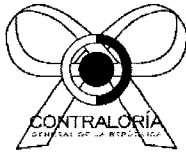


**INFORME DE LA ACTUACIÓN ESPECIAL AL
CONTRATO DE ASOCIACIÓN QUIFA**

**CGR – CDME N°
Julio de 2014**



INFORME DE LA ACTUACIÓN ESPECIAL AL CONTRATO DE ASOCIACION QUIFA

Contralor Delegado Minas y Energía (Ad Hoc):	Nelson Izaciga Leon
Contralor Delegado Medio Ambiente:	Jorge Enrique Cruz Feliciano
Director de Vigilancia Fiscal (e):	Juanita de la Hoz Guerra
Supervisor de la Actuación:	Gilberto De Jesús Barrada A.
Responsable de la Actuación	Carlos Arturo Forero Orozco
Equipo de Auditores:	Octavio Augusto Reyes Avila Carlos Eduardo Espinosa V. Javier Baquero Sánchez Andrés Eduardo Ruan Cajiao Dagoberto Godoy Mendez Elizabeth Avendaño A. Oscar David Rivero López Joaquín Hernando Oliveros Luis Alejandro Cuellar S. Paola Andrea Zaráte Q. Andrés Tangarife Escobar Giovana Saavedra Plazas Laura Santacoloma M. Vanessa Bohórquez M. Oscar López Espitia



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETO DE LA ACTUACIÓN ESPECIAL	4
2.	HECHOS RELEVANTES	4
2.1	De lo Contractual	4
2.2	De lo Ambiental	5
2.3	De lo Técnico	5
3.	CONCEPTO SOBRE EL ANÁLISIS EFECTUADO	6
3.1	Gestión Contractual	6
3.2	Gestión Ambiental	7
3.3	Gestion Tecnica	7
3.4	Seguimiento A La Función De Advertencia Por La Participación Adicional Por Precios Altos – Pap -:	8
3.5	Relación De Hallazgos	8
4.	CONCLUSIONES Y RESULTADOS	9
4.1	Gestión Contractual	9
a)	Proyecto Star	11
4.2	Gestión Ambiental	22
4.3	Gestion Tecnica	27
a)	Análisis a los procedimientos de fiscalización de crudo	27
b)	Yacimiento Quifa / Rubiales	28
c)	Sismicidad	28
d)	Sistemas de tratamiento de aguas	29
4.4	Seguimiento A La Función De Advertencia Por La Participación Adicional Por Precios Altos – Pap -	43



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

1. OBJETO DE LA ACTUACIÓN ESPECIAL

La Contraloría General de la República, en cumplimiento de las funciones constitucionales asignadas en los artículos 119 y 267, y en particular la Ley 42 de 1993 y la Resolución Orgánica No. 6680 de 2012 proferida por la Contraloría General de la República, en pro de la defensa de los intereses patrimoniales del Estado, ordena mediante Asignación de Trabajo No.127 del 20 de Agosto de 2013, realizar Actuación Especial fiscalización al contrato de asociación Quifa con el objeto de evaluar técnica, ambiental y jurídicamente la conveniencia y pertinencia de las inversiones del Estado en el campo Quifa, ubicado en el municipio de Puerto Gaitán, Departamento del Meta, tendiente a verificar si la gestión realizada se adelantó bajo los principios de economía, eficiencia y eficacia; verificar que la inversión pública se haya efectuado de conformidad con la ley, y que haya alcanzado los fines sociales y económicos previstos, determinando el grado de cumplimiento de los propósitos para los cuales fue concebido el proyecto.

2. HECHOS RELEVANTES

2.1 DE LO CONTRACTUAL

El Contrato de Asociación Quifa fue suscrito por las partes el 22 de diciembre de 2003 y su terminación está prevista hasta el 21 de diciembre del año 2031. La participación en gastos e inversiones pactada es de 30% para Ecopetrol y 70% para Metapetroleum Corp, quien a su vez es filial de Pacific Rubiales Energy. Por su parte, la participación inicial de la producción es de 40% para Ecopetrol y de 60% para Metapetroleum, sin embargo, con ocasión a la Cláusula de Precios Altos pactada, la participación real de Ecopetrol actualmente se encuentra entre el 54% y el 57%.

De otro lado, a partir del año 2009 Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy emprendieron a través de un Memorando de Entendimiento – MOU- una relación encaminada a probar la tecnología STAR (Synchronized Thermal Additional Recovery), entendida como una tecnología de recuperación mejorada basada en los conceptos de Combustión In Situ para incrementar el Factor de Recuperación y valor económico en yacimientos de crudos pesados. Casi dos (2) años después, las partes deciden dar por terminado el MOU e incluir los aspectos relacionados con STAR al Contrato de Asociación Quifa, lugar donde finalmente se llevaría a cabo la prueba piloto para probar dicha tecnología.



2.2 DE LO AMBIENTAL

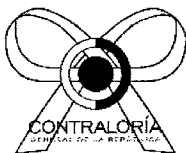
Revisada la Licencia ambiental otorgada para el proyecto “Área de explotación de hidrocarburos Quifa”, a la sociedad Meta Petroleum Corp., mediante la Resolución No. 2035 del 15 de octubre de 2010, del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, modificada por las Resoluciones No. 987 del 30 de mayo de 2011 del MAVDT y 261 del 19 de marzo de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA (Expediente LAM 4795), se han establecido por parte de la CGR una serie de incumplimientos de carácter ambiental (Licencia Ambiental y normas ambientales).

Específicamente este ente de control identificó incumplimiento del Decreto 2820 de 2010, debido a que en el campo de explotación Quifa se viene desarrollando la tecnología STAR (situación que fue corroborada por la CGR, a través de la visita de campo que se adelantó entre el 25 y 28 de febrero de 2014) sin que las actividades adelantadas para este método de recobro (combustión in situ) se encuentren autorizadas dentro del instrumento ambiental (Licencia ambiental).

La CGR identificó también que a pesar de que el operador se encontraba adelantando estas actividades no amparadas por la licencia ambiental desde el año 2012 (aplicación de la tecnología STAR), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA desconocía esta situación, lo cual evidencia la falta de ejecución de sus funciones de seguimiento, más aun considerando que desde el mes de febrero de 2013, le fue remitida una denuncia referente al tema, sin que adelantara las acciones necesarias para verificar los hechos (no realizó visita al proyecto), ni las medidas de carácter ambiental por las circunstancias descritas, incumpliendo también con sus obligaciones de control.

2.3 DE LO TÉCNICO

De conformidad con la revisión realizada a los Informes de Cumplimiento Ambiental, a los reportes de laboratorio, y los resultados de la visita técnica realizada del 25 al 28 de febrero del año 2014, debidamente consignados en acta y la información allegada por Ecopetrol, se evidenciaron problemas de operación de los sistemas de tratamiento para el cumplimiento de los criterios establecidos para la inyección de aguas asociadas a producción, por las Autoridades Minera y Ambiental; y problemas de operación de los sistemas de tratamiento para el cumplimiento de los criterios establecidos para la actividad de aspersion en vías, de aguas residuales domésticas establecidos por la Autoridad Ambiental.



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

3. CONCEPTO SOBRE EL ANÁLISIS EFECTUADO

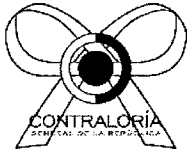
3.1 GESTIÓN CONTRACTUAL

Al analizar el comportamiento y desarrollo que ha tenido a relación que vincula a Ecopetrol S.A. y a Pacific Rubiales respecto de la tecnología Star, se evidencia debilidades en la planeación del proyecto, bien en cuanto al cambio de su concepción original y también respecto de su ejecución propiamente dicha.

En primer lugar, se encontró que después de casi dos (2) años de haber iniciado el MOU, solo se terminó la primera fase del mismo y apenas se avanzó en la segunda, contempladas inicialmente para ser realizadas en un periodo de 6 meses. Finalmente, y como consecuencia de situaciones que la CGR considera eran previsibles desde el momento de la suscripción del mismo (tales como la condición irrestricta de PRE de extender los Contratos Rubiales y Pirirí hasta el límite económico de sus yacimientos, y los inconvenientes asociados a la patente de la tecnología), se dio por terminado el MOU y se acordaron nuevas condiciones para llevar a cabo el piloto en el marco del Contrato de Asociación Quifa. Dicho cambio conllevó además del cambio del lugar de la prueba piloto, el que Ecopetrol asumiera responsabilidad y participación en las inversiones de la misma, responsabilidad que en el MOU no tenía, pues estas eran a cargo exclusivo de PRE.

Así mismo, se evidenció que Ecopetrol colaboró de manera activa con la configuración y conformación de la patente que finalmente fuera concedida a PRE. Llama la atención de este ente de control que Ecopetrol hubiera contratando consultorías, asesorías y/o estudios que más allá de apoyar su conocimiento técnico frente a la tecnología propuesta, terminara por modificar aspectos propios de la tecnología STAR y coadyuvar en el proceso de reconocimiento de la patente a quien le ofrecía dicha tecnología. Lo anterior, por demás, genera ciertas dudas sobre la efectividad de la tecnología que le ofreciera Pacific a Ecopetrol, pues éste último terminaría por “obligarla” a modificar aspectos vinculados con su patente.

De igual manera, se evidenciaron debilidades en la planeación y ejecución de la prueba piloto como tal, especialmente las relacionadas con la extensión de los plazos inicialmente presupuestados, pues pese a que la prueba debió concluir el 31 de octubre de 2013, a la fecha no existe una evaluación completa, suficiente y concluyente por parte de Ecopetrol sobre el éxito o fracaso de la tecnología Star aplicada en el Piloto, a pesar de haberse establecido de antemano y de manera clara los criterios a utilizar para ello.



A pesar del concluyente estado actual de la producción que define en parte el factor de éxito del piloto, aún se está a la espera de la evaluación de Ecopetrol del piloto, lo que conlleva que al extenderse dicha decisión, se siguen generando costos e inversiones que a diciembre de 2013 rodeaban los US \$72 millones. Genera inquietud en la CGR que a pesar de que los resultados que permiten medir el éxito de la prueba se encuentran claramente identificados, se siga postergando la toma de decisiones importantes que eventualmente, ahora de manera injustificada, puedan poner en riesgo recursos públicos.

3.2 GESTIÓN AMBIENTAL

Ecopetrol al hacer parte del contrato de Asociación Quifa, debe también verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Resolución 2035 de 2010, sus modificaciones, y demás disposiciones ambientales pertinentes, así como adelantar el control a las inversiones realizadas en el campo Quifa con recursos de carácter público. La CGR evidenció debilidades en el cumplimiento de las obligaciones de la licencia y de la normativa ambiental en el desarrollo del proyecto “Área de explotación de hidrocarburos Quifa”, lo que trae como consecuencia una presunta ejecución ineficiente de los contratos, (cuyo objeto específico es supervisar las actividades y verificar el cumplimiento de las disposiciones ambientales), la afectación de los recursos naturales y la generación de pasivos ambientales.

3.3 GESTION TECNICA

Conforme la información revisada en los Informes de Cumplimiento Ambiental, los reportes de laboratorio, los resultados de la visita del 25 al 28 de febrero de 2014 debidamente consignados en acta y la información allegada por Ecopetrol, se observa i) problemas de operación de los sistemas de tratamiento para el cumplimiento de los criterios establecidos para la inyección de aguas asociadas a producción, por las Autoridades Minera y Ambiental, y ii) problemas de operación de los sistemas de tratamiento para el cumplimiento de los criterios establecidos para la actividad de aspersión en vías, de aguas residuales domésticas establecidos por la Autoridad Ambiental.

Las condiciones de operación del paquete de tratamiento de agua (CPI, celdas de flotación, filtro tipo lecho vegetal, decantador) a través de la utilización de rompedor inverso (celda de flotación), coagulante y floculante en filtración, NO permite la entrega de agua apta para la inyección exigida a través de la Licencia Ambiental para la operación del campo Quifa y del concepto del Ministerio de Minas y Energía para la inyección de aguas asociadas a la producción de petróleo.

Las condiciones de operación de las plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas en el campo Quifa Suroeste, NO permite la entrega de agua residual en



Transparencia
y eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

cumplimiento de norma, apta para ser usadas para el riego de vías según lo exigido a través de la Licencia Ambiental para la operación del campo Quifa.

3.4 SEGUIMIENTO A LA FUNCIÓN DE ADVERTENCIA POR LA PARTICIPACIÓN ADICIONAL POR PRECIOS ALTOS – PAP -:

La CGR realizó seguimiento a la Función de Advertencia de fecha 29 de abril de 2013 relacionada con la controversia resuelta por el Tribunal de Arbitramento respecto de cláusula de Precios Altos PAP del Contrato de Asociación Quifa. Se pudo evidenciar que pese a reiteradas solicitudes realizadas por parte de Ecopetrol S.A. a Metapetroleum Corp., donde le requiere para que reconozca el pago de las diferencias del precio al que se vendía el crudo para la época que debió cumplirse cada una de las entregas y el precio actual, así como la indexación para actualizar dichos valores en el tiempo, éste último se rehúsa a reconocer el pago por tales conceptos. Consecuencia de lo anterior, las partes dieron inicio al procedimiento para definido en el Contrato de Asociación para dirimir controversias y se está a la espera de la posibilidad de arreglo directo o en su defecto del inicio de las acciones judiciales conforme Ecopetrol lo ha manifestado.

