

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y PRESUPUESTAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE  
GAS INYECTADO PARA RESPALDAR LAS RESERVAS PROBADAS DEL  
YACIMIENTO CUPIAGUA**

**MARLON ALFREDO ZORRO OVEJERO  
VICTOR HUGO MOLANO CERÓN**



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

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y PRESUPUESTAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE  
GAS INYECTADO PARA RESPALDAR LAS RESERVAS PROBADAS DEL  
YACIMIENTO CUPIAGUA**

**MARLON ALFREDO ZORRO OVEJERO  
VICTOR HUGO MOLANO CERÓN**

**Trabajo de grado como requisito para lograr el título de ingeniero de  
Petróleos**

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

**Codirector  
WILSON SERRANO GODOY  
Ingeniero de Petróleos, Esp.**

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

## DEDICATORIA

*A Dios Padre por darme la vida, la salud y las fuerzas en los momentos que sentía no poder seguir adelante.*

*A mi padre, José Alfredo Zorro (el mejor papá del mundo); gracias a él, a sus buenos consejos, su apoyo incondicional, su trabajo y gran esfuerzo para brindarme siempre lo mejor hoy puedo ser un Ingeniero de Petróleos.*

*A mi hija Lauren por ser mi motivo, mi inspiración mi “¿Por qué?” para salir adelante y esforzarme cada día.*

*A mi madre, Mery Ovejero que ha sido mi compañera, que me escucha siempre y que día a día se esfuerza para brindarme lo mejor.*

*A mi tía Lilia y su esposo Henry, dos personas incondicionales que estuvieron siempre pendientes de mí, gracias por acogerme en su hogar, Dios los bendiga siempre.*

*A mis primos Felipe, María y Sandra; gracias por compartir buenos momentos.*

*A mis amigos y compañeros de apartamento; Víctor, Juan pablo y Brossnan. A mis amigos de carrera Alejandro, Reinaldo y Checho.*

*A la vida, por rodearme de excelentes personas.*

**Marlon Alfredo Zorro Ovejero**

## **DEDICATORIA**

*Todo para Dios, quien me ha permitido sentir su presencia en mi vida, quien me ha llenado de valor, fuerza y discernimiento para tomar las mejores de decisiones.*

*Es de Dios porque siempre ha estado en mi familia y sin él con nosotros no hubiese sido posible este logro*

*.Mi padre Homero Molano que fue lleno de perseverancia, disciplina y trabajo.*

*Mi madre Rubby Cerón por ese gran amor y apoyo incondicional.*

*Mi hermano Cristian Molano y mi abuelito Oswaldo Molano, quienes me han hecho sentir amor puro y motivación constante para llegar muy alto.*

*Para Dios que me rodeo de las mejores personas, no solo para toda esta etapa sino grandes amigos que siempre me contribuyen y he contado con ellos como bendiciones.*

*Marlon Zorro, July Guevara, Andrea Torres, Juan Pablo y Reinaldo Rincón, mil gracias.*

*Solo a Dios porque me dio a conocer su amor y grandeza por medio de mi compañera de vida, Viviana Paz, quien ha tenido toda la paciencia y cariño posible conmigo para guiarme al propósito más importante que tiene mi vida.*

*Por último a todas las personas que de una manera u otra estuvieron en esta instancia, que creyeron en mí o fueron motivación extra en este hermoso camino, a todas gracias de corazón.*

**Víctor Hugo Molano Cerón**

## **AGRADECIMIENTO**

*A Dios por brindarnos sabiduría, inteligencia, entendimiento y fortaleza para alcanzar esta meta.*

*A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de ingeniera de Petróleos por brindarnos excelencia académica y formarnos como los mejores ingenieros del país.*

*A Ecopetrol S. A por las prácticas y permitirnos hacer la tesis en su campo.*

*Al Ingeniero Wilson Serrano, Ingeniero de medición Ecopetrol por su apoyo, paciencia y orientación; por ser un profesional con calidad humana.*

*Al Ingeniero Edison García, por su apoyo, orientación, conocimientos brindados para nuestro crecimiento profesional.*

*Al Ingeniero Nicolás Santos por sus clases de Ingeniería de gas y oportunas clases de motivación y crecimiento personal y profesional.*

*A nuestros padres por ser personas incondicionales en la vida, con las que contaremos siempre y que se merecen todas las bendiciones.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	17
1. OBJETIVOS.....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL: .....	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	18
2. MARCO TEÓRICO .....	19
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO .....	19
2.1.1 Ubicación .....	19
2.1.2 Historia.....	20
2.1.3 Tipo de yacimiento .....	21
2.2 CONDICIONES DE FLUJO .....	22
2.2.1 Diseño inicial y condiciones iniciales de flujo .....	22
2.2.2 Volúmenes de producción.....	22
2.2.2.1 Cupiagua.....	22
2.2.2.2 Cupiagua Sur .....	24
2.3 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE GAS.....	26
2.3.1 Diseño del sistema.....	26
2.3.2 Capacidad de manejo de gas .....	27
2.3.3 Descripción del proceso.....	28
2.4 INYECCIÓN DE GAS COMO SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.....	30
2.4.1 Volúmenes inyectados de gas .....	30

2.4.1.1 Cupiagua.....	30
2.4.1.2 Cupiagua Sur .....	31
2.5 BALANCE DE GAS PRODUCIDO .....	32
2.5.1 Usos de gas .....	32
2.6 TIPOS DE MEDIDORES DE GAS .....	33
2.6.1 Medidor de placa de orificios .....	33
2.6.1.1 Principio Físico:.....	33
2.6.1.2 Restricciones de las platinas de orificio .....	34
2.6.1.3 Tipos .....	34
2.6.1.4 Ventajas .....	35
2.6.1.5 Desventajas .....	35
2.6.2 Medidor másico Coriolis.....	36
2.6.2.1 Principio Físico.....	36
2.6.2.2 Componentes del medidor de Coriolis .....	36
2.6.2.3 Ventajas .....	37
2.6.2.4 Desventajas .....	38
2.6.2.5 Requisitos de instalación .....	38
2.6.3 Medidor ultrasónico.....	38
2.6.3.1 Principio de operación.....	39
2.6.3.2 Requisitos de instalación .....	39
2.6.3.3 Ventajas .....	40
2.6.3.4 Desventajas .....	40

3. SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS DE INYECCIÓN Y CONDICIONES ACTUALES.....	42
3.1. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS MEDIDORES:.....	42
3.1.1. Medidor oficial de inyección de gas FI 1800: .....	42
3.1.1.1. Descripción .....	42
3.1.1.2 Balance del medidor: .....	44
3.1.1.3 Método y paso a paso de cálculo:.....	45
3.1.2 Medidores instalados en cabeza de pozo: .....	45
3.1.2.1 Descripción: .....	45
3.1.2.2 Método y paso a paso de cálculo:.....	46
3.2 DETECCIÓN DE DESVIACIONES EN LA MEDICIÓN:.....	47
3.2.1 Descripción del error permitido por la norma. ....	49
4. PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS MEDIDORES: .....	50
4.1 UBICACIÓN DEL MEDIDOR FI 1800. ....	50
4.2 PLATINAS DE ORIFICIO: FLUJOS ALTOS Y PLATINAS SOBREDIMENSIONADAS.....	51
4.3 CONDICIONES OPERATIVAS ENCONTRADAS EN EL CPF QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS CON RESPECTO A SU DISEÑO .....	51
4.4 CONDICIÓN OPERATIVAS ENCONTRADAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CUPIAGUA Y CUPIAGUA SUR QUE AFECTAN LA MEDICIÓN.....	52
5. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN .....	53
5.1 HACER LA INSTRUMENTACIÓN Y RE-CALIBRACIÓN DE TODO EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS DE INYECCIÓN INCLUYENDO EL MEDIDOR FI 1800 Y CADA UNO DE LOS MEDIDORES UBICADOS EN CABEZA DE POZO. ....	53
5.1.1 Requerimientos técnicos para ejecutar este trabajo. ....	53

5.1.2 Ventajas .....	54
5.1.3 Desventajas: .....	54
5.2 INSTALAR UN MEDIDOR ULTRASÓNICO NO INTRUSIVO EN LA LÍNEA FINAL DE DESCARGA DE INYECCIÓN, AGUAS ABAJO DE LOS COMPRESORES DE ALTA PRESIÓN.....	55
5.2.1 Requerimientos técnicos.....	55
5.2.2 Ventajas .....	56
5.2.3 Desventajas .....	56
5.3 INSTALAR UN NUEVO SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS TIPO CORIOLIS AGUAS ABAJO DE LOS COMPRESORES DE ALTA PRESIÓN. ....	56
5.3.1 Requerimientos técnicos.....	56
5.3.2 Ventajas .....	57
5.3.3 Desventajas .....	57
6. ANÁLISIS TÉCNICO Y PRESUPUESTAL.....	58
6.1 PRESUPUESTO ALTERNATIVA 1 .....	58
6.2 PRESUPUESTO ALTERNATIVA 2: .....	58
6.3 PRESUPUESTO ALTERNATIVA 3 .....	59
6.4 METODOLOGÍA PARA HACER LA SELECCIÓN .....	60
6.5 MATRIZ DE SELECCIÓN TÉCNICO PRESUPUESTAL .....	61
6.6 ALTERNATIVA RECOMENDADA POR LOS AUTORES .....	63
7. CONCLUSIONES .....	64
8. RECOMENDACIONES.....	65
BIBLIOGRAFÍA .....	66

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ubicación campo Cupiagua y Cupiagua Sur.....	20
<b>Figura 2.</b> Historia de producción de aceite en el campo Cupiagua. ....	23
<b>Figura 3.</b> Historia de producción de gas en el campo Cupiagua. ....	24
<b>Figura 4.</b> Historia de producción de aceite en el campo Cupiagua Sur.....	25
<b>Figura 5.</b> Historia de producción de gas en el campo Cupiagua Sur. ....	26
<b>Figura 6.</b> Esquema del sistema de compresión y reinyección. ....	30
<b>Figura 7.</b> Historia de inyección de gas en el campo Cupiagua. ....	31
<b>Figura 8.</b> Historia de inyección de gas en el campo Cupiagua Sur. ....	32
<b>Figura 9.</b> Diagrama de un medidor tipo placa de orificio. ....	34
<b>Figura 10.</b> Tipos de placas de orificio.....	35
<b>Figura 11.</b> Esquema de flujo a través de medidor tipo Coriolis. ....	37
<b>Figura 12.</b> Esquema básico de un medidor ultrasónico. ....	39
<b>Figura 13.</b> Longitudes recomendadas aguas arriba y aguas abajo del medidor. ...	40
<b>Figura 14.</b> Sistemas de medición de gas de inyección campo Cupiagua. ....	42
<b>Figura 15.</b> Ubicación del medidor oficial de inyección FI-1800 .....	43
<b>Figura 16.</b> Sistema de compresión de gas.....	44
<b>Figura 17.</b> Balance medidor oficial de inyección FI 1800. ....	45
<b>Figura 18.</b> Ubicación del medidor FI 1800 y punto donde debería estar ubicado. ....	50

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Tipo de medidor ubicado en cada pozo inyector. ....	46
<b>Tabla 2.</b> % de error entre los dos sistemas de medición. ....	47
<b>Tabla 3.</b> Normas técnicas que reglamentan los principales tipos de medidores. ..	49
<b>Tabla 4.</b> Costos de la alternativa 1. ....	58
<b>Tabla 5.</b> Costos alternativa 2. ....	59
<b>Tabla 6.</b> Costos alternativa 3. ....	59

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA Y PRESUPUESTAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS INYECTADO PARA RESPALDAR LAS RESERVAS PROBADAS DEL YACIMIENTO CUIAGUA\*.

**AUTORES:** MARLON ALFREDO ZORRO OVEJERO  
VICTOR HUGO MOLANO CERÓN\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Sistema de mantenimiento de presión, inyección de gas, medidores de flujo de gas, CPF.

### DESCRIPCIÓN:

La medición del gas de reinyección es un proceso que se debe realizar con altos estándares de calidad y teniendo en cuenta la normatividad internacional que la rige, en este caso para los medidores involucrados en el balance de gas de inyección la norma que la rige es AGA 3 ya que los medidores implementados son tipo platina de orificio. Es importante asegurar esta medición debido a que este volumen influye en el cálculo de reservas y el factor de recobro del campo.

