medidor de Flujo
CLARINETE	265,376	Medidor de Flujo
COBRA	4434,163	Medidor de Flujo
COHEMBI	358,683	Medidor de Flujo
COLON	0	Medidor de Flujo
COMPAE	0	Medidor de Flujo
CORAZON	5271,476	Medidor de Flujo
CORAZON WEST	1797	Medidor de Flujo
CORCEL	1200	Medidor de Flujo
CORCEL A	2942	Medidor de Flujo
CORCEL C	69	Medidor de Flujo
CORCEL D	2090,535	Medidor de Flujo
CORCEL E	0	Balance Volumétrico
CORCEL G	375,837	Balance Volumétrico
COREN	4,639	Balance Volumétrico
COROCORA	1656	Balance Volumétrico
CORRALES	0	Medidor de Flujo
CORSUR	12,53	Medidor de Flujo
COSTAYACO	739	Medidor de Flujo
COTORRA	553,032	Medidor de Flujo
CRAVO ESTE	77,001	Medidor de Flujo
CUERVA NORESTE	126,317	Balance Volumétrico
CUERVA OESTE	1653,82	Balance Volumétrico
CUERVA SUR	947,744	Medidor de Flujo
CUERVA SUROESTE	652,324	Medidor de Flujo
CUPIAGUA	1808,365	Medidor de Flujo
CUPIAGUA LIRIA-RECETOR	125,53	Medidor de Flujo
CUPIAGUA SUR	0	Medidor de Flujo
CURITO	52,597	Medidor de Flujo
CUSIANA	1435,722	Medidor de Flujo
GAS QUEMADO KPCM		
CAMPO	TOTAL	TIPO DE METODO
CUSIANA NORTE	2682,012	Medidor de Flujo
CUSIANA RIO CHITAMENA	2802	Medidor de Flujo
DELE	110	Medidor de Flujo
DINA CRETACEO	1133,275	Medidor de Flujo
DINA TERCARIO	112,786	Medidor de Flujo
DOÑA MARIA	1900,146	Balance Volumétrico
DOROTEA B	5776,039	Balance Volumétrico
EL DIFICIL	0	Balance Volumétrico
ESPADARTE	71,922	Medidor de Flujo
ESPIÑO	2810,419	Medidor de Flujo
FENIX	90,8	Medidor de Flujo
FLOREÑA	1,748	Medidor de Flujo
FLOREÑA MIRADOR	815,692	Medidor de Flujo
GALA	2285	Medidor de Flujo
GARZAS	683	Medidor de Flujo
GAVAN	1695,476	Medidor de Flujo

GIBRALTAR	853,541	Medidor de Flujo
GIGANTE	1297	Medidor de Flujo
GIRASOL	232	Medidor de Flujo
GUADUAS	1822,74	Medidor de Flujo
GUAHIBOS	1465	Medidor de Flujo
GUANAPALO	33,976	Medidor de Flujo
GUANDO	241	Medidor de Flujo
GUANDO SW	107,629	Medidor de Flujo
GUARILAQUE	121,955	Medidor de Flujo
GUASAR	5023	Medidor de Flujo
GUATIQUEA	349	Balance Volumétrico
GUAYURIBA	1789	Balance Volumétrico
GUAYUYACO	22,262	Balance Volumétrico
HATO NUEVO	138,553	Balance Volumétrico
HORMIGA	0	Medidor de Flujo
INFANTAS	2	Medidor de Flujo
JAVA	157,373	Medidor de Flujo
JAZMIN	822,602	Medidor de Flujo
JIBA UNIFICADO	363,186	Medidor de Flujo
JORCAN	1001,126	Medidor de Flujo
JORDAN	695,33	Medidor de Flujo
JUANAMBU	73,005	Medidor de Flujo
JUAPE	179	Medidor de Flujo
KANANASKIS	389,559	Medidor de Flujo
KATANA	0	Medidor de Flujo
KITARO	658	Medidor de Flujo
KONA	107,513	Balance Volumétrico
LA CAÑADA NORTE	71,952	Balance Volumétrico
LA CASONA	173,906	Balance Volumétrico
LA CIRA	0	Balance Volumétrico
LA CRECIENTE A	849,503	Balance Volumétrico
LA CRECIENTE D	1574	Balance Volumétrico
LA CRECIENTE I	65	Medidor de Flujo
LA FLORA	0	Medidor de Flujo
LA GLORIA	1417	Medidor de Flujo
LA GLORIA NORTE	5095	Medidor de Flujo
LA HOCHA	868	Medidor de Flujo
LA JAGUA	1,28	Medidor de Flujo
LA PUNTA	2698,273	Medidor de Flujo
LA REFORMA	3875,4	Medidor de Flujo
LA SALINA	0	Medidor de Flujo
LA SALINA SUR	2489,5	Balance Volumétrico
LABRADOR	463	Balance Volumétrico
LANGUR	807	Balance Volumétrico
LAS ACACIAS	25,322	Medidor de Flujo
GAS QUEMADO KPCM		
CAMPO	TOTAL	TIPO DE METODO
LAS GARZAS B	67,244	Medidor de Flujo
LAS MARACAS	134,473	Medidor de Flujo
LEONA A SUR	0	Medidor de Flujo
LEONA B	1127	Medidor de Flujo

