

PROGRAMA PARA GESTIÓN COORDINADA DE LOS PROYECTOS  
ASOCIADOS AL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS DE  
ECOPETROL S.A.

JAIME VLADIMIR ROJAS GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2014

PROGRAMA PARA GESTIÓN COORDINADA DE LOS PROYECTOS  
ASOCIADOS AL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS DE  
ECOPETROL S.A.

JAIME VLADIMIR ROJAS GONZÁLEZ

Trabajo de grado para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director  
CAMILO ALBERTO REYES JIMÉNEZ  
Ingeniero Mecánico  
MSc. In Manufacturing Engineering and Management

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2014

## **DEDICATORIA**

A Dios Todopoderoso

A mi Familia

A mi Trabajo

**VLADIMIR ROJAS**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

A CAMILO REYES, por su orientación, planteamiento y documentación de este trabajo.

A El Proyecto La Cira Infantas por facilitar la información con la cuál fue posible desarrollar este trabajo.

A todo el equipo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

A los docentes de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos por su esmero y dedicación.

A todos los que de una u otra forma hicieron su aporte a la elaboración de este libro.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	17
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA</b>	18
<b>1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	18
<b>1.2 JUSTIFICACIÓN</b> .....	18
<b>1.3 OBJETIVOS</b> .....	19
<b>1.4 ALCANCE</b> .....	19
<b>2. MARCO REFERENCIAL</b>	20
<b>2.1 MARCO TEÓRICO</b> .....	20
<b>2.1.1 Agriamiento de Reservorios Petroleros</b> .....	20
<b>2.1.2 Corrosión por sulfuro de hidrógeno – H<sub>2</sub>S</b> .....	23
<b>2.1.3 Exposición a sulfuro de hidrógeno - H<sub>2</sub>S.</b> .....	24
<b>2.2 MARCO CONCEPTUAL</b> .....	26
<b>2.2.1 Direccionamiento de Proyectos</b> .....	27
<b>2.2.2 Gerenciamiento de Programas</b> .....	29
<b>2.3 MARCO LEGAL</b> .....	33
<b>2.4 MARCO ORGANIZACIONAL</b> .....	36
<b>2.4.1 Organización del Operador</b> .....	37
<b>2.4.2 Organización del Ejecutor</b> .....	37
<b>3. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA - INFANTAS</b>	38
<b>3.2 DESCRIPCIÓN CAMPOS LA CIRA E INFANTAS</b> .....	38
<b>3. 3 DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS</b> .....	38
<b>3.3.1 Facilidades iniciales de producción e inyección del campo LCI</b> .....	38

3.3.2 Facilidades actuales de producción e inyección del campo LCI. ....	40
<b>3.4 FACILIDADES PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS</b>	
.....	44
3.4.1 Pozos productores. ....	45
3.4.2 Recolección de gas y transporte.....	46
3.4.3 Tratamiento para retiro de Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S). ....	47
3.4.4 Compresión de gas. ....	47
3.4.5 Procesamiento de gas.....	49
<b>4. CARACTERIZACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GAS</b>	<b>51</b>
<b>4.1 PROYECTOS DE RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES</b> .....	<b>51</b>
4.1.1 Antecedentes .....	51
4.1.2 Caracterización.....	52
<b>4.2 PROYECTOS DE TRATAMIENTO DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H<sub>2</sub>S)</b>	
.....	54
4.2.1 Antecedentes. ....	54
4.2.2 Caracterización .....	56
<b>4.3 PROYECTOS AUMENTO CONFIABILIDAD COMPRESIÓN Y GENERACIÓN ENERGÍA</b>	<b>58</b>
4.3.1 Antecedentes .....	58
4.3.2 Caracterización.....	61
<b>5. INTERACCIONES ENTRE LOS PROYECTOS ASOCIADOS AL GAS</b>	<b>63</b>
<b>5.1 IDENTIFICACIÓN DE INTERACCIONES ENTRE LOS PROYECTOS DE GAS</b> .....	<b>65</b>
5.1.1 Interacciones recuperación de gas de anulares .....	66
5.1.2 Interacciones tratamiento de H <sub>2</sub> S.....	67
5.1.3 Interacciones confiabilidad de compresión .....	67

<b>5.2. APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE INTERACCIÓN EN EL PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>68</b>
<b>6. PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA DE PROYECTOS DE GAS .....</b>	<b>70</b>
<b>6.1 Iniciar el programa.....</b>	<b>70</b>
<b>6.1.1 Entradas del proceso Iniciar el programa .....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.1.1 Direccionamiento estratégico.....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.1.2 Estructura y políticas organizacionales .....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.1.3 Proyectos existentes .....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.1.4 Organización de trabajo existente .....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.2 Actividades del proceso Iniciar el programa.....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.2.1 Identificar Recursos .....</b>	<b>72</b>
<b>6.1.2.2 Identificar Interesados.....</b>	<b>72</b>
<b>6.1.3 Salidas del proceso Iniciar el programa .....</b>	<b>73</b>
<b>6.1.3.1 Hoja de Ruta del Programa .....</b>	<b>73</b>
<b>6.1.3.2 Asignación del Gerente del Programa .....</b>	<b>73</b>
<b>6.1.3.3 Acta de constitución del programa.....</b>	<b>73</b>
<b>6.2 Establecer el marco financiero.....</b>	<b>73</b>
<b>6.2.1 Entradas del proceso Establecer el marco financiero .....</b>	<b>74</b>
<b>6.2.1.1 Fuente de financiación .....</b>	<b>74</b>
<b>6.2.1.2 Restricciones de financiación .....</b>	<b>74</b>
<b>6.2.2 Actividades del proceso Establecer el marco financiero.....</b>	<b>74</b>
<b>6.2.2.1 Identificar beneficios para cada proyecto .....</b>	<b>74</b>
<b>6.2.2.1.1 Beneficios recuperación de gas de anulares.....</b>	<b>75</b>
<b>6.2.2.1.2 Beneficios Interacciones tratamiento de H<sub>2</sub>S.....</b>	<b>75</b>

<b>6.2.2.1.3 Beneficios Interacciones generación eléctrica .....</b>	<b>75</b>
<b>6.2.3 Salidas del proceso Establecer el marco financiero .....</b>	<b>76</b>
<b>6.2.3.1 Justificación costo - beneficio .....</b>	<b>76</b>
<b>7. CONCLUSIONES</b>	<b>77</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>78</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>81</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Efectos fisiológicos por exposición humana a H <sub>2</sub> S	25
Tabla 2. Procesos para el direccionamiento de programas	32
Tabla 3. Pozos conectados al sistema de gas de anulares o con BCG	52
Tabla 4. Variables proyectos de recuperación gas de anulares	52
Tabla 5. Variables proyectos de tratamiento de H <sub>2</sub> S	64
Tabla 6. Variables proyecto confiabilidad de compresión	64
Tabla 7. Variables proyecto generación eléctrica	68
Tabla 8. Desglose del proceso Iniciar el programa	70
Tabla 9. Desglose del proceso Establecer el marco financiero	74

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Progreso del Agriamiento	20
Figura 2. Fase inicial del Agriamiento	21
Figura 3. Fase intermedia del Agriamiento	21
Figura 4. Fase final del Agriamiento	21
Figura 5. Mecanismo de generación de H <sub>2</sub> S	23
Figura 6. Elementos de un programa	30
Figura 7. Ciclo de vida de un programa	31
Figura 8. Direccionamiento de los beneficios	31
Figura 9. Ubicación geográfica campos La Cira e Infantas	38
Figura 10. Esquema original de Recolección campo LCI	40
Figura 11. Aumento capacidad separación de fluidos en estaciones	41
Figura 12. Aumento capacidad plantas de inyección	42
Figura 13. Esquema Actual de Recolección en Inyección Campo LCI	44
Figura 14. Mapa de procesos de gas Campo LCI	44
Figura 15. Representación esquemática de un pozo	45
Figura 16. Esquema del sistema de recolección de gas del campo	47
Figura 17. Nodos de tratamiento de gas para retiro de H <sub>2</sub> S	47
Figura 18. Diagrama de flujo planta compresora	47
Figura 19. Diagrama de flujo planta de proceso	49
Figura 20. Volúmenes de agua producida reinyectada en La Cira – Infantas	54

Figura 21. Disponibilidad (%) compresora El Centro años 2010-2011	58
Figura 22. Cambio de ubicación tercer tren de compresión	59
Figura 23. Análisis DOFA de las alternativas de operación	60
Figura 24. Mapa de procesos de gas del Campo La Cira Infantas	63
Figura 25. Matriz de interacciones de los proyectos de gas	66
Figura 26. Organización para el Programa de Gas La Cira Infantas	72

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo A. Organigrama del operador del contrato de colaboración empresarial	821
Anexo B. Organigrama del ejecutor del contrato de colaboración empresarial	83
Anexo C. Cuadro consolidado de las actas de constitución de los proyectos de gas del campo la Cira Infantas	84
Anexo D. Acta de constitución del proyecto de recuperación del gas de anulares Project Charter Format	87
Anexo E. Acta de constitución del proyecto de gas de anulares	91
Anexo F. Acta de constitución del proyecto de tratamiento H <sub>2</sub> S Campo LCI Project Charter Format	95
Anexo G. Acta de constitución del proyecto ampliación sistema tratamiento H <sub>2</sub> S Campo LCI	99
Anexo H. Acta de constitución del proyecto aumento confiabilidad planta compresora Project Charter Format	102
Anexo I. Plantilla de registro de interesados	105
Anexo J. Hoja de Ruta del Programa de proyectos de gas del Campo La Cira Infantas	106

## RESUMEN

**TÍTULO:** PROGRAMA PARA GESTIÓN COORDINADA DE LOS PROYECTOS ASOCIADOS AL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS DE ECOPETROL S.A. \*

**AUTOR:** JAIME VLADIMIR ROJAS GONZÁLEZ \*\*

**PALABRAS CLAVES:** CIRA-INFANTAS, PROGRAMAS, PROYECTOS, INYECCIÓN, AGRIAMIENTO, CORROSIÓN, GAS, ANULAR.

### **DESCRIPCIÓN:**

El Campo La Cira Infantas se encuentra desde el año 2006 en una etapa de desarrollo adicional mediante un contrato de colaboración empresarial entre ECOPETROL y una compañía ASOCIADA, con el cual se ha logrado incrementar en treinta y cinco mil barriles día la producción de crudo y en tres millones de pies cúbicos día la producción de gas, gracias a la inyección de cuatrocientos cincuenta mil barriles día de agua.

Con el incremento del gas producido en el campo se han identificado problemas en los sistemas de recolección, compresión y procesamiento, como pérdidas de producción de crudo por aumento de la presión en el anular de los pozos, aumento de la concentración de sulfuro de hidrógeno en el gas por inyección de agua producida, y quemas de gas por baja confiabilidad de la planta compresora y rupturas del gasoducto de gas procesado.

El objetivo con éste trabajo de grado es plantear la creación de un Programa de gestión de los proyectos de gas del campo la Cira Infantas, siguiendo los lineamientos del Project Management Institute (PMI) en su “Estandar para gerenciamiento de programas”, que garantice la consecución de los alcances y aumente los beneficios a obtener; mediante la identificación de interacciones y la gestión coordinada de los proyectos que se están implementando en el campo de manera independiente, para solucionar cada uno de los problemas identificados.

---

\* Proyecto de Grado Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Camilo Alberto Reyes Jiménez

## ABSTRACT

**TITLE:** PROGRAM FOR THE COORDINATE MANAGEMENT OF PROJECTS ASSOCIATED WITH THE GAS PRODUCED AT THE LA CIRA INFANTAS FIELD OF ECOPETROL S.A. \*

**AUTHOR:** JAIME VLADIMIR ROJAS GONZÁLEZ \*\*

**KEY WORDS:** CIRA-INFANTAS, PROGRAMS, PROJECTS, WATERFLOODING, SOURING, CORROSION, GAS, ANNULAR.

### DESCRIPCIÓN:

La Cira Infantas field is in a stage of an additional development since 2006 through a contract of collaboration between ECOPETROL and an ASSOCIATE company, with which it has managed to increase the production of crude in thirty five thousand barrels per day, and three million cubic feet per day of gas production, thanks to the waterflooding of four hundred and fifty thousand barrels of water per day.

With the increase of the gas produced in the field, problems in the recollection, compression, and process systems were identified, such as: loss of oil production by increasing the pressure in the annular of the well, increasing the concentration of hydrogen sulfide in the gas by injection of produced water, and burning of gas by low reliability of the compressor plant and ruptures of the gasoduct of gas processing.

The objective of this degree work is to propound the creation of a Program for gas project management of the Cira Infantas field, following the guidelines of the Project Management Institute (PMI) in its "Standard for management programs", that ensure the achievement of outcomes and increase the benefits to be obtained; by identifying interactions and the coordinated management of the projects being implemented in the field independently, to solve each one of the problems identified.

---

\* Degree Thesis Specialization Management of Hydrocarbons

\*\* Petroleum Engineering School. Director Camilo Alberto Reyes Jiménez

## INTRODUCCIÓN

El Campo La Cira Infantas se encuentra desde el año 2006 en una etapa de desarrollo adicional mediante un contrato de colaboración empresarial entre ECOPETROL y una compañía ASOCIADA; en siete años de actividades la producción de crudo ha incrementado de cinco mil a cuarenta mil barriles por día, la de gas de dos a cinco millones y medio de pies cúbicos por día y la inyección de agua de veinte mil a cuatrocientos setenta mil barriles por día.

Asociado a la producción de gas se ha identificado cuatro situaciones problemáticas que no se tenían previstas en el Plan de desarrollo del campo, y que ha ocasionado la generación de proyectos contingentes para dar continuidad al negocio; estas son: Pérdidas de producción de crudo por aumento de la presión en el anular de los pozos productores, Aumento de la concentración de sulfuro de hidrógeno en el gas como consecuencia de la inyección de agua producida, Baja confiabilidad de la planta compresora El Centro y Problemas de integridad en el gasoducto de gas procesado, que ocasionan en conjunto quemadas del gas producido en el campo.

El objetivo con éste trabajo de grado es plantear la creación de un Programa de gestión de los proyectos de gas del campo la Cira Infantas, que garantice la consecución de los alcances individuales y aumente los beneficios a obtener con su ejecución; para ello se aplicaran las mejores prácticas descritas por el Project Management Institute – PMI en su Estándar para la gestión de programas.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En la actualidad el Campo La Cira Infantas maneja un volumen aproximado de 5.5 MPCED de gas producido, de los cuáles 2,5 MPCED son separados del crudo en las estaciones de recolección del Campo y son transportados a la Planta Compresora El Centro mediante gasoductos troncales; 3.0 MPCED se producen por la sección anular de 364 pozos productores que se conectan mediante nodos de recolección directamente a los gasoductos troncales. Como resultado del proyecto de desarrollo adicional del Campo La Cira Infantas, se han identificado cuatro problemas asociados al gas producido:

Venteo a la atmósfera del gas anular de 400 pozos productores no conectados a los nodos de recolección.

Incremento de la concentración de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) presente en el gas producido.

Baja confiabilidad de las Plantas Compresoras y Planta de gas El Centro.

Problemas de integridad del gasoducto El Centro – GRB.

### **1.2 JUSTIFICACIÓN**

La solución a los problemas identificados se viene abordando de forma independiente, sin identificar adecuadamente interacciones entre ellos y por tanto sin plantear una solución integrada que optimice el resultado final. De no corregirse ésta situación se presentan riesgos para la continuidad operacional del campo por:

Sanciones por incumplimiento ambiental debido a emisión de gases de efecto invernadero por venteo o quema de gas.

Sanciones por incumplimiento legal debido al desperdicio de gas.

Riesgos de seguridad industrial por la presencia de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) en el gas producido.

Riesgos de integridad de ductos, vasijas y equipos por corrosividad del gas producido.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **Objetivo general**

Plantear un programa de gestión coordinada de los proyectos de gas del campo la Cira Infantas, que garantice y aumente los beneficios a obtener con su ejecución.

#### **Objetivos específicos**

Analizar la estructura y características de cada proyecto para Identificar las restricciones, recursos, grupos de interés, y equipos de personas involucrados en su desarrollo.