En el CPF (Facilidades centrales de procesamiento) Cupiagua donde se procesa todos los hidrocarburos provenientes de los campos Cupiagua, Cupiagua Sur y Recetor, se está presentando desfase en la medición del volumen dispuesto para reinyectar que funciona como sistema de mantenimiento de presión del yacimiento. Dicho desfase ocurre entre el volumen reportado por el medidor que se encuentra en el CPF y la sumatoria de todos los volúmenes reportados por los medidores ubicados en cabeza de cada pozo inyector. Se encuentra que este error ha crecido con la entrada en funcionamiento de la planta de gas en el 2012 y cambios en los volúmenes procesados e inyectados debido a la declinación natural del campo. Por lo tanto en este trabajo se revisan las características de los medidores y se evalúa el sistema de medición de gas de inyección, también se plantean alternativas de solución que son evaluadas técnica y presupuestalmente, por último se hacen las recomendaciones necesarias para que el sistema reporte los volúmenes dentro del error permitido por la normativa internacional.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director de Proyecto: M.sc, Edison Odilio García Navas

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL AND BUDGET EVALUATION OF THE INJECTED GAS MEASUREMENT SYSTEM TO SUPPORT THE PROVEN RESERVES OF THE CUIAGUA FIELD\*

**AUTHORS:** MARLON ALFREDO ZORRO OVEJERO  
VICTOR HUGO MOLANO CERON\*\*

**KEY WORDS:** Pressure maintenance system, gas injection, gas flow meters, CPF.

### DESCRIPTION:

The measurement of reinjection gas is a process that must be performed with high quality standards and taking into account the international regulations that govern it, in this case for the meters involved in the injection gas balance the rule that governs it is AGA 3 since the meters implemented are orifice plate type. It is important to ensure this measurement because this volume influences the calculation of reserves and the recovery factor of the field.

Cupiagua, where all the hydrocarbons from Cupiagua, Cupiagua Sur and Recetor fields are processed, there is a gap in the measurement of the volume ready to be reinjected that functions as a reservoir pressure maintenance system. This offset occurs between the volume reported by the meter found in the CPF and the sum of all volumes reported by the meters located at the head of each injector well. It is found that this error has grown with the entry into operation of the gas plant in 2012 and changes in volumes processed and injected due to the natural decline of the field. Therefore, in this work, the characteristics of the meters are reviewed and the gas metering system is evaluated. Also, alternative solutions are proposed, which are evaluated technically and budget. Lastly, the necessary recommendations are made for the system to report the volumes within the error allowed by international regulations.

---

\* Graduation Project

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Project Director: M.sc, Edison Odilio Navas.

## INTRODUCCIÓN

La inyección de gas al yacimiento como sistema de mantenimiento de presión es un método muy efectivo para alargar la vida de los campos y optimizar la producción de crudo, en el caso del campo Cupiagua no ha sido la excepción debido a que desde que se inició su explotación y teniendo en cuenta que el principal negocio era vender crudo se ha contado con una gran cantidad de gas para reinyección que permite dar soporte de presión y maximizar la producción de crudo. A través del tiempo y de la oportunidad de negocio de vender gas para suplir las necesidades del país entra en funcionamiento en el año 2012 la planta de gas Cupiagua con una capacidad máxima de ventas de 210 MMSCFD.

Durante el tiempo de operación del CPF Cupiagua, el campo ha presentado cambios en los volúmenes para los cuales fue dimensionado inicialmente; posteriormente a la entrada de la planta de gas Cupiagua se ha evidenciado un desbalance en el gas de reinyección a la salida del CPF y gran incertidumbre de medición en pozos, desbalance que puede llegar a afectar los cálculos de reservas y cálculo del factor de recobro ya que estas dependen del volumen inyectado de gas.

Por lo tanto es de vital importancia hacer los correctivos necesarios para eliminar o disminuir el desbalance volumétrico entre el medidor oficial de inyección de gas y los medidores de los pozos inyectoros que permitirá garantizar que la medición se realice bajo los estándares internacionales.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL:**

- Realizar una propuesta técnico-presupuestal para optimizar la medición del gas de inyección y así disminuir la incertidumbre de error en el balance de gas del CPF Cupiagua.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

- Hacer una revisión de las condiciones actuales de operación de los medidores que hacen parte del balance de gas inyectado del campo, verificando sus características, forma de operación y compensaciones utilizadas por presión, temperatura y composición del gas.
- Detectar posibles desviaciones de los volúmenes de gas medidos en el balance de la planta frente a la normativa internacional aplicable a cada tipo de medidor instalado.
- Revisar la disponibilidad actual de equipos y tecnologías para la medición de gas aplicable al campo base de este estudio para proponer alternativas que permitan reducir las desviaciones encontradas dentro del marco de la normativa internacional de medición vigente.
- Evaluar las propuestas desde el punto de vista técnico y presupuestal de tal forma que permita seleccionar la alternativa que ofrezca la mejor relación costo beneficio para la empresa operadora.

## 2. MARCO TEÓRICO

En el presente marco teórico se da a conocer algunos conceptos básicos de las características del yacimiento, condiciones de flujo, sistema de inyección de gas como sistema de mantenimiento de presión y medición de flujo de gas en la cual se enfoca el proyecto. Esto con el fin de brindar una mejor comprensión para la realización y aplicación del método a presentar.

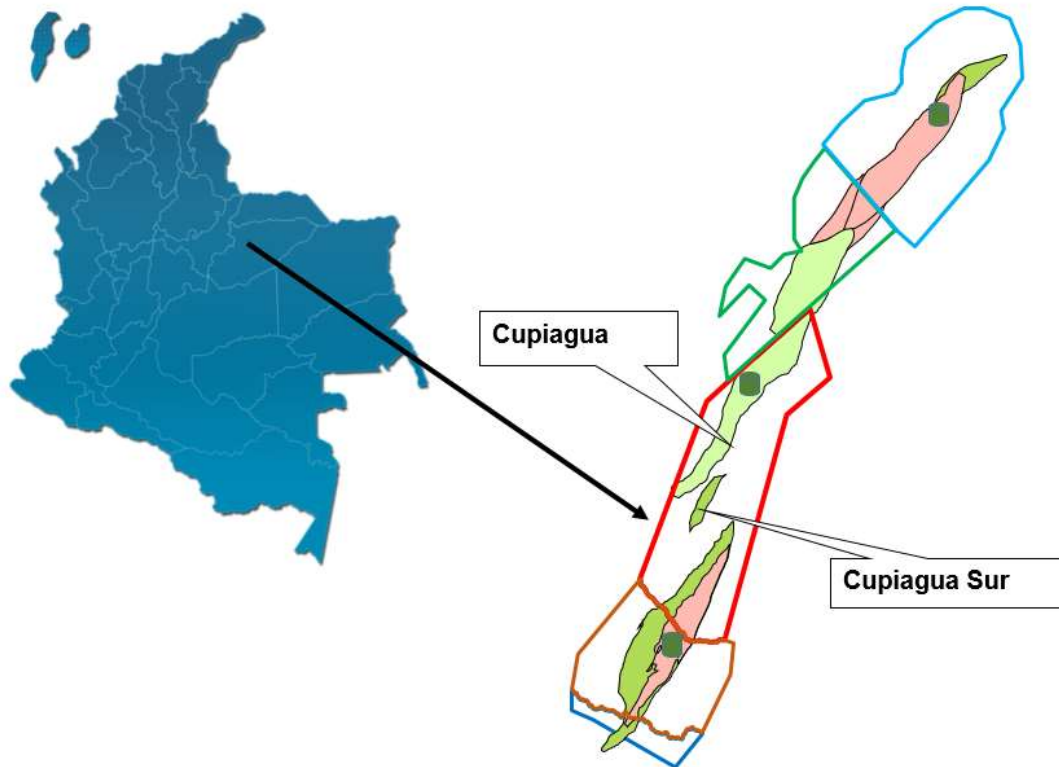
### 2.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

**2.1.1 Ubicación** El campo Cupiagua se encuentra ubicado en el piedemonte de la cordillera Oriental en el departamento de Casanare municipio de Cupiagua, Colombia aproximadamente a 360 km al noreste de Santafé de Bogotá, al suroeste de Yopal, capital del Departamento y al occidente de Aguazul en su jurisdicción municipal. La altura sobre el nivel del mar varía entre 270 y 550 m. (Figura 1, ubicación Campo Cupiagua y Cupiagua Sur).<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> BP, British Petroleum. "Manual de entrenamiento: proceso de las instalaciones centrales de producción campo Cupiagua, sistema 001". Cupiagua, 1998. 4 p.

**Figura 1. Ubicación campo Cupiagua y Cupiagua Sur.**



**Fuente:** Presentación Campo Cupiagua, Ecopetrol. Editada por los autores.

**2.1.2 Historia**<sup>2</sup> La idea de algunos exploradores de la época de la presencia de crudo en Piedemonte en la Cuenca de los llanos orientales llevó en 1982 a la compañía ECOPETROL y a la estadounidense Triton Colombia Inc. A perforar los pozos la Cabaña 1 y la María 1 obteniendo resultados negativos, esto debido a la compleja geología de la zona y la gran profundidad de las formaciones productoras, lo cual llevó a que en 1987 la empresa inglesa British Petroleum Exploration BP, encargada como operadora y la francesa Total adquirieran una participación en este contrato de asociación llamado Santiago de las Atalayas.

Fruto de este contrato de asociación se perforaron en 1988 los pozos Cusiana M-1 y el Cusiana 2-A perforando las tres principales formaciones productoras (Mirador, Barco, Guadalupe) dando descubrimiento al gigantesco yacimiento de crudo y gas llamado Campo Cusiana. Ante este gran hallazgo y la expectativa de encontrar una estructura diferente al norte de Cusiana se perfora en 1992 el

<sup>2</sup> LINERO BARRIOS, Lina. "Evaluación de los problemas de abrasión en tubería flexible en trabajos de intervención de pozos en los campos Cusiana y Cupiagua". Bucaramanga, 2005. 18 p.

Campo Cupiagua 1 el cual confirma la presencia de otro gigante petrolero dando origen al Campo Cupiagua.

El campo Cupiagua inicia su operación en 1992 bajo el contrato de asociación Santiago de las Atalayas, con una partición de Ecopetrol del 50%, la inglesa BP del 31% con la Santiago Oil Company y Tempa (Antigua Total) del 19% restante, así fue hasta junio 30 de 2010 cuando el contrato expira, y Ecopetrol asume el control total de los Campos Cupiagua y Cupiagua Sur.

Al inicio de la explotación de estos campos, Cupiagua y Cusiana, solo eran vistos como potenciales de producción de crudo pero con el paso del tiempo, la declinación, su alta producción de gas y el cambio del mercado Colombiano el gas se convierte en una gran alternativa para suplir la demanda energética del país y se da inicio al procesamiento y venta de gas natural posicionando los dos campos como representativos que garantizan la demanda local.

**2.1.3 Tipo de yacimiento** La estructura que forma el Campo de Cupiagua corresponde a un anticlinal de dirección Noreste- Sureste, sus dimensiones son de 24 km de longitud y de 2 a 3 km de ancho, limitado por la falla de Cupiagua.<sup>3</sup>

Es un yacimiento de Crudo Liviano y en algunas zonas gas Condesando que en sus inicios aportaba crudo de 37 ° API en promedio y el cual ha ido cambiando con el paso del tiempo llegando en la actualidad a 48 °API en promedio

Este yacimiento se caracteriza por ser una zona geológica bastante difícil de perforar, de una profundidad un poco mayor a los 15.000 ft y sus tres principales formaciones productoras son Mirador, Barco Y Guadalupe. El mecanismo de producción del campo es la inyección gasífera en la capa de gas.

El campo tuvo su pico máximo en 1999 con una producción de 188.000 BOPD y ha ido declinando teniendo una producción de 10.600 BOPD a finales de 2016.

---

<sup>3</sup> BP. Óp. cit., p. 4.

## 2.2 CONDICIONES DE FLUJO

**2.2.1 Diseño inicial y condiciones iniciales de flujo** El CPF Cupiagua en su diseño original estaba constituido por 2 trenes de tratamiento con una capacidad máxima de procesamiento de 220.000 BOPD y adecuar aproximadamente 1300 MMSCFD de gas para inyección, con el paso del tiempo y debido a la declinación natural del campo estos volúmenes han cambiado llevando a desmontar un tren, y procesando en la actualidad un promedio de 16.000 BOPD y 850 MMSCFD.<sup>4</sup>

En cuanto al completamiento de los pozos, estos fueron diseñados para manejar grandes volúmenes de crudo y gas además de soportar presiones superiores a 5000 psi, siendo completados con Casing de producción de hasta 9 5/8" y Liner de Producción de 7" y 5 1/2". Los cabezales de pozo son de 7 1/16" 10.000 psi y 5 1/8" y 5000 psi.

Las líneas de producción y troncales varían entre 16" y 20" de diámetro.

## 2.2.2 Volúmenes de producción

### 2.2.2.1 Cupiagua<sup>5</sup>

- **Histórico Producción de Crudo**

A 31 de diciembre de 2015 se han producido un total acumulado 352.124.940 Bls de aceite, provenientes de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Los Cuervos, Imbricados de Mirador y de Barco.

---

<sup>4</sup> BP, British Petroleum. "Manual de entrenamiento: proceso de las instalaciones centrales de producción campo Cupiagua, sistema 002". Cupiagua, 1998. 3 p.

<sup>5</sup> ECOPETROL. "Informe técnico anual campo Cupiagua" Bogotá, 2015. 30 p.

**Figura 2. Historia de producción de aceite en el campo Cupiagua.**



**Fuente:** ECOPETROL. Informe técnico anual 2015 campo Cupiagua.

- **Histórico Producción de gas:**

A 31 de diciembre de 2015 se han producido un total acumulado 5.585.691.648 KPC de gas proveniente de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Los Cuervos, Imbricados de Mirador y de Barco. Es importante mencionar que la mayor parte de este gas ha sido reinyectado en el yacimiento en el esquema de mantenimiento de presión del campo.