En éste orden de ideas la CGR reitera la advertencia realizada el 29 de abril de 2013 respecto del riesgo en que pueden verse inmersos recursos de naturaleza pública por el no pago de las diferencias generadas por la entrega retardada de los barriles adeudados, especialmente respecto de la diferencia del precio del crudo, de los marcadores internacionales del mismo y la corrección monetaria. Dicho monto, según cálculos aproximados, equivale a la suma de KUSD\$ 10.872¹.

3.5 RELACIÓN DE HALLAZGOS

En desarrollo de la presente actuación especial, se establecieron para **Ecopetrol** cinco (5) hallazgos administrativos, dos (2) con presunto alcance fiscal por un valor de \$147.565.367, dos (2) con presunto alcance disciplinario y una función de advertencia.

Para la **Autoridad Ambiental de Licencias Ambientales –ANLA** se establecieron nueve (9) hallazgos administrativos con presunto alcance disciplinario y una función de advertencia.

Para **Cormacarena** se establecieron dos (2) hallazgos administrativos de los cuales uno (1) tiene presunta incidencia disciplinaria.

¹ Oficio Ecopetrol de fecha 26 de mayo de 2014.



4. CONCLUSIONES Y RESULTADOS

4.1 GESTIÓN CONTRACTUAL

El contrato de asociación fue suscrito en la ciudad de Bogotá el día veintidós (22) de diciembre de dos mil tres (2003) por parte del Presidente de Ecopetrol S.A., y el representante legal de Metapetroleum Ltd., protocolizado mediante escritura pública número 0671, otorgada en la Notaria Once (11) de Bogotá con fecha de otorgamiento veinticinco (25) de marzo de dos mil cuatro (2004). Para dicho acto de protocolización se presentaron el cuerpo del contrato junto con sus anexos: Anexo A: Área Contratada, Anexo B: Acuerdo de Operación y Anexo C: Lineamientos Para la Preparación del Plan de Desarrollo.

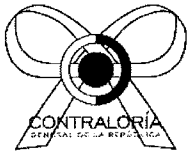
El objeto del contrato es la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos de propiedad del Estado que puedan encontrarse en dicha área descrita en el anexo A que forma parte del contrato.

Respecto de los registros de iniciación finalización de las tres fases de exploración se pudo establecer que dichas fases se dieron de la siguiente forma:

- Fase I. Se llevó a cabo durante el periodo comprendido entre el 22 de diciembre de 2003 y el 21 de mayo de 2005
- Fase II. Se llevó a cabo durante el periodo comprendido entre el 22 de mayo de 2005 y el 21 de mayo de 2006
- Fase III. Se llevó a cabo durante el periodo comprendido entre el 22 de mayo de 2006 y el 21 de agosto de 2007.

Por medio de Resolución No.138 de 18 de mayo de 2007, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, modifico el contrato de asociación Quifa y en su parte resolutive aprueba un plazo adicional de tres (3) meses a la tercera fase del periodo exploratorio es decir desde el 22 de mayo de 2007 hasta el 21 de agosto de la misma anualidad, sin que esto implique aplazamiento del inicio de la cuarta fase

Se autorizó según consta en Acta de Comité Ejecutivo No. 2 de 24 de agosto de 2007 de acuerdo a lo dispuesto en la cláusula 5.2 del otrosí No. 1 al Contrato de Asociación Quifa, la cual estableció la prórroga de dichas fases de exploración toda vez que se cumplió satisfactoriamente con las primeras y se desarrollaron de la siguiente forma:



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

- Fase IV. Se llevó a cabo durante el periodo comprendido entre el 22 de mayo de 2007 y el 21 de mayo de 2008.
- Fase V. Se llevó a cabo durante el periodo comprendido entre el 22 de mayo de 2008 y el 21 de mayo de 2009.
- Fase VI. Se llevó a cabo durante el periodo comprendido entre el 22 de mayo de 2009 y el 21 de mayo de 2010

Durante las fases II y III se perforaron los pozos Quifa I, II, III y IV, en la fase I no se reporta ninguna perforación, de acuerdo a lo establecido en el contrato, toda vez que esta corresponde a actividades de adquisición procesamiento y reprocesamiento de información sísmica.

Las siguientes son las declaratorias de comercialidad durante el desarrollo del Contrato de Asociación Quifa.

1. Campo Quifa Sur Oeste, efectuada en comité ejecutivo No. 11 de 27 de abril de 2010
2. Campo Cajúa, efectuada en comité ejecutivo No. 32 de fecha 15 de agosto de 2012

Durante la ejecución del contrato se presentaron diferencias respecto de la interpretación que tienen las partes en la Cláusula de Participación Adicional en producción para Ecopetrol por precios altos.

En el mes de abril de 2011 se cumplió con lo establecido en el numeral 14.9 de la cláusula 14 del contrato de Asociación Quifa, en virtud de la cual Ecopetrol aumentaría su participación Adicional en producción por Precios Altos, es decir, se aumenta su participación en volumen de producción. Ecopetrol informó al Operador del campo el nuevo volumen de hidrocarburos que debería ser entregado a las partes teniendo en cuenta lo establecido en dicha cláusula, momento en el cual Metapetroleum manifiesta su desacuerdo respecto de la forma como Ecopetrol estaba interpretando esta cláusula.



4.1.a PROYECTO STAR-GENERALIDADES

La compañía Pacific Rubiales ofreció a Ecopetrol S.A, la posibilidad de implementar la tecnología STAR (Synchronized Thermal Additional Recovery) y para tal fin en marzo de 2011, Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy decidieron realizar una prueba piloto en el campo Quifa ubicado en el municipio de Puerto Gaitán, Departamento del Meta, bajo las facultades dadas en el Contrato de Asociación Quifa suscrito entre Ecopetrol S.A y Meta Petroleum Corp., filial de Pacific Rubiales.

Con la implementación del proyecto piloto se busca evaluar la aplicación de la tecnología STAR en Campo Quifa y con base a los resultados determinar si es viable su aplicación a escala comercial.

El desarrollo de la prueba piloto se basa en la perforación de nueve (9) pozos, 1 inyector y 8 productores.

El 6 de octubre de 2011, se realiza el Comité Técnico Extraordinario que daría la fundamentación técnica y operativa para la realización de la prueba. En dicho comité se desarrollaron cinco puntos: 1. Premisas Piloto STAR, 2. Definición Curva Base, 3. Factores críticos de éxito, 4. Variables de Control Operacional y 5. Conclusiones y Recomendaciones.

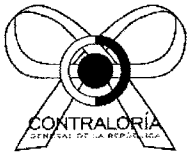
Del referido comité se levantó un acta, documento base que formaliza el inicio de la Prueba Piloto STAR en Campo Quifa y de la cual se debe resaltar el numeral tres (3) que se refiere a un único factor crítico de éxito, definido como:

Producción incremental a la básica > 125% adicional a la producción básica.

Así las cosas, se pactó un tiempo de 24 meses de duración de la prueba piloto contados a partir del inicio de la producción del primer pozo (ver premisas Piloto STAR). Bajo este argumento, la prueba inicia en noviembre 1° de 2011 y por lo tanto su finalización quedaría definida para el 31 octubre de 2013.

Hallazgo Número 1 - Cumplimiento de los criterios pactados para valorar el éxito de la prueba piloto STAR.

Al hacer una evaluación del Contrato de Asociación Quifa suscrito entre Meta Petroleum Corp. y Ecopetrol S.A, se observa que dentro de las facultades que contempla su objeto, se encuentra en primer lugar la explotación de los hidrocarburos propiedad del Estado en las áreas descritas en el contrato y, seguidamente establece la facultad de celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos en conexión con cualquier actividad comercial o industrial relacionada con la exploración y explotación de hidrocarburos; teniendo en cuenta que por vía contractual se hace posible realizar todas estas actividades, se justificó la celebración e implementación del Proyecto Piloto STAR.



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

Por medio de Acta de Comité Técnico Extraordinario de fecha 6 de octubre de 2011, las partes establecieron varios criterios para valorar el éxito de la prueba piloto STAR, de los cuales la Contraloría General de la República (CGR) ha tomado para su análisis dos de ellos:

1. El factor crítico de éxito definido como: **“Producción incremental a la básica > 125% adicional a la producción básica.”**

De acuerdo al acta en comento las partes han establecido la cuantificación del factor crítico de éxito mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor Crítico de Éxito} = \frac{\text{Producción Total} - \text{Producción Básica}}{\text{Producción Básica}} * 100 > 125\%$$

La comunicación con radicado de Ecopetrol S.A No. 2-2014-063-5270 dirigida a la Contraloría General de la República (CGR), contiene información pública reportada por el operador Meta Petroleum Corp. referente a los valores que se reportan a 31 de enero de 2014, para la evaluación preliminar del proyecto STAR; así:

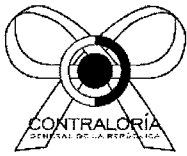
Tabla Nro. 1

PARAMETROS	PRODUCCION EN BBLs
Producción básica desde el 1 de noviembre de 2011 hasta el 31 de enero 2014	676.412
Producción real desde el 1 de noviembre de 2011 hasta 31 de enero de 2014. (Contempla la producción antes y después del inicio de la inyección de aire)	513.342
Producción desde el 1 de noviembre de 2011 hasta el 17 de febrero de 2013. (Contempla la producción antes del inicio de la inyección de aire)	407.983
Producción real desde la inyección de aire desde el 18 de febrero de 2013 hasta el 31 de enero de 2014	105.359
Producción básica desde la inyección de aire, del 18 de febrero de 2013 hasta el 31 de enero de 2014	213.885

Del cuadro se obtiene:

Producción real desde la inyección de aire, del 18/02/2013 hasta el 31/01/2014 = 513.342 Bbls-407.983 Bbls = 105.359 Bbls. = Producción Total con inyección de aire para el periodo de análisis.

Producción básica desde la inyección de aire, del 18/02/2013 hasta el 31/01/2014 = 213.885 Bbls.



Reemplazando en la expresión ya expuesta, se tiene:

$$\text{Factor Crítico de Éxito} = \frac{105.359 \text{ Bbls} - 213.885 \text{ Bbls}}{213.885 \text{ Bbls}} * 100 = - 50.7\% < 125\%$$

El valor - 50.7% no solo está por debajo del 125% acordado como éxito, sino que además está muy por debajo de la curva básica pactada. **Es decir, se ha incumplido para el periodo de análisis, el que es quizá el principal parámetro que definiría o no el éxito del proyecto STAR.**

2. El factor crítico de éxito del punto 1 para su valoración estaría sometido a diferentes premisas, entre las que se resalta la siguiente: ***“Se deben mantener estables las condiciones actuales de producción de los pozos cercanos al proyecto piloto (QF-89H, QF-72H, QF-93H) durante la ejecución del proyecto.”***

En visita técnica a Campo Quifa, llevada a cabo por la CGR el 25 de febrero de 2014, se estableció que se encontraban en producción dos (2) de los pozos de la prueba piloto, el Q-140 y el Q-163. Durante la visita de campo se corrió una cromatografía de gases al pozo Q-140, evidenciándose presencia de gases como CO₂ (dióxido de carbono), CO (monóxido de carbono) y CH₄ (metano) lo cual permitió concluir que existen tanto gases de combustión como de reducción por oxidación química o craqueo, *“eventos que solo son posibles mediante una combustion in situ”* según acta de la visita en mención suscrita por los funcionarios responsables de la misma, tanto de Ecopetrol y Meta Petroleum como de la CGR. Así mismo se solicitó la impresión de los registros de las últimas cromatografías a los pozos QF-089H y QF-0072H.

De la cromatografía tomada como de los registros solicitados, se obtuvo la siguiente información:

Tabla Nro. 2 Análisis de Cromatografía

PUNTO DE MUESTREO	SEPARADOR V-90	SEPARADOR V-96
EMPRESA	INTERTEK	INTERTEK
FECHA	26 DE FEBRERO	26 DE FEBRERO
POZO	QF-089H/QF-072H	QF-140-D
OXIGENO / ARGON	1,14	0,61
NITROGENO	81,75	47,47
METANO	0,73	48,4
MONOXIDO DE CARBONO	1,24	0,30
DIOXIDO DE CARBONO	15,14	3,58
SULFURO DE HIDROGENO	30 PPM	10 PPM

De la tabla se concluye que se ha presentado producción de gases de combustión en los pozos QF-089H y QF-072H cercanos al proyecto piloto y en consecuencia se



incumple la premisa ya trascrita: **“Se deben mantener estables las condiciones actuales de producción de los pozos cercanos al proyecto piloto (QF-89H, QF-72H, QF-93H) durante la ejecución del proyecto.”** Tomando en cuenta que no se evaluó la producción de estos pozos en términos fiscales, la CGR se reserva el derecho de evaluar posteriormente tales implicaciones en caso de que en posteriores investigaciones se establezcan relaciones causales frente a una posible reducción de la producción de los “pozos vecinos” que fueron afectados con gases de combustión de la prueba piloto.

De conformidad con los puntos previamente desarrollados, se incumplieron términos pactados en el acta del Comité Técnico Extraordinario de 6 de octubre de 2011, necesarios para la valoración exitosa del proyecto piloto STAR; tal incumplimiento impactó negativamente la viabilidad del proyecto.

Alcance: Administrativo y disciplinario.

Hallazgo Número 2 - Planeación del Proyecto Star.

