

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES

CHEVRON PETROLEUM COMPANY



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE GAS
COMBUSTIBLE
Bogotá, Septiembre de 2015**

CHEVRON PETROLEUM COMPANY

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

CHEVRON PETROLEUM COMPANY, fue establecida de acuerdo con las leyes Colombianas el 9 de diciembre de 1926, y tiene por objeto social la explotación, transporte, refinación, elaboración, compra, importación, distribución y venta de hidrocarburos y sus derivados. Con domicilio principal en la ciudad de Bogotá, como sucursal de sociedad extranjera, realiza actividades como productor comercializador de gas Natural a partir del 1 de agosto de 1998, su última actualización aprobada en Rups fue el día 17 de Abril de 2015.

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	Chevron Petroleum Company
Sigla	Chevron Petroleum Company
Nombre del Gerente	Javier La Rosa Heinrich
Auditor - AEGR	No reporta

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 1 Balance General

BALANCE GENERAL	2014	2013	Variación
Activo	\$1.376.331.873	\$373.801.549	268,20%
Activo Corriente	\$0	\$0	0,00%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$1.207.291.321	\$66.052.036	1727,79%
Inversiones	\$0	\$0	0,00%
Pasivo	\$1.376.331.873	\$373.801.549	268,20%
Pasivo Corriente	\$0	\$0	0,00%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	0,00%
Patrimonio	\$0	\$0	0,00%
Capital Suscrito y Pagado	\$0	\$0	0,00%

Fuente SUI.

- Activos

El activo del servicio de Gas Natural presenta un incremento del 268.20% respecto al año 2013, explicado principalmente por el aumento en los grupos de Propiedad Planta y Equipo por \$1.141 millones de pesos, compensado con una reducción en el rubro de Otros Activos por valor de \$138 millones.

La estructura del activo del servicio de gas, está conformada en su orden de importancia de la siguiente manera:

- Grupo Propiedad Planta y Equipo: Este grupo representa el 87.72% del total del activo del servicio público de Gas y presenta un incremento de \$1727.79%, explicado principalmente por el aumento en el rubro de Muebles, enseres y Equipo de Oficina por \$1.253 millones.

La empresa tiene una depreciación acumulada de \$ 830 millones de pesos al cierre del año 2014.

- Grupo Otros Activos: Este grupo representa el 12.28% del total del activo del servicio público de Gas y presenta una disminución de \$138 millones de pesos, equivalente al 45.07%, explicado por el aumento de la amortización del Software.

Es importante mencionar que según notas a los estados financieros de la Sucursal en Colombia, la empresa Chevron reporta activos por valor de \$ 3.689.352 millones de pesos.

- Pasivo

El pasivo del servicio de Gas Natural concentra un 100% del total del activo de la empresa y presenta un crecimiento del 268.20% respecto al año 2013, por valor de \$1.002 millones de pesos.

La estructura del pasivo está conformado en su totalidad por las cuentas por pagar a vinculados económicos.

- Patrimonio

No se registra patrimonio asignado a la actividad de Producción y Comercialización de Gas.

El resultado del ejercicio del servicio de gas para el año 2014 dio una pérdida de \$4.669 millones, con un incremento de 132 millones con respecto al año 2013, sin embargo según notas a los estados financieros de la Sucursal Colombia fue de \$332.721 millones de pesos.

En los estados financieros consolidados de la Sucursal Colombia, Chevron presenta utilidad Operacional del \$266.259 millones y Utilidad Neta de \$ 190.878 millones de pesos al cierre del año 2014.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	Variación
INGRESOS OPERACIONALES	(\$1)	(\$1)	0,00%
COSTOS OPERACIONALES	\$1	\$1	0,00%
GASTOS OPERACIONALES	\$4.669.490.135	\$4.536.590.366	2,93%
UTILIDADES OPERACIONALES	(\$4.669.490.137)	(\$4.536.590.368)	2,93%
OTROS INGRESOS	\$0	\$0	0,00%
OTROS GASTOS	\$0	\$0	0,00%
GASTO DE INTERESES	\$0	\$0	0,00%
UTILIDADES NETAS DE EJERCICIO	(\$4.669.490.137)	(\$4.536.590.368)	2,93%