**Figura 3. Historia de producción de gas en el campo Cupiagua.**



Fuente: ECOPETROL. Informe técnico anual 2015 campo Cupiagua.

### 2.2.2.2 Cupiagua Sur<sup>6</sup>

- **Histórico Producción de Crudo:**

A 31 de diciembre de 2015 se han producido un total acumulado de 93.053.898 Bls de aceite, provenientes de las formaciones Mirador y Barco.

<sup>6</sup> ECOPETROL. "Informe técnico anual campo Cupiagua Sur". Bogotá, 2015. 22, 23 p.

**Figura 4. Historia de producción de aceite en el campo Cupiagua Sur.**



**Fuente:** Informe técnico anual 2015 campo Cupiagua Sur. ECOPETROL.

- **Histórico Producción de gas:**

A 31 de diciembre de 2015 se han producido un total acumulado 1.119.230.610 KPC de gas proveniente las formaciones Mirador y Barco. Es importante mencionar que la mayor parte de este gas ha sido reinyectado en el yacimiento en el esquema de mantenimiento de presión del campo.

**Figura 5. Historia de producción de gas en el campo Cupiagua Sur.**



**Fuente:** Informe técnico anual 2015 campo Cupiagua Sur. ECOPETROL.

## **2.3 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE GAS**

Debido a los altos volúmenes de gas que produce el campo Cupiagua y Cupiagua Sur 660 MMSCFD aproximadamente, y como estrategia de mantenimiento de presión es necesario tener un sistema de reinyección de gas que garantice el manejo de este volumen y permita la inyección de aproximadamente 450 MMSCFD de gas en Cupiagua y Cupiagua Sur.

**2.3.1 Diseño del sistema.**<sup>7</sup>El sistema de compresión de gas de reinyección está diseñado para comprimir el gas deshidratado proveniente de las torres contactoras de glicol, hasta alcanzar la presión requerida para entregar el gas a los pozos de reinyección, a una presión de 5400 psia aproximadamente.

Se cuenta con 3 trenes de compresión, consistiendo cada uno de ellos en 2 compresores (Etapas de media (MP) y alta (HP) presión) montados en serie y

<sup>7</sup> BP, British Petroleum. “Base de diseño del sistema de compresión de gas de reinyección”. Cupiagua, 2010. 7 y 8 p.

accionados por turbinas de gas. Los 3 compresores MP succionan de un manifold común y descargan en un cabezal común inter-etapas, de este último succionan los 3 compresores HP y descargan en un cabezal de inyección hacia los pozos inyectoros. Esta disposición permite máxima flexibilidad de operación en caso de que uno o más compresores dejen de funcionar. Por consiguiente, las designaciones de los trenes son nominales.

Cada etapa de compresión consiste en una válvula SDV en la succión, un tambor de succión (KO drum), un compresor, un enfriador de descarga, lazo de reciclo con una válvula anti-surge, válvulas cheque y SDV en la descarga del aeroenfriador. Al presentarse una parada, las válvulas SDV de succión y descarga se cierran, aislando el compresor. Cada compresor posee válvulas de despresurización (BDV) tanto en la succión como en la descarga para despresurización de emergencia de lazo, en caso de incendio o de fallas del compresor.

Los residuos de gas desde los tambores ubicados en la succión de los compresores MP y HP, y los gases producto de la despresurización de las facilidades de compresión de gas para reinyección son conducidos al sistema de tea LT debido a las temperaturas extremadamente bajas que se forman luego de la expansión por el efecto de enfriamiento Joule-Thomson.

Los drenajes de las vasijas del sistema de compresión de gas, también se envían a la tea LT. El sistema de alivio de presión de cada etapa (MP+HP) son dirigidos hacia el sistema de tea HP.

Las condiciones de succión dependen de las condiciones de operación aguas arriba durante todo el período de vida activa de la producción. En la actualidad la alimentación se hace normalmente a 590 psia y a 90°F.

**2.3.2 Capacidad de manejo de gas** Teniendo en cuenta que en el CPF Cupiagua maneja diariamente un promedio de 660 MMSCFD de gas proveniente de sus pozos y unos 180 MMSCFD del campo

Recetor, las máquinas de media presión MP1, MP2 y MP3 manejan respectivamente 360, 370 y 380 MMSCFD de gas. Generalmente se trabaja con las tres máquinas en línea y en caso de que haya una parada de alguna de estas es necesario restringir el manejo de gas y acudir a chocar los pozos con alto GOR o si es necesario cerrarlos hasta tener en línea las tres máquinas compresoras.

Las maquinas compresoras de alta presión HP1, HP2 y HP3 tienen un capacidad de manejo de gas de 400 MMSCFD HP1 y HP2 y 420 MMSCFD la HP3, por lo que normalmente se tienen trabajando 2 y una de backup.

**2.3.3 Descripción del proceso**<sup>8</sup> Los compresores de gas de reinyección están organizados en serie y al mismo tiempo en paralelo. 3 unidades de compresión MP (media presión) se ubican paralelas entre ellas y operan en serie con 3 unidades de compresión HP (alta presión) también ubicadas en paralelamente entre ellas. Cada una de las etapas MP toma su succión del cabezal común de succión MP, aguas abajo del sistema de deshidratación de gas y descargan en un cabezal común inter-etapas. Cada una de las 3 unidades HP toma su succión del cabezal inter-etapa y descargan el gas en el cabezal común de descarga HP. Esta configuración permite una operación con máxima flexibilidad en caso de que una o más unidades de compresión no estén disponibles.

El gas seco es tomado del cabezal de succión MP a aproximadamente 580 psig, fluyendo a través de una válvula SDV en la entrada del tambor de succión MP (V-1801/2801/3801). El tambor de succión MP es un separador horizontal equipado con un barril inferior para la recolección de líquido. El gas fluye hacia la vasija a través de 2 boquillas separadas, una a cada extremo de la vasija, y sale por una boquilla de salida localizada en el centro. La boquilla de salida del gas está equipada con un extractor de niebla tipo vane packs dispuesto en una configuración en V para garantizar que el flujo de gas no arrastre pequeñas gotas de líquido, lo cual podría causar daño al compresor MP.

El compresor MP (K-1801/2801/3801) es un compresor centrífugo tipo barril impulsado por una turbina a gas que eleva la presión del gas a aproximadamente 1800 psia. El desempeño del compresor se ajusta variando la velocidad de la turbina a gas con el fin de mantener la presión del cabezal de succión MP a un nivel constante. El gas se calienta durante la compresión y sale del compresor MP a aproximadamente 266 °F. El gas luego es enfriado a aproximadamente 100°F en el enfriador (HE- 1801/2801/3801) ubicado a la descarga del compresor MP, este intercambiador de calor es un aeroenfriador de tiro forzado. El enfriamiento se requiere para reducir la potencia requerida por la siguiente etapa de compresión. En caso de que el flujo a través del compresor MP sea tan bajo que pueda ocasionar problemas de surge, se dispone de una línea de retorno aguas abajo del enfriador MP (ubicado en la descarga) que permite reciclar el gas de vuelta hacia el tambor de succión MP. Un controlador anti-surge monitorea el flujo a través del compresor y, si es necesario, abre la válvula de control anti-surge (FV-

---

<sup>8</sup> Ibíd., p 12-14.

1820/2820/3820), ubicada en la línea de retorno, para mantener el flujo por encima de cierta tasa.

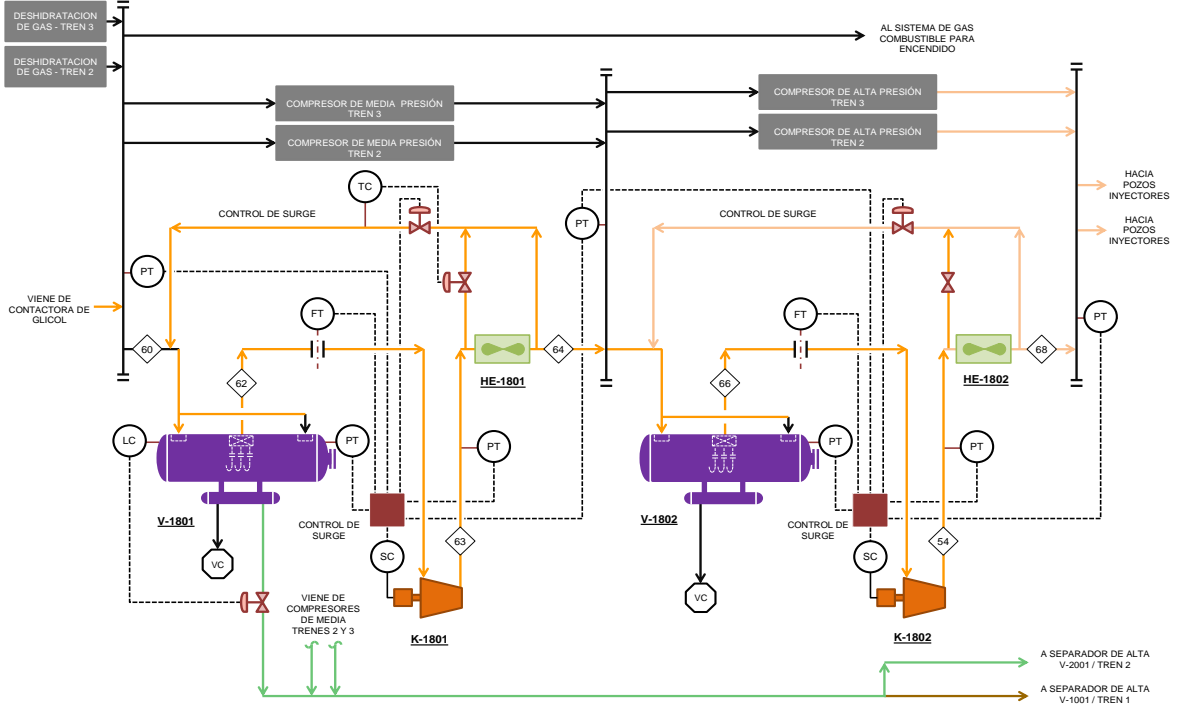
El gas fluye desde el aerofriador MP ubicado en la descarga del compresor MP a través de 2 válvulas de cheque las cuales no son idénticas y de una válvula SDV (SDV-1840A/2840A/3840A) antes de llegar al cabezal inter-etapas. Se han dispuesto 2 válvulas de cheque para asegurar que no haya contraflujo desde el cabezal inter-etapas en caso de una parada del compresor MP, lo que puede crear un efecto surge hacia el compresor MP o sobre-presión en la tubería de succión del compresor MP.

La presión del cabezal inter-etapas se mantiene en aproximadamente 1800 psia por medio del controlador de desempeño del compresor HP, el cual ajusta las velocidades de la turbina. El gas que sale del cabezal inter-etapas fluye a través de la válvula SDV en la entrada del tambor de succión (V- 1802/2802/3802) del compresor HP. Este tambor es un separador horizontal de diseño similar al tambor de succión MP y protege el compresor HP de posibles daños causados por gotas de líquido arrastradas en el flujo de gas.

El compresor HP (K-1802/2801/3802) también es un compresor centrífugo tipo barril operado por una turbina a gas, que comprime el gas a aproximadamente 5400 psia. El gas sale del compresor HP a aproximadamente 150 °F y se enfría a aproximadamente 100 °F en el enfriador (HE-1802/2802/3802) ubicado a la descarga del compresor HP, este intercambiador de calor es un aerofriador de tiro forzado. Se requiere una temperatura de 100°F de manera que no exceda el límite de temperatura de diseño de la red de gas de reinyección de alta presión y también para asegurar que no se generen temperaturas excesivas cuando el compresor esté operando en reciclo. El compresor HP está protegido contra el efecto surge causado por bajos flujos, por medio del retorno de gas a través de la línea de reciclo pasando por la válvula de control anti-surge (FV-1870/2870/3870), de manera similar a lo que sucede en el compresor MP. El gas a alta presión fluye desde el compresor HP hacia el cabezal de descarga HP a través de 2 válvulas de cheque diferentes, y una válvula SDV (SDV-1890A/2890A/3890A).

El gas a alta presión, aproximadamente 5400 psia, fluye a través del cabezal de descarga HP hacia el sistema de inyección de gas. La presión de descarga del compresor es función de la contrapresión desde los pozos de inyección de gas y de las pérdidas hidráulicas de la red de líneas de flujo de inyección de gas. Se han dispuesto estranguladores (Chokes) individuales en cada pozo de inyección para ajustar la tasa de flujo hacia cada pozo.

**Figura 6. Esquema del sistema de compresión y reinyección.**



**Fuente:** ECOPEPETROL. Base de diseño del sistema de compresión del gas de reinyección,

## 2.4 INYECCIÓN DE GAS COMO SISTEMA DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

### 2.4.1 Volúmenes inyectados de gas

#### 2.4.1.1 Cupiagua<sup>9</sup>

- **Volumen de gas inyectado**

A 31 de diciembre de 2015 se han inyectado un total acumulado 4.925.341.786 KPC de gas en las formaciones Mirador, Los cuervos, Barco y Guadalupe.