Identificar las interacciones o dependencias entre los alcances de los proyectos de gas a implementar en el campo La Cira Infantas.

Elaborar el programa de proyectos de gas del Campo La Cira Infantas.

### **1.4 ALCANCE**

Mediante éste trabajo de monografía se planteará un programa que integre los proyectos que buscan controlar los problemas asociados a la producción de gas del campo La Cira Infantas, que se vienen planeando de manera independiente; con la finalidad de garantizar y aumentar los beneficios a obtener.

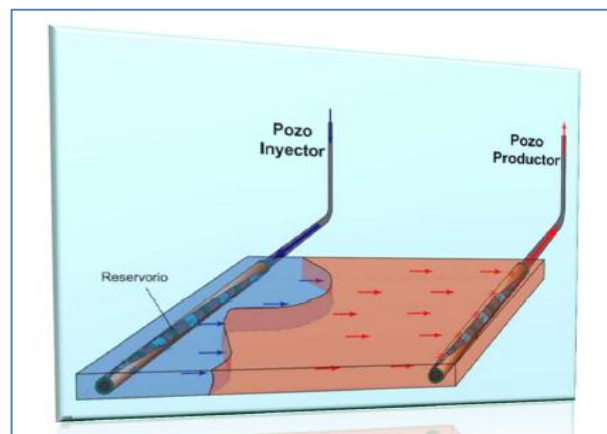
## 2. MARCO REFERENCIAL

Para el desarrollo de éste trabajo de postgrado se requiere un amplio espectro de conocimientos, ya que comprende temáticas de direccionamiento y gestión de proyectos, así como de ingeniería de facilidades de superficie para producción de hidrocarburos, integridad mecánica de ductos para transporte de fluidos, efectos del sulfuro de hidrógeno en sistemas de transporte y en la salud humana, legislación ambiental y de hidrocarburos en Colombia, asociadas a los temas en cuestión.

### 2.1 MARCO TEÓRICO

**2.1.1 Agriamiento de Reservorios Petroleros.** El sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) es un gas que normalmente está asociado con el proceso de producción de crudo con inyección de agua para mejorar su recobro. En el campo LCI se empezó a observar la presencia de este compuesto en el año 2008, momento en el cual se empezaron a realizar acciones para entender el fenómeno y establecer acciones para su manejo. El proceso se va a dando gradualmente, potenciado por la presencia de bacterias sulfatoreductoras - BSR que entran al reservorio desde superficie con el agua de inyección o están en el reservorio desde la perforación u otro tipo de tratamientos que usaron fluidos contaminados. El perfil del frente de multiplicación de las BSR se produce desde el pozo inyector hacia el productor como se muestra en la Figura 1.

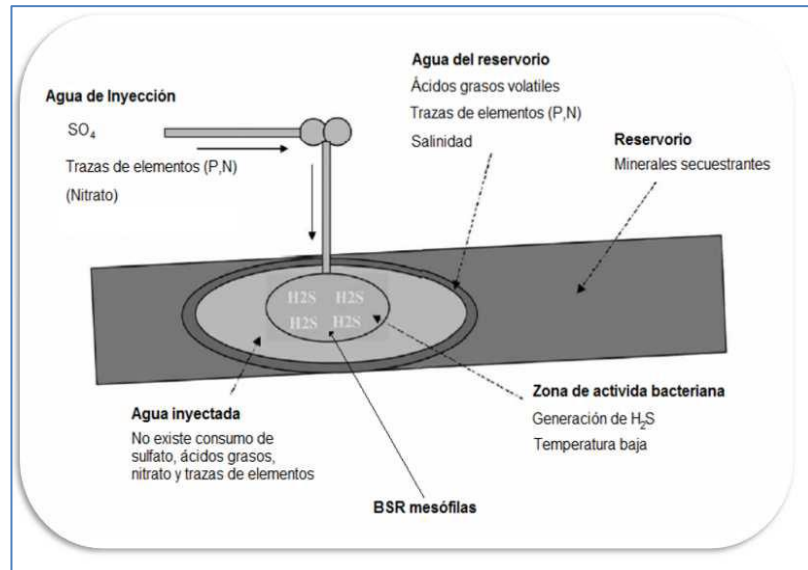
**Figura 1. Progreso del Agriamiento**



Fuente: NÆVDAL, Geir, D. BROUWER, Roald y JANSEN, Jan-Dirk. Waterflooding using closed-loop control. Computational Geosciences. 2006, vol. 10, pp. 37-60.

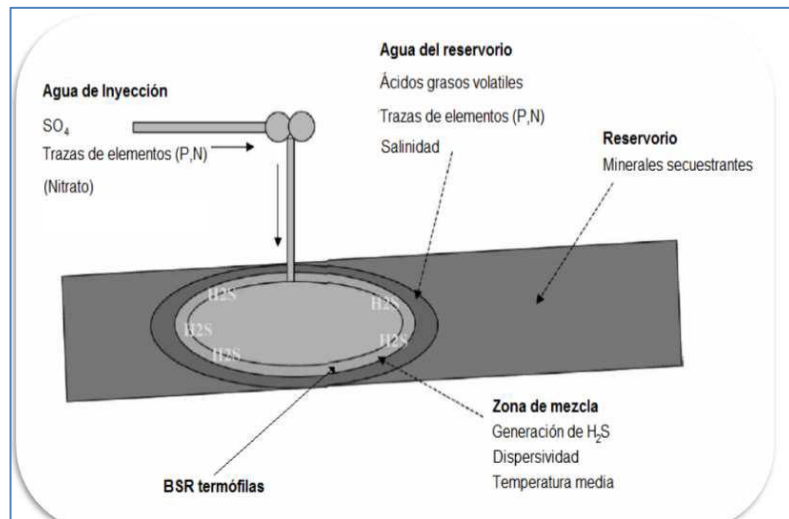
En una fase inicial las BSR de tipo mesófilas se concentran en la zona adyacente al pozo, y empiezan a metabolizar los sulfatos ( $\text{SO}_4^-$ ) presentes y produciendo  $\text{H}_2\text{S}$ , como se muestra en la Figura 2.

**Figura 2. Fase inicial del Agriamiento**



Fuente: KUIJVENHOVEN, Cor, NOIROT, Jean-Christophe, y otros. Use of nitrate to mitigate reservoir souring in Bonga deepwater development, offshore Nigeria. doi:10.2118/92795-PA.

**Figura 3. Fase intermedia del Agriamiento**

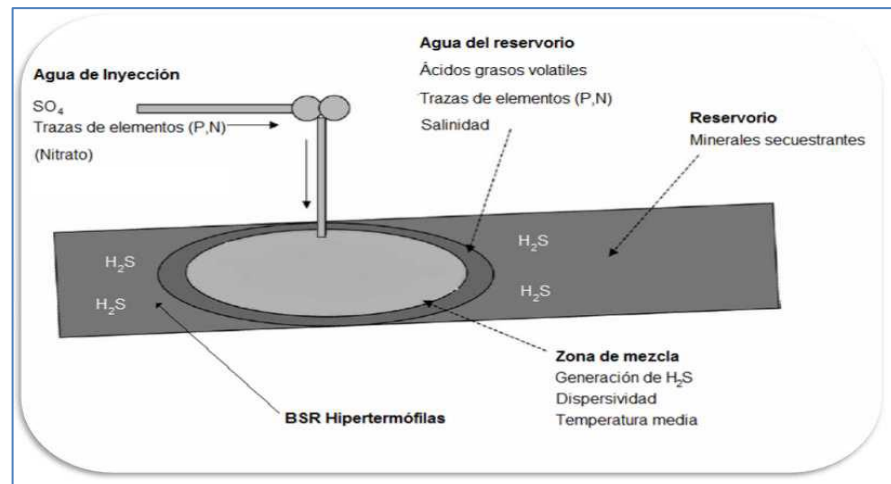


Fuente: Idem Figura 2

En una fase intermedia las BSR de tipo termófilas se empiezan a dispersar de acuerdo al patrón de movilidad del agua de inyección, y empiezan a metabolizar los sulfatos ( $\text{SO}_4^-$ ) presentes en la zona de mezcla y produciendo  $\text{H}_2\text{S}$ , como se muestra en la Figura 3.

En una fase final las BSR de tipo hipertermófilas se propagan por fuera de la zona de mezcla produciendo  $\text{H}_2\text{S}$ , como se muestra en la Figura 4.

**Figura 4. Fase de propagación del Agriamiento**

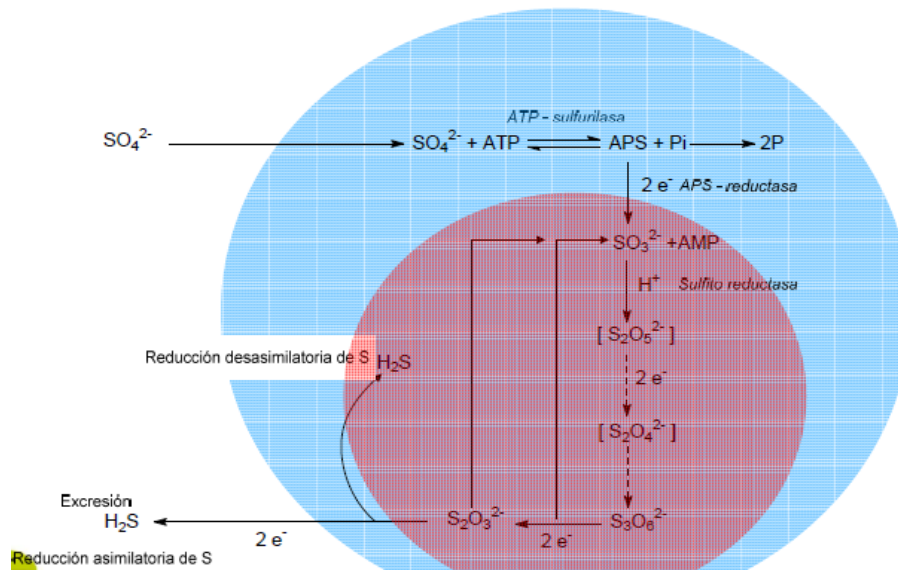


Fuente: Idem Figura 2

Los procesos que se dan para la generación de  $\text{H}_2\text{S}$  por parte de las BSR son complejos fenómenos físicos, biológicos y químicos, ver la figura 5. Los efectos del agriamiento en un campo petrolero se pueden resumir en:

- Disminución de la calidad de los fluidos de producción.
- Reducción en la producción por daños a la formación.
- Corrosión e incrustación de metales.
- Riesgo para el personal y medio ambiente.
- Incremento en costos por reemplazo de equipo averiado.

**Figura 5. Mecanismo de generación de H<sub>2</sub>S**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

**2.1.2 Corrosión por sulfuro de hidrógeno – H<sub>2</sub>S.** Los efectos y consideraciones de diseño a tener en cuenta cuando existe presencia de H<sub>2</sub>S en las facilidades de superficie de campos petroleros, son tratados ampliamente en dos documentos técnicos que son guías en la industria del petróleo: API RP 55 “Recommended Practice for Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide” y NACE MR0175 “Materials for use in H<sub>2</sub>S – Containing environments in oil and gas producción”.

La exposición de aceros al carbón a H<sub>2</sub>S puede generar una falla repentina del material, debido a un proceso corrosivo conocido como “Sulfide Stress Cracking” – SCC, lo que es altamente peligroso especialmente en aquellas aplicaciones de gas en donde la instalación y las personas pueden quedar expuestas a la presencia de éste gas altamente tóxico a ciertas concentraciones relativamente bajas.

La sola presencia de H<sub>2</sub>S no es causa suficiente para la ocurrencia de una falla por SCC, es necesario analizar otras condiciones tanto físicas como químicas que combinadas generan la falla, y en caso tal de la persistencia de la condición de riesgo, se deben seleccionar materiales resistentes a éste tipo de corrosión:

- Composición química, método de manufactura, dureza, tensión, microestructura, tamaño de grano e impurezas de los materiales.
- Presión parcial y concentración de H<sub>2</sub>S en la fase acuosa.
- Presencia de iones de cloro.
- Acidez (pH) de la fase acuosa.
- Presencia de sulfuros u otros oxidantes.
- Exposición a fluidos diferentes a los de producción.
- Temperatura y Presión.
- Tiempo de exposición.

**2.1.3 Exposición a sulfuro de hidrógeno - H<sub>2</sub>S.** Los gases tóxicos de mayor interés a nivel de la industria del petróleo, por sus efectos de salud ante exposiciones agudas y su presencia en los ambientes ocupacionales, son los llamados gases ácidos, tales como el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), los óxidos de azufre, tales como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), el trióxido (SO<sub>3</sub>) y el ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), por la rapidez y seriedad de sus efectos irritantes a relativas bajas concentraciones y en muy cortos periodos de exposición. Otros gases o vapores a tomar en consideración en exposiciones agudas por su alta toxicidad, son el monóxido de carbono (CO), por su capacidad asfixiante especialmente en ambientes confinados y, en menor medida, algunos solventes tipo benceno, tolueno y hexano, por su capacidad de depresión del sistema nervioso central.

El sulfuro de hidrogeno se produce de forma natural por descomposición de la materia orgánica; a nivel industrial es un subproducto derivado principalmente de la refinación del petróleo. A Temperatura ambiente es un gas incoloro inflamable y explosivo con olor a huevo podrido, a presión o a temperatura menor a 60°C es un líquido incoloro moderadamente soluble en agua. Es más

pesado que el aire y puede acumularse en espacios confinados o en áreas con ventilación escasa.

La principal vía de exposición es la vía inhalatoria, presentándose una rápida absorción por los pulmones. Su olor y sus propiedades irritantes hacen que sea fácilmente perceptible, sin embargo la exposición a niveles moderados puede originar pérdida olfativa temporal por fatiga, lo que evita su identificación y aumenta el riesgo de intoxicación. Su absorción dérmica es mínima, sin embargo la exposición prolongada a bajas dosis puede originar irritación dérmica así como irritación conjuntival. En caso de exposición al producto en forma líquida o al entrar en contacto el gas con alguna superficie húmeda como la piel o mucosas, puede originar irritación.

El sulfuro de hidrogeno ejerce su efecto toxico por medio de la inhibición de la oxigenación celular, lo cual hace que la célula y los tejidos rápidamente entren en hipoxia y puedan presentar daños significativos. Es metabolizado de diferentes maneras, principalmente por vía oxidación de sulfuro a tiosulfato, con posterior degradación a sulfato, el cual se elimina en orina.

Los efectos a la salud derivados de una exposición aguda pueden ser variables de acuerdo a la concentración a la que se presente la exposición. En la tabla 1 se presentan los principales efectos fisiológicos de acuerdo al nivel de exposición. Puede presentarse irritación dérmica, ocular, de mucosas y de tracto respiratorio, así como efectos específicos en órganos con elevado consumo de oxígeno. A nivel de Sistema Nervioso Central, la exposición a bajas concentraciones origina cefalea y en la medida que incrementa la concentración se puede presentar agitación, mareo, vértigo, debilidad, desorientación y deterioro neurológico progresivo caracterizado por dificultad para caminar, coma e incremento en el riesgo de parálisis respiratoria y muerte. Concentraciones muy elevadas pueden producir pérdida de conciencia inmediata, con paro respiratorio, convulsiones y muerte.

**Tabla 1. Efectos fisiológicos por exposición humana a H<sub>2</sub>S**

<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Efecto Fisiológico</b>
0.025	Olor detectable
0.15	Olor ofensivo
3 – 5	Olor ofensivo moderadamente intenso
10	Olor desagradable con resequedad ocular

Tabla 1 (Continuación)

<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Efecto Fisiológico</b>
20 – 30	Olor fuerte e intenso pero no intolerable
50	Irritación conjuntival y en tracto respiratorio
150	Parálisis del nervio olfatorio
250	Edema pulmonar tras exposición prolongada
300 – 500	Edema pulmonar con inminente riesgo para la vida
700	Inconsciencia, depresión respiratoria, muerte
>900	Rápido colapso, parálisis respiratoria, muerte
5000	Inmediatamente fatal

Fuente: ECOPETROL S.A., Dirección de HSE, ECP-DHS-I-040, Atención médica a emergencias por sulfuro de hidrogeno.