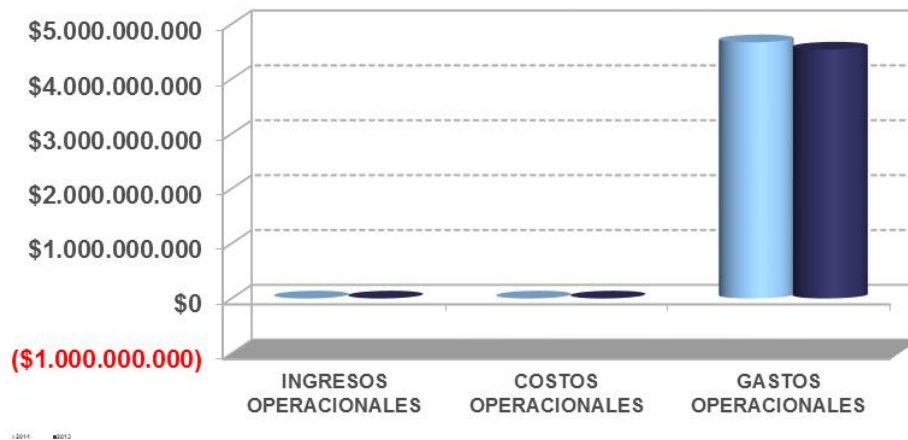
Fuente: SUI

La empresa no registro en el Plan Contable cargado al Sui, ingresos operacionales para el año 2014, ni costos operacionales.

Respecto a los gastos operacionales crecieron en 2.93% pasando de \$4.536 millones a \$4.669 millones con una variación de \$133 millones, debido al incremento de los gastos generales en \$411 millones compensados con la reducción de los gastos de personal en \$-248 millones de pesos y el incremento de las provisiones en \$18 millones, con respecto al año anterior.

Estos gastos corresponden a la comercialización de gas natural, que produce la empresa en el campo de la Guajira.

Gráfica 1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

Como podemos observar en la gráfica en el plan contable de gas solo se reporta los gastos operacionales del servicio de gas natural, los cuales presentaron un incremento del 2.93%, lo que se ve reflejado en la pérdida operacional de \$4.536 millones de pesos.

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,0	0,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	0,0	0,0
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	0,0	0,0
Activo Corriente Sobre Activo Total	0,00%	0,00%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	100,0%	100,0%
Patrimonio Sobre Activo	0,0%	0,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	0,0%	0,0%
Cobertura de Intereses – Veces	0,00	0,0
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	-4.298.120.580	-4.183.650.471
Margen Operacional	429812058000,0%	418365047100,0%
Rentabilidad de Activos	-312,3%	-1119,2%
Rentabilidad de Patrimonio	0,0%	0,0%

Fuente: SUI

De acuerdo con la información cargada por parte de la Empresa, no permite realizar el cálculo de los indicadores financieros.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS¹

Colombia - Chevron opera el campo de gas natural costa afuera Chuchupa, así como los campos terrestres de gas natural Ballena y Riohacha en la provincia de La Guajira. Chevron recibe el 43 por ciento de la producción de la vida útil restante de cada campo y un volumen de producción variable a partir de un acuerdo de tarifa fija sobre la base de los aportes de capital Chuchupa anteriores. En 2014, la producción neta diaria promedio fue de 186 millones de pies cúbicos (MPCD) de gas natural. Otras instalaciones de compresión de los campos existentes se instalaron en 2014.

El campo operado por Chevron y Ecopetrol terminó un proyecto que incluye la construcción de nuevas instalaciones. Para incrementar la producción petrolera la industria colombiana no solo le apuesta a nuevos descubrimientos, sino también a mejorar la productividad de los pozos. Y aumentar el factor de recobro, es decir, el porcentaje de crudo que se extrae con respecto a lo que hay en el yacimiento, es una de las claves para cumplir esta meta.

Ecopetrol y Chevron anunciaron la culminación del proyecto Gace IV (Gas Association Contract Extension, o Extensión del Contrato de Asociación de Gas), que le permitirá al campo Chuchupa eleve el factor de recobro hasta el 90 por ciento.