<sup>9</sup> ECOPEPETROL. "Informe técnico anual campo Cupiagua". Bogotá, 2015. 32 p.

**Figura 7. Historia de inyección de gas en el campo Cupiagua.**



**Fuente:** Informe técnico anual 2015 campo Cupiagua. ECOPEPETROL.

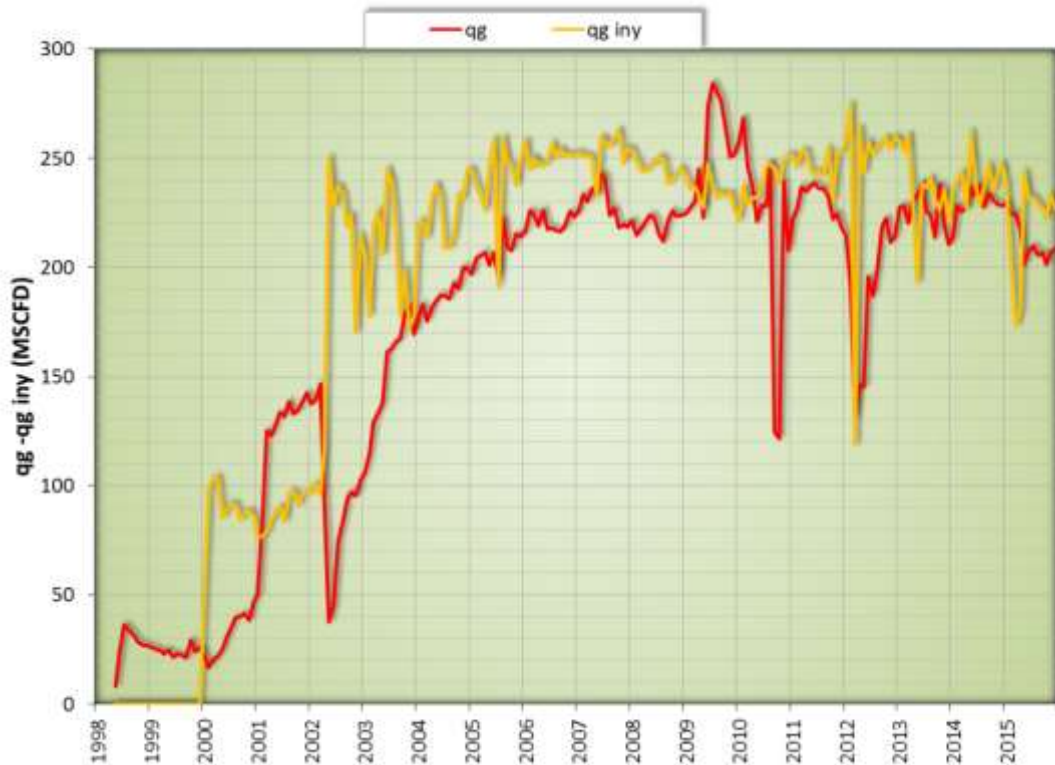
#### 2.4.1.2 Cupiagua Sur<sup>10</sup>

- **Volumen de gas inyectado**

A 31 de diciembre de 2015 se han inyectado un total acumulado 1.257.776.095 KPC de gas en las formaciones Mirador y Barco.

<sup>10</sup> ECOPEPETROL. "Informe técnico anual campo Cupiagua Sur". Bogotá, 2015. 25 p.

**Figura 8. Historia de inyección de gas en el campo Cupiagua Sur.**



**Fuente:** Informe técnico anual 2015 campo Cupiagua Sur. ECOPEPETROL.

## **2.5 BALANCE DE GAS PRODUCIDO**

**2.5.1 Usos de gas** En el CPF Cupiagua los usos del gas son:

- **Reinyección:** Gas que se dispone para dar soporte de presión al yacimiento.
- **Gas a Teas:** Gas que se dispone para quemas.
- **Gas Combustible:** Gas que se usa para alimentar la plantas y maquinas generadoras.
- **Gas ventas:** Gas tratado que se pone en condiciones de venta y se envía por gasoducto.

**Producción de gas diario = Gas ventas + Gas a teas + Fuel Gas + Gas de reinyección**

## 2.6 TIPOS DE MEDIDORES DE GAS

En el proceso de producción y venta de hidrocarburos es necesario hacer una medición bastante acertada de los mismos, y en la medición de gas los sistemas más utilizados son los siguientes:

**2.6.1 Medidor de placa de orificios** También conocido como medidores de presión diferencial, que se basan en obstruir el flujo y generar una caída en la presión como indicación del caudal de flujo.<sup>11</sup>

Este tipo de medidor se aplica para medición de fluidos limpios, monofásicos, homogéneos y newtonianos.<sup>12</sup>

**2.6.1.1 Principio Físico:** El fluido a medir fluye a través de un conducto cerrado, se encuentra con una restricción que lo contrae, inmediatamente pasa el orificio se expande al diámetro total de la tubería, la corriente que fluye a través del orificio forma una vena contracta y la rápida velocidad del flujo resulta en una disminución de presión aguas abajo del orificio, la cual es medida con instrumentos sensibles al cambio de presión. También se cuenta con medidores de temperatura y la determinación del caudal depende de la gravedad específica y densidad por lo que es necesario conocer su valor.<sup>13</sup>

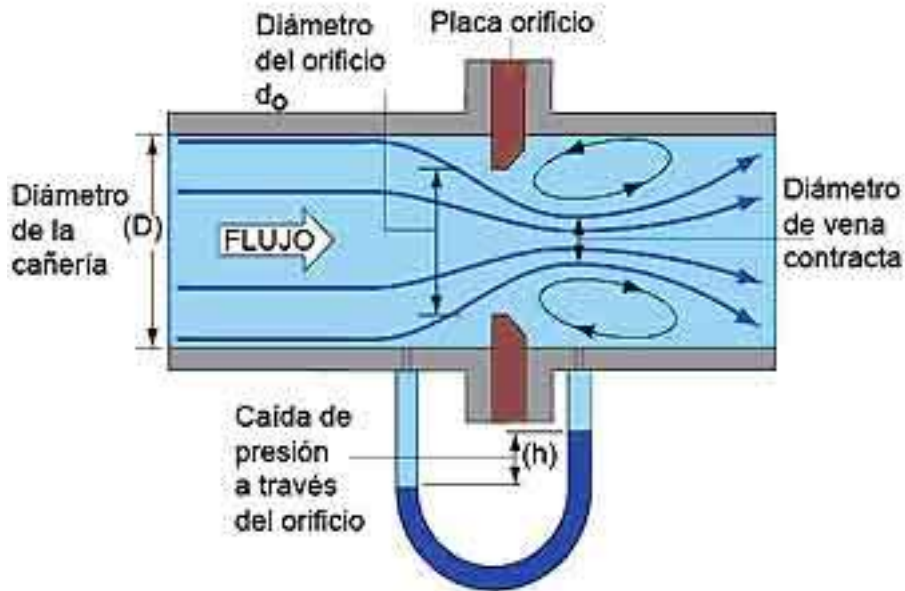
---

<sup>11</sup> LIZCANO ROJAS, Elizabeth y MATEUS PARRA, Cindy K. "Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo Colorado". Bucaramanga, 2013. 48 p.

<sup>12</sup> GUZMAN VERA, Ángela. "Análisis de los sistemas, métodos y equipos para medición y fiscalización de gas". Bucaramanga, 2011. 16 p.

<sup>13</sup> LIZCANO ROJAS. Óp. Cit., p 48.

**Figura 9. Diagrama de un medidor tipo placa de orificio.**



**Fuente:** Instrumentación industrial, Mediciones de flujo en refinerías.

**2.6.1.2 Restricciones de las platinas de orificio**<sup>14</sup> Para garantizar una buena medición es necesario normalizar el flujo aguas arriba de la platina de orificio debido a que este sistema falla cuando el fluido tiene perfil de flujo pulsante, además funcionan muy bien para fluidos cuyo régimen de número de Reynolds sean mayores o iguales a 4000, relaciones de diámetro de 0,10 a 0,75 y diámetros de tuberías iguales o superiores a 2".

El borde aguas arriba de la platina de orificio debe ser recta y afilado, los bordes aguas arriba y aguas abajo deben estar libres de defectos notorios a simple vista como sectores aplanados, texturas, asperezas, rebaba, abolladuras, picaduras y muescas.

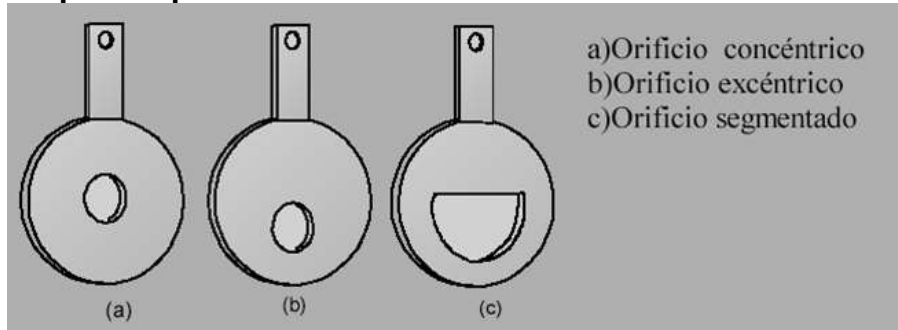
**2.6.1.3 Tipos** Existen 3 tipos de platinas de orificio y son: concéntrica, excéntrica y segmental.

Para revisión o cambio de la platina existen 2 formas comúnmente empleadas; la conexión de cámara simple que requiere que la línea este cerrada y

<sup>14</sup> GUZMAN VERA. Óp. Cit., p 17.

despresurizada o la conexión tipo senior que permite hacer estos trabajos mientras la línea está presurizada.

**Figura 10. Tipos de placas de orificio.**



**Fuente:** Instrumentación y control, medidores de flujo.

#### 2.6.1.4 Ventajas

- Bajo costo
- Operación sencilla
- Fácil mantenimiento y construcción
- No tiene componentes móviles
- Disponible en amplia variedad de tamaño de tuberías
- Adecuadas para altas tasas de flujos

#### 2.6.1.5 Desventajas

- Alta sensibilidad a las variaciones de la composición del gas
- Los perfiles de velocidad no desarrolladas o asimétricas y las pulsaciones afectan su desempeño
- Su funcionamiento se afecta drásticamente en presencia de material particulado abrasivo y los condensados.
- Pérdida de presión relativamente alta.
- Fluidos con contaminantes pueden causar desgaste y daños.

**2.6.2 Medidor másico Coriolis<sup>15</sup>** Se llama efecto Coriolis a la aceleración relativa que sufre un objeto que se mueve dentro de un sistema de referencia no inercial en rotación cuando varía su distancia respecto al eje de giro.

El cuerpo es un tubo a través del cual se desplaza el fluido, en el medidor se genera un movimiento de rotación mediante la vibración del tubo y los tubos por donde se desplaza el fluido. La fuerza inercial resultante es proporcional al flujo másico.

**2.6.2.1 Principio Físico<sup>16</sup>** Un medidor de flujo másico tipo coriolis consiste en dos tubos en forma de U de menor diámetro que la tubería de proceso por donde el fluido debe pasar. Estos tubos vibran por efecto de una bobina produciendo una onda que es monitoreada por un par de sensores, cuando fluye líquido o gas a través de estos tubos se produce por el efecto coriolis un cambio de fase o deformación elástica de la onda que es detectada por los sensores, este cambio de fase es directamente proporcional al caudal en masa por lo que a partir de ella se mide y calcula el flujo.

La medición de la densidad se hace mediante la evaluación del cambio de frecuencia de vibración de la onda y la medición de temperatura se hace empleando un sensor.

Para la conversión de masa a volumen se requiere conocer la densidad del gas con gran exactitud.

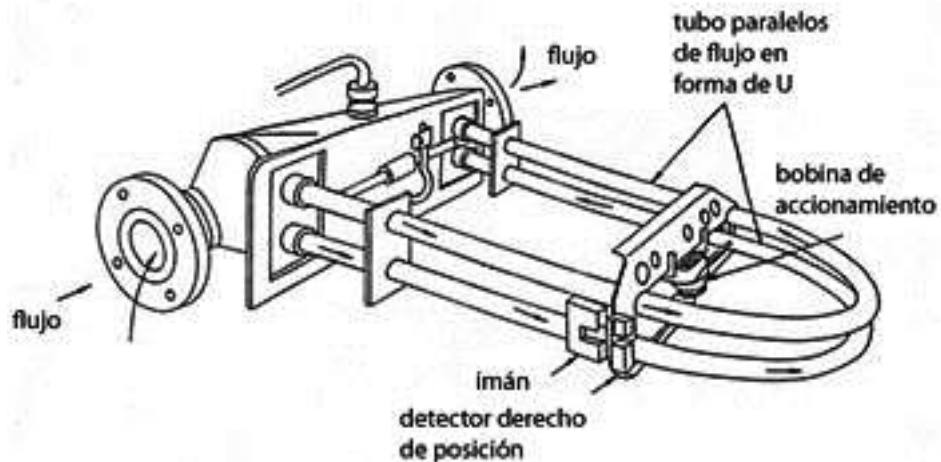
**2.6.2.2 Componentes del medidor de Coriolis** Un medidor de flujo másico tipo Coriolis consiste en 2 tubos en forma de U, una bobina conductora o transmisor, dos sensores, dispositivos periféricos para monitorear, funciones de control y en algunos casos alarma.