Los valores umbral límite TLVs de la ACGIH® (American Conference of Governmental Industrial Hygienists) son los límites máximos permisibles legales según la ley colombiana actual (Artículo 154 – Resolución 2400 de 1979, capítulo VIII, del Ministerio de Salud) para una exposición crónica ocupacional, y por tanto todas las organizaciones industriales con sede y operación en Colombia deben ajustarse a ellos.

Según las definiciones dadas por la ACGIH® los valores límites umbral de exposición (TLVs) para el H<sub>2</sub>S son:

- TLV- TWA: un (1) ppm como concentración ponderada en el tiempo para 8 horas diarias y 40 horas semanales a la cual se cree que casi todos los trabajadores pueden ser repetidamente expuestos días tras día durante su vida laboral.
- TLV-STEL: cinco (5) ppm como concentración ponderada en el tiempo para 15 minutos que no debe ser excedida en ningún momento durante un día de trabajo, aún si el promedio de 8 horas está dentro del TLV-TWA.

## **2.2 MARCO CONCEPTUAL**

Las guías para el direccionamiento de proyectos seguidas por ECOPETROL S.A. y su Asociado, son las del Project Management Institute (PMI), para proyectos es “Project Management Body of Knowledge (PMBOK)” y para programas de proyectos es “The Standard for Program Management”, en los

cuales se desarrollan los fundamentos generales para la gestión de proyectos y de programas; guías que son reconocidas como “Buenas Prácticas” aplicables para el cumplimiento del alcance, tiempo, costo, calidad y riesgos planteados para un proyecto, y para la gestión coordinada de proyectos relacionados.

**2.2.1 Direccionamiento de Proyectos.** Como parte de éste marco referencial se incluyen las siguientes definiciones básicas necesarias contenidas en el “PMBOK del PMI” para el desarrollo de proyectos:

**Proyecto:** Esfuerzo temporal que se lleva a cabo de forma gradual para crear un producto, servicio o resultado único.

**Dirección de proyectos:** Es la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a las actividades de un proyecto, mediante la aplicación e integración de los procesos de inicio, planificación, ejecución, seguimiento y control, y cierre, con la finalidad de satisfacer los requisitos del proyecto.

**Director del proyecto:** Persona responsable de alcanzar los objetivos del proyecto, mediante la identificación de los requisitos, el establecimiento de objetivos claros y posibles de realizar, el equilibrio de las demandas concurrentes de calidad, alcance, tiempo y costos, y adaptando especificaciones, planes y enfoques a las inquietudes de los diferentes interesados.

**Iniciador:** Persona u organización que tiene tanto la capacidad como la autoridad para iniciar un proyecto.

**Patrocinador / Sponsor:** La persona o el grupo que ofrece recursos financieros, monetarios o en especie, para el proyecto.

**Interesado / Stakeholder:** Personas y organizaciones como clientes, patrocinadores, organización ejecutante y el público, involucrados activamente con el proyecto, o cuyos intereses pueden verse afectados de manera positiva o negativa por la ejecución o conclusión del proyecto.

**Equipo de Dirección del Proyecto / Project Management Team:** Los miembros del equipo del proyecto que participan directamente en las

actividades de dirección del mismo. En proyectos pequeños el equipo de dirección del proyecto puede incluir prácticamente a todos los miembros del equipo del proyecto.

**Equipo del Proyecto / Project Team:** Todos los miembros del proyecto, incluidos el equipo de dirección, el director del proyecto y en algunos casos el patrocinador.

**Fase del Proyecto:** Conjunto de actividades del proyecto relacionadas lógicamente, que generalmente culminan con la finalización de un producto entregable principal. Las fases suelen completarse en forma secuencial, pero pueden superponerse y subdividirse. Una fase es un componente de un ciclo de vida del proyecto, no es un grupo de procesos de dirección de proyectos.

**Acta de Constitución del Proyecto / Project Charter:** Un documento emitido por el iniciador o patrocinador del proyecto que autoriza formalmente la existencia de un proyecto, y le confiere al director de proyectos la autoridad para aplicar los recursos de la organización a las actividades del proyecto.

**Restricción:** Una limitación aplicable, ya sea interna o externa al proyecto, que afectará el rendimiento del mismo o de un proceso. Generalmente son del cronograma, del costo, de recursos, de calidad o de riesgos.

**Alcance:** La suma de productos, servicios y resultados que se proporcionarán como un proyecto.

**Costo:** El valor monetario o precio de una actividad o componente del proyecto, que incluye los recursos necesarios para realizar y terminar la actividad o el componente, o para producir el componente.

**Tiempo:** Duración planteada del proyecto hasta la fase de cierre.

**Calidad:** El grado en el que un conjunto de características inherentes satisface los requisitos.

**Riesgo:** Un evento o condición incierta que, si se produce, tiene un efecto positivo o negativo en los objetivos de un proyecto.

**Proceso de Dirección de Proyectos:** Uno de los 44 procesos, propios de la dirección de proyectos que se describe en la Guía del PMBOK®.

**Comité de Control de Cambios:** Grupo formalmente constituido de interesados, responsable de analizar, evaluar, aprobar, retrasar o rechazar cambios al proyecto, y registrar todas las decisiones y recomendaciones.

**Organización Funcional:** Organización jerárquica en la cual cada empleado tiene definido claramente un superior, y el personal está agrupado por áreas de especialización dirigidas por una persona con experiencia en esa área.

**Organización Matricial:** Organización en la cual el director del proyecto comparte con los gerentes funcionales la responsabilidad de asignar prioridades y de dirigir el trabajo de las personas asignadas al proyecto.

**Organización Proyectizada:** Organización en la que el director del proyecto tiene plena autoridad para asignar prioridades, recursos y dirigir el trabajo de las personas asignadas al proyecto.

**2.2.2 Gerenciamiento de Programas.** Como parte de éste marco referencial se incluyen los siguientes conceptos contenidos en “The Estándar for Program Management de PMI”.

**Programa:** Grupo de proyectos relacionados cuya gestión se realiza de manera coordinada para obtener beneficios y control, que no se obtendrían si se gestionaran en forma individual. Los programas pueden incluir elementos de trabajo relacionados que están fuera del alcance de los proyectos diferenciados del programa (Figura 6).

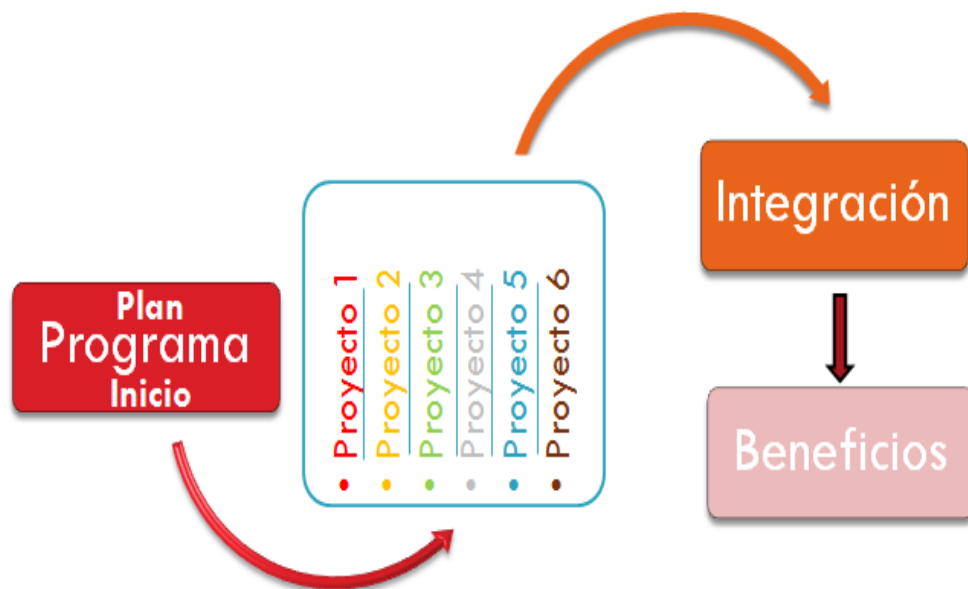
**Ciclo de vida.** Los programas como los proyectos tienen un inicio, una ejecución y un final denominado ciclo de vida del programa; estados o fases que permiten desarrollar y controlar el programa (Figura 7).

**Beneficios.** Son oportunidades materializadas para una organización en ingresos, mejoras operacionales, crecimiento, etc. Durante cada fase del ciclo

de vida se requieren establecer procesos para identificar, analizar, planear, materializar, medir desviaciones, resultados obtenidos y proyecciones a largo plazo de los beneficios obtenidos.

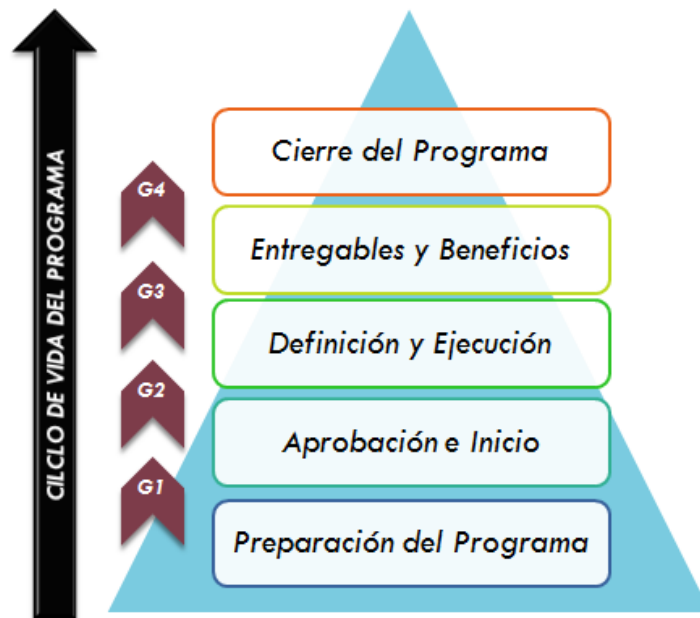
**Dirección de Programas:** Un programa inicia oficialmente cuando la organización lo aprueba o cuando es nombrado su gerente (director, líder, de acuerdo a cada tipo de organización); quien es el encargado de realizar la dirección coordinada y centralizada de un programa para lograr los objetivos y beneficios estratégicos identificados (Figura 8).

**Figura 6. Elementos de un programa**



Fuente: Adaptado del estándar para gerenciamiento de programas del PMI

Figura 7. Ciclo de vida de un programa



Fuente: Adaptado del estándar para gerenciamiento de programas del PMI

Figura 8. Direccionamiento de los beneficios



Fuente: Adaptado del estándar para gerenciamiento de programas del PMI

**Estándar de Dirección de Programas:** Se refiere a la totalidad de los cuarenta y siete procesos que recomienda el PMI y cuya elección de aplicación depende

de las características intrínsecas de cada programa y organización, divididos en doce áreas de conocimiento y cinco grupos o fases (Tabla 2).

**Tabla 2. Procesos para el direccionamiento de programas**

Knowledge areas	Initiating Process Group	Planning Process Group	Executing Process Group	Monitoring and controlling Process Group	Closing Process Group
4. Integration Management	4.1 Initiate	4.2 Develop Management Plan 4.3 Develop Infrastructure	4.4 Direct and Manage Execution 4.5 Manage Resources	4.6 Monitor and Control Performance 4.7 Manage Issues	4.8 Close
5. Scope Management		5.1 Plan Scope 5.2 Define Objectives 5.3 <i>Develop requirements</i> 5.4 Develop Architecture 5.5 Develop WBS	5.6 Manage architecture 5.7 <i>Component Interfaces</i>	5.8 Monitor and Control Scope	
6. Time Management		6.1 Develop Schedule		6.2 Monitor and Control Sch.	
7. Cost Management*	*	*	*	*	*
8. Quality Management*	*	*	*	*	*
9. Human Resource	*	*	*	*	*
10. Communication		10.1 <i>Plan Communications</i>	10.2 <i>Distribute Information</i>	10.3 <i>Report Performance</i>	
11. Risk Management		11.1 Plan Risk Management 11.2 Identify Risks 11.3 Analyze Risks 11.4 Plan Risk Responses		11.5 Monitor and Control Risks	
12. Communication		12.1 Plan Procurements	12.2 <i>Conduct Procurements</i>	12.3 <i>Administer Procurements</i>	12.4 Close Procurements
13. Financial Management	13.1 Establish Financial Framework	13.2 <i>Develop Prog. Financial Plan</i> 13.3 Estimate Costs		13.5 <i>Monitor and Control Finances</i>	

Tabla 2. (Continuación)

Knowledge areas	Initiating Process Group	Planning Process Group	Executing Process Group	Monitoring and controlling Process Group	Closing Process Group
13. Financial Management	13.1 Establish Financial Framework	13.4 Budget Costs		13.5 Monitor and Control Finances	
14. Stakeholder Management		14.1 Stakeholder Management 14.2 Identify Stakeholders	14.3 Engage Stakeholders	14.4 Manage Stakeholder Expectations	
15. Governance		15.1 <i>Plan Govern. Structure</i> 15.2 <i>Plan for Audits</i> 15.3 Plan Quality	15.4 <i>Approved Component Initiation</i>	15.5 <i>Provide Gobernance</i> 15.6 Monitor Benefits 15.7 <i>Monitor and Control Changes</i>	15.8 <i>Approve Component Transition</i>

Fuente: Estándar para gerenciamiento de programas del PMI.

## 2.3 MARCO LEGAL

**Resolución 909 de 2008.** Modificada por la resolución 1309 de 2010, Por la cual el Ministerio de Ambiente y Desarrollo establece las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones”. Dicha resolución establece estándares de emisión por tipo de proceso productivo, combustible utilizado y por la naturaleza de las emisiones que generan ciertos procesos particulares. Estos estándares corresponden principalmente a los siguientes contaminantes: Material Particulado, Óxidos de Azufre, Óxidos de Nitrógeno, Compuestos de Flúor Inorgánico, Compuestos de Cloro Inorgánico, Hidrocarburos Totales, Dioxinas y Furanos, Plomo, Cadmio, Cobre, entre otros.

**Decreto 948 de 1995.** Por medio del cual se adopta el reglamento técnico de calidad del aire para el territorio nacional, establece entre otras consideraciones, los casos en los que se requiere obtener por parte de ciertas actividades o procesos industriales, permiso previo de emisiones. En este caso, el decreto establece lo siguiente:

*Artículo 73.* Casos que requieren permiso de emisión atmosférica. Requerirá permiso previo de emisión atmosférica la realización de alguna de las siguientes actividades, obras o servicios, públicos o privados:

- a. Quemadas abiertas controladas en zonas rurales;
- b. Descargas de humos, gases, vapores, polvos o partículas por ductos o chimeneas de establecimientos industriales, comerciales o de servicio;
- c. Emisiones fugitivas o dispersas de contaminantes por actividades de explotación minera a cielo abierto;
- d. Incineración de residuos sólidos, líquidos y gaseosos;
- e. Operaciones de almacenamiento, transporte, carga y descarga en puertos, susceptible de generar emisiones al aire;
- f. Operación de calderas o incineradores por un establecimiento industrial o comercial;
- g. Quema de combustibles, en operación ordinaria, de campos de explotación de petróleo y gas;
- h. Procesos o actividades susceptibles de producir emisiones de sustancias tóxicas;
- i. Producción de lubricantes y combustibles;
- j. Refinación y almacenamiento de petróleo y sus derivados; y procesos fabriles petroquímicos;
- k. Operación de plantas termoeléctricas;
- l. Operación de reactores nucleares;
- m. Actividades generadoras de olores ofensivos.

De acuerdo con lo anterior, en el caso de producirse quema de combustibles y/o emisiones de sustancias tóxicas se debe solicitar ante la autoridad ambiental competente el permiso previo de emisiones en los términos establecido en el artículo 75 del mencionado decreto.

Según el artículo 3 del Decreto 948 de 1995, son contaminantes tóxicos de primer grado aquellos que emitidos, bien sea en forma rutinaria o de manera accidental, pueden causar cáncer, enfermedades agudas o defectos de nacimiento y mutaciones genéticas.

**Resolución 601 de 2006.** Modificada por la Resolución 610 de 2010 por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia, establece un estándar de 7  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  para  $\text{H}_2\text{S}$  como umbral de sustancia generadora de olores ofensivos y establece que la explotación de pozos de petróleo y gas natural puede generar este contaminante.

**Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009.** Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, establece entre otras consideraciones, lo siguiente:

*Artículo 1. Objetivo.* La presente Resolución tiene por objeto controlar y regular las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

*Artículo 52. Prohibición de quema de gas y desperdicio.* Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con lo anterior, se evidencia que la resolución emitida por el Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivo y de acuerdo con las competencias de ese ministerio, maximizar la recuperación final y evitar el desperdicio en las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos.

## 2.4 MARCO ORGANIZACIONAL

En el año 2006 se firma entre ECOPETROL Y UNA EMPRESA ASOCIADA un contrato de colaboración empresarial para el Desarrollo adicional del Campo La Cira - Infantas, en éste contrato se tiene como premisa optimizar y maximizar el valor de los activos de ECOPETROL en línea con la política del gobierno tendiente a evitar que el país se vea afectado por el desabastecimiento de crudo para la refinación nacional; mediante la estrategia del recobro mejorado, aprovechando la infraestructura existente.

En el contrato las compañías involucradas asumen roles diferentes, ECOPETROL que asume el del OPERADOR se encarga de extraer, recolectar, tratar y almacenar la producción, así como de inyectar agua y realizar mantenimiento de pozos, equipos y facilidades; el ASOCIADO asume el de EJECUTOR quien se encarga de dirigir, ejecutar y controlar las actividades de inversión (proyectos), como perforación de pozos, construcción de nuevas facilidades, oleoductos y reacondicionamientos de pozos. Otras definiciones importantes del contrato de colaboración empresarial son:

**Comité Ejecutivo.** Comité conformado por dos representantes de cada compañía, investido con plena autoridad y responsabilidad para fijar y adoptar proyectos, programas de exploración, explotación, desarrollo, operaciones y presupuestos.

**Equipo integrado.** Equipo conformado por funcionarios de las dos compañías para dirigir, diseñar, planear y ejecutar las actividades de inversión.

**Plan de desarrollo.** Documento guía para la explotación técnica y eficiente del campo, que contiene las estrategias de desarrollo, las consideraciones ambientales, las actividades a desarrollar, los pronósticos de producción, estimado de las actividades y presupuestos de inversión y operacionales.

**Proyecto.** La definición para el contrato de colaboración empresarial, es el conjunto de actividades directas, indirectas conexas o complementarias, desarrolladas para el incremento de producción en el área contratada.

**Modelo integral de gestión de la operación.** Documento que contiene la gestión técnica, operativa y financiera, el seguimiento a la gestión del operador, el ejecutor y al contrato, con el objetivo de estructurar el presupuesto, los procedimientos, los reportes e indicadores asociados a procesos financieros, contables y al desarrollo del proyecto.

**2.4.1 Organización del Operador.** La Superintendencia La Cira Infantas (SCI) que depende de la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) y de la Vicepresidencia de Producción (VPR) de ECOPETROL S.A., es la encargada de la operación del campo. Ésta Superintendencia está conformada por los departamentos de Producción, Ingeniería y Mantenimiento (Véase el Anexo A).

El Departamento de ingeniería y los funcionarios del Equipo integrado son los encargados de realizar el relacionamiento, definición y coordinación con el EJECUTOR de las actividades de inversión a desarrollar; para ello dispone de dos funcionarios que orientan respectivamente las actividades en Facilidades de Superficie y en Operaciones de Subsuelo.

ECOPETROL separa la figura de operador a cargo de la SCI, de la coordinación del contrato de colaboración que está a cargo de la Superintendencia de activos en asociación (SAM) de la GRM, representado por un Joint Venture que también hacer parte del equipo integrado.

**2.4.2 Organización del Ejecutor.** La estructura del Asociado (Anexo B) es una organización de tipo matricial, en la cual todos los gerentes con igual autonomía responden a una Vicepresidencia de operaciones, que se encarga de dar el direccionamiento estratégico tanto a los campos y proyectos de operación propia, como a los campos y proyectos en asociación.

Los proyectos de facilidades de superficie desarrollados en el campo La Cira – Infantas están a cargo de la Gerencia de Facilidades y Construcción (F&C). A ésta gerencia responden los diferentes líderes de proyectos que se encargan de planearlos, ejecutarlos y controlarlos.

Los funcionarios de ECOPETROL asignados al equipo integrado trabajan en cada una de las respectivas subestructuras del EJECUTOR, para el relacionamiento, definición y coordinación de las actividades de desarrollo de Facilidades de superficie, Operaciones de Subsuelo, y Direccionamiento del contrato de Colaboración.

### **3. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA - INFANTAS**

#### **3.2 DESCRIPCIÓN CAMPOS LA CIRA E INFANTAS**

Los Campos La Cira e Infantas (Campo LCI) se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, cubren un área aproximada de 190 km<sup>2</sup> y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo estos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Ver Figura 9).

#### **Figura 9. Ubicación geográfica campos La Cira e Infantas**

#### **3.3 DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

Para efectos de entendimiento acerca de las actividades implementadas bajo el contrato de colaboración empresarial entre ECOPETROL y su ASOCIADO, y que han desencadenado los proyectos asociados al incremento del gas producido, se procede a continuación realizar una breve explicación de la evolución que han tenido las facilidades del campo durante el periodo de desarrollo del contrato:

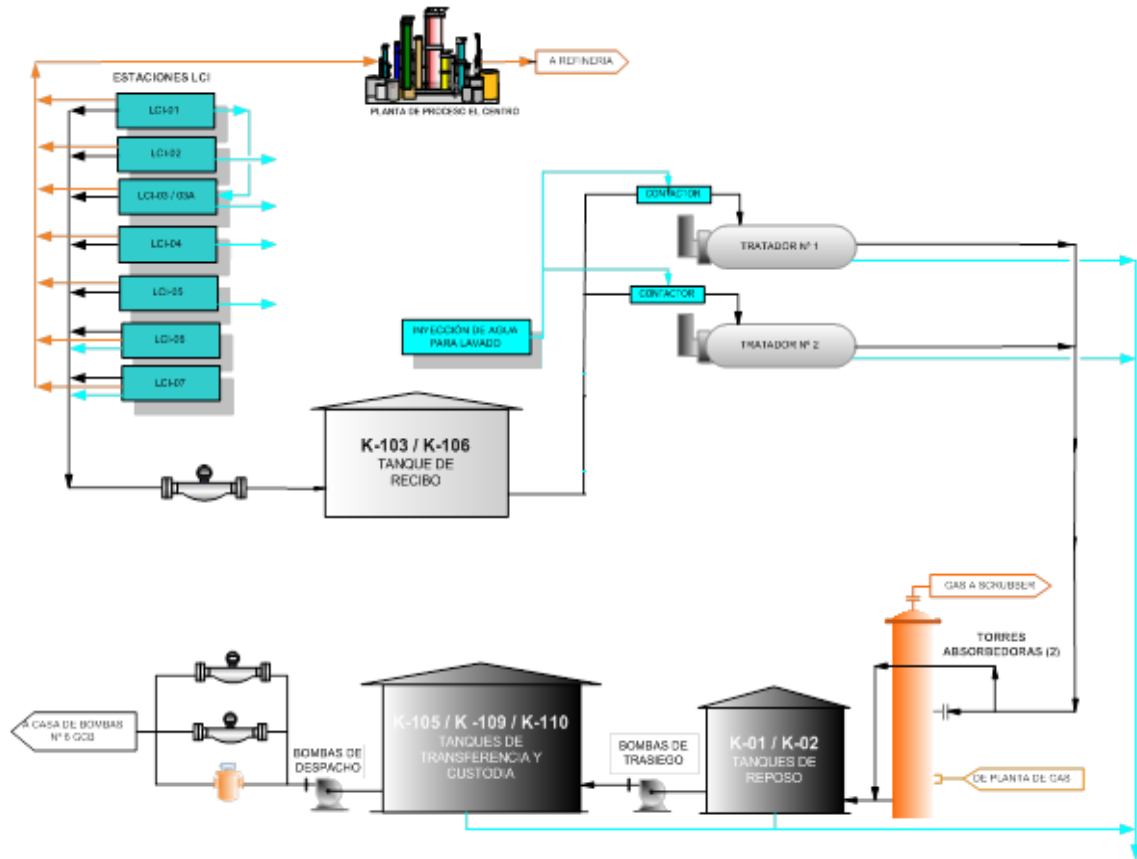
**3.3.1 Facilidades iniciales de producción e inyección del campo LCI.** El esquema de recolección hasta el año 2007 (Ver Figura 10) se basaba en las estaciones 01, 02, 03, 04, 05, 06 y 07 con una capacidad total de 74,000 Bls, que realizaban la separación de crudo, gas y agua, el crudo era bombeado a la Planta Deshidratadora El Centro, el gas producido en cada estación es transportado a la planta de compresión; el agua de la estación 01 era transferida a la estación 03, el agua de las estaciones 06 y 07 era transferida a la Planta Deshidratadora El Centro junto con el crudo. El agua separada en las estaciones 02, 03, 04, 05 pasaba por un separador API, piscinas de retención y de oxidación antes de ser vertida en esos puntos.

En la planta deshidratadora el crudo era acondicionado en dos tratadores para ser vendido a la refinería de Barrancabermeja, el agua de lavado del crudo, así como la de drenaje de los tanques era tratada en separadores API, una piscina

de enfriamiento y una de oxidación antes de ser vertida. El gas separado en estaciones era succionado mediante gasoductos por dos máquinas compresoras, enviándolo a la planta de gas donde mediante un proceso de absorción con gasolina de aviación se obtiene gas seco, y una gasolina enriquecida con propano, butano y gasolina natural, que luego son separados mediante destilación; gas y destilados producidos son enviados a la refinería de Barrancabermeja.

Una planta de tratamiento de agua con una capacidad de 200,000 Barriles ubicada en el sur del campo (campo 23) clarificaba el agua captada del río la Llana, para luego ser bombeada a la planta de inyección 5, que tenía una capacidad de 90,000 Barriles.

**Figura 10. Esquema original de Recolección campo LCI**



\*Crudo (líneas negras), gas (líneas naranjas), agua (líneas azules)  
Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

**3.3.2 Facilidades actuales de producción e inyección del campo LCI.** En el año 2008 se inician nuevos proyectos de reinyección de agua en estaciones y plantas de inyección (Figura 11 y Figura 12):

Año 2008: en cada una de las estaciones 02, 03 y 05 se instaló un separador, una celda de flotación y bombas para transferir el agua a las plantas de inyección (1); aumentando la capacidad de recolección y tratamiento de agua a 154,000 barriles.

Año 2009: Entra en operación la estación 3A (2), aumentando la capacidad de recolección y tratamiento de agua a 256,000 barriles.

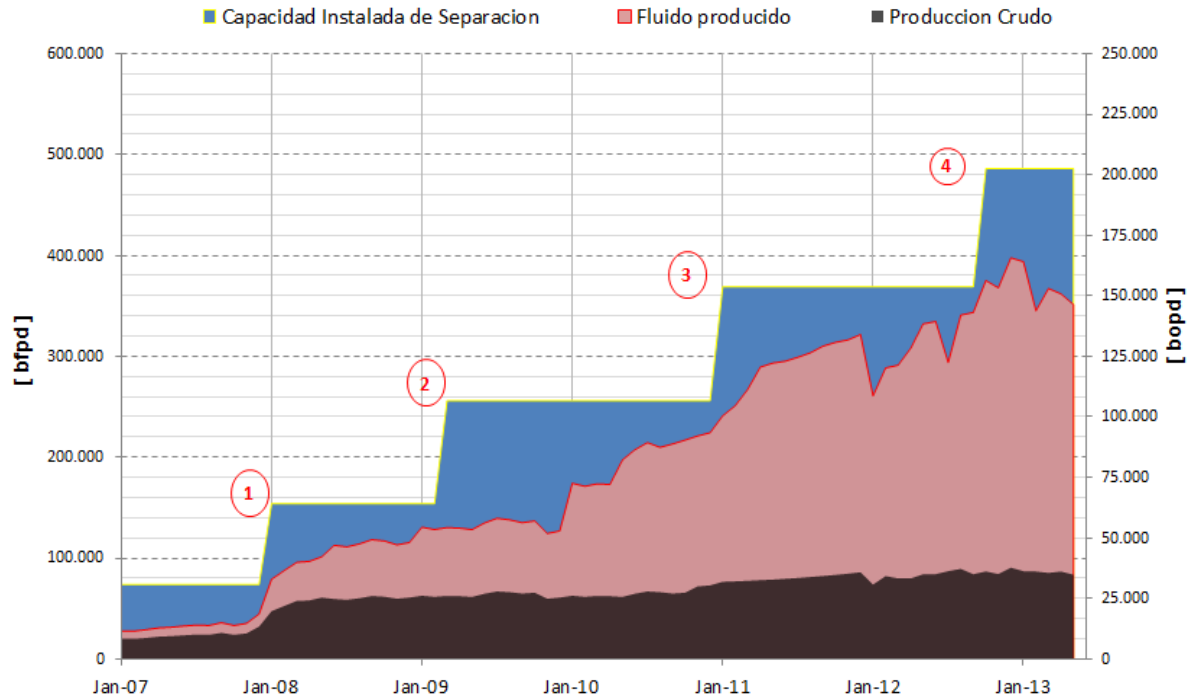
Año 2011: Entra en operación la ampliación de la estación 02 y la estación 6A (3), aumentando la capacidad de recolección y tratamiento de agua a 369,000 barriles

Año 2012: Entra en operación la ampliación de la estación 3A (4), aumentando la capacidad de recolección y tratamiento de agua a 486,000 barriles.

A partir del 2008 se construyen redes de gas de anulares, para conectar pozos de gran producción de gas a separadores de campo, y de estos a los gasoductos entre estaciones y planta compresora; 434 pozos y 12 separadores actualmente.

A partir del año 2011 se instalan BCG (Beam Compressor Gas) en pozos con unidades de bombeo mecánico, para comprimir el gas del anular e inyectarlo a la línea de producción de crudo; para un total de 26 pozos en la actualidad.

**Figura 11. Aumento capacidad separación de fluidos en estaciones**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

En las plantas de inyección se realizaron las siguientes actividades (Figura 12):

Año 2007: Se instala séptima bomba de inyección y dos filtros adicionales en la Pia5, aumentando la capacidad de inyección de agua a 120,000 barriles (1).

Año 2008: Entra en operación Pia5A (2) y Pia6 con el tren de agua fresca (3) aumentando la capacidad de inyección de agua a 270,000 barriles.

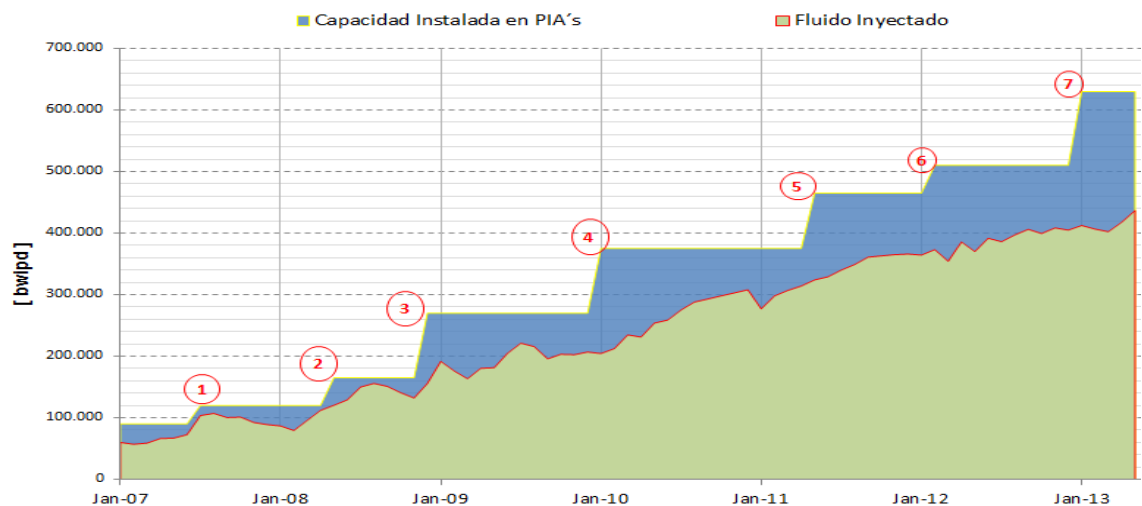
Año 2010: Entran en operación cinco bombas adicionales en Pia5A (4), aumentando la capacidad de inyección de agua a 375,000 barriles.