¹ Información tomada de página web de Chevron, CNO gas y algunos medios de comunicación.

A principios del año 2015, este campo podía extraer el 50 por ciento del crudo de yacimiento, por lo que este avance significará un logro importante en la producción y le permitirá extender su vida útil durante varios años más, según informó Ecopetrol.

El proyecto consistió en la construcción de nuevas instalaciones entre las que se encuentran seis compresores recíprocos, un nuevo compresor centrífugo y se realizaron algunos cambios en la infraestructura de la superficie.

Todo el proyecto fue realizado entre el 2012 y el 2014 y tuvo una inversión total de 106 millones de dólares.

La idea es frenar el ritmo de declinación del campo, que es fundamental para atender la demanda actual de gas de Colombia, pues desde este complejo se extrae el 60 por ciento de este hidrocarburo que consume todo el país.

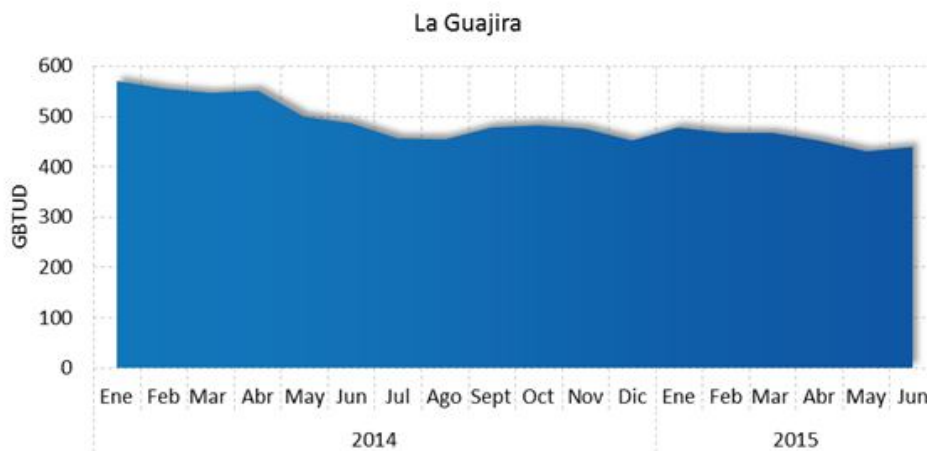
Con estas facilidades los campos de la Asociación Guajira (formada por Chevron y Ecopetrol) quedarán con una capacidad disponible de 495 millones de pies cúbicos de gas por día (MPCD).

De acuerdo con el exministro de Minas y Energía, Amílkar Acosta, hacer un incremento de tal magnitud en el factor de recobro equivale prácticamente a encontrar un nuevo yacimiento. Los cálculos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos indican que por cada punto porcentual que aumente el factor de recobro se incrementan las reservas en 525 millones de barriles.

Según las estadísticas oficiales, en promedio, los campos del país tienen un factor de recobro del 17 por ciento. En los campos de Ecopetrol la cifra es de 18 por ciento. Actualmente, ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos hay registrados 25 proyectos con los que se espera incrementar esta cifra en los próximos años.

Para el periodo 2014 a junio de 2015 la producción en los campos de la Guajira, presentó la siguiente evolución:

Grafica 2 Evolución de la Producción Campos de la Guajira 2014 – 2015.