---

<sup>15</sup> *Ibíd.*, p 35.

<sup>16</sup> MICRO MOTION, “Medidores de caudal y densidad tipo Coriolis ELITE” Boulder; 2014. p 35.

**Figura 11. Esquema de flujo a través de medidor tipo Coriolis.**



**Fuente:** Instrumentación industrial, Mediciones de flujo en refinerías.

### 2.6.2.3 Ventajas

- Mayor tolerancia al gas fuera de especificaciones comparado con las otras tecnologías.
- Para su operación no requiere transmisores de presión y temperatura
- No es viable que presente daños por alta velocidad de flujo.
- Por utilizar como patrón de medida unidades de masa, ésta no se ve afectada por cambios en los parámetros de temperatura o presión.
- Por no poseer partes móviles ni desarmables, requiere de mínimo mantenimiento.
- Permite la medición de flujo en forma bidireccional.
- La señal eléctrica proporcional al flujo ya viene corregida es decir, que no amerita de cálculos complejos para la lectura.
- No depende de la viscosidad y de la densidad del fluido.
- El sensor es multivariable, mide a la vez el caudal másico, densidad y temperatura.

- Es insensible a los cambios en el perfil de velocidades.
- Es de fácil calibración en el campo.

#### **2.6.2.4 Desventajas**

- Alto consumo eléctrico para alimentar las bobinas que generan movimiento rotacional.
- Constituye el sistema de medición de flujo de mayor costo.
- Su uso se restringe a fluidos con baja concentración de gases o en una sola fase.
- Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados
- Sus diámetros son limitados en su aplicación.

**2.6.2.5 Requisitos de instalación** Se debe tener en cuenta que estos medidores no deben instalarse donde exista niveles de vibración altos que puedan excitar y alterar la frecuencia de resonancia de los tubos de flujo. Además se pueden instalar sobre tubería vertical u horizontal.

En aplicaciones de gas y tubería horizontal siempre se instala con el sensor apuntando hacia arriba y las conexiones abajo por si hay presencia de líquidos que puedan drenar hacia la tubería, de esta manera se previenen la acumulación de líquidos y suciedad en fondo.

En líquidos es al contrario con el sensor hacia abajo para evitar acumulación de burbujas de gas o vapor.

**2.6.3 Medidor ultrasónico** Los medidores ultrasónicos también conocidos como USM por sus siglas en inglés (Ultrasonic Meter), son medidores de velocidad que responden a la deflexión de las ondas ultrasónicas emitidas a la corriente de flujo.<sup>17</sup>

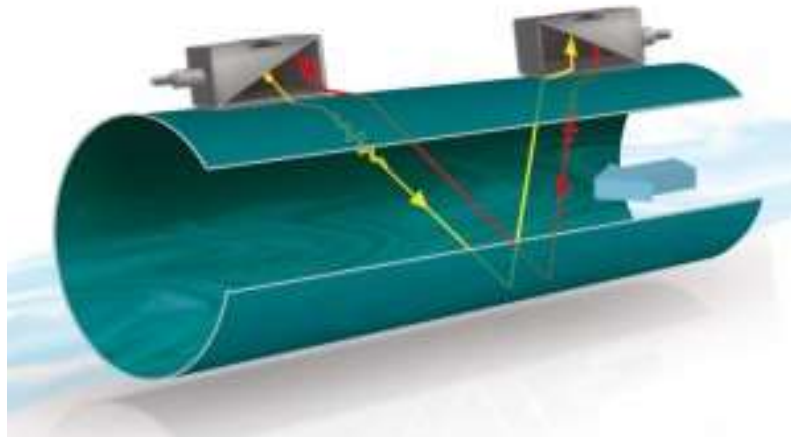
---

<sup>17</sup> TAPIAS CHAVEZ, Erick. ALMEIDA, César. "Avances tecnológicos en medición ultrasónica de gas". 2014. p 2.

**2.6.3.1 Principio de operación**<sup>18</sup> Este medidor cuenta con un transmisor que genera ondas ultrasónicas, las cuales viajan a través de los fluidos y son recibidas o captadas por 2 sendos receptores de ultrasonido ubicados opuestos al emisor y a cierta distancia aguas arriba y aguas abajo. Cuando no hay flujo ambos receptores reciben la misma cantidad de energía ultrasónica y se genera un equilibrio de tensiones pero cuando hay flujo las ondas ultrasónicas se deflecan y como respuesta los receptores generan voltajes diferentes; analizando los 2 voltajes se tiene una indicación del sentido y la magnitud del flujo.

Esta tecnología ha sido bien recibida por la industria y en la actualidad tiene gran aplicabilidad en la medición de flujo de gas.

**Figura 12. Esquema básico de un medidor ultrasónico.**



**Fuente:** Medidor ultrasónico Sotermic.

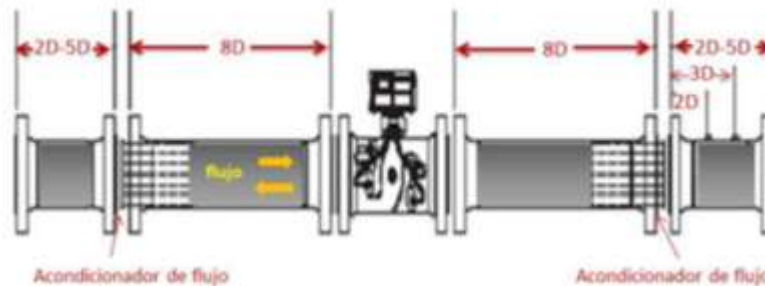
**2.6.3.2 Requisitos de instalación** Para su correcta operación es necesario tener en cuenta algunas recomendaciones hechas por los fabricantes, generalmente especifican la distancia mínima de válvulas, codos, tees, bombas y otros elementos u obstrucciones garantizando su correcto funcionamiento. Además la mayoría de fabricantes señalan que se requiere de 10 a 20 diámetros de tubo corriente arriba y 5 diámetros corriente abajo del medidor.

En la (figura 13) se representa la longitud del tubo mínimo recomendado para la instalación del medidor ultrasónico.

---

<sup>18</sup> LIZCANO ROJAS. Óp. Cit., 68 p.

**Figura 13. Longitudes recomendadas aguas arriba y aguas abajo del medidor.**



**Fuente:** Trabajo de grado “criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo colorado” Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2013.

### 2.6.3.3 Ventajas

- Permite la medición de flujo en forma bidireccional.
- No tienen partes móviles.
- La caída de presión en estos medidores es despreciable.
- Exactitud dentro de  $\pm 1.0\%$
- Bajo costo en mantenimiento e instalación
- No son afectados por acumulación de contaminantes.
- No hay restricción en la línea de tubería.
- El microprocesador y los transductores son portátiles; pueden ser instalados y removidos sin interrupción de flujo de gas.
- Alta rango operacional.

**2.6.3.4 Desventajas** A pesar que los medidores ultrasónicos tienen numerosas aplicaciones en la industria del gas, presentan grandes limitaciones, las principales son:

- Deben ser cuidadosamente instalados para asegurar una adecuada operación del medidor.
- Las configuraciones de tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor pueden afectar el flujo de gas a través del medidor.
- Son afectados por los flujos asimétricos

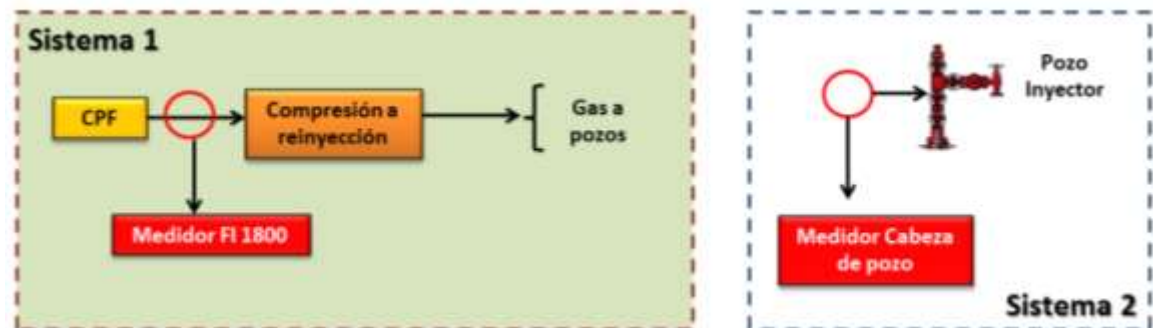
- Las válvulas de aislamientos y reguladores crean dificultad para distinguir los sonidos generados para determinar las tasas de flujo.
- Los datos de prueba y diseños para la construcción del cuerpo del medidor son muy limitados.

### 3. SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS DE INYECCIÓN Y CONDICIONES ACTUALES

En el CPF Cupiagua se utilizan 2 sistemas para hacer el balance de medición de gas de inyección, estos son:

1. Medidor de placa de orificio (FI-1800) ubicado en la entrada de los compresores de media presión.
2. Sumatoria de los volúmenes reportados por el medidor ubicado en la cabeza de cada pozo inyector.

Figura 14. Sistemas de medición de gas de inyección campo Cupiagua.



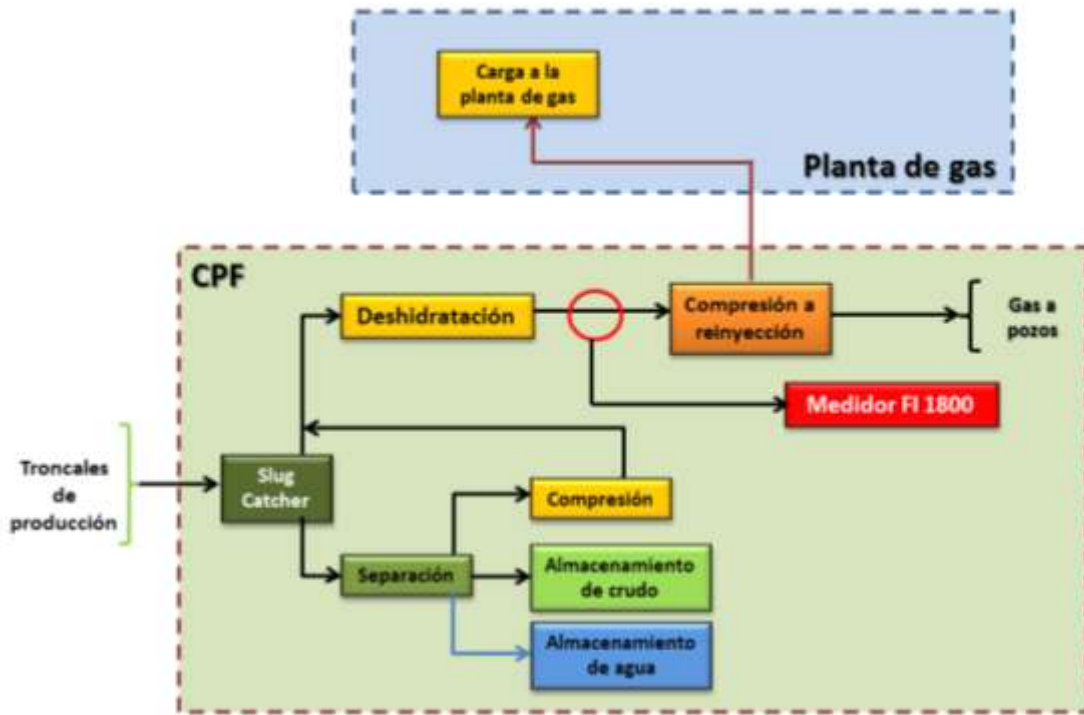
#### 3.1. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS MEDIDORES:

Para facilitar la descripción, primero se entra en detalle en el medidor (FI 1800) y luego se caracterizan como un conjunto los medidores de cabeza de pozo.

##### 3.1.1. Medidor oficial de inyección de gas FI 1800:

**3.1.1.1. Descripción:** El medidor FI-1800 es un medidor tipo platina de orificio (Flange to flange) instalado en el año 1996, ubicado a la entrada de los compresores de media presión encargados de elevar la presión del gas para reinyección.