LEONA B NORTE	104	Medidor de Flujo
LEONA B SUR	0	Medidor de Flujo
LEONA C	33,374	Medidor de Flujo
LEONO	51,106	Balance Volumétrico
LIBERTAD	2,204	Balance Volumétrico
LIBERTAD NORTE	2101,785	Balance Volumétrico
LIEBRE	649	Balance Volumétrico
LISAMA	90,294	Balance Volumétrico
LISAMA NORTE	45,273	Balance Volumétrico
LLANITO	837	Balance Volumétrico
LOMA LARGA	60	Balance Volumétrico
LORO	698	Balance Volumétrico
LOS ACEITES	1244	Balance Volumétrico
LOS ANGELES	133,983	Medidor de Flujo
LOS POTROS	556,965	Balance Volumétrico
LOS TOROS	326,394	Medidor de Flujo
MALTES	165,922	Medidor de Flujo
MAMBO	637	Medidor de Flujo
MANA	2492,245	Medidor de Flujo
MANAMO	2135	Medidor de Flujo
MANSOYA	4889	Medidor de Flujo
MATACHIN NORTE	2269,612	Medidor de Flujo
MATACHIN SUR	3579	Medidor de Flujo
MATANEGRA OESTE	0	Medidor de Flujo
MIRTO	2939,185	Medidor de Flujo
MOMPOSINA	1432	Medidor de Flujo
MONO ARAÑA	4887	Medidor de Flujo
MOQUETA	45,243	Medidor de Flujo
MORICHAL	600,614	Balance Volumétrico
MORICHE	973,629	Balance Volumétrico
MORROCOY	3338,374	Balance Volumétrico
NARE	1040	Balance Volumétrico
NELSON	1760	Balance Volumétrico
NUTRIA	36,65	Balance Volumétrico
OPON	584,416	Balance Volumétrico
ORIPAYA	186	Balance Volumétrico
ORITO	540	Balance Volumétrico
OROPENDOLA	2553	Balance Volumétrico
ORTEGA	585,357	Balance Volumétrico
OSO PARDO	4579,115	Balance Volumétrico
PACANDE	25,675	Balance Volumétrico

PALAGUA	0	Balance Volumétrico
PALERMO	706,149	Balance Volumétrico
PALMARITO	39,448	Balance Volumétrico
PALMER	1537	Balance Volumétrico
PALOGRANDE	23,702	Balance Volumétrico
PALOGRANDE HONDA	3766,057	Balance Volumétrico
PANTRO	360	Balance Volumétrico
PARAVARE	363,958	Balance Volumétrico
PAUJIL	3413,773	Balance Volumétrico
PAUTO SUR	875	Balance Volumétrico
PAUTO SUR RECETOR	28,23	Balance Volumétrico
PAYOA	411,038	Balance Volumétrico
PAYOA WEST	14,879	Balance Volumétrico
PEDERNALITO	67,092	Balance Volumétrico
PEÑAS BLANCAS	228,288	Balance Volumétrico
PERCHERON	745,335	Balance Volumétrico
GAS QUEMADO KPCM		
CAMPO	TOTAL	TIPO DE METODO
PETIRROJO	118,934	Balance Volumétrico
PIJAO	104,699	Balance Volumétrico
PINTADO	3120,852	Balance Volumétrico
PIRITO	1404,869	Balance Volumétrico
PLATANILLO	347	Balance Volumétrico
POMPEYA	844	Medidor de Flujo
POTRILLO	593,391	Medidor de Flujo
PRIMAVERA	0	Medidor de Flujo
PROVINCIA	59,923	Medidor de Flujo
PULI	263,486	Medidor de Flujo
PURIFICACION	0	Balance Volumétrico
QUENANE	0	Balance Volumétrico
QUILILI	42,835	Balance Volumétrico
QUILLACINGA	329,158	Balance Volumétrico
QUIMBAYA	1524,575	Balance Volumétrico
QUINDE	73,398	Balance Volumétrico
RAMIRIQUI	136,099	Balance Volumétrico
RANCHO HERMOSO	2146,722	Medidor de Flujo