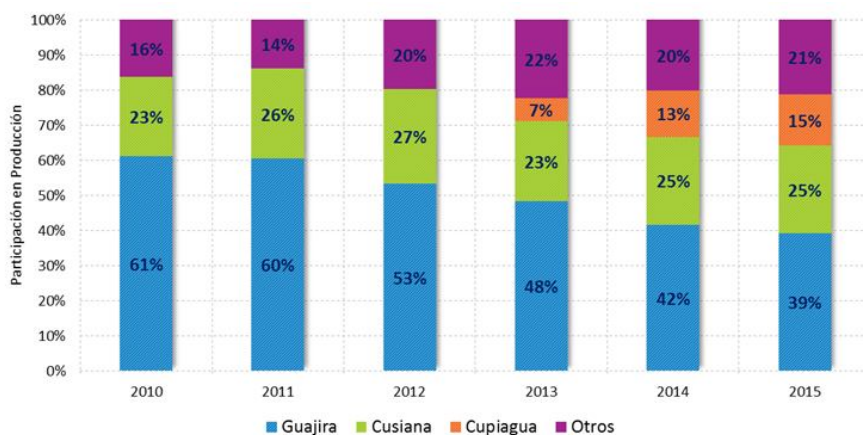
Fuente: CNO-Gas

En la figura anterior se puede identificar una producción que muestra un comportamiento de disminución del 9% con un promedio de producción de 500 GBTUD en el 2014 al pasar a 455 GBTUD a junio de 2015.

Teniendo en cuenta que el agotamiento de los campos de La Guajira ha sido un factor importante que se viene observando, se presenta a continuación de manera relevante la participación por campo de producción en el periodo 2010 al 2015 donde se observa la paulatina disminución de los campos de la Guajira al pasar del 61% en el 2010 a 39% en junio de 2015:

Grafica 3 Participación de la Producción por campo

PARTICIPACION POR CAMPO EN PRODUCCIÓN



Fuente: CNO Gas, datos a junio de cada año

De acuerdo con la circunstancia del agotamiento del campo de la Guajira, se observa que una nueva tecnología para aumentar la eficiencia en la producción de petróleo y gas natural fue lanzada por las compañías ChevronTexaco Corp y Schlumberger. ChevronTexaco es una de las principales compañías petroleras del mundo mientras que Schlumberger se ha especializado en el área informática.

Las dos compañías venían trabajando desde hace varios para aumentar la eficiencia en la producción de hidrocarburos. El nuevo desarrollo busca convertirse en una solución de próxima generación para la administración de las reservas.

A través del uso de datos provenientes de sensores y obtenidos de los pozos e instalaciones petroleras en tiempo real, se busca mejorar la gestión que se adelante en los campos petroleros. El proyecto permitirá que la industria petrolera cuente con herramientas sistematizadas y servicios para conocer datos relevantes de los pozos cuyo rendimiento es inferior a lo esperado, diagnosticar problemas de producción y recomendar acciones correctivas. La información anterior es tomada del medio de comunicación El Tiempo a agosto 2015.

La Asociación Ecopetrol - Chevron tiene en sus planes inmediatos mantener y optimizar la producción de gas natural generada desde los campos de gas de La Guajira, los cuales abastecen un gran porcentaje del consumo interno en Colombia y suministran también gas al oeste de Venezuela a través del Gasoducto Antonio Ricaurte.

Ecopetrol y Chevron Colombia dieron inicio a la producción de dos nuevos pozos de gas natural en las instalaciones del campo Ballena, ubicado en el departamento de La Guajira, los cuales permitirán mantener los actuales niveles de producción del combustible.

Chevron Colombia, a través de un medio de comunicación afirmó que "nuestra

presencia en esta zona por 35 años demuestra nuestro compromiso de largo plazo con Colombia. Por más de tres décadas estas operaciones han representado un gran valor tanto para el país como dentro de nuestro portafolio global de gas natural y esperamos seguir trabajando en esta zona por muchas décadas más".

El Vicepresidente ejecutivo de Exploración y Producción de Ecopetrol en un medio de comunicación manifestó: "Nuestra alianza con Chevron ha tenido un gran y positivo impacto en la economía regional y nacional y por supuesto en la calidad de vida de los colombianos, puesto que gracias al gas producido en estos campos, Colombia pudo masificar el uso de este combustible, ofreciendo a millones de familias en Colombia acceso a un servicio económico y eficiente, potencializando la industria y creando un soporte efectivo para la generación de energía".

4. ASPECTOS COMERCIALES

Teniendo en cuenta que la empresa registra actividades como empresa del mercado mayorista de gas natural, el cual está conformado por el Mercado Primario y el Mercado Secundario, a continuación se detalla como la empresa desarrolla el proceso de la comercialización:

- Mercado Primario

Se encuentra conformado por Participantes, Modalidades de Contratos, Requisitos de Contratos, Negociación Directa y Negociación mediante Subasta.