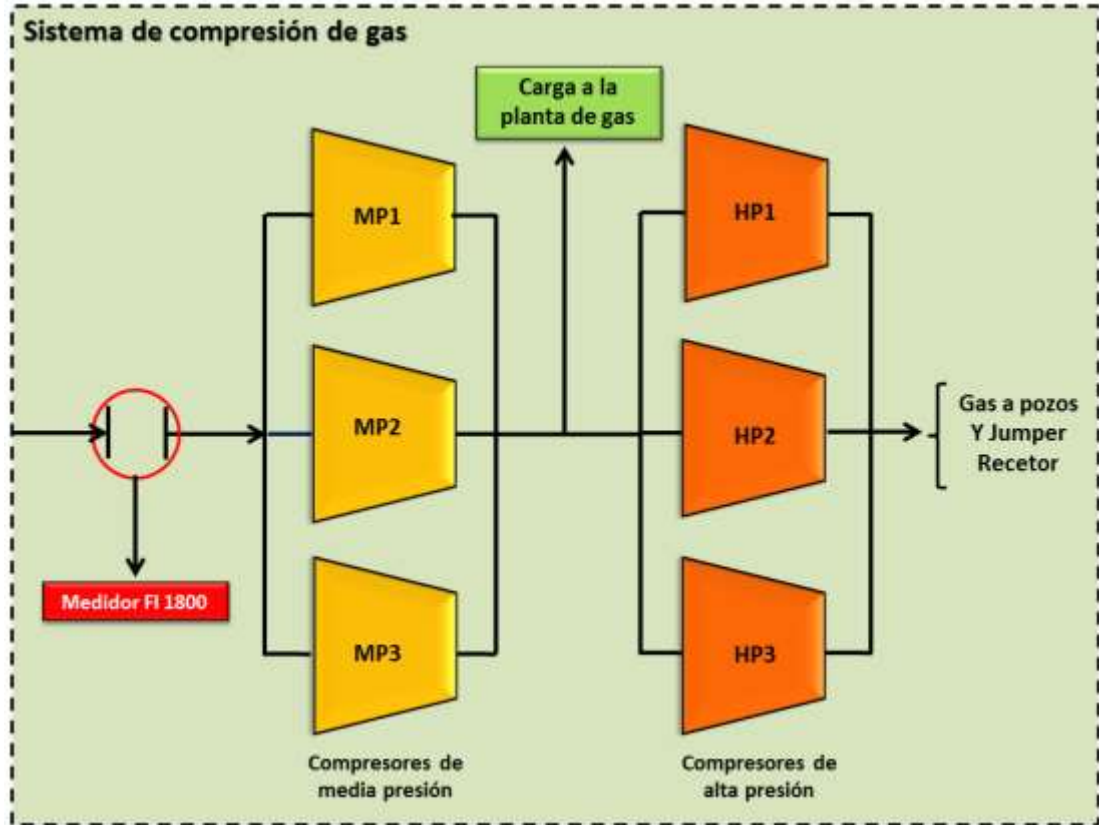
Figura 15. Ubicación del medidor oficial de inyección FI-1800



Fuente: Tomado y modificado de Presentación balance de gas Cupiagua. Ecopetrol.

El sistema de compresión de gas para reinyección está compuesto por 3 trenes de compresión, consistiendo cada uno de ellos en 2 compresores (Etapas de media (MP) y alta (HP) presión) montados en serie y accionados por turbinas de gas. Los 3 compresores MP succionan de un manifold común y descargan en un cabezal común inter-etapas, de este último succionan los 3 compresores HP y descargan en un cabezal de inyección hacia los pozos inyectoros.

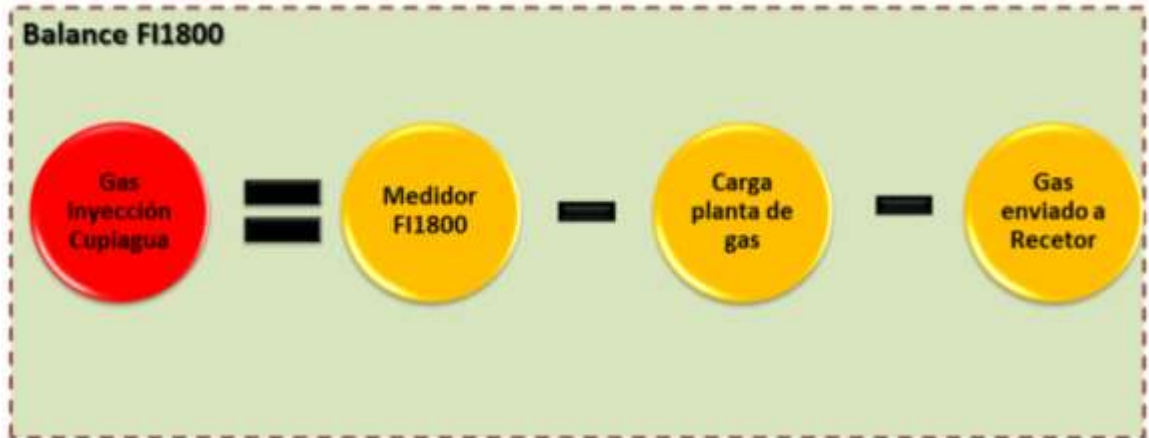
Figura 16. Sistema de compresión de gas.



**3.1.1.2 Balance del medidor:** Por la particular ubicación del medidor FI1800 que se encuentra en la entrada de los compresores de media presión, y teniendo en cuenta que aguas abajo del medidor hay una corriente que carga a la planta de gas y otra corriente de gas que se envía a través de un Jumper para inyección en pozos de Recetor el volumen de gas inyectado en Cupiagua es el resultado de un balance así:

**Gas inyección Cupiagua = Medidor FI 1800 - Carga a la planta de gas - Gas enviado Recetor**

**Figura 17. Balance medidor oficial de inyección FI 1800.**



**3.1.1.3 Método y paso a paso de cálculo:** Este medidor cuenta con el sensor de temperatura, presión estática y presión diferencial en sitio. El PLC ubicado en el medidor captura y envía al computador de flujo ubicado en el cuarto de control estas señales, en el computador de flujo tiene programada la fórmula de cálculo del flujo que además permite hacer la compensación por presión y temperatura mediante la siguiente formula:

$$Q = FI1800 \left( \frac{PI1800 + 14.05}{TI1800 + 460} \right) \left( \sqrt{\frac{TI1800 + 460}{PI1800 + 14.05}} \right) (0.8101095)$$

Dónde:

$Q$  = Caudal medido, MMSCFD

$FI1800$  = Presión diferencial, "H2O.

$PI1800$  = Presión estática, PSIA

$TI1800$  = Temperatura, F

### 3.1.2 Medidores instalados en cabeza de pozo:

**3.1.2.1 Descripción:** A continuación encontrará el tipo de medidor ubicado en cada pozo inyector del campo Cupiagua y Cupiagua sur.

**Tabla 1. Tipo de medidor ubicado en cada pozo inyector.**

Pozo Inyector	Tipo Medidor
CP B-4Z	Platina de orificio
CP E-7	Platina de orificio
CP H-15	Platina de orificio
CP S-21V	Platina de orificio
CP S-22	Platina de orificio
CP T-32	Platina de orificio
CP U-23Z	Platina de orificio
CP XH-39	Platina de orificio
CP XU-17Z	Platina de orificio
CP XW-37	Platina de orificio
CP YD-36	Platina de orificio
CP XB-31Y RE	Platina de orificio
CP SUR X-A3	Platina de orificio
CP SUR XZ-2Y	Platina de orificio

**3.1.2.2 Método y paso a paso de cálculo:** En cada uno de los 12 pozos inyectoros se encuentra instalado un medidor tipo platina de orificio con sus respectivos sensores de temperatura, presión estática y presión diferencial señales que son enviadas por el PLC de cada pozo al computador de flujo donde se calcula el volumen de flujo mediante el siguiente procedimiento.

- 1) El computador de flujo recibe los datos escalares de presión estática, presión diferencial y temperatura promedio cada 5 minutos.
- 2) El flujo sin corregir se calcula así: primero se toma el valor de presión diferencial el cual debe ser normalizado a una escala de 0-1 de la siguiente manera

$$\frac{\text{Presion diferencial medida en pulgadas de agua}}{\text{Rango del transmisor de presion diferncial en pulgadas de agua}} = \frac{\Delta P \text{ "H2O}}{DPT \text{ "H2O}}$$

Posteriormente se le saca la raíz cuadrada y se multiplica por el valor del rango máximo de flujo a través de la platina.

$$Q \text{ sin corregir} = \sqrt{\frac{\Delta P}{DPT}} * (\text{Flujo maximo en Pies cubicos estandar por minuto.})$$

- 3) Y para finalizar se calcula mediante la presión y temperatura un factor de corrección de flujo o mejor conocido como compensación por P y T así:

$$F_c = \sqrt{\frac{P}{\frac{P_c}{T}}} \sqrt{\frac{T_c}{T}}$$

Dónde:

$F_c$  = Factor de corrección o compensación.

$P$  = Presión de la línea PSIA

$P_c$  = Presión de diseño de la platina, PSIA

$T$  = Temperatura de la línea, F

$T_c$  = Temperatura de diseño de la platina, F

- 4) Después se multiplica el caudal sin corregir obtenido en el paso 2 por el factor de corrección por compensación de presión y temperatura obtenido en el paso 3; obteniendo así el caudal real o corregido.

$$Q_{\text{corregido}} = Q_{\text{sin corregir}} * F_c$$

### 3.2 DETECCIÓN DE DESVIACIONES EN LA MEDICIÓN:

Al entrar a revisar los volúmenes reportados por cada conjunto de medición se encontró que existe un desbalance entre ellos.

A continuación se muestran los volúmenes reportados por el medidor (FI-1800) y el valor arrojado por la sumatoria de todos los medidores ubicados en cabeza de pozo para los 31 días del mes de enero de 2017; Además con el porcentaje de error de desfase entre ambos tomando como valor real el volumen del medidor a la entrada de los compresores de media presión y valor teórico la sumatoria del volumen de cada pozo inyector.

**Tabla 2. % de error entre los dos sistemas de medición.**

Fecha	Volumen dispuesto para inyección MMSCFD	Sumatoria Pozos Inyectores MMSCFD	% Error	Diferencia en volumen MMSCFD
01/01/2017	573	518	9.7	55
02/01/2017	568	516	9.1	52
03/01/2017	501	466	7.0	35
04/01/2017	481	438	9.0	43

Fecha	Volumen dispuesto para inyección MMSCFD	Sumatoria Pozos Inyectores MMSCFD	% Error	Diferencia en volumen MMSCFD
05/01/2017	472	433	8.2	39
06/01/2017	466	425	8.6	40
07/01/2017	459	422	8.0	37
08/01/2017	468	427	8.8	41
09/01/2017	461	420	8.9	41
10/01/2017	464	423	8.7	40
11/01/2017	442	402	9.1	40
12/01/2017	444	399	10.2	45
13/01/2017	441	395	10.4	46
14/01/2017	439	395	10.2	45
15/01/2017	440	393	10.6	47
16/01/2017	443	395	10.9	48
17/01/2017	439	391	11.0	48
18/01/2017	424	365	14.0	59
19/01/2017	548	519	5.2	28
20/01/2017	569	549	3.5	20
21/01/2017	430	366	14.9	64
22/01/2017	433	372	14.1	61
23/01/2017	496	406	18.2	90
24/01/2017	433	364	15.9	69
25/01/2017	471	405	13.8	65
26/01/2017	483	424	12.1	59
27/01/2017	484	423	12.6	61
28/01/2017	468	412	12.0	56
29/01/2017	465	410	11.9	55
30/01/2017	483	423	12.3	60
31/01/2017	505	402	20.4	103
<b>Promedio</b>			<b>10.9 %</b>	<b>51</b>

Fuente: Datos obtenidos del reporte seguimiento diario Cupiagua. Ecopetrol

Se encuentra que el error promedio para el mes de enero de 2017 es de 10.9 % que representa en volumen un promedio de 51 MMSCFD por lo que se hace necesario evaluar, identificar y aplicar los correctivos necesarios al sistema de medición para garantizar que ésta se encuentre dentro de los límites de error permisibles por la norma.

**3.2.1 Descripción del error permitido por la norma.** Según la resolución número 4 1251 del 23 de diciembre de 2016 del ministerio de minas y energía por la cual se reglamenta la “Medición del volumen y la determinación de la calidad del gas para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado”; en el título 7 “Incertidumbre en la medición de hidrocarburos”, Artículo 34 “Niveles de incertidumbre aceptados” se determina “Para la medición del gas comercializable no procesado, así como el gas con propósitos de uso como levantamiento o **inyección**, consumo en las operaciones, generación de energía, los niveles de incertidumbre no podrán ser mayores al 5%”.

A continuación se relacionan las normas técnicas que reglamentan los principales tipos de medidores.