Año 2011: Entran en operación tren agua producida de Pia6, y dos bombas adicionales en Pia5A, aumentando capacidad de inyección a 465,000 barriles.

Año 2012: Entran en operación dos bombas adicionales en Pia5A (6), aumentando la capacidad de inyección de agua a 510,000 barriles.

Año 2013: Entra en operación Pia3 (7), aumentando la capacidad de inyección de agua a 630,000 barriles.

**Figura 12. Aumento capacidad plantas de inyección**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

En el actual esquema de recolección del campo (Ver Figura 13) en las estaciones 01, 02, 03, 3A, 04 y 6A se realiza la separación de crudo, gas y agua, el crudo es bombeado a la Planta deshidratadora, el gas es enviado a la planta compresora; en las estaciones 05, 06 y 07 se realiza separación de gas que va a la planta de proceso, mientras la mezcla crudo/agua es enviada a la estación 6A para su separación; el agua de la estación 01 es transferida a la estación 3/3A, el agua de la estación 04 es transferida a la estación 05, el agua de la estación 02 y la planta deshidratadora es transferida a Pia 5A, el agua de la estación 3/3A es transferida a Pia 3 y el agua de la estación 6A es transferida a Pia 6; Las estaciones 02, 3A, 6A y planta deshidratadora retiran sólidos y aceites mediante celdas de flotación antes de ser bombeadas a la plantas de inyección.

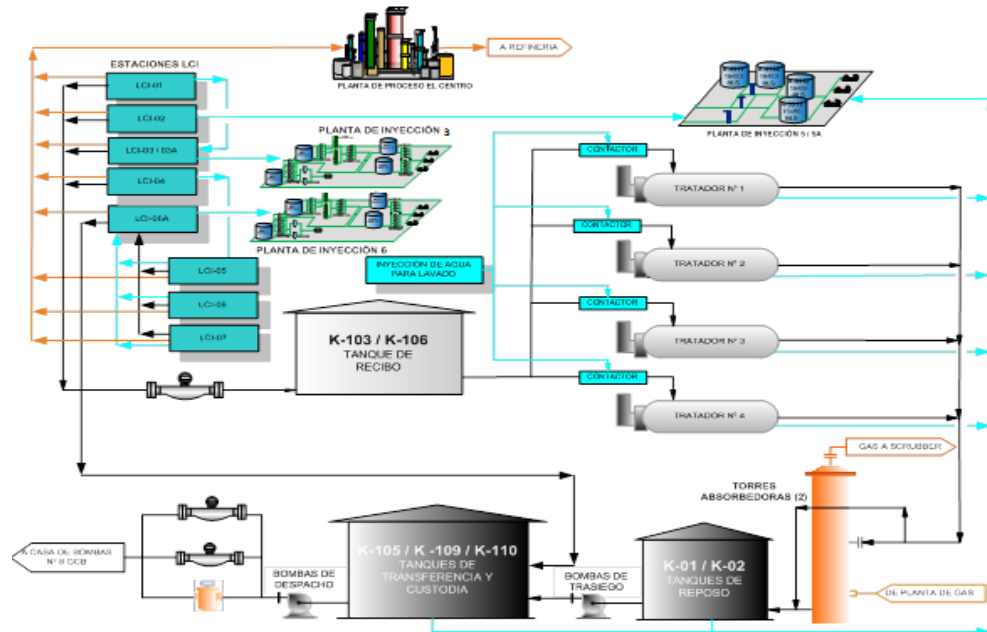
En las plantas de inyección 3, 5A y 6 el agua producida es recibida en tanques de estabilización de donde pasan a filtros de cáscara de nuez, y luego a las bombas de inyección. El agua de retrolavado de los filtros es sedimentada y retornada al proceso en las estaciones 3A, 02 y 6A respectivamente, asegurando el cero vertimiento.

En la planta deshidratadora el crudo es acondicionado en cuatro tratadores para ser vendido a la refinería de Barrancabermeja y el agua es transferida a Pia5; en la planta de proceso se obtiene gas seco, propano, butano y gasolina natural, que también son enviados a la refinería de Barrancabermeja.

El gas separado en estaciones es succionado mediante gasoductos por la planta compresora, que a partir de 2013 cuenta con dos compresores adicionales, enviándolo a la planta de gas donde se siguen obteniendo gas seco, propano, butano y gasolina natural, que son enviados a la refinería de Barrancabermeja.

En 2009 se amplió la planta de tratamiento de agua y se construyó una nueva bocatoma sobre el río la Colorada, que junto con la del río la Llana suministran el agua para clarificación y envío a la plantas de inyección Pia5 y Pia6 donde se une con el agua producida para completar los volúmenes de inyección; la capacidad actual de tratamiento de agua es de 400,000 Barriles.

**Figura 13. Esquema Actual de Recolección en Inyección Campo LCI**



\*Crudo (líneas negras), Gas (líneas naranjas), agua (líneas azules)  
 Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

### 3.4 FACILIDADES PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Para entender el alcance de cada uno de los proyectos de gas que se están ejecutando en el Campo La Cira Infantas, es necesario realizar una descripción detallada el proceso de recolección, transporte, tratamiento, compresión y procesamiento de gas (Figura 14).

**Figura 14. Mapa de procesos de gas Campo LCI**

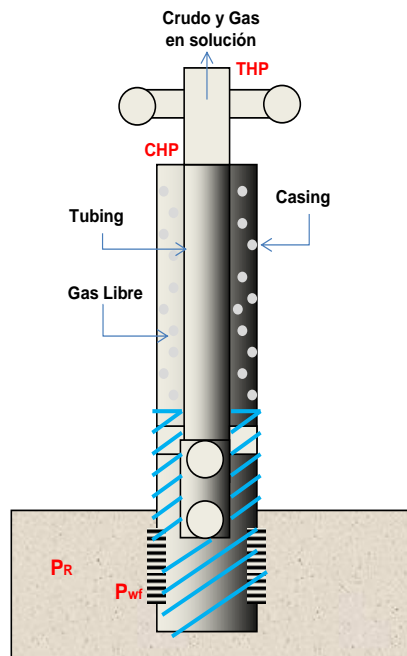


Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

**3.4.1 Pozos productores.** En La Cira – Infantas existen diferentes sistemas de levantamiento artificial: (i) Bombeo mecánico (719 pozos), (ii) Bombas de cavidades progresivas (140 pozos), y (iii) Bombas electrosumergibles (86 pozos). Los pozos productores presentan una relación crudo/gas (GOR) con valores entre 90 y 120 PCE/Bl dependiendo del área de producción, siendo mayor en los pozos del campo La Cira que en Infantas.

De acuerdo a los completamientos característicos de los pozos en La Cira – Infantas, el gas se puede producir: (i) como gas en solución con el crudo, que fluye hacia la estación junto con el agua asociada, (ii) como gas libre que fluye por la sección anular (entre casing y tubing) (Figura 15).

**Figura 15. Representación esquemática de un pozo**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

Al iniciar el proyecto de desarrollo adicional del campo La Cira – Infantas se consideraba que el GOR no superaba los 90 PCE/Bl y que era constante en todo el campo, por tanto sólo se produciría el gas en solución, manteniendo cerrada la sección anular; con el inicio de la perforación y trabajos de workover en 2007 y 2008 se empezó a detectar bloqueos del pozo por presencia de gas que llevaron a tomar la práctica inadecuada de ventearlos inicialmente de forma periódica y luego quemar de formar permanente con teas.

La razón de ese bloqueo o pérdida de caudal de producción del pozo, es que entre mayor sea la presión en el anular (CHP) mayor es la presión en la cara del pozo ( $P_{wf}$ ), por tanto el drawn down (diferencia entre la presión de yacimiento ( $P_r$ ) y la  $P_{wf}$ ) es menor y por tanto también lo es el caudal ( $Q$ ) (Ecuaciones 1 y 2).

$$Q = J (P_R - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 1}$$

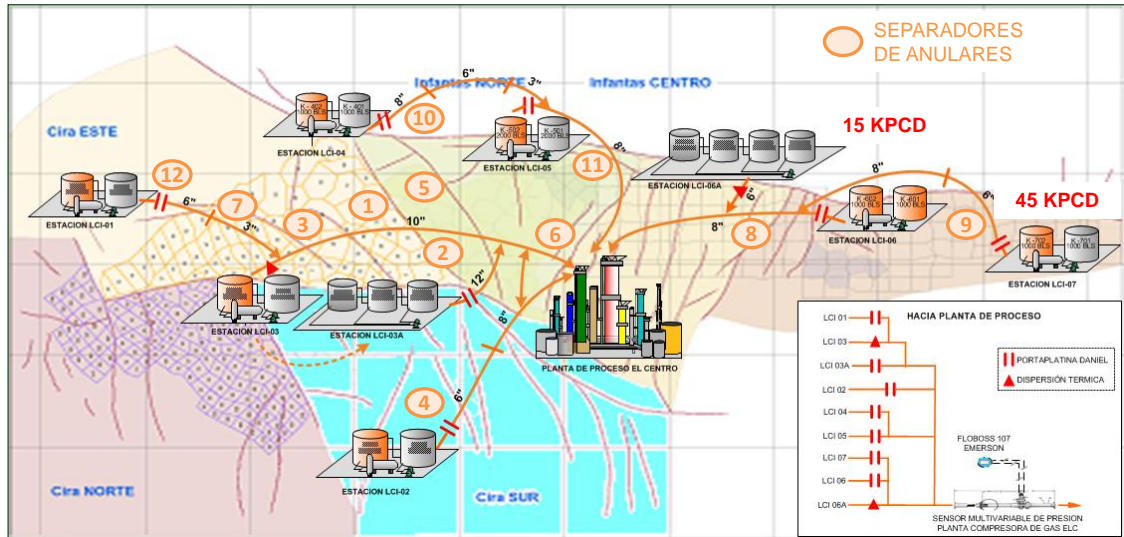
$$P_{wf} = \nabla * h + CHP \quad \text{Ecuación 2}$$

En los pozos del campo La Cira – Infantas el gas de la sección anular puede tener las siguientes opciones de manejo: (i) conexión mediante by-pass en superficie a la línea de producción del pozo, si no afecta la producción de crudo, (ii) conexión a la red de gas de anulares mediante línea de flujo, (iii) conexión mediante compresor BCG a la línea de producción del pozo, en caso de pozos o agrupación de pozos que posea al menos una unidad de bombeo mecánico, (iv) venteo o quema en la locación en aquellos pozos en que se afecta la producción y aún no se tiene una solución definitiva.

**3.4.2 Recolección de gas y transporte.** El gas en solución que fluye por las líneas de producción a las estaciones es separado del crudo y el agua, mediante un separador trifásico en las estaciones 1, 2, 3, 4, en un separador bifásico en las estaciones 5, 6 y 7 y en una bota de gas en las estaciones 3A y 6A; una vez separado pasa a los gasoductos que lo transportan hasta la planta compresora El Centro (Figura 16); La estación 1 se conecta al gasoducto de la estación 3 y a éste mismo se conecta la estación 3A, la estación 4 se conecta al gasoducto de la estación 5, la estación 7 se conecta al gasoducto de la estación 6 y a éste mismo se conecta la estación 6A, por tanto a la planta compresora y planta de proceso El Centro sólo llegan cuatro gasoductos con todo el gas del campo.

En el campo con los proyectos de gas de anulares realizados a la fecha, se han instalado 12 separadores en nodos de recolección, por tanto El gas de anulares es conducido a estos recipientes donde se retienen líquidos para que no ingresen a los gasoductos, bloqueando automáticamente el paso de gas por alto nivel.

**Figura 16. Esquema del sistema de recolección de gas del campo**



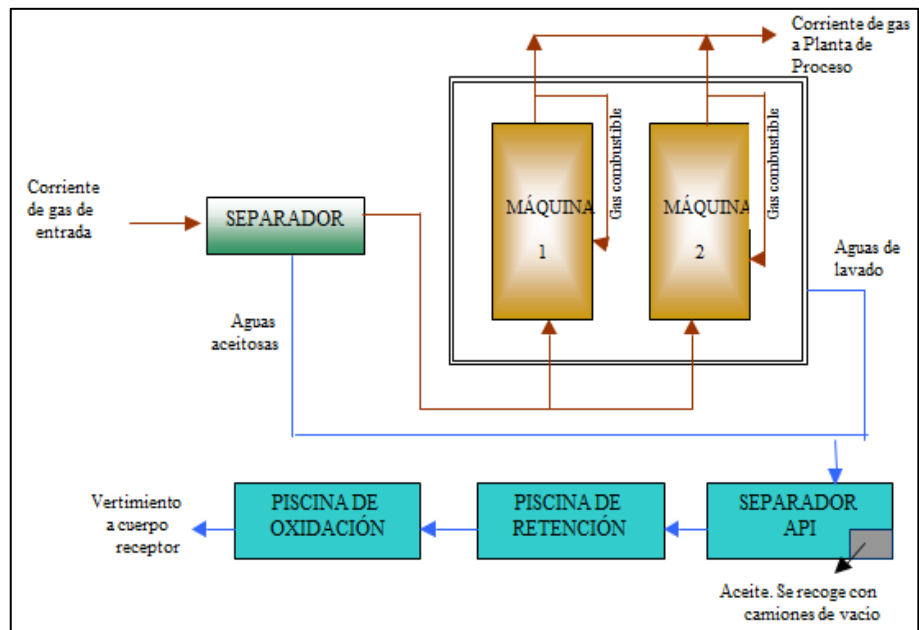
Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

**3.4.3 Tratamiento para retiro de Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S).** Debido al fenómeno de agriamiento del yacimiento que detallaremos en éste mismo capítulo, el contenido de sulfuro de hidrógeno aumentó progresivamente.

**Figura 17. Nodos de tratamiento de gas para retiro de H<sub>2</sub>S**

**3.4.4 Compresión de gas.** En el punto intermedio entre los campos Cira e Infantas se encuentran localizadas las plantas de compresión y procesamiento de gas, la primera tiene la función de succionar el gas que fluye por los gasoductos de las estaciones 2, 3A, 5 y 6A, manteniendo una presión baja para operar las estaciones en sus condiciones de diseño y comprimiendo el gas a 500 psig para alimentar la planta de gas (Figura 18). La planta contaba inicialmente con dos máquinas compresoras de una capacidad nominal de 4 MPCED y 500 psig de presión de descarga, sin embargo la baja confiabilidad y falta de versatilidad de estos equipos ocasionaban permanentemente la quema de gas, el aumento en la presión en estaciones y por tanto pérdidas de producción.