A su vez, este se comercializa a través de:

- Vendedores

- Productores-Comercializadores
- Comercializadores de Gas Importado

donde finalmente cierran este ciclo los Transportadores.

- Compradores

- Usuarios No Regulados
- Comercializadores

- Mercado Secundario

Se encuentra conformado por Participantes, Modalidades de Contratos, Negociación Directa, Procesos Úselos o Véndalos y Promotor de Mercado (PM).

- Vendedores

- Comercializadores
- Usuarios No Regulados (úselo o véndalo)

- Compradores

- Comercializadores
- Productores-Comercializadores
- Comercializadores de Gas Importado
- Usuarios No Regulados

* FUENTE DE INFORMACIÓN: Presentación CREG Resolución 189 de 2013

A continuación se presenta tabla con los Precios Promedios de Ventas realizados durante el año 2014.

Tabla 4 Precios promedio de venta - 2014

CHEVRON PETROLEUM COMPANY PRECIOS PROMEDIOS VENTAS AÑO 2014										
Feb/14.	Mar/14.	Abr/14.	May/14.	Jun/14.	Jul/14.	Ago/14.	Sep/14.	Oct/14.	Nov/14.	Dic/14.
9.004,5	9.483,8	9.530,6	10.138,9	9.468,0	9.173,4	9.125,2	8.816,8	9.379,0	9.242,7	11.302,6

FUENTE DE INFORMACIÓN: Datos empresa vía correo institucional

La tabla anterior nos presentan un comportamiento de alza en transacciones de ventas durante el año 2014 notable para los meses de Mayo y Diciembre.

ASPECTOS TARIFARIOS

Como el mayor productor de gas natural de Colombia, Chevron Petroleum Company juega un papel integral en la satisfacción de las necesidades energéticas del país. A través de la asociación con la petrolera nacional de Colombia, Ecopetrol, produce suficiente gas natural para abastecer, aproximadamente, la mitad de la demanda de la nación.

Los campos de gas natural de La Guajira, ubicados en áreas rurales del municipio de Manaure, al norte de Colombia, producen un promedio de 640 millones de pies cúbicos de gas por día (MMPCD), equivalente a cerca de 100.000 barriles de petróleo diarios. Las operaciones de producción de gas se desarrollan de forma conjunta entre Ecopetrol y Chevron en tres importantes zonas: el campo costa afuera Chuchupa, el cual cuenta con dos plataformas de producción, y los campos en tierra firme Ballena y Riohacha

Es preciso señalar, que en virtud del análisis realizado respecto a la normatividad que se encontraba vigente con relación a la fijación de precios y tarifas de la empresa Chevron Petroleum Company se evidencia lo siguiente;

La Comisión, en la actualidad Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, en ejercicio de sus funciones dispuso en el artículo 8 del Decreto 844 de 1975, que actuaría de oficio, en la fijación de precios para el gas natural de La Guajira y en la autorización del pago en moneda extranjera del gas que se procese o se utilice en el país.

De acuerdo a lo anterior, la resolución 039 del 1975 resuelve fijar el precio US\$ 0.80 por cada mil pies cúbicos, en campo de producción, para el gas natural no asociado, que se adquiera para usos distintos de lo mencionado. Gas proveniente de los yacimientos que exploraban conjuntamente las empresas Texas Petroleum Company y Colombiana de Petróleo.

Asimismo, el artículo 2 de la resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos establece que el precio resultante se ajustará proporcionalmente a las variaciones que tenga el fuel oil de exportación FOB Cartagena.

Posteriormente, se indica en el artículo 3 de la resolución CREG 023 de 2000 los Precios Máximos Regulados para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte.

“Para el Gas Natural Libre producido en los campos de la Guajira, de que trata la Resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos, se aplicará como Precio Máximo Regulado, el fijado en dicha Resolución que esté vigente”;

Así las cosas, se evidencia una distinción en la resolución CREG 119 DE 2005, en la cual se sustituyó el artículo 3 de la resolución CREG 023 de 2000. De tal manera, estableció la fórmula para determinar el precio máximo regulado aplicable al gas natural libre, producido en los campos de La Guajira;

Por otra parte, mediante resolución CREG 097 de 2012, la CREG hizo público el proyecto de resolución de carácter general *“Por la cual se libera el precio para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte”*. Esto implica que el precio del gas proveniente de La Guajira sería definido por la oferta y la demanda del mercado.