REDONDO	6146,341	Medidor de Flujo
REDONDO ESTE	39,052	Medidor de Flujo
REMACHE NORTE	344,374	Medidor de Flujo
REMACHE SUR	403	Balance Volumétrico
REX	1091	Balance Volumétrico
RIO CEIBAS	145	Balance Volumétrico
RIO OPIA	0	Balance Volumétrico
RIO ZULIA	1936,595	Balance Volumétrico
RUMBA	283	Balance Volumétrico
SAN ANTONIO	124,762	Medidor de Flujo
SAN FRANCISCO	661,395	Medidor de Flujo
SAN ROQUE	145,905	Medidor de Flujo
SANTA CLARA	206,22	Medidor de Flujo
SANTA LUCIA	2505,662	Balance Volumétrico
SANTIAGO	33,497	Balance Volumétrico
SANTO DOMINGO	227,126	Balance Volumétrico
SANTO DOMINGO NORTE	4090,041	Balance Volumétrico
SARDINAS	2849,028	Balance Volumétrico
SARDINATA	624,229	Balance Volumétrico
SAURIO	2295,912	Balance Volumétrico
SIBUNDOY	3775,264	Balance Volumétrico
SILFIDE	162	Balance Volumétrico
SIRENAS	13,532	Balance Volumétrico
SUCIO	942	Balance Volumétrico
SUCUMBIOS	815,771	Balance Volumétrico
SURIA	167,259	Balance Volumétrico
SURIA SUR	178,621	Balance Volumétrico
TANANE	57,769	Balance Volumétrico
TAROTARO	580	Balance Volumétrico
TECA	1750,744	Balance Volumétrico
TELLO	325,168	Balance Volumétrico
TEMPRANILLO	974	Medidor de Flujo
TEMPRANILLO NORTE	15,861	Medidor de Flujo
TENAX	4991	Medidor de Flujo
TENAY	4404	Balance Volumétrico
TERECAY	126,945	Balance Volumétrico
TESORO	1,018	Balance Volumétrico

TIBU	38,1	Balance Volumétrico
TIERRA BLANCA	50,438	Balance Volumétrico
TILO	2755,678	Balance Volumétrico
TILODIRAN	646	Balance Volumétrico
TISQUIRAMA	4124,985	Balance Volumétrico
TOCARIA	35,486	Balance Volumétrico
GAS QUEMADO KPCM		
TOLDADO	85,288	Balance Volumétrico
TOQUI TOQUI	1430,72	Balance Volumétrico
TORMENTO	889	Balance Volumétrico
TOTARE	1541,438	Medidor de Flujo
TOTUMAL	28,843	Medidor de Flujo
TOY	0	Medidor de Flujo
TRINIDAD	745,033	Balance Volumétrico
TROMPILLOS	1,018	Balance Volumétrico
TUA	38,1	Medidor de Flujo
TULIPAN	50,438	Medidor de Flujo
UNDERRIVER	2755,678	Medidor de Flujo
VELASQUEZ	646	Medidor de Flujo
VIGIA	4124,985	Medidor de Flujo
VIGIA SUR	35,486	Medidor de Flujo
VIREO	85,288	Medidor de Flujo
VOLCANERA	1430,72	Medidor de Flujo
YAGUARA	889	Medidor de Flujo
YAGUAZO	1541,438	Medidor de Flujo
YAMU	28,843	Medidor de Flujo
YARIGUI-CANTAGALLO	0	Medidor de Flujo
YATAY	745,033	Medidor de Flujo
YEKOTA	38,1	Medidor de Flujo
YURILLA	50,438	Medidor de Flujo
ZENON	2755,678	Medidor de Flujo

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