El artículo 8° de la Ley 42 de 1993, define con precisión los conceptos de eficiencia y economía en el manejo de recursos del Estado, así:

“Artículo 8°.- La vigilancia de la gestión fiscal del Estado se fundamenta en la eficiencia, la economía, la eficacia, la equidad y la valoración de los costos ambientales, de tal manera que permita determinar en la administración, en un período determinado, que la asignación de recursos sea la más conveniente para maximizar sus resultados; que en igualdad de condiciones de calidad los bienes y servicios se obtengan al menor costo; que sus resultados se logren de manera oportuna y guarden relación con sus objetivos y metas. Así mismo, que permita identificar los receptores de la acción económica y analizar la distribución de costos y beneficios entre sectores económicos y sociales y entre entidades territoriales y cuantificar el impacto por el uso o deterioro de los recursos naturales y el medio ambiente y evaluar la gestión de protección, conservación, uso y explotación de los mismos.”

La vigilancia de la gestión fiscal de los particulares se adelanta sobre el manejo de los recursos del Estado para verificar que éstos cumplan con los objetivos previstos por la administración.”

Así mismo la Sentencia del Consejo de Estado Radicado No. 68001-23-15-000-1998-01743-01(27315) del 24 de abril de 2013 (Consejero ponente: Jaime Orlando Santofimio Gamboa), indica:

*“Si bien es cierto que el legislador no tipifica **la planeación** de manera directa en el texto de la Ley 80 de 1993, su presencia como uno de los principios rectores del contrato estatal es inevitable y se infiere: de los artículos 209, 339 y 341 constitucionales; de los numerales*



6, 7 y 11 a 14 del artículo 25, del numeral 3 del artículo 26, de los numerales 1 y 2 del artículo 30, todos de la Ley 80 de 1993; y del artículo 2º del Decreto 01 de 1984; según los cuales para el manejo de los asuntos públicos y el cumplimiento de los fines estatales, con el fin de hacer **uso eficiente de los recursos** y obtener un desempeño adecuado de las funciones, debe existir un estricto orden para la adopción de las decisiones que efectivamente deban materializarse a favor de los intereses comunales.” (Negrilla fuera de texto).

Se refiere el Consejo de Estado en su sentencia al “contrato estatal” manteniendo así el espíritu primario del legislador plasmado en el Estatuto de Contratación Pública, sin embargo es necesario señalar que la Prueba Piloto STAR al estar sometida al clausulado del Contrato de Asociación Quifa y siendo el piloto una actividad accesoria a éste se entenderá que su suerte está regulada por el mismo y a pesar de ser un contrato que se rige bajo las normas del derecho privado en cuanto a su ejecución, es necesario decir que en cuanto a la gestión administrativa de la Empresa y los demás aspectos que atañen al desarrollo de su objeto, debe ésta ser un garante férreo y un protector asiduo del recurso público que maneja, siempre con un estrecho miramiento de los principios de la función administrativa en los que se destaca **el principio de planeación**, encaminados única y exclusivamente al cumplimiento de los fines estatales.

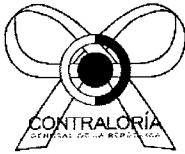
De otro lado, al margen de la exclusión contemplada en el artículo 76 de la Ley 80, respecto del régimen contractual para Ecopetrol, le son aplicables en todo caso las normas relacionadas con inhabilidades e incompatibilidades y principios tales como el de **planeación**, igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad. La empresa deja, entonces, de aplicar un régimen dual, para tener un único régimen de contratación.

En éste sentido, al evaluar el alcance del régimen contractual de Ecopetrol la Corte Constitucional dispuso:

“No resulta contrario a la Constitución que el legislador establezca que los procesos de contratación que se dan en determinadas áreas específicas, tales como las de exploración y explotación de los recursos naturales renovables y no renovables, se adelanten por las reglas del derecho privado, sin que, de otra parte, ello signifique que no hayan de tenerse en cuenta en dichos procesos tanto el deber de selección objetiva como los principios de transparencia, economía y responsabilidad establecidos en la Ley 80 de 1993”².

Es de entenderse que en aquellos casos en donde se vean comprometidos la inversión de recursos de naturaleza pública, en este caso a través de la participación estatal en Ecopetrol, debe darse cumplimiento **al principio de planeación**, entendido como un proceso juicioso, diligente y estructurado de los negocios,

² Sentencia C-722/07, Corte Constitucional, M.P: Clara Inés Vargas, 12 de septiembre de 2007.



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

debidamente diseñado, pensado conforme las necesidades y prioridades que demanda el interés público, es decir, desprovisto de improvisación.

En este orden de ideas, previo al emprendimiento de cualquier proyecto se debe realizar un estudio y acercamiento juicioso que le permita **al gestor fiscal** tener un panorama real, en este caso, frente a la titularidad y contenido de la propuesta que le fuera presentada y con fundamento en ello tomar decisiones concretas y definitivas, evitando cambiar en el andar condiciones, alcances, plazo y obligaciones como finalmente sucediera.

Es de esperarse entonces, que cuando se emprende un proyecto se dé cumplimiento a las condiciones inicialmente previstas, en especial frente a los compromisos económicos y los plazos acordados, pues el acatamiento o no de ello permite evaluar la afortunada o desafortunada planeación del que ha sido objeto el proyecto.

Para analizar el comportamiento y desarrollo que ha tenido la relación que vincula a Ecopetrol S.A. y a Pacific Rubiales (en adelante PRE) respecto de la tecnología STAR, se han tomado dos momentos: Momento I, desde la firma del Memorando de Entendimiento (Memorandum of Understanding-MoU) hasta el 30 de marzo de 2011 y Momento II, desde el 06 de octubre de 2011 al 31 de mayo de 2014.

Momento I. En la respuesta de Ecopetrol, por lo menos de la documentación anexa, se puede deducir que primero se firmó el MoU y luego se profundizó aunque con especial lentitud en el análisis económico. Prueba de esta afirmación se obtiene al analizar las siguientes fechas: El 1° de abril de 2009 se firma el MoU y solo hasta noviembre de 2010, (según Acta 48 del Comité de Negocios de la Junta Directiva de la petrolera estatal) se plantea tangencialmente la desproporción de la propuesta de PRE, cuando el Líder de Desarrollo de Negocios de Ecopetrol afirma: *“Aparentemente no hay proporcionalidad entre la inversión de MUS\$60 de Pacific Rubiales en el piloto de Combustión In-Situ frente a ceder del orden de 700 Mbls.”*

En la misma Acta 048 se hacen las siguientes recomendaciones:

- *“Traer un caso de negocio contemplando, además de la cesión de los 700 Mbls., otras variables en términos de VPN y rentabilidad para Ecopetrol, aplicando la combustión In-Situ dese 2013 (dentro del contrato de Asociación), ó su aplicación desde el 2016, a la finalización del contrato.”*
- *“Aclarar los riesgos legales con el fin de tomar una decisión y comunicarla sin ambigüedades al Socio.”*

Lo expuesto llama la atención de la CGR dado que:



1. En el MoU está explícita la intención de PRE de la explotación de Campo Rubiales hasta el límite económico, así se lee en diferentes numerales del acuerdo contenido en el MoU:

1. "... los términos definitivos de un eventual nuevo contrato para distribuir entre ellas la producción incremental resultante de la implementación de la tecnología STAR hasta el límite económico del contrato."

2.1.2: "... para implementar la tecnología STAR en el campo Rubiales hasta el límite económico de los yacimientos en el caso en que la prueba piloto resulte exitosa".

2.3. "... implementación de la tecnología STAR en el campo Rubiales hasta el límite económico del yacimiento"

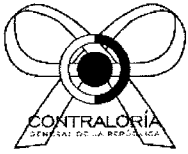
4. "...En caso que la prueba piloto haya resultado exitosa y las partes llegaren a un acuerdo definitivo respecto del eventual contrato la producción incremental que surja de la ejecución del mismo y hasta el límite económico del yacimiento, pertenecerá a las partes en los porcentajes que se establezcan en dicho acuerdo definitivo."

Es de aclarar, según respuesta de la Entidad, que la extensión de los contratos (Rubiales y Pirirí) hasta el límite económico es lo que explica ceder reservas de hidrocarburos del orden de los 700Mbbls mencionados y por lo tanto, a criterio de la CGR, una alternativa descartable, en tanto que cualquier otra propuesta sería mejor; es decir, no vale la pena desarrollar un ejercicio financiero ante la desmedida propuesta de PRE, y la tan repetida frase "la industria petrolera es de riesgos", parece no estar dispuesta a ser aceptada por la asociada, por lo menos en este caso.

2. Igualmente es llamativa la inversión para desarrollar la prueba, ya que de la afirmación hecha por la persona autorizada para el caso que compete, se deduce que para noviembre de 2010, el piloto solo proyectaba alcanzar costos de MUS\$60 y luego en el año 2011, llega a los MUS\$240 de los cuales finalmente Ecopetrol aportaría a diciembre de 2013, MUS\$72. Es de señalar que el Acta 048 de noviembre de 2010, que anexa la Entidad en su respuesta, es considerada por la CGR un documento oficial.

3. De otro lado el Acta en comento recomienda "Aclarar los riesgos legales con el fin de tomar una decisión y comunicarla sin ambigüedades al Socio."

El literal i de las consideraciones del MoU, establece: "Que Pacific Rubiales ha desarrollado directamente o a través de sus consultores mejoras a la tecnología de recuperación mejorada llamada Synchronized Thermal Additional Recovery STAR y tiene todos sus derechos sobre su forma de aplicación, patrón de inyección y patrón de recuperación y manifiesta en consecuencia que tiene la capacidad legal de utilizar la tecnología." Sin embargo, el MoU incluye en el numeral 7.6 una indemnidad, por lo que la Entidad en su respuesta señala "No obstante lo mencionado en el literal anterior, Ecopetrol, en estricto apego al Principio de Responsabilidad, requirió de Pacific Rubiales el otorgamiento de una indemnidad a favor de Ecopetrol la cual quedó debidamente consignada en el MoU, en los



siguientes términos: “7.6. Pacific Rubiales mantendrá indemne a Ecopetrol y a sus asociadas por cualquier reclamación de un tercero en relación con la propiedad intelectual de la tecnología STAR.....”

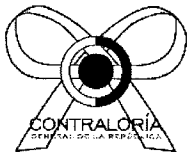
A pesar de lo anterior y del inmenso apego de Ecopetrol al “Principio de Responsabilidad”, ante la reclamación hecha por Archon Technologies Ltd., Ecopetrol acude a costear la asesoría legal de expertos en derecho penal y en patentes, mostrando así una clara inseguridad frente a la efectos del numeral 7.6 del MoU, pues se asumieron responsabilidades económicas y administrativas que pudieron ser previstas antes de la suscripción de dicho documento.

Sea el momento para referirse a la afirmación hecha por el sujeto de control en el literal m) de su respuesta en el siguiente sentido: *“Como resultado de los análisis adelantados por Ecopetrol, Pacific Rubiales se vio obligada a modificar el diseño de la geometría del patrón y presentó una nueva solicitud de patente ante la Superintendencia de Industria y Comercio”.*

Al respecto es necesario indicar que no se entiende las razones por las cuales Ecopetrol tuvo la necesidad de sugerir cambios y modificaciones en la patente de Pacific Rubiales sobre la tecnología STAR, cuando era supuestamente ésta última quien contaba con todo el desarrollo tecnológico que le permitía ofrecer como propia dicha tecnología. Así mismo, no se entiende por qué a partir de recursos públicos (invertidos a través de las consultorías y asesorías con firmas y expertos de talla internacional), se colabora activamente en la conformación y estructuración de la patente de un tercero, cuyos beneficios y derechos solo favorecerían a Pacific Rubiales y no a Ecopetrol.

De esta manera, llama la atención de este ente de control que Ecopetrol hubiera contratado consultorías, asesorías y/o estudios, así como aportes hechos por los grupos de ingeniería tanto de Producción como del ICP que más allá de apoyar su conocimiento técnico frente a la tecnología propuesta, terminara por modificar aspectos propios de la tecnología STAR como se demostró anteriormente y coadyuvar en el proceso de reconocimiento de la patente a quien le ofrecía dicha tecnología, sin obtener beneficios legales de reconocimiento en la propiedad intelectual del desarrollo tecnológico. Lo anterior, por demás, genera ciertas dudas sobre la efectividad de la tecnología que le ofreciera Pacific a Ecopetrol, pues éste último terminaría por “obligarla” a modificar aspectos sustanciales de su patente. Bajo este panorama, cómo se explica entonces el literal i) de las consideraciones del MoU?

Momento II. Después de casi dos (2) años de haberse suscrito el MoU, y habiéndose dado cumplimiento solamente a la fase 1 allí pactada, las partes deciden el 30 de marzo de 2011 darlo por terminado y en su lugar emprender las labores para la realización de la prueba piloto ya no en campo Rubiales sino ahora



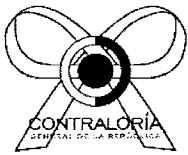
en campo Quifa. De ésta manera meses después, en Octubre de 2011, se establecen los nuevos parámetros de medición del piloto, su duración y factor de éxito, vinculando ésta vez todas las actividades de la prueba a las condiciones del contrato de Asociación Quifa, es decir, Ecopetrol pasa a tener una participación del 30% CAPEX y OPEX del piloto y las demás obligaciones y cargas se ajustan a lo dispuesto en el mencionado contrato.

De acuerdo con la respuesta dada por la Entidad mediante oficio de fecha 29 de mayo de 2014, la terminación del MoU y el acuerdo de las nuevas condiciones en Quifa se justifica principalmente en: La insistencia por parte de Pacific Rubiales de la extensión de los Contratos Rubiales y Pirirí hasta el límite económico de los yacimientos como condición para realizar la prueba piloto y en consecuencia la inconveniencia de ceder reservas del Campo Rubiales del orden de 700 Mlbs por efecto de la extensión de los contratos, y la problemática legal en relación con el proceso de la patente.