Según lo indicado, el proyecto de resolución contemplaría que las ventas del gas extraído de La Guajira, a partir del 1 de enero de 2014, estarían sujetas a los procesos de comercialización que la CREG definiría, con el fin de promover la competencia en el mercado.

Asimismo, en el documento se establece que el precio del gas natural sólo se liberaría para el producto proveniente de La Guajira. Estas disposiciones no aplicarían para el gas producido en el campo Opón, teniendo en cuenta el volumen de producción contractualmente referenciado a él.

Cabe mencionar que en el caso del gas natural proveniente de Cusiana y el resto de los campos de producción del país, el precio ya es libre.

Dicho proyecto fue publicado para que los agentes del sector, usuarios, autoridades locales municipales y departamentales y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizaran sus observaciones y sugerencias al respecto.

Posterior a lo señalado, mediante la resolución CREG 088 del 2012, se liberó el precio de los campos de La Guajira explotado por la empresa Chevron Petroleum Company.

ARTÍCULO 1. LIBERACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL PUESTO EN PUNTO DE ENTRADA AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE. *A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución el precio del gas natural puesto en cualquier Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte será libre.*

Parágrafo 1. La comercialización del gas natural se efectuará conforme a las reglas que la Comisión establezca para el mercado mayorista de gas natural.

Parágrafo 2. *Las disposiciones contenidas en el presente artículo no aplican para el gas del campo de Opón, teniendo en cuenta el volumen de producción contractualmente referenciado a él.*

Parágrafo 3. Los contratos con cláusula de renegociación en el evento de un cambio regulatorio que se afecten con la liberación del precio de gas natural, tendrán las siguientes alternativas: ajuste a lo dispuesto en la Resolución CREG 089 de 2013, en el sentido de que las cantidades asociadas a estos contratos se negociarán directamente en los tiempos y formas allí establecidos; en caso de no cumplirse el postulado anterior, las partes podrán liquidarlo de mutuo acuerdo y sí no se logra lo anterior, el precio será el promedio ponderado de los precios que se establezcan para el campo Guajira.

En el caso de aquellos contratos, que cuenten con precio de referencia el del campo Guajira, se tendrá lo siguiente: el Gestor del mercado calculará el precio promedio del gas del Campo Guajira y mientras entra a operar, la figura antes mencionada, este precio lo calculará la CREG como entidad y lo publicará en su página web.

Finalmente, con relación al proceso de comercialización que aplica Chevron Petroleum Company para sus ventas, el mismo se rige por la resolución CREG No. 089 de 2013 “Marco de Comercialización de Gas en Colombia”, la cual es el referente de mercado para cualquier proceso de venta en el país.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

La Resolución CREG 072 de 2002 no estableció referentes de gestión para las empresas prestadoras de actividades complementarias. Adicionalmente la empresa no cuenta con Auditor Externo de Gestión y resultados que evalúe su gestión.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

La siguiente tabla muestra el comportamiento de cargue de la empresa de acuerdo a los estados en los cuales se encuentran los formatos que la empresa debe cargar, estos estados son:

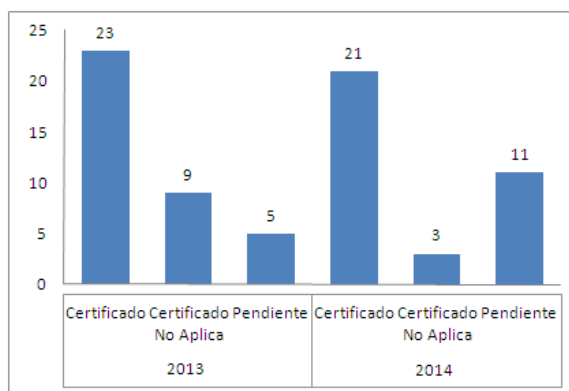
- **CARGADO EN BD o ENVIADO:** Cuando la empresa cargó la información pero no la certificó o radicó.
- **CERTIFICADO:** Cuando la empresa certificó la información cargada.
- **CERTIFICADO – NO APLICA:** Cuando la empresa certificó el formato sin información porque este no le aplica, o porque cargó un formato cuyo contenido es un anexo en PDF.
- **PENDIENTE:** Cuando la empresa no ha cargado ni certificado la información del formato.
- **RADICADO:** Cuando la empresa certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.
- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido, y que listo para validarse.