**Figura 18. Diagrama de flujo planta compresora**

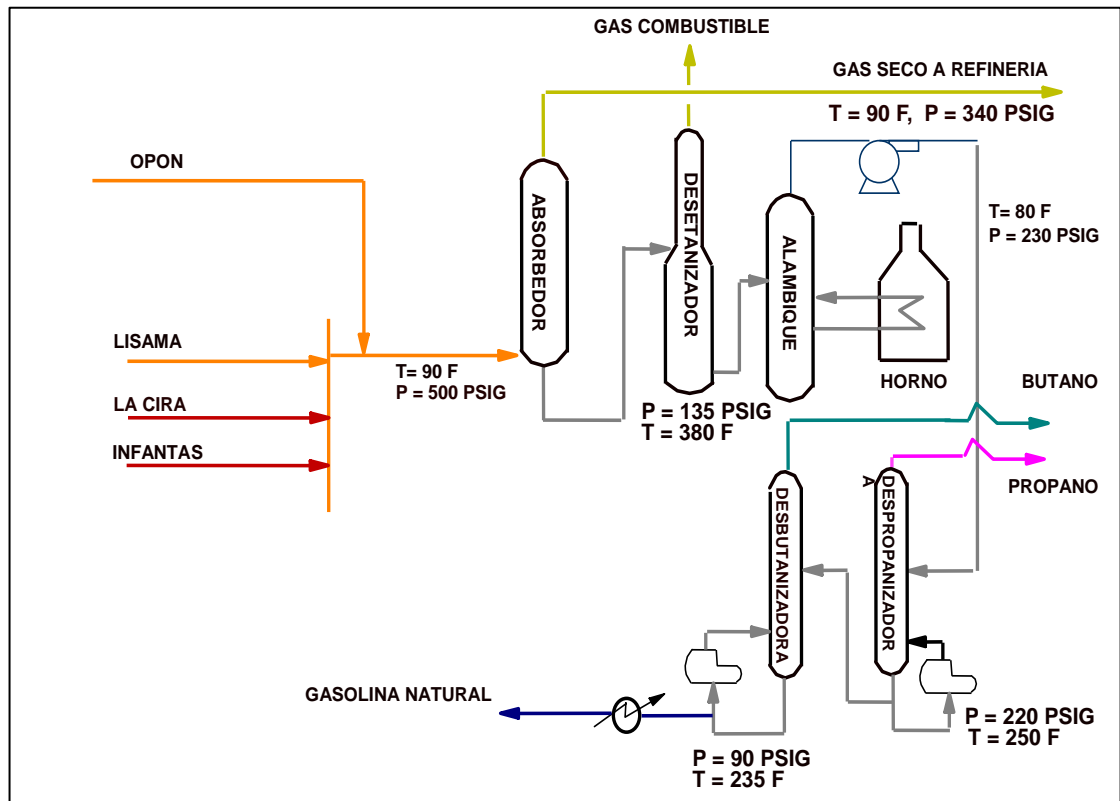


Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SOM

Por las razones anteriores se desarrolló un proyecto para la instalación de máquinas de compresión adicionales, que debían permitir garantizar la recolección y procesamiento del gas producido por el campo. El proyecto nace con dos fases, la primera con la instalación de equipos temporales, y la segunda preveía la instalación de máquinas definitivas. La razón de realizar estas dos fases radicaba en dar una solución a corto plazo y permitir definir con mayor precisión la cantidad de gas que efectivamente produciría el campo, y que diera certeza de la selección de la capacidad de los equipos a adquirir.

**3.4.5 Procesamiento de gas.** El gas es comprimido a 500 psig para poder retirar los livianos presentes en el gas rico (propano, butano y gasolina natural); para ello en una torre de absorción se coloca en contacto a contracorriente el gas rico y gasolina de aviación, ésta última que debe enfriarse previamente absorbe los livianos y sale por el fondo de la torre denominándose aceite rico, mientras por la cima sale gas seco que es transportado a la refinería de Barrancabermeja (Figura 19).

**Figura 19. Diagrama de flujo planta de proceso**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SOM

El aceite rico es sometido luego a intercambio de calor y cambios de presión con el fin de despojarlo del etano y los otros livianos de interés absorbidos; en dos torres de finales de destilación se obtiene la separación de propano, butano y gasolina natural.

## 4. CARACTERIZACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GAS

En el Anexo C se realiza la consolidación de los principales aspectos de las actas de constitución de cada proyecto, las características con las cuáles fueron emitidos: alcances, restricciones, recursos, grupos de interés, etc, con el objeto de realizar el análisis que permita identificar puntos de mejora e interacción entre los proyectos, para así plantear adecuadamente el programa de gestión coordinada de los proyectos asociados al gas producido en el campo La Cira Infantas, y que el mismo se plasme en las actas de constitución de las fases a ejecutar a partir del año 2014.

### 4.1 PROYECTOS DE RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES

**4.1.1 Antecedentes.** Con el desarrollo del contrato de colaboración empresarial a partir de enero del año 2007 se inicia la perforación de pozos productores; en el plan de desarrollo estaba previsto que todo el fluido producido (crudo, agua y gas) sería conducido por línea de producción hasta la estación de recolección más cercana; sin embargo operativamente se empieza a detectar el bloque por gas de algunos pozos del campo, lo cual además de la pérdida de producción de crudo también se manifestaba por el aumento de presión en la sección anular del pozo.

Las primeras medidas tomadas en campo consistieron en ventear los pozos de forma periódica para aliviar presión y luego en algunos casos de forma permanente mediante la instalación de Venteos. Durante los años 2008 a 2010 se realizan de forma particular para los pozos más presionados, tendidos de líneas a 205 pozos que representaban sólo el 40% de los pozos perforados u optimizados mediante trabajos de Workover.

En 2010 debido al crecimiento de la problemática y el pasivo generado de años anteriores se genera el primer proyecto de gas de recuperación de gas anulares, cuya Acta de constitución del proyecto (Project Charter en inglés) se puede ver en el Anexo D, ese proyecto estaba dirigido sólo a pozos que produjeran más de 3 KPCED, y tuvo una duración de 2 años con los cuales se dio solución a 209 pozos.

En 2012 se realiza un estudio por control de producción de ECOPETROL que es la unidad encargada de realizar seguimiento y optimización a los pozos, donde demuestran que inclusive pozos con producción por debajo de los 3

KPCED pueden producir bloqueos por presurización del anular y pérdidas de producción. Razón por la cual se genera un nuevo proyecto cuya Acta de constitución (Project Charter en inglés) se puede ver en el Anexo E; éste proyecto también tuvo una duración de dos años y se dio solución a 173 pozos entre nuevos y pertenecientes al pasivo de años anteriores. Otro cambio que se dio en el alcance del proyecto es que a partir del año 2013 todo pozo nuevo perforado debe tener una solución para gas de anulares (línea o BCG) antes de entrar en producción.

En la siguiente tabla se resume los pozos a los que se les ha dado una solución para la recolección del gas del anular:

**Tabla 3. Pozos conectados al sistema de gas de anulares o con BCG**

<b>Proyecto Gas Anulares</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Total</b>
Pozos Conectados Red Anulares	65	81	59	131	58	40	434
Pozos con Beam Gas Compresor				2	18	6	26
Pozos Nuevos Conectados						51	51
<b>Total</b>	<b>65</b>	<b>81</b>	<b>59</b>	<b>133</b>	<b>76</b>	<b>97</b>	<b>511</b>

Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

En el año 2014 se está en el proceso de definición de un nuevo alcance de proyecto que finalice las soluciones al pasivo de pozos anteriores al año 2012; éste es el proyecto que se quiere influenciar con el desarrollo de éste trabajo de grado, en el cual se tenga en cuenta no sólo la solución para el venteo de gas de anulares, sino también su relación con los otros proyectos asociados al gas en el Campo La Cira Infantas.

**4.1.2 Caracterización.** Del análisis de las actas de constitución de los dos proyectos desarrollados bajo el alcance de recuperación de gas de anulares se encontró lo siguiente:

- En cuanto a tipo de proyecto se observa que se han clasificado como oportunidad de negocio, continuidad de negocio y requerimiento legal; de acuerdo a lo analizado tanto en generalidades como en antecedentes de estos proyectos es claro que no es una oportunidad de negocio, en razón a que al bajar la presión del anular se busca obtener la producción esperada al perforar el pozo y no un incremento. Tampoco debe ser considerado como

un requerimiento legal en razón a que la opción de ventear o quemar es una práctica inadecuada que se toma para no perder producción. Estos proyectos son del tipo continuidad del negocio, ya que lo que busca es garantizar el flujo financiero con el cual se aprobó la perforación de cada pozo sin necesidad de realizar un impacto ambiental.

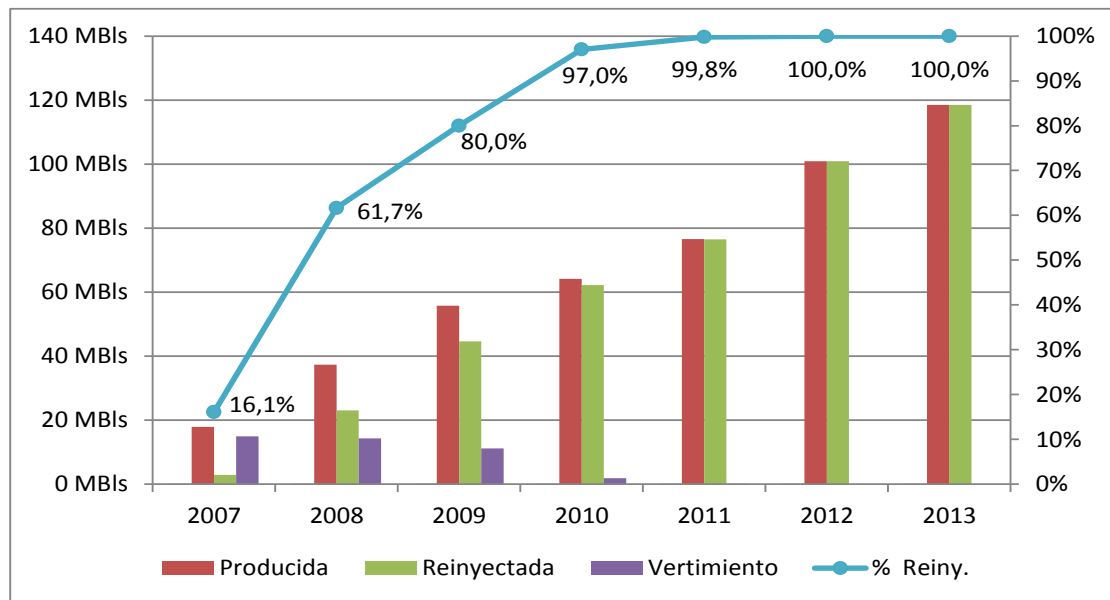
- En cuanto a la justificación del proyecto la misma debe estar orientada al aseguramiento de los pronósticos de producción del campo y no al cumplimiento legal ambiental, ya que según se analizó en el punto anterior el impacto ambiental ha sido una consecuencia asumida, cuya causa raíz es una pérdida de producción por presurización del pozo.
- Los alcances han estado bien definidos, ya que todos están orientados a asegurar la recolección del gas producido en la sección anular de los pozos, con lo cual se asegura la producción esperada sin necesidad de ventear. Los alcances tenían previsto la construcción de dos nuevas troncales de recolección que no se ejecutaron, una en Infantas es decir de las estaciones 6, 6A y 7 a la planta compresora, y una del norte de La Cira, es decir de las estaciones 1, 3A a la planta compresora.
- En las restricciones de estos proyectos que son básicamente construcción de líneas, debe colocarse el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del campo que fue aprobado en 2013, ya que el mismo cambia las zonas de restricción que se tenían respecto a cuerpos de agua, vías y tipo de vegetación.
- En cuanto a permisos requeridos se debe considerar que a partir del presente año debe radicarse un Plan de Manejo Ambiental Especifico (PMAE) ante la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), previo al inicio de cualquier actividad.
- Se deben agregar los riesgos: (i) elaboración del PMAE para su radicación oportuna, (2) falta de medición del crudo y el gas producido luego de dada la solución a un pozo, sin la cual no se podrá evidenciar los resultados reales del proyecto y la toma de decisiones sobre la necesidad o no de implementar nuevas troncales de recolección de gas por el aumento del mismo, (iii) incremento del robo de líneas metálicas tendidas en superficie.

- Los grupos de interés o interesados deben mínimamente incluir: Jefe y coordinador de producción, supervisores de pozos, líder de medición de ECP, ingenieros de producción, ingenieros de control de producción, unidad de viabilidad ambiental de ECP, líder entorno social de ECP, unidades de seguridad física, líder de integridad de ECP, líder de pre-arranque seguro de ECP, superintendente de construcción, líder de comisionamiento, líderes de otros proyectos asociados al gas, y diseñadores de trazados de líneas.

## 4.2 PROYECTOS DE TRATAMIENTO DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H<sub>2</sub>S)

**4.2.1 Antecedentes.** La inyección de agua producida inicia en el campo La Cira - Infantas en el año 2007, aumentando rápidamente hasta lograr reinyectar el 100% del agua separada del crudo en el año 2012 (Figura 20), como consecuencia de ello se comenzó a presentar el fenómeno de agriamiento del yacimiento, característicos de éste tipo de procesos, especialmente cuando no hay un adecuado control de la actividad bacteriana en las facilidades de producción.

**Figura 20. Volúmenes de agua producida reinyectada en La Cira – Infantas**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

Las primeras manifestaciones de la problemática de la presencia de H<sub>2</sub>S se presentó en el año 2009 en los pozos productores, en los trabajos de toma de

registros sonoros (sonolog), en las reparaciones de cabezales y en los venteos para despresurización del anular; debido a que el H<sub>2</sub>S se presenta principalmente en la fase gaseosa, y muy poco disuelto en el agua de producción.

Posteriormente hacia el año 2010 se detectó presencia en los tanques atmosféricos de las estaciones de recolección y en el gas que llegaba a la planta compresora El Centro, llegando a presentarse valores superiores a 200 ppm especialmente en las estaciones 5, 6 y 6A.

Eliminar la producción de H<sub>2</sub>S en el yacimiento es una labor prácticamente imposible, ya que como se mostró en el capítulo de generalidades en la fase final o de propagación, las bacterias se encuentran dispersas por toda el área de movilidad del agua de inyección, llegando hasta los pozos productores. Lo anterior no significa que no se deba controlar la presencia de bacterias en superficie, ya que de no hacerlo el crecimiento de la población de bacterias sería descontrolado, aumentando aún más la concentración de H<sub>2</sub>S en los fluidos producidos

Retirar el H<sub>2</sub>S del gas producido en el campo es necesario para prevenir incidentes en personas, además de la corrosión de gasoductos y equipos, especialmente porque el gas del campo históricamente tiene una concentración de 4% de gas carbónico (CO<sub>2</sub>) que es considerada alta, además de un 70% de saturación de agua, lo que hace que sea una mezcla potencialmente corrosiva a baja presión (estaciones y gasoductos hasta la planta compresora) y altamente corrosiva (plantas compresoras y de procesamiento de gas).

Para controlar la presencia de H<sub>2</sub>S en facilidades de producción, y especialmente en el gas producido, en 2011 se realiza un análisis de las alternativas para el retiro del mismo, que contempló el secuestro mediante productos químicos, plantas de endulzamiento con solventes químicos o absorción mediante lechos sólidos; siendo ésta última alternativa la más beneficiosa porque permitía retirar desde las estaciones el H<sub>2</sub>S a un bajo costo, y con base en ello se inicia en el año 2012 el proyecto de tratamiento de H<sub>2</sub>S (ver acta de constitución del proyecto en Anexo F).

Las obras de construcción de los cinco sistemas de tratamiento se inician en el año 2012 y en la actualidad se encuentran en proceso de arranque; sin embargo en el año 2013 con el aumento de la conexión de pozos al sistema de gas de anulares se ve la necesidad de realizar una ampliación de los sistemas,

para tratar el aumento esperado de gas; proyecto del cual se ha planteado un alcance inicial que se encuentra actualmente en revisión (ver acta de constitución del proyecto en Anexo G).

El objeto de éste trabajo de grado es precisamente elaborar una propuesta para el manejo integrado de estos proyectos que permita aunar esfuerzos para aumentar los beneficios a obtener.

**4.2.2 Caracterización.** Del análisis de las actas de constitución de los dos proyectos desarrollados bajo el alcance de tratamiento de H<sub>2</sub>S se encontró lo siguiente:

- La clasificación de los proyectos como una continuidad del negocio es adecuada, en razón a que realizarlo asegura la integridad de los ductos y equipos involucrados en el transporte, compresión y procesamiento, lo que a su vez asegura tanto la producción de los volúmenes de gas, como la seguridad de los procesos y por tanto de las personas involucradas en la operación. De igual forma estos proyectos son un requerimiento legal, ya que el gas seco que se obtiene después del procesamiento debe cumplir condiciones del Reglamento Único de Transporte (RUT), y una de ellas es que la concentración de H<sub>2</sub>S sea inferior a 4 ppm.
- Las justificaciones de estos proyectos son acordes a lo desarrollado en éste documento, el proyecto inicial se orienta al riesgo sobre las personas y la propiedad, y el proyecto de ampliación se orienta al aumento de volúmenes con ocasión de los proyectos de anulares.
- El alcance previsto de la fase dos con ocasión del aumento de volumen, comprende la ampliación de los sistemas de las estaciones 3A, 5 y Planta de gas; así como la instalación de cuatro medidores en línea. Lo cual coincide con los alcances iniciales de gas de anulares que construiría una troncal desde Cira norte y una troncal desde Infantas; sin embargo a la fecha las mismas no se han ejecutado porque no ha habido un aumento de volumen de gas con la conexión de 306 pozos entre 2011 y 2013. Si no hay aumento de volumen tampoco se necesitan las ampliaciones contempladas de los sistemas de tratamiento de H<sub>2</sub>S.