La prueba piloto que prosiguió al Memorando de Entendimiento inicialmente suscrito y terminado de mutuo acuerdo por las partes, también presentó inconvenientes que llevaron a sucesivas prórrogas del piloto y a la incertidumbre sobre la evaluación real del mismo, permitiendo que continuara aun con unos resultados que a la fecha de la Actuación Especial (31 de mayo de 2014) de la CGR, no cumplían con los criterios de evaluación pactados en el Acta de Octubre de 2011 por las partes. Asunto que se evidencia por los siguientes aspectos:

1. Se deduce debilidad en la estructuración de la Prueba Piloto en lo referente al tiempo de la misma. Conforme lo acordado en el Comité Técnico Extraordinario del 6 de Octubre de 2011, el tiempo de duración de la Prueba Piloto sería de 24 meses a partir de la producción del primer pozo. Según se evidencia de la información entregada, el primer pozo que produjo fue el QF-162 el 31 de Octubre de 2011, por lo que el 1 de Noviembre de 2013 debió haber concluido la Prueba. Sin embargo, pese a los resultados que existen a la fecha respecto del incumplimiento de los factores de éxito del piloto (ver hallazgo 1), la duración del mismo se prorrogó sucesivamente por más del 25% del plazo inicialmente pactado, sin que existiera certeza de la fecha de terminación y con evidentes resultados desde el punto de vista técnico frente a los criterios de evaluación que fueron pactados bilateralmente, entre Ecopetrol y PRE, determinados en Acta de Octubre de 2011 y que ya han sido ilustrados en el presente informe.

2. Por otro lado, la deficiencia en la configuración de los criterios pactados para evaluar el éxito del piloto, tomando en cuenta que PRE y Ecopetrol han dado una interpretación diferente a los mismos. Al respecto, la Junta Directiva 187 del 11 de Octubre de 2013 señaló lo siguiente:



Transparencia
con eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

“Los directores manifestaron su inquietud frente a las diferencias entre los resultados presentados por el grupo técnico de Ecopetrol y las declaraciones de Pacific Rubiales Energy en las cuales se refieren al Proyecto como exitoso, por lo cual algunos participantes realizaron las siguientes aclaraciones:

- *Para sustentar la visión positiva de los resultados, Pacific Rubiales ha hecho referencia al factor de recobro (FR) en el área del piloto y lo compara con el global del campo Quifa. Para el grupo técnico de Ecopetrol es claro que el único criterio de factor de éxito es la producción incremental acumulada, tal y como fue acordado por las partes según consta en acta del Comité Técnico Extraordinario del 6 de octubre de 2011.*
- *Según los datos reales de producción obtenidos hasta la fecha y utilizando los criterios de evaluación inicialmente acordados, los resultados hasta el momento no han sido satisfactorios, en gran medida debido a que durante el tiempo evaluado los problemas presentados han ocasionado el cierre reiterado de pozos. Actualmente seis de los ocho pozos productores que conforman el piloto se encuentran cerrados y con esto no es posible aplicar el concepto de sincronización.”*

De ésta manera, al existir diferencias en la concepción clara y concreta de los mecanismos para definir el éxito o no del piloto, las partes complicaron la evaluación real del mismo. Similar situación se presentó frente al tiempo a partir del cual se debe contar la producción incremental a evaluar, pues Ecopetrol y Pacific Rubiales discreparon de tal momento.

Ahora bien, encuentra la CGR que Ecopetrol considera que con la información del piloto STAR obtenida hasta la fecha, los resultados no son concluyentes y en consecuencia no es posible afirmar que el piloto es o no exitoso debido inicialmente a las siguientes razones³:

- No se ha obtenido continuidad operacional en el piloto. (69% - 37%)
- Se han presentado problemas operacionales aun no resueltos.
- El tiempo de evaluación ha sido muy corto comparado con proyectos similares a nivel mundial.
- No existe una clara evidencia del funcionamiento del proceso de sincronización

Por último la CGR señala que si bien la industria petrolera está basada en la toma de altísimos riesgos de capital con muy elevadas posibilidades de fracaso, es también claro que el riesgo es susceptible de algún grado de mitigación o prevención cuando se asume **una planeación y una evaluación del mismo**, antes

³ Reunión Ecopetrol – CGR 24 de febrero de 2014.



de comprometer recursos, aspectos que deben guardar especial rigurosidad cuando se usan dineros públicos. Más aun cuando Ecopetrol ha tenido a la mano tanta información respecto de la Combustion In-Situ, fundamento de la tecnología STAR, pues es una técnica con aproximadamente 100 años de existencia y por tanto extensamente probada, lo cual ha permitido identificar las causas de los fracasos en su aplicación.

Así las cosas, las irregularidades descritas para cada uno de los momentos (Momentos I y II) del proyecto se deben fundamentalmente a **debilidades en la planeación**, en tanto que las causas de los inconvenientes aquí analizados eran completamente previsibles y no fue lo que ocurrió, pues no se observan eventos fortuitos o de fuerza mayor diferentes a la trillada frase “la industria petrolera es de riesgos”. Veamos porque:

1. Ecopetrol no verificó, previa suscripción del MoU, la titularidad, alcance y verdadera aplicación de la tecnología STAR propuesta por PRE. Esta omisión colaboró con el evidente retardo en la evolución del proyecto inicialmente prevista entre las partes, pues se presentaron reclamaciones respecto de presuntos derechos de terceros sobre la tecnología que Pacific Rubiales identificaba como propia, lo cual obligó a PRE y a Ecopetrol a evaluar y replantear la tecnología a aplicar y a buscar mecanismos de indemnidad inicialmente no contemplados. La no existencia de patente alguna a favor de PRE sobre la tecnología STAR es una situación fácilmente previsible, convirtiéndose en la causa fundamental del retardo del proyecto en por lo menos dos años a partir de la firma del MoU, además de un especial desgaste administrativo, técnico y económico de la estatal petrolera.

2. La demora en el análisis económico de lo que significaba la expresión “explotación hasta el límite económico”, es igualmente responsabilidad de Ecopetrol, en tanto que previo al acuerdo contemplado en el MoU se debió desarrollar los diferentes escenarios financieros que si se pudieron realizar 30 meses después de la firma del tan mencionado documento.

3. Pasando al Momento II, es necesario indicar que la CGR respeta la evaluación técnica que Ecopetrol ha hecho del Piloto y no es su intención valorar la misma, sin embargo, de lo afirmado por Ecopetrol sí se evidencia debilidad desde la planeación del proyecto pues los criterios de éxito, y los plazos para dicha evaluación fueron voluntariamente pactados entre las partes, de manera que no resulta comprensible el que a 29 de mayo de 2014 (fecha de la respuesta de Ecopetrol) se hable de un tiempo muy corto para determinar resultados concluyentes.

4. Los aspectos puramente operacionales y técnicos sufridos durante el piloto también eran previsibles al momento de la conformación del proyecto, pues los mismos son los que comúnmente abarcan proyectos de combustión in situ de



conformidad con la doctrina y los resultados entregados por los expertos contratados por Ecopetrol.

Como consecuencia de lo aquí expuesto, a la fecha de la ACES (mayo 31 de 2014) y después de cinco (5) años de firmado el MoU, no existía una evaluación completa, suficiente y concluyente por parte de Ecopetrol sobre el éxito o fracaso de la tecnología STAR, a pesar de haberse cumplido los plazos y de haberse establecido de antemano los criterios a utilizar para ello, llegando a la **incertidumbre** en un proyecto cuya inversión ha superado los MUS\$72 por parte de Ecopetrol.

Alcance: Administrativo.

4.2 GESTIÓN AMBIENTAL

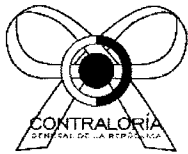
Hallazgo Número 3 - Cumplimiento ambiental e interventoría ambiental

Ecopetrol como sujeto de control fiscal que ejerce un rol especializado en el sector hidrocarburífero, es de esperarse que ejerza un control y seguimiento eficiente a las actividades ejercidas por su Operador dentro del Contrato de Asociación Quifa, así como al destino y uso eficiente de los recursos entregados a éste para las actividades asociadas a la exploración y explotación, en especial y para el caso, respecto de las inversiones realizadas para adelantar el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones ambientales derivadas de la Licencia Ambiental y demás disposiciones pertinentes.

Así las cosas, Ecopetrol debe realizar un seguimiento con el fin de supervisar las actividades y verificar el cumplimiento de las obligaciones y compromisos señalados en los estudios ambientales presentados en los Planes de Manejo Ambiental, en la Resolución 2035 de 2010 y demás disposiciones ambientales pertinentes, así como realizar control a las inversiones realizadas por el Operador con sus recursos (que necesariamente son de origen público), cuando su destinación denote ineficiencia o una gestión antieconómica.

El Contrato de Asociación Quifa en su cláusula 30.2 establece la carga en cabeza del Operador de dar cumplimiento a las disposiciones de orden ambiental, así:

“30.2 Gestión Ambiental. LA ASOCIADA o el operador, en desarrollo de todas las actividades del contrato, deberá cumplir oportunamente con lo dispuesto por el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección del Medio Ambiente y demás disposiciones legales sobre la materia. Igualmente fomentaran entre sus contratistas, proveedores, intermediarios y/o trabajadores que estén



laborando en beneficio de este Contrato, la conservación de un ambiente y propiedad de otros y prevenir la contaminación del Área Contratada.”...

A Ecopetrol como gestor fiscal, le corresponde la carga de velar por que los recursos por él invertidos sean ejecutados con estricto apego a los principios de legalidad, eficiencia, economía, eficacia, equidad, imparcialidad, moralidad, transparencia, publicidad y valoración de costos ambientales. Por lo tanto, al evidenciarse debilidades en el cumplimiento de control y seguimiento en cuanto a la normatividad ambiental, se denota un uso de recursos públicos que no cumple con las finalidades para las cuales fueron entregados.

De conformidad con la evaluación técnica y jurídica realizada por la CGR frente a las obligaciones ambientales derivadas al Contrato de Asociación Quifa, se evidenciaron reiterados incumplimientos y trasgresiones a las disposiciones ambientales pertinentes, relacionadas tanto con la ejecución del Contrato de Asociación como con la Prueba Piloto del Proyecto STAR.

De los incumplimientos evidenciados, los cuales se describen de forma concreta en la Tabla No. 5, se destaca el ejecutar las actividades de la Prueba Piloto del Proyecto STAR sin haber tramitado y obtenido de antemano la modificación de la Licencia Ambiental Global vigente para el Contrato de Asociación Quifa, cuando los impactos que se causarían con las actividades vinculadas a tal proyecto así lo demandaban. Al respecto, sea el momento para advertir que a la misma conclusión ha llegado la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA -, según información allegada por dicha autoridad a éste órgano de control⁴.

No menos gravosos resultan los demás incumplimientos y trasgresiones legales evidenciadas en el curso de la presente Actuación Especial, pues con ello se ejecutan conductas que desconocen los principios de prevención, conservación, compensación, corrección y mitigación del medio ambiente, actuando además, por fuera de los lineamientos establecidos en la Licencia Ambiental otorgada mediante Resolución No. 2035 del 15 de octubre de 2010, modificada por las Resoluciones No. 987 del 30 de mayo de 2011 del MAVDT y 261 del 19 de marzo de 2013 de la ANLA. Tales trasgresiones a la Licencia Ambiental y a las demás disposiciones de nuestro ordenamiento ambiental se resumen a continuación:

⁴ “No obstante, y de acuerdo con los resultados del análisis de la información allegada por la Empresa y de la visita de seguimiento realizada del 25 al 28 de febrero de 2014, esta Autoridad identificó impactos ambientales adicionales a los identificados en el Estudio de Impacto Ambiental presentado para la obtención de la licencia ambiental. En detalle, respecto a lo mencionado sobre la tecnología STAR, y en especial los impactos identificados, se puede indicar que éstos están relacionados con la emisión de gases (H₂S y CO₂), posible generación de olores ofensivos (por la emisión de H₂S) y generación de aguas ácidas (...).”