**Tabla 3. Normas técnicas que reglamentan los principales tipos de medidores.**

<b>Norma técnica de obligatorio cumplimiento para medición de gas</b>	
<b>Platina de orificio</b>	Reporte AGA N° 3, parte 2 API MPMS Capitulo 14, sección 3 GPA 8185, parte 2 ISO 5167-2
<b>Medidor tipo turbina</b>	Reporte AGA N° 7 ISO 9951 NTC-5927
<b>Medidor Ultrasónico</b>	Reporte AGA N° 9 ISO 17089-1
<b>Medidor Másico Tipo Coriolis</b>	Reporte AGA N° 11 API MPMS Capitulo 14, sección 9 ISO 10790

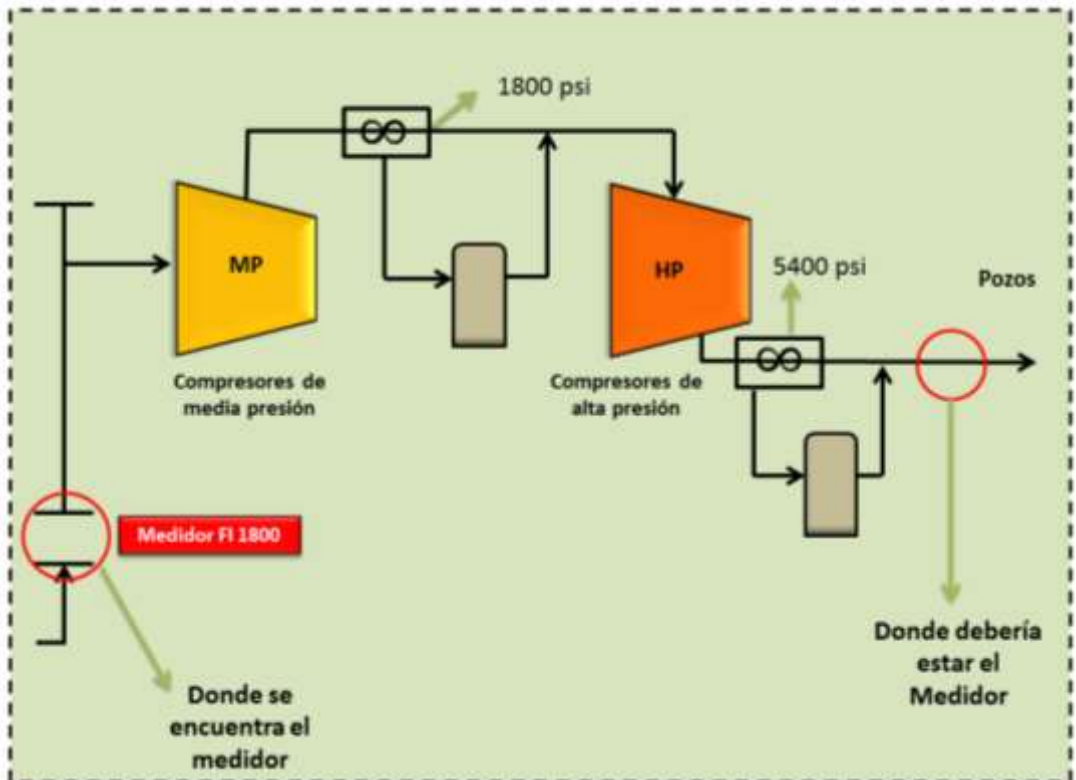
Fuente: Tomado y modificado de Resolución 4 1251 del 23 diciembre de 2016 del ministerio de minas.

#### 4. PROBLEMAS ENCONTRADOS EN LOS MEDIDORES:

##### 4.1 UBICACIÓN DEL MEDIDOR FI 1800.

Revisando las bases de diseño de la planta y la respectiva visita de la misma, se encuentra que el medidor oficial de inyección de gas (FI-1800) no se encuentra a la salida final del CPF, sino que se encuentra a la entrada de los compresores de media presión (MP), por lo tanto esta ubicación puede llevar a generar un error en la medición debido a que en este punto el gas se encuentra a 590 psi y a la salida del compresor de alta presión se encuentra a 5200 psi aproximadamente, además a la salida de los compresores de media y alta presión el gas pasa a través de un enfriador donde se presenta una recuperación de líquidos que al final de cuentas significa un cambio en la composición del gas y de volumen.

**Figura 18. Ubicación del medidor FI 1800 y punto donde debería estar ubicado.**



Es importante anotar que el volumen reportado para inyección por el medidor FI 1800 es producto de un balance donde al valor real medido en el FI 1800 se le resta la carga a la planta de gas y el gas enviado a través de un jumper a Recetor. Tras analizar el modo de operación del sistema se encuentra que este balance contribuye al error en el volumen reportado debido a que aguas arriba del brazo que alimenta la planta de gas también se tienen problemas con la exactitud de los medidores donde se presenta un error volumétrico de hasta 20 MMSCFD.

#### **4.2 PLATINAS DE ORIFICIO: FLUJOS ALTOS Y PLATINAS SOBREDIMENSIONADAS**

En los inicios del campo los volúmenes de gas manejados para inyección eran muy altos debido a que el gas no se comercializaba sino que se reinyectaba casi en su totalidad por lo que se diseñaron las platinas de orificios ubicadas en la cabeza de pozo para manejar grandes volúmenes, pero tras la entrada en operación de la planta de gas en el 2012, se inició la venta de gas en el campo Cupiagua que llevó a tener una menor cantidad de gas disponible para reinyectar y dar soporte de presión al yacimiento, lo cual implica que es posible que las platinas estén sobredimensionadas y que generan un error en la medición al medir gas por debajo del rango óptimo operativo.

#### **4.3 CONDICIONES OPERATIVAS ENCONTRADAS EN EL CPF QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE GAS CON RESPECTO A SU DISEÑO**

- Disminución en la presión de operación en el Slug Cárcher, con afectación en el medidor FI-1800. Inicialmente este sistema operaba a 900 psig y actualmente opera a 620 psig.
- Disminución en el volumen y cambio en la composición del gas de entrada y del gas disponible para inyección lo que hace que los medidores instalados operen en valores inferiores a los rangos óptimos recomendados por diseño.
- Entrada en servicio de la planta de gas con afectación del balance de gas por las corrientes de reciclo de gas y de condensados no estabilizados.
- Se tiene incertidumbre de las especificaciones de diseño dado que no se encuentra documento oficial y completo que muestre con que especificaciones finalmente se diseñó e instaló el medidor.

- Hasta la fecha no se ha hecho mantenimiento a ningún medidor.

#### **4.4 CONDICIÓN OPERATIVAS ENCONTRADAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CUPIAGUA Y CUPIAGUA SUR QUE AFECTAN LA MEDICIÓN.**

- Incertidumbre sobre los rangos óptimos de operación de las platinas de orificio instaladas en los pozos, pues su condición de diseño original fue dada para otros volúmenes.
- Se desconoce el estado de integridad de las válvulas perimetrales, para un posterior plan de cambio de las platinas de orificio en pozos. Se debe despresurizar toda la línea troncal con un plan de contingencia en el CPF Cupiagua para reducción del gas de inyección.
- No se tiene repuestos para el cambio de platinas de orificio.

## **5. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN**

Se plantean 2 posibles alternativas que a continuación se describen para dar solución al desbalance encontrado en el gas de inyección del campo Cupiagua.

### **5.1 HACER LA INSTRUMENTACIÓN Y RE-CALIBRACIÓN DE TODO EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS DE INYECCIÓN INCLUYENDO EL MEDIDOR FI 1800 Y CADA UNO DE LOS MEDIDORES UBICADOS EN CABEZA DE POZO.**

Contratar una empresa especialista en sistemas de medición que haga la Re-calibración de todo el sistema, el diseño (si es necesario) de la platinas de acuerdo a las condiciones actuales de operación, flujo y características del gas; además que haga el mantenimiento y aseguramiento necesario de todo el sistema y sus componentes para ponerlo en marcha nuevamente y garantizar la correcta medición del fluido. Lo anterior aplicado a medidor FI 1800, a los medidores que intervienen en el balance y los medidores instalados en cada pozo inyector.

#### **5.1.1 Requerimientos técnicos para ejecutar este trabajo.**

- Requiere parada total del CPF para despresurizar la línea e intervenirla, debido a que en el diseño no se tiene Bypass y mientras esté en operación la planta por motivos contractuales no se puede dejar de medir.
- Despresurización total de la línea de inyección.
- Gran disponibilidad de repuestos y personal para dar solución a posibles problemas presentados ya que no se conoce el estado de los medidores.
- Análisis por parte de yacimientos para redistribuir e inyectar el gas en otros pozos.

### 5.1.2 Ventajas

- Anualmente se realizar una parada total del CPF Cupiagua, por lo que existe el espacio para hacer el respectivo mantenimiento y Re-calibración del sistema de medición.
- Al ejecutar la re-calibración de todo el sistema se mejoraría la exactitud en la medición sin necesidad de montar otro tipo de medidor y aprovechando el sistema ya instalado.
- Existen empresas dedicadas exclusivamente a hacer re-calibración y mantenimiento de los sistemas de medición.

### 5.1.3 Desventajas: Para del medidor FI 1800:

- Despresurización total de la línea (para el caso del medidor FI1800).
- Esperar hasta la parada para hacer el cambio.
- Puede no ser aprobado el trabajo debido a que el tiempo de la parada debe ser lo más corto posible y la prioridad es para trabajos de seguridad de procesos.
- Como nunca se ha hecho mantenimiento y no se conoce las especificaciones de diseño existe gran incertidumbre sobre el estado de los empaques y accesorios del medidor; en caso que estos estén averiados y no haya disponibilidad de repuestos para hacer el cambio se puede extender el tiempo de la intervención.
- No garantiza la medición exacta del volumen de gas dispuesto para inyectar debido a que este es producto de un balance donde intervienen otros medidores que también presentan incertidumbre.

Para los medidores de cabeza de pozo:

- Requiere despresurización total de la troncal que conecta el pozo al CPF.
- Se deja de inyectar gas en pozos que son claves para dar soporte de presión al yacimiento ocasionando disminución notable en la producción.

- Largos tiempos y logística para despresurizar la línea y dejar el cabezal de pozo listo para el trabajo
- Son 12 pozos inyectoros distribuidos en 3 troncales de inyección que serían necesarios intervenir.
- Altos costos por impacto en producción.
- Gran incertidumbre en el estado de sistema de medición y disponibilidad de repuestos necesarios para el cambio lo que puede aumentar costos.

## **5.2 INSTALAR UN MEDIDOR ULTRASÓNICO NO INTRUSIVO EN LA LÍNEA FINAL DE DESCARGA DE INYECCIÓN, AGUAS ABAJO DE LOS COMPRESORES DE ALTA PRESIÓN**

Teniendo en cuenta los avances tecnológicos, y la disponibilidad de medidores ultrasónicos no intrusivo es una buena alternativa instalar un medidor de este tipo que permita generar una medición más confiable y exacta donde el error generado se encuentre dentro de lo permitido por la norma.

Además cabe aclarar que estos medidores están diseñados manejar caudales y presiones elevadas, contando con un alto rango de aplicación en diámetro y temperatura.

Es necesario contratar una empresa especialista externa a Ecopetrol que elabore una ingeniería de detalle, defina el medidor ultrasónico no intrusivo adecuado, asegure el montaje, comisione, realice el aseguramiento metrológico y puesta en operación para ser implementado en el cabezal de reinyección de gas a la salida del CPF Cupiagua.

### **5.2.1 Requerimientos técnicos**

- Especialistas encargados de hacer el montaje del medidor asegurando toda la instalación del sistema de transmisión de datos que llegan al cuarto de control.

### **5.2.2 Ventajas**

- No requiere parada de planta para su instalación.
- Es un sistema no intrusivo por lo que permite hacer su montaje sin necesidad de hacer cortes de tubería.
- Optima medición gracias a los avances tecnológicos para grades flujos a alta presión.
- Correcta medición ya que se instalaría a la descarga de los compresores de alta presión donde ya se encuentra el volumen real para inyección sin necesidad de hacer balances.

### **5.2.3 Desventajas**

- Sistema de medición sensible a las ondas sonoras por lo tanto es necesario ubicarlo en un punto lejano de la planta para que no se vea afectado por las ondas sonoras o la vibración.

## **5.3 INSTALAR UN NUEVO SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS TIPO CORIOLIS AGUAS ABAJO DE LOS COMPRESORES DE ALTA PRESIÓN.**

Teniendo en cuenta que esta tecnología es bien aceptada en la industria de los hidrocarburos se plantea la alternativa de instalar un nuevo sistema de medición de gas tipo Coriolis con el fin de asegurar la correcta medición del gas de inyección del campo Cupiagua, para esto se hace necesario contratar una empresa externa a Ecopetrol especialista en estos sistemas que haga la ingeniería de detalle, defina el diseño o características del medidor tipo Coriolis y su instrumentación, además que asegure el montaje y puesta en marcha de todo el sistema garantizando una correcta medición.

### **5.3.1 Requerimientos técnicos**

- Para su instalación se requiere intervenir la línea por lo tanto se debe despresurizar la tubería generando una parada total del CPF.

- Requiere corte de tubería.
- Si se desea instalar en los pozos inyectoros es necesario detener la inyección de toda la troncal, despresurizar e intervenir.

### **5.3.2 Ventajas**

- Es un sistema muy bien aceptado en la industria, confiable para la medición y de fácil calibración.
- Al instalar un sistema completamente nuevo se asegura su calibración y correcto funcionamiento lo que genera mayor confiabilidad.

### **5.3.3 Desventajas**

- Altos costos por instalar un sistema completamente nuevo.
- Se pierde la inversión que se hizo del sistema actual de medición.
- Se prolongan los tiempos de instalación dado que es un nuevo sistema y se necesita hacer corte de tubería y montar toda la instrumentación.

## 6. ANÁLISIS TÉCNICO Y PRESUPUESTAL

Después de revisar los problemas y necesidades del sistema de medición de gas de inyección del CPF Cupiagua y de presentar las 3 posibles alternativas de solución se describe el mejor estimado de los costos asociados a cada una de ellas de acuerdo a las tarifas del momento en Colombia (Estos valores pueden variar dependiendo de las condiciones del mercado y de las empresas oferentes).