Tabla 5. Estado de cargue al SUI 2013-2014

Suma de Total de Formatos	
2013	37
Certificado	23
Certificado No Aplica	9
Pendiente	5
2014	35
Certificado	21
Certificado No Aplica	3
Pendiente	11
Total General	72

Fuente SUI

Gráfico 4. Estado de cargue al SUI 2013-2014



De acuerdo al análisis del gráfico 1 se determina que para el año 2013 la empresa cuenta con un porcentaje de incumplimiento reflejado en 5 formatos pendientes, estos 5 formatos se ven reflejados todos por la aplicación formularios que pertenecen al tópico Auditor con los formatos:

- 01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno
- 07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo
- 12. Concepto Gral. Evaluación y Resultados
- 17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión
- 21. Indicadores de Nivel de Riesgo

Así mismo se presenta que el porcentaje de certificados como no aplica corresponden a 9 formatos de los cuales todos corresponde a cargue masivo con el tópico de Administrativo y Financiero que pertenecen a los formatos:

- Conceptos balance general proyectado gas res 2395
- Conceptos estado de resultados proyectado gas res 2395
- Conceptos flujo de caja gas res 2395

Tópico Auditor con los formatos:

- Análisis y evaluación de puntos específicos pdf gas natural
- Concepto encuesta control interno gas pdf natural
- Matriz de riesgo gas natural
- Novedades pdf gas natural
- Organigrama pdf gas natural
- Viabilidad financiera pdf gas natural

Para lo que lleva corrido del año 2014 el porcentaje de incumplimiento corresponde a 11 formatos pendientes por subir a la herramienta, de estos 11 formatos 6 pertenecen a cargues masivo con el t3pico Auditor con los formatos:

- An3alisis y evaluaci3n de puntos especificos pdf gas natural
- Concepto encuesta control interno gas pdf natural
- Matriz de riesgo gas natural
- Novedades pdf gas natural
- Organigrama pdf gas natural
- Viabilidad financiera pdf gas natural

Y 5 cargue por la aplicaci3n formularios que pertenecen al t3pico Auditor con los formatos:

- 01. Datos B3sicos Evaluaci3n Sistema de Control Interno
- 07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo
- 12. Concepto Gral. Evaluaci3n y Resultados
- 17. Indicadores y Referentes de la Evaluaci3n de gesti3n
- 21. Indicadores de Nivel de Riesgo

Tambi3n se presenta 3 en estado certificado como no aplica que pertenecen a la aplicaci3n de cargue masivo con el t3pico Administrativo y Financiero con los formatos:

- Conceptos balance general proyectado gas res 2395
- Conceptos estado de resultados proyectado gas res 2395
- Conceptos flujo de caja gas res 2395

7. ACCIONES DE LA SSPD

Mediante radicado 20152300484441 del 24 de Agosto de 2015, se solicito informaci3n a la impresa respecto al Plan Contable del servicio de Gas Natural, cargado al Sui correspondiente al a3o 2014, solicitando las causas por las cuales la suma de la cuenta de Costos fue reportada por valor inferior a \$10.

Mediante radicado 20155290490732 del 3 de septiembre de 2015, la empresa da respuesta al requerimiento de informaci3n, del radicado anterior, en donde manifiestan que la informaci3n reportada al Sui: *“(...) Corresponde 3nicamente a los gastos administrativos incurridos por nuestra 3rea comercial de Gas, como 3rea encargada exclusivamente de la comercializaci3n de gas natural que producimos en el Departamento de la Guajira.(...)”*

La Direcci3n T3cnica de gesti3n de Gas Combustible, remito para consideraci3n de la Direcci3n de Investigaciones Informe T3cnico de gesti3n relacionado al concepto emitido por la oficina Jur3dica mediante radicado 20141300040453, en cuanto a la obligatoriedad de contratar AEGR para los prestadores de servicios complementarios, cuya actividad es la de Productores- Comercializadores de Gas Natural.