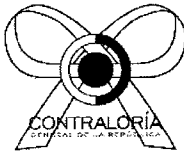


Tabla No. 3. Incumplimientos Ambientales del Operador

SITUACIÓN DETECTADA	RÉGIMEN LEGAL
Implementación de tecnología STAR sin autorización específica en la Licencia Ambiental y considerando que con esta tecnología se identifican impactos adicionales a los identificados en el EIA presentado para la obtención de la licencia ambiental.	Decreto 2820 de 2010, por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993, sobre Licencias Ambientales.
Zonas para disposición y tratamiento final de cortes de perforación sin manejo adecuado, específicamente ZODME 10. Mezcla de cortes de perforación con material de excavación (para reducir su humedad) cuyos resultados de análisis de laboratorio se conocen posterior a su disposición final faltando al principio de prevención en caso de encontrarse trazas o agentes contaminantes que incurren a un posible impacto negativo ambiental.	Artículo 9 de la Resolución 987 de 2011 de MAVDT. Artículo 5 de la Resolución 2035 de 2010, numeral 1.2, literal A) Ficha de manejo PSMA -5 (Plan de seguimiento y monitoreo al recurso abiótico).
La CGR identificó en el pozo de extracción de agua subterránea Pasub 1 que: Se estaba extrayendo mayor caudal al autorizado, además se está excediendo el tiempo de extracción continuo permitido, y adicional a esto los destinos de (5) de los carrotanques no correspondían con el Bloque Quifa.	Artículo 7 de la Resolución 261 de 2013.
En visita de comisión la CGR halló un tanque de almacenamiento de líquidos inflamables con escape, el cual no cuenta con estructuras de confinamiento impermeabilizadas con su interior revestido en concreto.	Artículo 3 de la Resolución 2035 de 2010.
Incumplimiento a la periodicidad y número de parámetros analizados a los piezómetros del proyecto STAR respecto al plan de Monitoreo “Programa de monitoreo de aguas superficiales y subterráneas, desde 2011 hasta la fecha” remitido por Ecopetrol a la Contraloría General de la República.	“Programa de Monitoreo de aguas subterráneas y superficiales”.
En la visita realizada por la CGR y la información revisada no se evidencia seguimiento a los niveles piezométrico y dinámico del agua subterránea del pozo Asub 1 del área del proyecto STAR incumpliendo a la resolución 0261 de 2013 donde se establece el permiso del aprovechamiento de la captación de agua subterránea bajo ciertas condiciones: “Se debe medir al menos una vez al mes el caudal de explotación y los niveles piezométrico y dinámico del agua subterránea del pozo con el fin de	Resolución 0261 de 2013



<p>verificar su disponibilidad y sostenibilidad del acuífero”.</p>	
<p>Durante la visita realizada por la CGR a campo Quifa se evidencio debilidad en los instrumentos utilizados para el monitoreo de aguas subterráneas del STAR evidenciándose que el bailer utilizado al iniciar el monitoreo contenía trazas y suciedad además este mismo fue utilizado para todos los puntos monitoreados (piezómetros y pozo de captación), la cuerda que sostenía el bailer se identificó una cabuya en un estado que no permite confiabilidad para realizar medición de niveles estáticos como señaló funcionario del laboratorio.</p>	<p>NTC ISO IEC/17025 DE 2005; “Manual de Procedimiento para Muestreo de Aguas Subterráneas”</p>
<p>Deficiencias en la modelación de los caudales de las fuentes hídricas presentadas en el EIA para la obtención de permisos de captación, específicamente el caño Guafas que tiene permiso de captación durante todo el año y al momento de la visita de la CGR presentaba un caudal 0, a pesar que el modelamiento garantizaba un caudal constante. Adicionalmente no se encuentra el debido aviso por parte de la empresa a las autoridades ambientales ANLA y CORMACARENA, referente a la disminución del caudal de la fuente hídrica.</p>	<p>Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010 y el Artículo 3 literal e de la modificación Resolución 0261 del 19 de Marzo de 2013.</p>
<p>En los resultados de los monitoreos de calidad del aire realizados durante los 18 días del 2012, la CGR encuentra que se exceden los niveles de PM10 permitidos por la norma colombiana para un periodo de 24 horas en las estaciones Quifa 39 y Batería 4, con lo que se incumple la Resolución 610 de 2010.</p>	<p>Resolución No 610 de 2010 de MAVDT. Meta del el estudio de impacto ambiental para el proyecto “Área de Explotación de Hidrocarburos Quifa”, ficha del Programa Manejo de Recurso Aire, PMRA-1, Manejo de Fuentes de Emisiones y Ruido.</p>
<p>La CGR revisó la información contenida en los ICA entregados por Meta Petroleum Corp. a la ANLA y no encontró lo correspondiente al monitoreo de calidad del aire en el área de influencia del Área de explotación y desarrollo Quifa, es decir, los datos de las concentraciones de los parámetros NOx, SOx, CO y material particulado, requeridos para el año 2013, ni para el año 2011.</p>	<p>Ítem 4.2 de la Resolución 2035 de 2010 de MAVDT.</p>
<p>La CGR identificó en el PAD 1, PAD 3 y en facilidades de producción Quifa, fuentes fijas de emisión de contaminantes atmosféricos con</p>	<p>Parágrafo 5 de la Resolución 1309 de 2010 que modifica la</p>



<p>capacidades superiores a 1MW y con tiempos de operación superiores a los 6 meses, tiempo máximo requerido para evaluar las emisiones y calcular la frecuencia de monitoreo. En la información entregada por la empresa Meta Petroleum Corp a la ANLA, y en la remitida por Ecopetrol a la CGR, no se encuentra la información de la evaluación de las emisiones de todas las fuentes que lo requieren.</p>	<p>Resolución 909 del 5 de junio de 2008 del MAVDT. Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, el cual establece frente al monitoreo para evaluar las emisiones, en el numeral 3.3.1 adoptado por Resolución 760 de 2010 modificada por la Resolución 2153 de 2010 del MAVDT.</p>
<p>El operador no está remitiendo la información concerniente a la explotación del Pasub 1 a las entidades ambientales, tal y como lo explica la ANLA en su comunicado 4120-E2-17708. Además que según META PETROLEUM CORP. la extracción de este pozo inició el 28 de julio de 2013 (según Acta de visita de la Actuación Especial en el mes de febrero al campo Quifa), sin embargo, la información remitida por Ecopetrol a la CGR inicia conteo de operación del Pasub 1 desde el 1 de julio de 2013.</p>	<p>Resolución 261 de 2013, artículo 7, literal b)</p>

Aunado a lo anterior, encuentra la CGR que el Operador del Contrato de Asociación, la sociedad Meta Petroleum Corp, celebró contrato con la firma Atención Social Integral Ltda., cuyo objeto es prestar el servicio de interventoría ambiental en Campo Quifa SW, buscando así supervisar las actividades y verificar el cumplimiento de las obligaciones y compromisos señalados en los estudios ambientales presentados, en los Planes de Manejo Ambiental y en la resolución 2035 de 2010.

Sin embargo, debido a las múltiples deficiencias arriba enunciadas, el cumplimiento eficiente y efectivo de dicho contrato y de cualquier otro relacionado con el control y seguimiento del cumplimiento de las obligaciones ambientales, genera ciertas dudas y debe ser objeto de evaluación, pues las serias debilidades sugieren que no existe una interventoría apropiada.

Lo anteriormente mencionado, lo cual se centra en la trasgresión a las disposiciones ambientales vigentes y en un presunto uso inapropiado de recursos, representados en la celebración de contratos que no resultan eficientes para el fin con el que se celebran; son generados por la ausencia de un control y seguimiento adecuado a las inversiones realizadas por el Operador con recursos en parte públicos provenientes de Ecopetrol, así como por una ineficiente evaluación respecto de las disposiciones ambientales.



Así mismo, el incumplimiento de las disposiciones ambientales y de los lineamientos establecidos en la Licencia Ambiental, pone en riesgo la consolidación de la afectación y degradación a los recursos naturales renovables, al medio ambiente y al paisaje así como la generación de pasivos ambientales. Teniendo en cuenta que Ecopetrol como socio puede eventualmente ser responsable de demandas, multas y sanciones, se pone en riesgo recursos de naturaleza pública como consecuencia de su falta de seguimiento y control, materializado en las trasgresiones ya mencionadas.

En conclusión, la ausencia de control y seguimiento por parte de Ecopetrol a las actividades realizadas y a los contratos celebrados por el Operador dentro del Contrato de Asociación Quifa relacionados con aspectos ambientales, han permitido la consolidación de incumplimientos de normas y reglamentos ambientales situación que implican una posible inversión ineficiente de los recursos asignados para tales contratos, además de los daños ambientales que eventualmente podrían representar demandas, multas y/o sanciones contra el Contrato de Asociación y consecuentemente para Ecopetrol como socio.

Alcance: Administrativo, Disciplinario y Función de Advertencia.

4.3 GESTION TECNICA

a) Análisis a los procedimientos de fiscalización de crudo

Los sistemas y procedimientos de fiscalización en campo Quifa (incluido STAR) se ajustan a las prácticas aceptadas por la industria.

Se revisaron los datos proporcionados por Pacific en una visita de inspección en 2010 y 2012 y se contrastaron con los datos actuales. Se concluye que la operación del campo sigue su curso normal y no se detectan anomalías que den pie para profundizar en el tema de fiscalización de hidrocarburos para este campo.

No hubo hallazgos sobre fiscalización. Ante la inquietud sobre posible robo de crudo o producción de crudo dentro del campo y que no sea declarado para evasión de regalías se observa lo siguiente: Los lugares donde se toman muestras no representan peligro de hurto de hidrocarburos porque generalmente son válvulas pequeñas que permiten la salida de cantidades pequeñas de producto e igual este no ha sido tratado suficientemente por lo que se descarta tal tipo de operación tanto en los clúster conectados a troncal, como en los Manifold de clúster, los clúster satélites y dentro de los CPF, pues en estos últimos tal operación sería bastante evidente.

Dado que el sistema de cargue de carrotanques es especializado (se necesitan bahías y bombas de cargue de fluido para poder llenarlos) se concluye que el



Transparencia
y Eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

petróleo de STAR, que no sale por oleoducto, solo puede ser sacado mediante el cargadero localizado cerca, pues en ningún otro sitio se encontró infraestructura que lo permita. Y ya que las líneas de flujo de este cargadero están conectadas a los tanques de almacenamiento, los cuales son fiscalizados a diario, se concluye que la posibilidad de hurtar o desviar crudo por este conducto es mínima.

Se descarta la alteración de volúmenes de producción reportados, primero porque es un reporte que se genera a dos manos (el operador y una firma independiente). Además, porque cualquier volumen que se envíe al Oleoducto es fiscalizado también en la Unidad LACT de ODL por personal de Bureau Veritas y por lo tanto sería visible durante el proceso de Transferencia de Custodia. Lo mismo para STAR el cual puede ser controlado mediante los datos de despacho en carrotanques

b) Yacimiento Quifa / Rubiales

Se hizo una revisión técnica para conocer si los campos Quifa y Rubiales están explotando un mismo yacimiento y aunque hay ambientes y características similares en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos, la CGR no encontró pruebas suficientes que demuestren que Rubiales y Quifa se comporten como un único yacimiento (según las definiciones contenidas en la resolución 181495 de 2009).

A pesar de lo anterior, la operadora Meta Petroleum y Ecopetrol deben efectuar los estudios pertinentes para determinar si se trata de un mismo yacimiento, dado que la operación independiente de ambos campos puede comprometer el recobro último de los hidrocarburos y también el cálculo de las regalías.

Respecto a este último punto, la CGR, a la luz de la normatividad existente, considera que si bien no es ilegal explotar un mismo yacimiento en varios campos si se pueden estar comprometiendo recursos de regalías pues el fraccionamiento resultante del yacimiento en dos o más áreas (campos) disminuye la base de cálculo de las regalías que, legalmente, es la producción del campo y no la del yacimiento. Como la legislación a este respecto no es lo suficientemente clara se enviará una **Función de Advertencia** a la ANH para abordar el tema.

c) Sismicidad

En la evaluación del tema de Yacimientos la CGR se enteró de los fenómenos de sismicidad que se están registrando en la zona; sismicidad que puede considerarse anómala y podría estar asociada a las operaciones de explotación de los campos Quifa y Rubiales. La CGR encontró que existe una alta correlación geográfica entre los sismos y el área de los campos mencionados, lo que no implica una causalidad pero sí amerita que tanto la entidad oficial encargada, el Servicio Geológico Colombiano, como la operadora Meta Petroleum y Ecopetrol investiguen el posible



origen de los sismos y las probables afectaciones en el subsuelo que se estén generando.

d) Sistemas de tratamiento de aguas

El análisis de la gestión técnica efectuado a los sistemas de tratamiento a i) las aguas asociadas a producción para el proyecto STAR y ii) las aguas residuales domésticas se realizó con base en el análisis efectuado a las condiciones técnicas establecidas en los actos administrativos relacionados con la licencia ambiental del proyecto y la normatividad ambiental relacionada con vertimiento de aguas residuales y la evaluación técnica realizada durante la visita efectuada entre los días 25 al 28 de febrero de 2014 al campo Quifa, ubicado en el Municipio de Puerto Gaitán.

Para la evaluación técnica tanto para aguas asociadas tratadas, como para las aguas residuales domésticas se revisaron los Informes de Cumplimiento Ambiental ICA N° 1, 2, 3, 4, 5 y 6, con sus anexos y los reportes e informes de laboratorio allegados para el desarrollo de la AT y que sirven de soporte al presente informe, datos que se comparan con los criterios y fuente de criterio expuestos en este numeral.

Hallazgo número 4 - Condiciones de operación del paquete de tratamiento de agua

La Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial: “Por la cual se otorga una Licencia Ambiental Global y se toman otras determinaciones”. Otorga en su Artículo primero la Licencia Ambiental a la empresa METAPETROLEUM CORP., para el proyecto “Área de explotación de Hidrocarburos Quifa”, localizado en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán en el departamento del Meta; en su Artículo Cuarto, numeral 3.4.4, establece como función del paquete de tratamiento de agua (CPI, celdas de flotación, filtro tipo lecho vegetal, decantador) que “A través de la utilización de rompedor inverso (celda de flotación), coagulante y floculante en filtración, permite la entrega de agua en cumplimiento de norma, apta para inyección”.

En el mismo numeral, establece que las bombas de inyección a pozos tienen la siguiente función: “Toman agua de las piscinas o tanques de agua caliente y la inyectan a los PAD de inyección”. Esto se da luego de pasar por el paquete de tratamiento y almacenar la agua en las piscinas de transferencia. Establece que los criterios que debe cumplir el agua para pasar a las bombas de inyección corresponde a:



Tabla N°4.

Criterios de operación para las bombas que toman agua de las piscinas con destino a las plataformas de inyección.