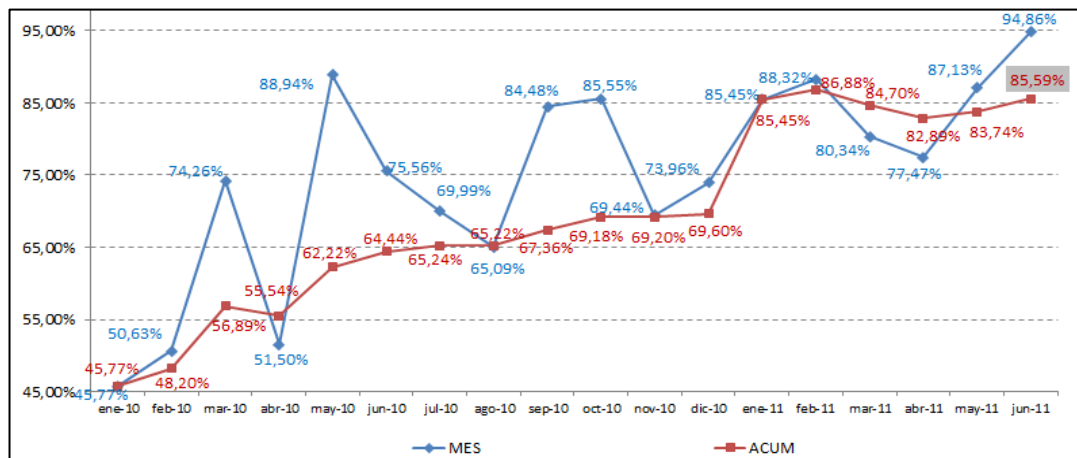
- Se asume que las concentraciones de H<sub>2</sub>S serán estables, lo cual aunque puede ser una necesidad para congelar el diseño y definir un alcance, también es un riesgo porque depende de la efectividad del tratamiento microbiológico que esté realizando el operador en sus facilidades de superficie. También se asume que los volúmenes de producción de gas serían estables, lo que definitivamente fue un error en el proyecto de tratamiento inicial de H<sub>2</sub>S, y esa es la razón que se haya visto la necesidad de realizar otro proyecto para ampliar los sistemas. Lo que llama la atención es que el proyecto de ampliación también asume las dos mismas consideraciones, lo que podría nuevamente generar modificaciones a futuro.
- En las restricciones debe considerarse que al realizarse las ampliaciones sobre sistemas operativos, se pueden presentar demoras por emisiones de permisos de trabajo por parte de operaciones.
- En cuanto a permisos requeridos los sistemas están contemplados en el PMA vigente, y no se requiere un Plan de Manejo Ambiental Especifico (PMAE) ya que no hay un impacto ambiental adicional por los sistemas a ampliar.
- Se deben agregar los riesgos: (i) falta de medición del gas producido luego de dada la solución a un pozo, sin la cual no se podrá evidenciar los resultados reales del proyecto y la toma de decisiones sobre la necesidad o no de ampliar los sistemas de tratamiento, (ii) incremento de la concentración de H<sub>2</sub>S en las corrientes de gas, (iii) demoras en la construcción por emisión de permisos de trabajo en estaciones y plantas.
- Los grupos de interés o interesados deben mínimamente incluir: Jefe y coordinador de producción, supervisores de estaciones y plantas, líder de tratamiento químico de ECP, ingenieros de producción, líder de integridad de ECP, líder de pre-arranque seguro de ECP, superintendente de construcción, líder de comisionamiento, líderes de otros proyectos asociados al gas.

### 4.3 PROYECTOS AUMENTO CONFIABILIDAD COMPRESIÓN Y GENERACIÓN ENERGÍA

**4.3.1 Antecedentes.** Durante los años 2010 y 2011 se presentaron problemas de disponibilidad de la planta compresora El Centro (Figura 21) debido a la falta de confiabilidad de las maquinas compresoras denominadas K1 y K2.

La planta compresora El Centro y la planta de procesamiento de gas no dependen administrativamente de la Superintendencia La Cira Infantas - SCI (el operador bajo el contrato de colaboración empresarial), sino de la Superintendencia De Mares - SOM de ECOPETROL; por tanto no había una incidencia directa en los planes de mantenimiento y de reposición de equipos que aseguraran la compresión del gas del campo. Los costos de compresión y procesamiento de gas eran transferidos a La Cira Infantas mediante una tarifa acordada entre las partes.

**Figura 21. Disponibilidad (%) compresora El Centro años 2010-2011**



Fuente: Departamento de Mantenimiento ECP-SOM

Como consecuencia de lo anterior durante el segundo semestre del año 2011, el Departamento de mantenimiento del operador y la Gerencia de energía del ejecutor trabajan en el planteamiento de alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema de compresión del Campo La Cira – Infantas, llegando a la concertación que se debe realizar en dos fases: (i) Aumentar a corto plazo la capacidad de compresión con la instalación de un tercer equipo, (ii) Garantizar la comercialización del gas de LCI durante toda la vigencia del

contrato de colaboración empresarial; Plan que es aprobado por el Comité Ejecutivo en octubre de 2011, definiendo a su vez que el equipo integrado y la gerencia de Facilidades y Construcción del ejecutor se encargue del desarrollo de la fase I, y que el operador y ejecutor sigan trabajando en conjunto para presentar al comité ejecutivo las alternativas viables para las nuevas facilidades requeridas.

Durante el análisis de la ingeniería conceptual desarrollada previamente por operador y ejecutor, se ve la necesidad de plantear un cambio del alcance inicialmente planteado, en dos aspectos: (i) Instalar un tercer tren de compresión compuesto por dos unidades complementarias, ya que una sólo no garantizaría la confiabilidad requerida durante los mantenimientos preventivos y correctivos, adicional a que no podría manejar la alta variabilidad que se presenta en el flujo de gas a comprimir, (ii) Ubicar el tercer tren de compresión aledaño a la planta compresora, y no donde estaba planteado inicialmente; ya que eso permitiría que los operadores de la planta compresora asumieran el manejo del tercer tren de compresión evitando un conflicto laboral, y a su vez aprovechar los sistemas de servicios auxiliares y alivio a tea de los cuales no se dispondría en la ubicación inicialmente definida (Figura 22).

**Figura 22. Cambio de ubicación tercer tren de compresión**



Fuente: Equipo integrado proyecto La Cira-Infantas

Los cambios propuestos por el equipo integrado fueron presentados para aprobación a las superintendencias de operaciones La Cira – Infantas y De Mares (Figura 23), luego de lo cual se procedió a validar el acta de constitución del proyecto (Anexo H), que se desarrolló en el año 2012 y 2013, comienza pruebas de arranque en mayo de 2013, quedando operativo en junio de ése mismo año.

En el año 2013 el Comité ejecutivo analiza las dos alternativas presentadas para garantizar la comercialización del gas de LCI: (i) Uso del gas para autogeneración directamente en el campo, (ii) Instalación de una nueva planta de procesamiento y transporte con terceros, para venta del gas al sistema secundario; considerando que la primera alternativa es la más viable económicamente para las partes. Proyecto que fue encargado a las Gerencias de energía y de construcción del ejecutor, y se encuentra en la fase de definición del alcance, por tanto aún no tiene acta de constitución.

**Figura 23. Análisis DOFA de las alternativas de operación**

	<b>Operación Tercerizada</b>	<b>Operación Directa</b>
<b>Operación Auxiliar</b>	<p>Tercero opera K3 y se utiliza sólo cuando K1/K2 estén FDS</p> <p><b>Fortalezas/Oportunidades:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ El punto de instalación no es preponderante</li> <li>➤ Los compresores no requieren especificaciones adicionales</li> <li>➤ Compresora El Centro sigue operando normalmente</li> </ul> <p><b>Debilidades/Amenazas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Se subutiliza un equipo por el cual se paga alquiler pleno</li> <li>➤ Los activos de ECP (K1/K2) se llevan al máximo uso</li> <li>➤ Es la opción de mayor costo para ECP</li> <li>➤ Riesgos legales por pagar servicios de operación y mantenimiento de equipos que normalmente no operarían</li> </ul>	<p>Ecopetrol opera K3 y se utiliza sólo cuando K1/K2 estén FDS</p> <p><b>Fortalezas/Oportunidades:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Se puede prescindir de la operación contratada de K3</li> <li>➤ Compresora El Centro sigue operando normalmente</li> <li>➤ La única opción viable para instalaciones la planta de gas</li> <li>➤ Se reduce el riesgo por conflicto laboral con el sindicato</li> </ul> <p><b>Debilidades/Amenazas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Probables especificaciones adicionales para operar por ECP</li> <li>➤ Se subutiliza un equipo por el cual se paga alquiler pleno</li> <li>➤ Los activos de ECP (K1/K2) se llevan al máximo uso</li> <li>➤ Es la opción con el segundo mayor costo para ECP</li> <li>➤ Riesgos legales por pagar stand by permanente a un tercero de equipos que normalmente no operarían</li> </ul>
<b>Operación Permanente</b>	<p>Tercero opera <u>permanentemente</u> K3, son auxiliares K1/K2</p> <p><b>Fortalezas/Oportunidades:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Los compresores no requieren especificaciones adicionales</li> <li>➤ Disminuyen los costos de mantenimiento de K1/K2</li> </ul> <p><b>Debilidades/Amenazas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Cualquier punto de instalación generará conflicto laboral</li> <li>➤ Operadores de la compresora El Centro quedan sin funciones normalmente</li> <li>➤ No se puede prescindir permanentemente de los operadores de ECP, se requieren para operar K1/K2 cuando K3 salga de servicio por mantenimiento</li> </ul>	<p>Ecopetrol opera <u>permanentemente</u> K3, son auxiliares K1/K2</p> <p><b>Fortalezas/Oportunidades:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Se puede prescindir de la operación contratada de K3</li> <li>➤ Disminuyen los costos de mantenimiento de K1/K2</li> <li>➤ Se obtiene el máximo beneficio en costos por el alquiler</li> <li>➤ La única opción viable para instalaciones la planta de gas</li> <li>➤ Se reduce el riesgo por conflicto laboral con el sindicato</li> </ul> <p><b>Debilidades/Amenazas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Probables especificaciones adicionales para operar por ECP</li> </ul>

Fuente: Equipo integrado proyecto La Cira-Infantas

4.3.2 Caracterización. Del análisis de las actas de constitución del proyecto de aumento de confiabilidad de compresión se encontró lo siguiente:

- La clasificación del proyecto como una continuidad del negocio es adecuada, en razón a que realizarlo asegura la compresión, procesamiento y comercialización a mediano plazo del gas del campo; lo que a su vez evita que se quemen grandes volúmenes de gas producido, lo que también lo clasifica como un proyecto para cumplimiento de un requerimiento legal.
- La justificación del proyecto descrita en el acta de constitución corresponde a antecedentes, en lugar de ello debería estar orientada a que el proyecto se realiza para garantizar la comercialización y evitar las quemas del gas producido por el campo.
- En la alternativa seleccionada se describen las dos fases aprobadas por el Comité ejecutivo, sin embargo el alcance dado a éste proyecto sólo era el de la fase uno o a corto plazo como efectivamente se define más adelante en el alcance. Por otra parte la descripción de la fase dos o a largo plazo no es exactamente el mandato dado por el comité ejecutivo, ya que la compresión sólo es una parte del aseguramiento que se debe dar para la comercialización, que también debe incluir procesamiento y transporte.
- Se asume que los compresores se adaptan a los requerimientos operacionales en estaciones y plantas, lo cual en el momento de la definición del acta de constitución no podía asegurarse en su totalidad; ya que los requerimientos operacionales del proceso de recolección, compresión y procesamiento son mucho más amplios que sólo lo correspondiente a capacidad, presiones de succión y descarga dados por las maquinas compresoras que se tenían ofertadas. Situación que se materializó durante la ejecución del proyecto, al identificar durante la ingeniería de detalle e incluso la operación dificultades con, la presión y líquidos en el gas combustible, las características de lubricación y su efecto en los condensados interetapas, la presión de desalojo de condensados y su destino dentro del proceso, la instrumentación disponible con las compresoras y su acoplamiento con las expectativas de los operadores.

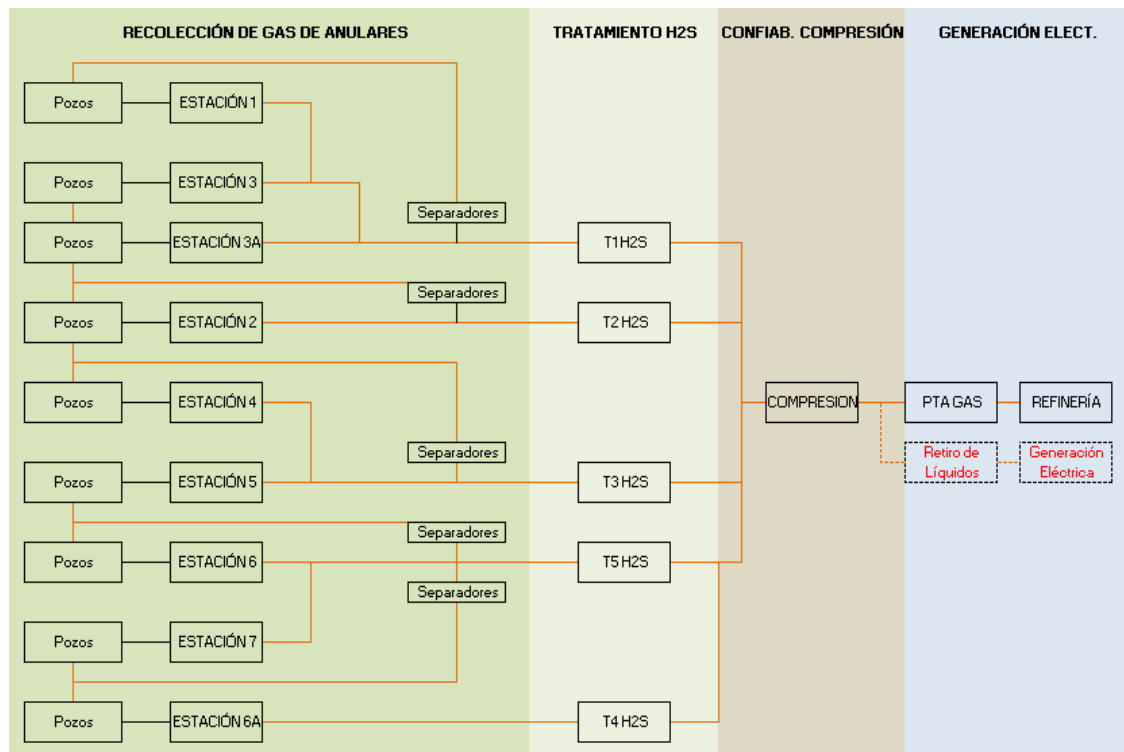
- En las restricciones debe considerarse que al realizarse las ampliaciones sobre sistemas operativos, se pueden presentar demoras por emisiones de permisos de trabajo por parte de operaciones.
- En los permisos y requerimientos no se identificó el análisis de emisiones de gases de las maquinas, que es una normatividad ambiental para definir la altura de las chimeneas de los gases de combustión.
- La identificación de riesgos fue adecuada, varios se materializaron y se resolvieron con base en el plan de mitigación.
- Los grupos de interés o interesados deben incluir líderes de otros proyectos asociados al gas.

## 5. INTERACCIONES ENTRE LOS PROYECTOS ASOCIADOS AL GAS

Después de haber realizado la explicación de los procesos productivos del campo La Cira Infantas, el análisis de los antecedentes, el alcance y la caracterización de cada uno de los proyectos asociados al gas, se procede a establecer las interacciones que se encuentran entre los mismos, con la finalidad de potencializar los beneficios a obtener en los proyectos que están en ejecución o en planeación.

Para poder contextualizar el análisis en la Figura 24 se muestra cada uno de los proyectos de gas del campo en relación con el mapa de procesos detallado del campo.