La SSPD realizar3 un requerimiento a la empresa solicitando ponerse al d3a con los formatos que se encuentran pendientes para el a3o 2013 y lo que lleva del 2014,

esperando que para el último periodo de este último ya se encuentre al día en lo que respecta al cargue de información.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas no realiza visitas de verificación de aspectos técnico-operativos y de seguridad a la empresa Chevron Petroleum Company, debido a las actividades de producción y comercialización de gas natural que realiza la empresa.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible realizó visita el día 17 de Septiembre para evaluar aspectos relevantes en la parte comercial.

Al revisar los requerimientos realizados a CHEVRON PETROLEUM COMPANY, no se encontraron por incumplimiento de cargue de información al SUI durante el 2014.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Antes de realizar la evaluación financiera resulta importante mencionar que para la realización del presente informe se tomó el plan contable del servicio público de Gas Natural con corte a 31 de diciembre del año 2014, certificado en SUI el 11 de marzo de 2015.

Es de resaltar que CHEVRON PETROLEUM COMPANY como sucursal de sociedad extranjera y no siendo Empresa de Servicios Públicos, solo están obligados a reportar las actividades asociadas al servicio de gas.

De acuerdo a lo establecido por la Resolución CREG 072 de 2002 no estableció referentes de gestión para las empresas prestadoras de actividades complementarias. Adicionalmente la empresa no cuenta con Auditor Externo de Gestión y resultados que evalúe su gestión.

Como se observa la empresa para el año 2013 se encuentra con 5 formatos pendientes para reportar al SUI, por lo tanto la SSPD deberá requerir a la empresa el cumplimiento inmediato de dicho cargue. Para el año corrido del año 2014 aún tiene pendiente 11 formatos y se espera que antes de terminar el año realice el respectivo cargue.

Por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos se pueden tener acciones tales como requerimientos y comunicaciones a la empresa recordando la fecha de cumplimiento para el cargue oportuno de la información al SUI.

Colombia - Chevron opera el campo de gas natural costa afuera Chuchupa, así como los campos terrestres de gas natural Ballena y Riohacha en la provincia de La Guajira. Chevron recibe el 43 por ciento de la producción de la vida útil restante de cada campo y un volumen de producción variable a partir de un acuerdo de tarifa fija sobre la base de los aportes de capital Chuchupa anteriores. En 2014, la producción neta diaria promedio fue de 186 millones de pies cúbicos (MPCD) de gas natural. Otras instalaciones de compresión de los campos existentes se instalaron en 2014.

El campo operado por Chevron y Ecopetrol terminó un proyecto que incluye la construcción de nuevas instalaciones. Para incrementar la producción petrolera la industria colombiana no solo le apuesta a nuevos descubrimientos, sino también a mejorar la productividad de los pozos. Y aumentar el factor de recobro, es decir, el porcentaje de crudo que se extrae con respecto a lo que hay en el yacimiento, es una de las claves para cumplir esta meta.

Se puede identificar una producción que muestra un comportamiento de disminución del 9% con un promedio de producción de 500 GBTUD en el 2014 al pasar a 455 GBTUD a junio de 2015.

En conclusión, en términos generales la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY da cumplimiento a la regulación en materia comercial como empresa industrial y comercial lo cual se pudo verificar con la información suministrada por parte de la empresa durante la visita.

Proyectó: Rocío del Pilar Hernández – Contratista Grupo Financiero; Rodrigo Esmeral – Contratista Grupo Tarifario; Pedro de la Rosa – Contratista Grupo Comercial; Fredy Celín Contratista Grupo Información; Luis Alberto Esguerra A.- Profesional Especializado Grupo Calidad;

Revisó y aprobó: Jorge Eliecer Ortiz Fernández – Director Técnico de Gas Combustible