Parámetro	Valor de Referencia ANLA
Temperatura de Fluido:	145 °F (62,8°C)
Gravedad Específica:	1
Sólidos Suspendidos Totales: (ppm)	10
pH (unidades)	5-9
Hidrocarburos Totales (ppm)	0-5

Resolución 2035/2010 pág. 66

En el mismo artículo cuarto, numeral 3.5.2 establece:

“Para la reinyección de las Aguas Residuales Industriales y Asociadas a Producción, establece que la empresa deberá cumplir a) en los planes de manejo ambiental a remitir para los pozos inyectoros se deberá incluir la siguiente información:

- *Concepto emitido por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía acerca de la viabilidad técnica y las características bajo las cuales se deba ejecutar la inyección de las aguas a disponer...”*
- *Condiciones fisicoquímicas y microbiológicas en las que se plantea inyectar las aguas de producción.”*

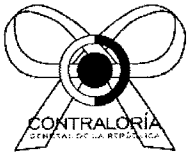
De esta forma, la Contraloría General de la República, a través de la Comunicación 2014EE0026961 del 18-02-2014, solicitó las autorizaciones emitidas por el Ministerio de Minas y Energía para la inyección de aguas de producción del Contrato de Asociación Quifa. En atención a dicha solicitud, el Ministerio menciona en su respuesta, que todo proyecto de disposición del agua producida debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando la Forma 13CR "Proyecto de Mantenimiento de Presión / Inyección de Aguas Residuales (Permiso)". En este sentido, para atender la solicitud de la Contraloría General de la República se remitió copia de las formas aprobadas para los pozos inyectoros del campo Quifa que se resumen en la tabla N°5.



Tabla N°5.

Autorizaciones del Ministerio de Minas para inyección - contrato de asociación Quifa

Compañía a la que se otorga: Metapetroleum Corp.		Estructura: Monoclinal	Fluido a inyectarse: Agua
Tratamiento: Una vez retirado el aceite del agua, esta se pasará por un sistema de filtración para eliminar los sólidos presentes en la misma, de allí el agua filtrada se inyectará en la formación.			
Formación: Carbonera Areniscas Basales Bloque Quifa SO		Origen: El agua a inyectar en la formación Arenas Intermedias corresponde al agua asociada a la producción de petróleo del campo	
Pozo	Fecha de aprobación	Intervalo	Valor de referencia Min Minas para la inyección
DW – 04	Junio de 2012	3136 a 3246 MD	Turbidez < 3.5 NTU 6.5 > pH < 8.5 Hierro disuelto < 1ppm Grasas y Aceites < 6 mg/l, SS < 5 mg/l H ₂ S disuelto 0 ppm CO ₂ disuelto < 10 Oxígeno disuelto < 1 ppb BSR < 10 ⁴ ufc/ml
DW – 13HST2	Enero de 2012	4005 a 5368 MD	
DW – 21H	Diciembre de 2012	3674 a 5315 MD	
DW – 22H	Diciembre de 2012	4430 a 5876 MD	
DW – 23H	Diciembre de 2012	3889 a 5857 MD	
DW – 24H	Diciembre de 2012	4116 a 6116 MD	
DW – 25H	Diciembre de 2012	4259 a 6298 MD	
DW – 26H	Agosto de 2012	4307 a 6088 MD	
DW – 27HMH	Agosto de 2012	4517 a 5993 MD	
DW – 28HMH	Agosto de 2012	4159 a 5605 MD	
Formación: Carbonera Yacimiento C1		Origen: El agua a inyectar en la formación Carbonera Yacimiento C1 corresponde al agua asociada a la producción de petróleo del campo	
Pozo	Fecha de aprobación	Intervalo	Valor de referencia Min Minas para la inyección
DW – 14H	Febrero de 2012	3467 a 5383 MD	Turbidez < 3.5 NTU 6.5 > pH < 8.5 Hierro disuelto < 1ppm Grasas y Aceites < 6 mg/l, SS < 5 mg/l H ₂ S disuelto 0 ppm
DW – 16H	Marzo de 2012	3651 a 5615 MD	
DW – 17H	Marzo de 2012	3437 a 5354 MD	
DW – 20H	Abril de 2012	3645 a 5593 MD	



Transparencia
y eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

Compañía a la que se otorga: Metapetroleum Corp.		Estructura: Monoclinal		Fluido a inyectarse: Agua	
Tratamiento: Una vez retirado el aceite del agua, esta se pasará por un sistema de filtración para eliminar los sólidos presentes en la misma, de allí el agua filtrada se inyectará en la formación.					
				CO ₂ disuelto < 10 Oxígeno disuelto < 1 ppb BSR < 10 ⁴ ufc/ml	
Formación: Carbonera Yacimiento Basales			Origen: El agua a inyectar en la formación Carbonera Yacimiento Basales corresponde al agua asociada a la producción de petróleo del campo		
Pozo	Fecha de aprobación	Intervalo	Valor de referencia Min Minas para la inyección		
DW – 18H	Diciembre 2011	4100 a 6094 MD	Turbidez < 3.5 NTU		
DW – 19H	Enero de 2012	4188 a 6194 MD	6.5 > pH < 8.5		
DW – 03	Enero de 2012	3269 a 3282 MD	Hierro disuelto < 1ppm		
DW – 15H	Enero de 2012	4100 a 6094 MD	Grasas y Aceites < 6 mg/l, SS < 5 mg/l H ₂ S disuelto 0 ppm CO ₂ disuelto < 10 Oxígeno disuelto < 1 ppb BSR < 10 ⁴ ufc/ml		

Revisados los resultados de las caracterizaciones de vertimientos reportados en los ICA a través del oficio CGR 2-2014-063-3461 que incluye los informes de Cumplimiento Ambiental – ICA (N° 1 a 6) de 2010-2013 y los reportes de laboratorio certificado por IDEAM que fueron allegados por Ecopetrol mediante oficio remitario de información pendiente de visita fiscal con fecha 4/04/2014, se procedió a compararlos con los criterios relacionados en las tablas correspondientes.

Lo anterior permite evidenciar que de las quince (15) caracterizaciones de aguas asociadas a producción, tratadas y que se almacenan en las piscinas de transferencia 20 y 50 de la batería 4 del campo Quifa, realizadas entre Junio de 2011 a Marzo de 2014 ninguna, cumple con la totalidad de los valores de referencia impuestos en la Licencia Ambiental y en las autorizaciones del Ministerio de Minas y Energía, para la inyección de las aguas asociadas a producción, presentándose

los mayores incumplimientos en los parámetros oxígeno disuelto, sólidos suspendidos totales, hidrocarburos totales y grasas y aceites.

Tabla No 6. Resumen parámetros y valores que no cumplen con los valores de referencia fijados por el Ministerio de Minas para inyección.

FECHA	REPORTE No	MUESTRA No	SITIO	PISCINA DE TRANSFERENCIA	pH	OXIGENO DISUELTO	TURBIEDAD	SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	GRASAS Y ACEITES	
						UNIDADES	mg/L O ₂	NTU	mg/L	mg/L
PERMISO DE INYECCION MIN MINAS (Valores de referencia)						6,5- 8,5	< 1 ppb	<3,5	<5	<6
25/07/2011	A 4071	ANTEK 47260	SAL. PISCINA TRANF.	50	8,74	4,9	7,56	<3	3,29	
24/11/2011	A7223	ANTEK 93857	SAL. PISCINA TRANF. BAT 4	50	8,2	5,3	23,2	<3	6,12	
09/05/2012	A3694	ANTEK 58161	PISCINA TRANF.	50	7,9	5,53	SIN DATO	<3	4,92	
06/01/2013	A0060	ANTEK 374	PISCINA TRANSF.	50	7,84	4,36	SIN DATO	20	4,22	
28/02/2013	A1836	ANTEK 33857	PISCINA TRANSF.	50	7,98	4,25	SIN DATO	14	11	
15/04/2013	A3646	ANTEK 69749	PISCINA TRANSF. BAT 4	50	8,15	5,91	SIN DATO	9	2,16	
25/06/2012	A6547	ANTEK 113309	PISCINA TRANSF. BAT 4 PIS 50	50	7,96	5,59	SIN DATO	69	9,46	
25/10/2013	A11116	ANTEK 200345	PISCINA O50	50	8,5	7,52	SIN DATO	9	3,67	
30/11/2013	A12746	ANTEK 232686	PISCINA 50 BAT 4	50	7,23	4,53	SIN DATO	9	2,03	
24/12/2013	A13666	ANTEK 257949	PISCINA DE TRANSF.	50	7,74	4,2	SIN DATO	15	31,8	
13/03/2014	A2361-14	ANTEK 46284	PISCINA DE TRANSF. BAT 4	50	7,63	SIN DATO	SIN DATO	4	13,3	
09/05/2012	A3694	ANTEK 58162	PISCINA AUXILIAR	20	8,36	4,84	SIN DATO	3	2,68	
06/07/2013	A7072	ANTEK 120377	PISCINA O20	20	7,39	6,41	SIN DATO	17	6,04	
25/10/2013	A11116	ANTEK 200344	PISCINA O20	20	8,36	4,96	SIN DATO	16	8,22	
30/11/2013	A12746	ANTEK 232685	PISCINA 20 BAT 4	20	7,14	4,78	SIN DATO	26	42,2	

Tabla No 7.

Resumen parámetros y valores que no cumplen con los valores de referencia fijados en la Resolución No 2035 (páginas 65 y 66) **“condiciones en las cuales se debe tener el agua en las bombas de inyección de pozos”**.

FECHA	REPORTE No	MUESTRA No	SITIO	PISCINA DE TRANSFERENCIA	TEMPERATURA MUESTRA	GRAVEDAD ESPECIFICA	pH	SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	HIROCARBUROS TOTALES
					°C		UNIDADES	mg/L	mg/L
RESOLUCION 2035 ASOCIADAS BOMBEO					62,8	1	5,0-9,0	10	0-5
25/07/2011	A 4071	ANTEK 47260	SAL. PISCINA TRANF.	50	39	SIN DATO	8,74	<3	
24/11/2011	A7223	ANTEK 93857	SAL. PISCINA TRANF. BAT 4	50	57,8	SIN DATO	8,2	<3	
09/05/2012	A3694	ANTEK 58161	PISCINA TRANF.	50	31,5	SIN DATO	7,9	<3	4,59
06/01/2013	A0060	ANTEK 374	PISCINA TRANSF.	50	62,3	SIN DATO	7,84	20	3,27
28/02/2013	A1836	ANTEK 33857	PISCINA TRANSF.	50	28,7	SIN DATO	7,98	14	10,7
15/04/2013	A3646	ANTEK 69749	PISCINA TRANSF. BAT 4	50	62,1	SIN DATO	8,15	9	1,27
25/06/2012	A6547	ANTEK 113309	PISCINA TRANSF. BAT 4 PIS 50	50	30,1	SIN DATO	7,96	69	8,75
25/10/2013	A11116	ANTEK 200345	PISCINA O50	50	63,8	SIN DATO	8,5	9	3,45
30/11/2013	A12746	ANTEK 232686	PISCINA 50 BAT 4	50	51,3	SIN DATO	7,23	9	<0,50
24/12/2013	A13666	ANTEK 257949	PISCINA DE TRANSF.	50	54,2	SIN DATO	7,74	15	24,6
13/03/2014	A2361-14	ANTEK 46284	PISCINA DE TRANSF. BAT 4	50		SIN DATO	7,63	4	11,3
09/05/2012	A3694	ANTEK 58162	PISCINA AUXILIAR	20	38,5	SIN DATO	8,36	3	1,72
06/07/2013	A7072	ANTEK 120377	PISCINA O20	20	62,1	SIN DATO	7,39	17	5,41
25/10/2013	A11116	ANTEK 200344	PISCINA D20	20	56,2	SIN DATO	8,36	16	6,93
30/11/2013	A12746	ANTEK 232685	PISCINA 20 BAT 4	20	53,4	SIN DATO	7,14	26	23,6

Se observa que para el periodo reportado entre Enero de 2013 y marzo de 2014 todas la caracterizaciones realizadas en las piscinas de inyección en este periodo incumplen los valores fijados para la inyección.



Se puede establecer entonces, que el tratamiento realizado a las aguas asociadas a producción no es eficaz, ni eficiente, en cuanto a su propósito de entregar el agua para inyección con unas características fisicoquímicas que den cumplimiento a los compromisos asumidos a través de la licencia ambiental, esto, en el periodo comprendido entre Junio de 2011 a marzo 2014.

De la comparación de criterios y condiciones obtenidas de los reportes de laboratorio se establece que la inyección de aguas asociadas a producción se realiza en condiciones diferentes a las permitidas, sin el cumplimiento de los parámetros señalados, con la consecuente afectación al subsuelo y la inyección de carga contaminante adicional. La falta de eficacia y de eficiencia en el tratamiento de estas aguas conlleva a establecer una gestión antieconómica, puesto que se pagó por unos servicios que no garantizan los propósitos de la inversión de los recursos públicos al no permitir el cumplimiento permanente de las normas ambientales y de control citadas. Por lo anterior se establece una presunta incidencia fiscal por la operación ineficaz del paquete de tratamiento de agua (CPI, celdas de flotación, filtro tipo lecho vegetal, decantador) a través de la utilización de rompedor inverso (celda de flotación), coagulante y floculante en filtración, .

De lo anterior y conforme comunicación del 28 de febrero de Pacific Rubiales respuesta al radicado de Ecopetrol No 2-2014-063-3461. En la que se presentan en el numeral 8, los costos de tratamiento del proyecto STAR se tiene:

Tabla No 8. Costos mensuales del tratamiento de aguas de producción del proyecto STAR.

8. Costos mensuales del tratamiento de agua de producción y tratamiento de lodos (discriminados para SST, DBO, DQO, HTP, metales, A y G, segregados según la destinación a inyección o vertimiento, desde 2010 hasta la fecha).