### 6.1 PRESUPUESTO ALTERNATIVA 1

A continuación se describen los costos para la primera alternativa la cual se basa en hacer la instrumentación y recalibración de todo el sistema de medición de gas de inyección incluyendo el medidor FI 1800, los medidores que intervienen en su balance y cada uno de los medidores ubicados en cabeza de pozo.

**Tabla 4. Costos de la alternativa 1.**

<b>Hacer la instrumentación y re-calibrar todo el sistema de medición de gas de inyección incluyendo medidor FI 1800 y cada uno de los medidores ubicados en cabeza de pozo.</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Costo [COP]</b>
Estudio e ingeniería	110,000,000
Re-calibración del sistema	210,000,000
Repuestos que se deben cambiar (platinas de orificio y empaques)	100,000,000
Mantenimiento anual	60,000,000
<b>Total</b>	<b>480,000,000</b>

### 6.2 PRESUPUESTO ALTERNATIVA 2:

A continuación se presenta el costo asociado para desarrollar la alternativa número dos la cual se basa en instalar un medidor ultrasónico no intrusivo en la línea final de descarga de inyección, aguas abajo de los compresores de alta presión.

**Tabla 5. Costos alternativa 2.**

<b>Instalar medidor Ultrasónico no intrusivo a la salida del cabezal de descarga de alta presión</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Costo [COP]</b>
Estudio e ingeniería	70,000,000
Costo del medidor y sus componentes	340,000,000
Instalación y puesta en marcha	100,000,000
Costo de Mantenimiento anual	20,000,000
<b>Total</b>	<b>530,000,000</b>

### **6.3 PRESUPUESTO ALTERNATIVA 3**

A continuación se presentan los costos de la alternativa 3 la cual se basa en instalar un nuevo sistema de medición de gas tipo Coriolis agua abajo de los compresores de alta presión.

**Tabla 6. Costos alternativa 3**

<b>Instalar un nuevo sistema de medición de gas tipo Coriolis aguas abajo de los compresores de alta presión.</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Costo [COP]</b>
Estudio e ingeniería	65,000,000
Costo del medidor y sus componentes	320,000,000
Instalación y puesta en marcha	100,000,000
Costo de mantenimiento anual	25,000,000
<b>Total</b>	<b>510,000,000</b>

## 6.4 METODOLOGÍA PARA HACER LA SELECCIÓN

La metodología que se implementará para dar la recomendación final por parte de los autores será una matriz de selección donde se evalúan criterios técnicos y presupuestales para cada alternativa los cuales son descritos a continuación:

### Criterios técnicos:

- **Exactitud y confiabilidad del sistema al final del montaje:** Se refiere a la calidad de la medición después de aplicar la respectiva alternativa.
- **Requiere parada del CPF para su instalación:** Si es necesaria la parada del CPF para aplicar la alternativa evaluada.
- **Impactos en producción:** ¿Para aplicar esta alternativa requiere cerrar pozos impactando la producción de crudo y gas del campo?
- **Fácil montaje o intervención:** ¿Es fácil hacer los trabajos de recalibración e instrumentación del sistema?, ¿Es fácil hacer el montaje del medidor ultrasónico no intrusivo?

### Criterios presupuestales:

- **Costo de instalación o calibración:** ¿El costo de la calibración de todo el sistema es muy elevado?, ¿El costo de comprar e instalar el medidor ultrasónico no intrusivo es muy alto?
- **Costo de mantenimiento o calibración anual:** ¿El costo de la calibración de los sistemas dependiendo de la alternativa aplicada es muy alto?

Los criterios son evaluados de manera cualitativa y cuantitativa; siendo el rango cuantitativo así:

**Valor de 5:** Máximo valor asignado al parámetro evaluado de cada alternativa dándose a entender que es muy satisfactorio.

**Valor de 3:** Valor asignado al parámetro evaluado de cada alternativa dándose a entender que es medianamente satisfactorio.

**Valor de 1:** Mínimo valor asignado al parámetro evaluado de cada alternativa dándose a entender que es no es satisfactorio.

Para evaluar cualitativamente los criterios se utilizan la palabras Medio, alto, bajo, requiere, no requiere, Si y No para dar respuesta al parámetro que se esté evaluando.

Al final se suman todos los puntajes de cada columna (cada alternativa), este resultado se dividen en 6 (que es el número de parámetros evaluados por alternativa) y nos arroja un resultado con el cual se hace la selección final, la cual será la que tenga el valor más alto de 1 a 5 dando a entender que es la alternativa más satisfactoria para dar solución al problema planteado.

## **6.5 MATRIZ DE SELECCIÓN TÉCNICO PRESUPUESTAL**

Para realizar la evaluación de los criterios de forma cualitativa y cuantitativa en la siguiente matriz se tiene en cuenta la opinión de los ingenieros de medición, mantenimiento y control de producción los cuales cuentan con gran experiencia en el campo de estudio. Además los parámetros evaluados son planteados por los autores con el visto bueno de los ingenieros anteriormente mencionados.

**Tabla 6: Matriz de selección.**

<b>Criterio</b>	<b>Parámetro Evaluado</b>	<b>Alternativa 1</b>		<b>Alternativa 2</b>		<b>Alternativa 3</b>	
<b>Técnicos</b>	Exactitud y confiabilidad del sistema al final del montaje	3	Media	5	Alta	5	Alta
	Requiere parada del CPF para su instalación	1	Requerida	5	No requiere	1	Requerida
	Impactos en producción	1	Si	5	No	1	Si
	Fácil montaje o intervención	3	Medio	5	Alto	1	bajo
<b>Presupuestal</b>	Costo de instalación o calibración	3	Medio	1	Alto	1	Alto
	Costo de mantenimiento o calibración anual	1	Alto	3	Medio	3	Medio

<b>RESULTADO</b>	<b>2.0</b>	<b>4.0</b>	<b>2.0</b>
------------------	------------	------------	------------

Para el parámetro numero 1 el cual habla de exactitud y confiabilidad del sistema al final del montaje se da un valor de 5 para la alternativa 2 y 3 (medidor ultrasónico y tipo coriolis) dado que estos sistemas comparados con el sistema de la alternativa 1 (platina de orificio) son más exactos o tienen menor incertidumbre de error según la literatura y los expertos.

En el caso de los parámetros 2 y 3 son concretos a los cuales se le asigna un valor de 1 si su respuesta es: Si, Requiere; o un valor de 5 si su respuesta es: No, No Requiere.

Para el parámetro 4 se le da un valor de 3 (medio) a la alternativa 1, 5 (alto) a la alternativa 2 y 1 (bajo) a la alternativa 3 teniendo en cuenta que aunque en las platinas de orificio son de fácil montaje y desmontaje el medidor ultrasónico no requiere cerrar el paso de fluido mientras se realiza su instalación y al implementar un nuevo sistema como el Coriolis requiere hacer corte de tubería.

También para los parámetros 5 y 6 que hacen referencia a los costos de instalación o calibración y los costos de mantenimiento o calibración anual se les da un valor de 1 (alto) o 3 (medio) según sea el caso de cada alternativa respecto al parámetro.

## **6.6 ALTERNATIVA RECOMENDADA POR LOS AUTORES**

Al analizar los resultados arrojados por nuestra matriz de selección se evidencia que la mejor alternativa para aplicar en el sistema de medición de gas de inyección del campo Cupiagua y solucionar los problemas encontrados es la alternativa número dos la cual se basa en instalar un medidor ultrasónico no intrusivo a la salida del cabezal de descarga de alta presión, a pesar de que su costo es más alto, ésta alternativa tiene otras ventajas como la fácil instalación ya que no requiere parada del CPF y no presenta impactos en producción como si los tiene las alternativas uno y tres, además cabe resaltar que la alternativa número uno tiene costos de mantenimiento o calibración anual más altos porque el sistema está constituido por alrededor de 15 medidores tipo platina de orificio elevando notablemente el costo de este parámetro evaluado. También se debe destacar que la alternativa tres es costosa y no es viable su aplicación dado que al ser un sistema intrusivo requiere hacer corte de tubería y desplegar un grupo más grande de personal para hacer el montaje de todo el sistema.

## 7. CONCLUSIONES

El sistema de medición de gas inyectado del campo Cupiagua está sobredimensionado y no se encuentra dentro de los rangos operativos para los cuales fue diseñado, además no se tiene un plan de mantenimiento y calibración periódico que asegure el correcto funcionamiento del mismo.

El sistema de medición de gas para inyección en el campo Cupiagua cuenta con una alta incertidumbre en su medición presentando un error que no es permitido por las normas internacionales ni locales.

Implementar la alternativa número uno la cual se basa en recalibrar todo el sistema de medición no es viable dado que requiere parada total de la planta, parada de la mayoría de los pozos productores debido a que no se cuenta con bypass en estos puntos generando un impacto en producción que al final de cuentas se convierte en pérdidas para la empresa por el volumen de crudo y gas que se deja de vender.

La gran cantidad de medidores que intervienen en el sistema de medición de gas de inyección del CPF y los pozos hace que se eleven los costos de mantenimiento impactando la evaluación presupuestal de la alternativa 1.

La aplicación de la alternativa número 3 no es viable dado que esta se basa en montar un nuevo sistema lo cual eleva los costos, además es un sistema intrusivo el cual requiere despresurización de la línea para hacer corte de tubería generando problemas en el manejo de gas e impactos en producción.

Según el análisis realizado es más factible implementar la alternativa número dos basada en instalar un medidor ultrasónico no intrusivo a la salida del cabezal de descarga de alta presión dado que no requiere intervenir las líneas de conducción de gas por lo que no generaría impactos en las ventas de crudo y gas del campo; además garantiza una medición más exacta con un error que se encuentra de lo permitido por las normas que la regulan.

La implementación del medidor ultrasónico para medir el gas de inyección sería bien aceptada en el campo dado que la medición de gas ventas se hace con esta misma tecnología la cual ha demostrado ser muy confiable.

## **8. RECOMENDACIONES**

Se recomienda elaborar un plan periódico de inspección, mantenimiento y recalibración detallado de estricto cumplimiento de todos los sistemas de medición que se encuentran en el CPF.

Se debería hacer una base de datos con la información actualizada de todos los medidores del CPF donde se especifique el tipo, la marca, rangos de operación, parámetros de diseño, fecha de inspección y la información que se considere necesaria con el fin de garantizar el seguimiento e inspección de los mismos.

Si se llega a instalar el medidor ultrasónico no intrusivo se debe asegurar las condiciones operativas necesarias para que éste funcione correctamente.

Si se hacen cambios de platinas de orificio es necesario darles un correcto manejo en el transporte y montaje con el fin de evitar golpes que afecten su calibración.

## BIBLIOGRAFÍA

AGA, American Gas Association. AGA REPORTE No. 3. "Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids. Part 2: Specification and installation requirements". Fourth Edition. USA, 2009.

BP, British Petroleum Exploration. "Manual de entrenamiento: proceso de las instalaciones centrales de producción campo Cupiagua, sistema 001". Cupiagua, 1998.

BP, British Petroleum Exploration. "Manual de entrenamiento: proceso de las instalaciones centrales de producción campo Cupiagua, sistema 002". Cupiagua, 1998.

COCUNUBO, Oscar J. "Estudio técnico para la implementación del sistema de medición de gas natural en la ETR del campo Moriche". Bucaramanga, 2016.

ECOPETROL S.A. "Base de diseño del sistema de compresión de gas de reinyección". Bogotá, 2010.

ECOPETROL S.A. "Instructivo operacional del sistema de compresión de media presión KTB-X801". Cupiagua, 2015.

ECOPETROL S.A. "Instructivo operacional del sistema de compresión de alta presión KTB-X802". Cupiagua, 2015.

ECOPETROL S.A. "Manual de medición de hidrocarburos y combustibles capítulo 14 medición de gas natural". Bogotá, 2010.

GONZALES ACEVEDO, Deiber. CRUZ RUIZ, Omar. "Evaluación y selección del sistema de medición para el recibo de gas Opón en la planta de gas el centro perteneciente a la superintendencia de operaciones de Mares Ecopetrol S.A". Bucaramanga, 2013.

GUZMÁN, Ángela S. Trabajo especial de grado, “Análisis de los sistemas, métodos y equipos para medición y fiscalización de gas”. Bucaramanga, 2011.

LIZCANO ROJAS, Elizabeth. MATEUS PARRA, Cindy K. “Criterios de selección para el sistema de medición de gas en el campo colorado”. Bucaramanga, 2013.

MICRO MOTION, “Medidores de caudal y densidad tipo coriolis ELITE”. Boulder, 2014.

PEREZ, Lyda. “Evaluación técnico-presupuestal para mejora del sistema de cargadero de GLP y su comercialización, en la gerencia de operaciones de desarrollo y producción, Huila- Tolima”. Bucaramanga, 2016.

TAPIAS CHAVEZ, Erick. LMEIDA, César. “Avances tecnológicos en medición ultrasónica de gas”. 2014.

TARAZONA G, Hernando. “Estudio para la selección, instalación y operación de un sistema de medición de gas de transferencia de custodia para una estación de gas natural vehicular en Aguazul, Casanare”. Bucaramanga, 2004.