Respuesta: A continuación se presentan los costos de tratamiento e inyección del Proyecto STAR ajustado según formas ministeriales y según lo establecido en el Comité Ejecutivo No 35 celebrado el día 23 de abril de 2013, y Comité Ejecutivo No.37 del 06 de septiembre de 2013, para el contrato de Asociación Quifa:

Mes	US\$ Inyección	US\$ Tto Agua	US\$ Tto Crudo	Descripción	Bbls Crudo	Bbls Agua
Enero 2013	32,051	15,556	2,045	Real	11,958	134,106
Febrero 2013	35,739	17,346	2,075	Real	12,137	149,536
Marzo 2013	57,870	28,087	2,755	Real	16,109	242,132
Abril 2013	52,971	26,710	2,620	Real	15,322	221,636
Mayo 2013	33,508	16,263	2,380	Real	13,917	140,201
Junio 2013	24,227	11,759		Real	9,503	101,369
Julio 2013	21,277	10,228		Real	9,397	91,318
Agosto 2013	29,336	14,101		Real	10,562	125,906
Septiembre 2013	26,183	12,586		Real	7,030	112,375

Meta Petroleum Corp.



Octubre 2013	32,272	15,513	Real	7,969	138,507
Noviembre 2013	24,566	1,808	Real	5,392	105,432
Diciembre 2013	18,296	8,790	Real	2,926	78,481
Enero 2014	7,546	3,675	Provisión	1,777	32,814

De la tabla N° 8 se tiene que los costos de tratamiento de agua asociada a producción del proyecto STAR, en el periodo comprendido entre Enero de 2013 y enero de 2014 corresponden a U\$ 181.412. Atendiendo que la participación de Ecopetrol en el contrato de asociación a través de cuenta conjunta es del 30%, la presunta incidencia fiscal por el tratamiento de las aguas destinadas para inyección de forma ineficaz e ineficiente corresponde, por lo menos, a cincuenta y cuatro mil cuatrocientos veinticuatro dólares americanos (U\$ 54.424), que liquidados a la Tasa Representativa de Mercado (TMR.1905,96)⁵ de la a la fecha de cierre de la AT (30/05/2014) ascienden a una suma de **ciento tres millones setecientos veintinueve mil novecientos sesenta y siete pesos** (\$ 103.729.967)

Lo anterior se debe al no aseguramiento de las condiciones de operación de los paquetes de tratamiento de aguas asociadas a producción del petróleo en la batería 4 del campo Quifa, motivo por el cual dichas condiciones no son suficientes para garantizar los valores de referencia establecidos para la inyección de las aguas asociadas a producción.

Lo anterior genera diferentes efectos a saber:

- Incumplimiento de las condiciones con las cuales se otorgó el permiso para la inyección de las aguas a disponer por este método.
- Carga adicional contaminante inyectada al subsuelo.
- Tratamiento ineficaz e ineficiente por la no remoción de contaminantes hasta los valores de referencia establecidos por el Ministerio de Minas y en la Licencia Ambiental.
- Pérdida de recursos económicos invertidos en la operación de los paquetes de tratamiento pues no satisfacen los criterios impuestos para su funcionamiento.

Alcance: Administrativo y fiscal

⁵ <http://obiee.banrep.gov.co>



Transparencia
y Eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

Hallazgo número 5 - Aguas residuales domésticas en el campo Quifa

La resolución 2035 de 2010, numeral 3.5.1, literal j, establece que “Previamente a la disposición final de las aguas residuales domésticas e industriales tratadas, la empresa debe verificar el cumplimiento como mínimo de los parámetros establecidos en los Artículos 72 y 74 del Decreto 1594 de junio 26 de 1984, además de los siguientes:”

Tabla N° 9.

Criterios de descarga para los sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas con destino a riego en vías.

Parámetro	Valor de Referencia ANLA
Hidrocarburos totales mg/L	1
Fenoles mg/L	0,2
Cloruros mg/L	250
Oxígeno disuelto mg/L	> 5
Coliformes fecales NMP/100ml	500
Coliformes totales NMP/100ml	100
Solidos suspendidos mg/L	300
Grasas y aceites mg/L	10
DBO ₅ mg/L	130
DQO mg/L	300

La Resolución 261 del 19 de marzo de 2013 de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales – ANLA: “Por la cual se modifica una Licencia Ambiental y se toman otras determinaciones”. Modifica en su Artículo Primero, la resolución 2035 de 2010 y la resolución 987 de 2011 en el sentido de reducir el área autorizada para el proyecto de explotación de hidrocarburos. En su Artículo Noveno, modifica también el subnumeral 3.2 del numeral 3, del Artículo 4 de la resolución 20356 de 2010, modificada por la resolución 987 del 30 de mayo de 2011, en el sentido de incluir el riego en vías, de las aguas residuales y domésticas.

Los parámetros establecidos en el Decreto 1594 de 1984 en su Artículo 72 son:



Tabla N°10.

Todo vertimiento a un cuerpo de agua deberá cumplir, por lo menos, con las siguientes normas:

Parámetro	Usuario existente	Usuario nuevo
pH (unidades)	5 a 9	5 a 9
Temperatura	□ 40°C	□ 40°C
Material flotante	Ausente	Ausente
Grasas y aceites	Remoción □ 80% en carga	Remoción □ 80% en carga
Sólidos Suspendidos Totales: (ppm)	Remoción □ 50% en carga	Remoción □ 80% en carga
Demanda bioquímica de oxígeno:		
Para desechos domésticos	Remoción □ 30% en carga	Remoción □ 80% en carga
Para desechos industriales	Remoción □ 20% en carga	Remoción □ 80% en carga

Revisados los resultados de las caracterizaciones de vertimientos (ver anexo 2) reportados en los ICA a través del oficio CGR 2-2014-063-3461 que incluye los informes de Cumplimiento Ambiental – ICA (N° 1 a 6) de 2010-2013 y los reportes de laboratorio certificado por IDEAM que fueron allegados por Ecopetrol mediante oficio remitario de información pendiente de visita fiscal con fecha 4 de abril de 2014, se procedió a compararlos con los criterios relacionados en la tabla 9.

Planta de tratamiento denominada MOVAR:

De las doce (12) muestras reportadas seis presentan por lo menos un parámetro por fuera de los valores de referencia establecidos para ser usada para riego de vías.

Tabla N°11.

Resumen parámetros por fuera de los valores de referencia establecidos para ser usada para riego de vías. MOVAR (se muestran en rojo los incumplimientos)

CAMPAMENTO	MES	FECHA DE TOMA	SALIDA										PORCENTAJE DE REMOCIÓN (Decreto 1594 de 1984)								
			VALORES DE REFERENCIA RES 2053 de 2010																		
			130	300	10	>5	250	500	100	300	DBOS (mg O ₂ /L)	DQO (mg O ₂ /L)	GRASAS Y ACEITES (mg /L)	OXIGENO DISUELTO (mg /L)	Cloruros mg/L	Col Fecales NMP	Col totales NMP	SST (mg /L)	DBOS	GRASAS Y ACEITES	SST
			MOVAR	abr-12	29/04/12			7,65			51,5					144					
may-12	11/05/12			224	7,86	5,01	41,3	1	1	57	89,0	95,1	94,2								
jun-12	09/06/12	58		90	2,27	5,01	39,5	110		14	95,1	93,6	95,8								
jul-12	05/07/12	10		16		6,15	44,4	2	2	3	99,7	91,2	99,7								
ago-12	08/08/12	64		100	1	6	80	200		60	94,8	97,6	85,7								
sep-12	10/09/12			213	1	7	82	4	2	57	90,0	98,5	91,5								
oct-12	04/10/12	127		187	2,23	5,78	102	1	1	50	90,9	99,1	91,4								
nov-12	03/11/12	41		60	1,81	6,52	53,1	23	23	11	95,8	99,4	99,6								
dic-12	19/12/12	106		165	1,73	5,13	124	<2	<2	52	90,9	98,6	90,5								
ene-13	25/01/13	32		53	0,53	5,98	66,4			40	96,3	99,8	91,2								
feb-13	09/02/13	105		194	0,5	5,07	52,6	8	8	69	87,0	99,0	83,3								
mar-13	01/03/13	44		58	0,5	5,43	101	<2	<2	12	81,9	98,9	94,2								

A través de los resultados de las caracterizaciones realizadas por el laboratorio ambiental acreditado por el IDEAM allegadas por Ecopetrol se evidencia el incumplimiento de los parámetros fijados en la licencia ambiental para poder ser usada el agua para riego de vías entre el 29 de abril de 2012 al 10 de septiembre de 2012, correspondientes a 134 días y entre el 20 de diciembre de 2012 y el 25 de enero de 2013, correspondientes a 37 días. Teniendo que como mínimo en 171 días la efectividad del sistema de tratamiento no corresponde con las obligaciones de la licencia ambiental.

Planta de tratamiento denominada MOVAR (Fortuna):

De las cinco (5) muestras reportadas por el laboratorio ambiental acreditado por el IDEAM, ninguna presentó cumplimiento en todos los valores establecidos en la licencia ambiental.

Tabla N° 12.

Resumen parámetros por fuera de los valores de referencia establecidos para ser usada para riego de vías. MOVAR (se muestran en rojo los incumplimientos)

CAMPAMENTO	MES	FECHA DE TDMA	SALIDA										PORCENTAJE DE REMOCIÓN (Decreto 1594 de 1984)								
			VALORES DE REFERENCIA RES 2053 de 2010																		
			130	300	10	>5	250	500	100	300	DBOS (mg D ₂ /L)	DQO (mg O ₂ /L)	GRASAS Y ACEITES (mg /L)	OXIGENO DISUELTO (mg /L)	Cloruros mg/L	Col Fecales NMP	Col totales NMP	SST (mg /L)	DBOS	GRASAS Y ACEITES	SST
			MOVAR (FORTUNA)	abr-13	03/04/13		253			130	50		25	92,1	92,9	97,7					
may-13	15/05/13	62		125	2,39	5,07	130			53	89,5	98,4	82,7								
jun-13	01/06/13	64		128	0,6	5,88	103			21	80,9	96,6	93,2								
jul-13	11/07/13	36		67	1,15	7,37	139	23		9	95,8	99,7	99,3								
ago-13	14/08/13	50		97	2	6				17	92,5	96,4	94,0								



A través de los resultados de las caracterizaciones realizadas por el laboratorio ambiental acreditado por el IDEAM allegadas por Ecopetrol se evidencia el incumplimiento de los parámetros fijados en la licencia ambiental para poder ser usada el agua para riego de vías entre el 3 de Abril de 2013 y el 14 de agosto de 2013, correspondientes a 132 días en los cuales la evidencia muestra que la efectividad del sistema de tratamiento no corresponde con las obligaciones de la licencia ambiental.

Planta de tratamiento denominada MOVAR (Romería)

De las cinco (5) muestras reportadas tres (3) presentan por lo menos un parámetro por fuera de los límites establecidos para riego.

Tabla N° 13.

Resumen parámetros por fuera de los valores de referencia establecidos para ser usada para riego de vías. MOVAR (Romería) (se muestran en rojo los incumplimientos)

CAMPAMENTO	MES	FECHA DE TOMA	SALIDA								PORCENTAJE DE REMOCIÓN (Decreto 1594 de 1984)		
			VALORES DE REFERENCIA RES 2053 de 2010								DBO5	GRASAS Y ACEITES	SST
			130	300	10	>5	250	500	100	300			
DBO5 (mg O2/L)	DQO (mg O2/L)	GRASAS Y ACEITES (mg/L)	OXIGENO DISUELTO (mg/L)	Cloruros mg/L	Col Fecales NMP	Col totales NMP	SST (mg/L)	DBO5	GRASAS Y ACEITES	SST			
MOVAR (ROMERIA)	abr-13	03/04/13	102	258	2,14		1	17		31	80,0	95,8	87,4
	may-13	15/05/13			0,79	5,98	108	70		114	86,8	99,1	83,9
	jun-13	01/06/13	90	166	2,71	27,5	143			41	92,3	95,7	93,1
	jul-13	11/07/13	26	48	2,15	7,32	104	<2	<1	14	95,2	97,1	97,7
	ago-13	14/08/13	26	49	1	8	90	<2	<1	22	96,4	97,6	93,5

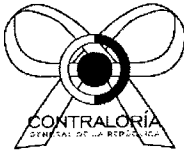
A través de los resultados de las caracterizaciones realizadas por el laboratorio ambiental acreditado por el IDEAM allegadas por Ecopetrol se evidencia el incumplimiento de los parámetros fijados en la licencia ambiental para poder ser usada el agua para riego de vías entre el 3 de Abril de 2013 y el 1 de junio de 2013, correspondientes a 59 días

Planta de tratamiento denominada CMVE

De las quince (15) muestras reportadas ocho (8) presentan por lo menos un parámetro por fuera de los límites establecidos para su uso en riego de vías.

Tabla N° 14.

Resumen parámetros por fuera de los valores de referencia establecidos para ser usada para riego de vías. CMVE (se muestran en rojo los incumplimientos)



CAMPAMENTO	MES	FECHA DE TOMA	SALIDA								PORCENTAJE DE REMOCIÓN (Decreto 1594 de 1984)			
			VALORES DE REFERENCIA RES 2053 de 2010								DBOS	GRASAS Y ACEITES	SST	
			130	300	10	>5	250	500	100	300				
DBOS (mg O2/L)	DQO (mg O2/L)	GRASAS Y ACEITES (mg/L)	OXIGENO DISUELTO (mg/L)	Cloruros mg/L	Col Fecales NMP	Col totales NMP	SST (mg/L)	DBOS	GRASAS Y ACEITES	SST				
CMVE	abr-12	20/04/12			7,65		51,5				144			
	may-12	11/05/12	90	140	8,4	5,02	71	1	1	39	86,3	97,2	81,1	
	jun-12	04/06/12	15	33	0,5	6	86	1	1	45	96,5	99,4	96,9	
	jul-12	25/07/12	12	40	6	5,84	55	1		10	93,2	88,9	95,9	
	ago-12	18/08/12	23	59	6	7,79	86	1	1	77	95,8			
	oct-12	24/10/12	38	48	9	5,55		1	1	5	91,3	93,1	97,6	
	nov-12	15/11/12	85	159	10	7,52		1	1	47	82,8	84,1	83,4	
	dic-12	05/12/12	13	20	0,5	6,65	101	40		40	95,3	98,5	88,3	
	ene-13	22/01/13	25	101	7	5,82	161	1		9	97,0	90,3	95,9	
	feb-13	22/02/13	2	6	6	5,61	145,2	1	1	5	99,0	84,2	97,3	
	mar-13	17/03/13	18	31	0,5		109			11	93,2	98,3	94,5	
	may-13	18/05/13	17	127	8	6,1	162,2	69		31	93,6	81,8	90,1	
	jun-13	06/06/13	6	30	8	5,12	127,1	1	20	5	98,4	81,8	98,7	
	jul-13	02/07/13	4	15	6	5,12	66,1	1	1	7	99,3	98,8	97,9	
	ago-13	03/08/13	6	28	7	7,5	152,2	1,8		5	98,0	85,4	98,1	

A través de los resultados de las caracterizaciones realizadas por el laboratorio ambiental acreditado por el IDEAM allegadas por Ecopetrol se evidencia el incumplimiento de los parámetros fijados en la licencia ambiental para poder ser usada el agua para riego de vías el día 20 de abril de 2012, entre el 25 de junio y el 18 de agosto de 2012, entre el 5 de diciembre y el 22 de enero de 2013, entre el 17 de marzo y el 18 de mayo de 2013 y el 3 día de agosto de 2013, para un periodo de 136 días en el periodo analizado que muestran incumplimiento.

Planta campamento CR

De la nueve muestras recolectadas cinco (5) presentaron incumplimiento, no obstante aunque para las otras muestras se realizaron los análisis fisicoquímicos no se reportaron los resultados que den cuenta del cumplimiento de las condiciones autorizadas para el vertimiento de las aguas tratadas en el riego de vías.

Tabla N° 15.

Resumen parámetros por fuera de los valores de referencia establecidos para ser usada para riego de vías. CR (se muestran en rojo los incumplimientos)

CAMPAMENTO	MES	FECHA DE TOMA	SALIDA								PORCENTAJE DE REMOCIÓN (Decreto 1594 de 1984)		
			VALORES DE REFERENCIA RES 2053 de 2010								DBOS	GRASAS Y ACEITES	SST
			130	300	10	>5	250	500	100	300			
DBOS (mg O2/L)	DQO (mg O2/L)	GRASAS Y ACEITES (mg/L)	OXIGENO DISUELTO (mg/L)	Cloruros mg/L	Col Fecales NMP	Col totales NMP	SST (mg/L)	DBOS	GRASAS Y ACEITES	SST			
CR	may-12	28/05/12		-	10	-	-	-	-	145			
	jun-12									207	NC	NC	NC
	ago-12	06/08/2012	65	101	2					25	89,1	96,3	86,1
	oct-12	06/10/12	NR	NR	NR		8,8	300		NR	NR	NR	NR
	nov-12	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR
	dic-12	01/12/12	44	67	2	6		2	2	22	92,8	98,2	89,8
	ene-13	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR



Para esta planta de tratamiento, a través de las caracterizaciones realizadas por el laboratorio ambiental acreditado por el IDEAM y allegadas por Ecopetrol se evidencia el incumplimiento de los parámetros fijados en la licencia ambiental entre el 28 de mayo de 2012 y el 1 de diciembre de 2012, correspondiendo esto a 188 días de operación de este sistema de tratamiento, en condiciones de incumplimiento.

De lo anterior se tiene que las plantas de tratamiento de aguas residuales presentan serios incumplimientos con respecto a su objetivo que es el entregar aguas residuales tratadas en las condiciones fijadas en la licencia ambiental, de esta manera, se establece que la efectividad del tratamiento no es la adecuada y los recursos destinados para el pago de los servicios de tratamiento por lo menos en los días contabilizados anteriormente deben ser observados.

Tabla N°16.

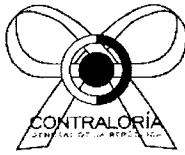
Consolidado días por campamento en los cuales la ineficacia del tratamiento permite evidenciar el incumplimiento de las obligaciones de la licencia ambiental.

CAMPAMENTO	DÍAS
MOVAR	171
MOVAR (Fortuna)	132
MOVAR (Romería)	59
CMVE	136
CR	188
TOTAL	686

De la comparación de criterios y condiciones obtenidas de los reportes de laboratorio se establece que el tratamiento de aguas residuales domésticas se realizó en condiciones diferentes a las permitidas, sin el cumplimiento de norma de los parámetros señalados, con la consecuente afectación al suelo y aporte de carga contaminante adicional. La falta de eficacia y de eficiencia en el tratamiento de estas aguas conlleva a establecer una gestión antieconómica por no garantizar los propósitos de la inversión de los recursos públicos al no permitir el cumplimiento permanente de las normas ambientales y de control citadas. Por lo anterior se establece una presunta incidencia fiscal por la operación ineficaz de 686 días, de las plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas.

Desviaciones causadas porque las condiciones de operación de las plantas de tratamiento no son suficientes para garantizar los valores de referencia establecidos en la licencia ambiental para tratar el agua hasta condiciones que permitan su uso para el riego de vías, generando como efectos lo siguientes:

- Incumplimiento de las condiciones con las cuales se otorgó el permiso de vertimientos.
- Carga adicional contaminante dispuesta en el riego de vías.



Transparencia
y eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

- Costos evitados por la no remoción de contaminantes.
- Costos evitados en la disposición de aguas no aptas para el riego por parte de terceros

De esta manera se interpreta que la gestión de las plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas es ineficiente para los 686 días calculados de incumplimiento, lo que resulta en una gestión antieconómica de los recursos invertidos en el tratamiento de estas aguas, generando una presunta incidencia fiscal.

Para la cálculo de la presunta incidencia fiscal se establece en el contrato celebrado entre Pacific Rubiales Energy e Integral de Servicios Técnicos S.A.S No 5500002750 para el suministro a título de alquiler, movilización, desmovilización, instalación y desinstalación de campamento móviles tipo container, los precios unitarios por el alquiler de la planta de tratamiento de aguas residuales (pág. 10) en \$ 213.000.00,

Igualmente en el contrato celebrado entre Pacific Rubiales Energy y J.S. Servipetrol Ltda. No 5500002751 para el suministro a título de alquiler, movilización, desmovilización, instalación y desinstalación de campamento móviles tipo container, se establecen los precios unitarios por el alquiler de la planta de tratamiento de aguas residuales (pág. 9) en \$ 220.000.00,

Para establecer la cuantía de los recursos observados por concepto de tratamiento de aguas residuales sin el lleno de los requisitos para ser usada para riego de vías, en las condiciones establecidas en la licencia ambiental, se toman los días contabilizados en los cuales no se evidencia cumplimiento de las condiciones antes referidas y el valor de tratamiento diario (valor más bajo entre los dos contratos).

Cuantía observada en el tratamiento de aguas = 30% (N° de días contabilizado x valor unitario día de la Ptar)

Cuantía observada en el tratamiento de aguas = $0,3 * (686 \text{ días} * 213.000.00 \text{ pesos/día})$

Cuantía observada en el tratamiento de aguas = **\$ 43.835.400.00**

Alcance: Administrativo y fiscal

4.4 SEGUIMIENTO A LA FUNCIÓN DE ADVERTENCIA POR LA PARTICIPACIÓN ADICIONAL POR PRECIOS ALTOS – PAP -

En abril de 2013 la CGR emitió Función de Advertencia con el fin de poner de presente el riesgo en el que se ven envueltos recursos públicos como consecuencia de la forma en que ha de liquidarse la deuda a favor de Ecopetrol de 1'651.844 barriles de petróleo, de conformidad con la decisión del Tribunal de Arbitramento quien mediante Laudo del 13 de marzo de 2013 ordenó a Metapetroleum Corp. el



pago o devolución de dicha cantidad de barriles como resultado de la controversia presentada entre las partes respecto de la interpretación de la cláusula 14.9.3. del Otro Si No. 1 al Contrato de Asociación Quifa⁶.

En aquella oportunidad, la CGR advirtió sobre la importancia que para la liquidación de la deuda deben tenerse en cuenta los siguientes factores: i) El precio del petróleo y las condiciones de mercado correspondientes a la época en que se generó la obligación; ii) La corrección por precio de referencia desde la migración a marcador Brent; iii) Las correcciones por calidad de crudo y por tasa de inflación del dólar y/o, según la moneda en la que se liquide el faltante, desde que se generó la obligación hasta el día en que se efectúe el pago, y; iv) La corrección del volumen en caso de efectuarse la devolución en especie, para equilibrar con las mejores condiciones de mercado que reinaban en el momento en que debió hacerse la PAP.

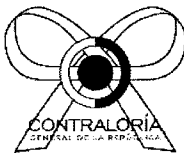
Conforme lo informado por el sujeto de control, respecto del trámite judicial se encuentra que el 18 de febrero de 2014, el Consejo de Estado notificó por edicto a Ecopetrol y a Meta Petroleum la sentencia dictada en el trámite de anulación. La sentencia: i) declara infundado el recurso de anulación interpuesto por la parte convocante, Meta Petroleum contra el laudo arbitral proferido el 13 de marzo de 2013, por el Tribunal de Arbitramento constituido para resolver las diferencias surgidas entre la sociedad Meta Petroleum Corp. Sucursal Colombia y Ecopetrol S.A. con ocasión a la aplicación de la Cláusula 14.9 del Otrosí sobre participación adicional en producción para Ecopetrol por precios altos y, ii) condena a Meta Petroleum Company a pagar a favor de Ecopetrol la suma de veinte (20) salarios mínimos mensuales legales vigentes, por concepto de costas procesales.

Durante el desarrollo de la auditoria al Contrato de Asociación Quifa se indagó respecto del estado actual de la deuda por parte de Metapetroleum Corp., lográndose evidenciar que dicha compañía terminó de pagar un total de 1.649.935⁷ barriles de petróleo el pasado 11 de marzo de los corrientes. Sin embargo, también se pudo evidenciar que la posición de Metapetroleum Corp.

Frente al reconocimiento de la diferencia generada por los precios del petróleo entre la fecha en que se debió haber cumplido la entrega de la participación adicional de la producción y la fecha en que se entregó efectivamente, así como respecto al cambio del marcador internacional del crudo tal como fuera exigido por Ecopetrol, Metapetroleum Corp. ha manifestado de manera reiterada que no encuentra

⁶ El numeral 14.9.3. de la cláusula 14 del Otro si No. 1 al Contrato de Asociación Quifa “Distribución y Disponibilidad de los Hidrocarburos”; debe ser aplicado por las partes en el sentido de que la “Participación Adicional en la Producción para ECOPETROL por Precios Altos – PAP” debe ser calculada sobre la totalidad de la producción del pozo y no tan solo de la parte correspondiente a Meta Petroleum.

⁷ Correspondientes a la deuda inicialmente tasada por el Tribunal de Arbitramento (1’651.844) menos 1.909 barriles que corresponden a volúmenes de llenado de líneas y vasijas, y por lo tanto no disponibles para entrega de conformidad con lo acordado entre las partes.



Transparencia
por su eficiencia
Transparencia
por sus derechos
humanos

procedente el pago de valores adicionales por dichos conceptos y considera que con la entrega de los barriles se entiende por cumplida su obligación.

Como consecuencia de lo anterior, en razón a la manifiesta diferencia jurídico-económica presentada entre las partes, las mismas decidieron dar trámite al procedimiento establecido en la Cláusula 20.1 del Contrato de Asociación Quifa – DECISIÓN EN CASO DE DESACUERDOS – para lo cual el Comité Ejecutivo Instruyó al operador a comunicar al más alto nivel ejecutivo de cada una de las partes con el fin de procurar un acuerdo al respecto. En caso de fracasar dicha instancia, se debe dar cumplimiento a lo establecido en la Cláusula 28.2 en virtud de la cual tales diferencias serían sometidas al conocimiento y decisión de la rama jurisdiccional colombiana.

Al realizar seguimiento a la función de advertencia se encuentra que la posición de Ecopetrol S.A. ha sido la de llevar a cabo todas las acciones contractuales y judiciales tendientes a recuperar los valores que debieron ingresar a su patrimonio oportunamente por concepto de corrección de los valores en tiempo, al cambio en el indicador internacional del crudo y la correspondiente indexación de dichos dineros.

Así las cosas, la CGR reitera la advertencia realizada el 29 de abril de 2013 respecto del riesgo en que pueden verse inmersos recursos de naturaleza pública por el no pago de las diferencias generadas por la entrega retardada de los barriles adeudados, especialmente respecto de la diferencia del precio del crudo, de los marcadores internacionales del mismo y la corrección monetaria. Dicho monto, según cálculos aproximados, equivale a la suma de KUSD\$ 10.872⁸.

LEONARDO ARBELÁEZ LAMUS
Contralor Delegado para el Sector de Minas y Energía

⁸ Oficio Ecopetrol de fecha 26 de mayo de 2014.