**Figura 24. Mapa de procesos de gas del Campo La Cira Infantas**



Fuente: Autor

En las siguientes tablas se realiza el desglose de las entradas, alcance y salidas de cada proyecto, de acuerdo a los análisis realizados previamente en ésta capítulo:

**Tabla 4. Variables proyectos de recuperación gas de anulares**

<b>Entradas</b>	<b>Alcances</b>	<b>Salidas</b>
No. Pozos venteando	Instalación de líneas	Aumento flujo de gas
No. Pozos a perforar	Instalación de BCG en pozos	Control paso de líquidos
Localización de pozos	Instalación de separadores	Aumento capacidad transporte
Gas promedio Pozo	Construcción de troncales	Disminución de quemas
Capacidad transporte Actual		Pronósticos de gas
Trazado troncales		
Presión succión Pta compresora		
Flujo de gas actual		

Fuente: Autor

**Tabla 5. Variables proyectos de tratamiento de H<sub>2</sub>S**

<b>Entradas</b>	<b>Alcances</b>	<b>Salidas</b>
Medidas H <sub>2</sub> S Pozos y estaciones	Instalación tratadores	Disminución H <sub>2</sub> S
Flujo de gas actual	Instalar medidores H <sub>2</sub> S	Disminución corrosión
Pronósticos de gas		Medidas H <sub>2</sub> S corrientes de gas
Control de paso de líquidos		
Tratamiento químico en superficie		

Fuente: Autor

**Tabla 6. Variables proyecto confiabilidad de compresión**

<b>Entradas</b>	<b>Alcances</b>	<b>Salidas</b>
Presión de succión Pta compresora	Instalación de compresores	Aumento flujo de gas

**Tabla 6. (Continuación)**

<b>Entradas</b>	<b>Alcances</b>	<b>Salidas</b>
Presión descarga Pta compresora	Instalación generadores	Aumento disponibilidad compresión.
Capacidad transporte Actual		Disminución de quemas
Disponibilidad compresión actual		Generación de energía
Flujo de gas actual		Eliminación transporte de gas
Pronósticos de gas		
Condensables en el gas		

Fuente: Autor

### **5.1 IDENTIFICACIÓN DE INTERACCIONES ENTRE LOS PROYECTOS DE GAS**

Para poder establecer todas las interacciones existentes entre las entradas, salidas y alcances de los proyectos de gas del campo La Cira Infantas, se realizó el arreglo matricial que se muestra en la Figura 25; donde los colores representan cada uno de los tipos de proyectos, los círculos negros las características definidas para cada proyecto en las actas de constitución, y la letra X representa las interacciones identificadas entre los proyectos.

**Figura 25. Matriz de interacciones de los proyectos de gas**

Entradas/Salidas	Alcances																								
	e - No. Pozos venteando	e - No. Pozos a perforar	e - Localización de pozos	e - Gas promedio Pozo	e/e - Capacidad transporte Actual	e - Trazado troncales	e/e - Presión succión Pta compresora	e/e/e - Flujo de gas actual	s/s- Aumento flujo de gas	s/e- Control paso de líquidos	s- Aumento capacidad transporte	s/s- Disminución de quemas	s/e/e- Pronósticos de gas	e- Medidas H <sub>2</sub> S Pozos y estaciones	e- Tratamiento químico en superficie	s- Disminución H <sub>2</sub> S	s- Disminución corrosión	s- Medidas H <sub>2</sub> S corrientes de gas	e- Presión descarga Pta compresora	e- Disponibilidad compresión actual	e- Condensables del gas	s- Aumento disponibilidad compresión	s- Generación de energía	s- Eliminación transporte de gas	
Instalación de líneas en pozos	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	X									X		
Instalación de BCG en pozos	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	X											
Instalación de separadores	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	X	X								X		
Construcción troncales	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	X	X	X	X					X	X		
Instalación tratadores			X			X	X	●	X	●			●	●	●	●	●	●					X		
Instalación medidores H <sub>2</sub> S														●	●	●	●	●							
Instalación compresores					●	●	●	●	X	X	●	●	●			X	X	X	●	●	●	●	X	X	
Instalación generadores								X	X	X	X	X	X					X	X		X	X	●	●	

- Proyecto recuperación gas anular
- Proyecto tratamiento de H<sub>2</sub>S
- Proyecto confiabilidad compresión
- Proyecto autogeneración
- Caracterización de los proyectos
- X Interacción identificada
- e Entradas
- s Salidas

Fuente: Autor

La justificación para las interacciones identificadas es la siguiente:

**5.1.1 Interacciones recuperación de gas de anulares.** Para estos proyectos debe ser entradas las medidas de H<sub>2</sub>S en pozos y estaciones, ya que ello permite asegurar las especificaciones de líneas, BCG, separadores y troncales; las cuáles pueden implicar el usar o no de revestimientos internos o de materiales especiales, que a su vez pueden significar ahorros en costos, o garantía de integridad respectivamente.

- Para la instalación de separadores debe ser una salida la disminución de H<sub>2</sub>S, y esto se logra asegurando que la línea del separador sea dirigida a sistemas de tratamiento de los que se instalaron en el campo.
- Para la construcción de las troncales deben ser entradas la disminución de H<sub>2</sub>S, disminución de corrosión y medición de H<sub>2</sub>S que se obtienen con el

proyecto de tratamiento de H<sub>2</sub>S; ya que ello permite identificar si se requiere o no usar revestimiento en la tubería a utilizar.

- Para la construcción de las troncales debe ser entrada el aumento del flujo de gas, en razón a que si los pronósticos de aumento por la recuperación de gas de anulares no se materializan no es necesario aumentar la capacidad de transporte.
- Para la construcción de las troncales debe ser entrada la cantidad de condensables que presenta el gas rico, ya que estos se pueden acumular en las líneas y generar bloqueos de gas, así como ataques corrosivos; por tanto esto debe tomarse en cuenta en el diseño para limpieza con raspadores y en la selección del tipo de tubería.
- El aumento de disponibilidad de la compresión debe ser una entrada para la instalación de líneas, BCG y troncales, ya que fallas en la planta compresora ocasionaran represión en todo el sistema de recolección de gas, y no se consigue el objetivo de despresurizar los pozos para asegurar los pronósticos de producción de crudo.

**5.1.2 Interacciones tratamiento de H<sub>2</sub>S.** Para la instalación de los nuevos tratadores debe ser entrada el aumento del flujo de gas, en razón a que si los pronósticos de aumento por la recuperación de gas de anulares no se materializan no es necesario aumentar la capacidad de tratamiento.

- Para la ubicación de los tratadores adicionales que se van a instalar se debe tener en cuenta como entradas, la localización de los pozos y el trazado de las troncales que se contemplan con el proyecto de recolección de gas de anulares.
- Debe ser una entrada para el proyecto de ampliación la presión de succión de la planta compresora y el aumento de la disponibilidad de compresión, ya que esto influencia la cantidad de gas que puede fluir por los tratadores y la caída de presión permitida en los mismos.

**5.1.3 Interacciones confiabilidad de compresión.** Para la instalación de los nuevos compresores que se requieren para generar energía eléctrica, se debe tener en cuenta como entrada un adecuado control de líquidos, ya que el

separador existente no da la confiabilidad necesaria y se ha presentado pase de líquidos hasta los equipos.

- Para la selección de los nuevos compresores que se requieren para generar energía eléctrica, se debe tener en cuenta como entrada el aumento del flujo de gas por el proyecto de anulares.
- Para la selección de los nuevos compresores que se requieren para generar energía eléctrica, se debe tener en cuenta como entrada el aumento de la capacidad de transporte que se dará con la instalación de troncales del proyecto de anulares, ya que esto modifica la presión de succión disponible en la planta compresora.
- Para la selección de los nuevos compresores deben ser entradas la disminución de H<sub>2</sub>S, disminución de corrosión y medición de H<sub>2</sub>S que se obtienen con el proyecto de tratamiento de H<sub>2</sub>S; ya que ello permite identificar si se requiere o no usar metalurgia especial.
- Para la selección de los nuevos compresores deben ser entradas la presión requerida por las unidades generadoras, y que ya no se requiere transportar el gas hasta la refinería de Barrancabermeja.

## 5.2. APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE INTERACCIÓN EN EL PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Con base en el análisis realizado a los demás proyectos de gas, se puede definir la caracterización de éste proyecto que aún no tiene acta de constitución, en la Tabla 7 se muestra la identificación de variables.

**Tabla 7. Variables proyecto generación eléctrica**

<b>Entradas</b>	<b>Alcances</b>	<b>Salidas</b>
Flujo de gas actual	Instalación generadores	Generación de energía
Aumento flujo de gas		Eliminación transporte de gas
Control paso de líquidos		

**Tabla 7. (Continuación)**

<b>Entradas</b>	<b>Alcances</b>	<b>Salidas</b>
Aumento capacidad transporte		
Pronósticos de gas		
Medidas H <sub>2</sub> S corrientes de gas		
Presión descarga Pta compresora		
Condensables en el gas		
Aumento disponibilidad compresión		

Fuente: Autor

El proyecto de autogeneración puede tener otras entradas y salidas inherentes a su alcance, que pueden estar relacionadas con otros aspectos como el mercado de energía eléctrica, la transferencia de energía generada, etc. Sin embargo las interacciones identificadas son aquellas que tienen que ver con los otros proyectos de gas, que es el alcance del análisis realizado, y que puede aplicarse para cualquier nuevo proyecto de gas que se vaya a desarrollar en el Campo La Cira Infantas.

## 6. PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA DE PROYECTOS DE GAS

El alcance de éste trabajo de grado es realizar el planteamiento del programa de proyectos de gas del campo La Cira Infantas, y para ello se tomara como base el “Estándar para el Gerenciamiento de Programas del PMI” introducido en el marco conceptual.

De acuerdo a lo anterior, los procesos que involucran el planteamiento o preparación del programa son los de inicio, y básicamente corresponde a los procesos: Iniciar el programa y Establecer el marco financiero (ver Tabla 2). Los que se desarrollarán para generar los análisis y/o documentos necesarios para plantear la conveniencia de crear el programa, a la gerencia de facilidades y construcción del ejecutor del contrato de colaboración empresarial para el campo La Cira Infantas.

**6.1 Iniciar el programa.** El punto de partida de un programa puede ser el concepto o encargo de la organización para analizar una oportunidad de negocio, es decir básicamente es la creación de una necesidad o la expectativa de unos resultados.

El proceso de inicio puede derivar en la aprobación de un acta de constitución, o en la decisión de no continuar, caso en el cuál la decisión se debe documentar para futuras consultas.

De acuerdo al “Estandar del PMI” y a Flemings, Henry, y Wickes del PMI Heartland chapter las entradas, actividades y salidas de éste proceso son las descritas en la Tabla 8.

**Tabla 8. Desglose del proceso Iniciar el programa**

<b>Entradas</b>	<b>Actividades</b>	<b>Salidas</b>
Direccionamiento estratégico	Identificar recursos	Hoja de ruta del programa
Estructura y políticas organizacionales	Identificar interesados	Asignación del gerente del programa
Proyectos existentes		Acta de constitución del programa
Organización de trabajo existente		

Fuente: Estándar para gerenciamiento de programas del PMI

### **6.1.1 Entradas del proceso Iniciar el programa**

**6.1.1.1 Direccionamiento estratégico.** Expresa el concepto y propósito de la organización sobre el programa y sus beneficios; de acuerdo a lo desarrollado en éste trabajo y los análisis realizados sobre los proyectos y sus interacciones, el propósito de la organización sobre la implementación del programa debe estar orientado a “Integrar los proyectos conexos y complementarios de gas con el fin de asegurar la producción del campo La Cira Infantas de manera técnica, eficiente y económica” ; esta definición cumple con el marco estratégico definido en el contrato de colaboración empresarial que se abordó en el marco organizacional: (i) Consideraciones del contrato, (ii) Plan de desarrollo, (iii) y definición de Proyecto para el contrato.

**6.1.1.2 Estructura y políticas organizacionales.** De acuerdo a lo desarrollado en el marco organizacional y la caracterización de los proyectos de gas, todos los proyectos de ésta naturaleza y por tanto el programa que los integre será Gerenciado por facilidades y construcción del EJECUTOR (ASOCIADO), con el apoyo del equipo integrado para la dirección, planeación y relacionamiento con el OPERADOR (ECOPETROL) en las fases de ejecución y seguimiento. Las políticas organizacionales que se tendrán como premisa serán por tanto las definidas con base en el marco contractual: (i) Plan de desarrollo, (ii) Modelo integral de gestión de la operación, (iii) Modelo de maduración y ejecución de proyectos del ASOCIADO (No hace parte de éste documento por ser de carácter confidencial).

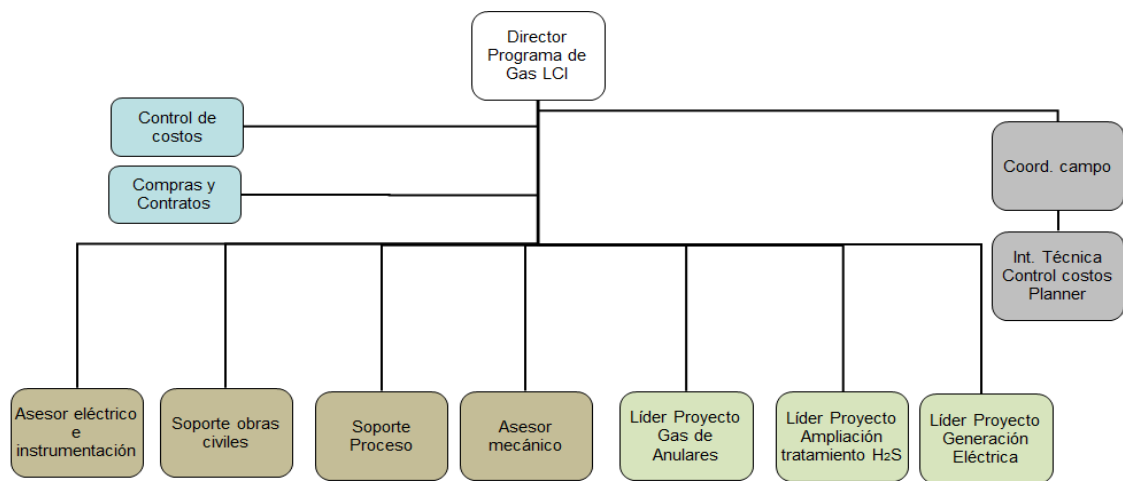
**6.1.1.3 Proyectos existentes.** Los proyectos que se integraran en el programa de gas para el campo La Cira Infantas serán los que actualmente se encuentran en ejecución o planeación: (i) Gas de anulares, (ii) Ampliación del sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S, (iii) Autogeneración eléctrica.

**6.1.1.4 Organización de trabajo existente.** Para asumir la dirección del programa no se requiere realizar cambios en la estructura del ASOCIADO en razón a que como se aprecia en el Anexo B ya el organigrama de la gerencia de facilidades y construcción contempla cargos de Ingeniero Senior de proyectos, y son los encargados de dar los lineamientos generales a los líderes de proyectos, por tanto pueden asumir la dirección del programa.

### **6.1.2 Actividades del proceso Iniciar el programa**

**6.1.2.1 Identificar Recursos.** De acuerdo a las entradas analizadas en el numeral anterior, la estructura de trabajo para el programa sería dada por la Gerencia de facilidades y construcción del EJECUTOR, y la propuesta específica para el Programa de proyectos de gas del Campo La Cira Infantas sería la mostrada en la Figura 26, que es una variación de la estructura usual para los proyectos tal y como se puede apreciar en las actas de constitución de los Anexos D, E, F, G y H.

**Figura 26. Organización para el Programa de Gas La Cira Infantas**



Fuente: Departamento de Ingeniería ECP-SCI

En la anterior estructura los líderes de proyectos seguirían interactuando con los recursos de ingeniería de la organización para el desarrollo de diseños en las diferentes especialidades, sin embargo el control de costos, compras y contratación, y la ejecución en campo sería coordinada por el director del programa, con el objeto de realizar el adecuado gerenciamiento de alcances, interacciones y control de los beneficios esperados al desarrollar un programa integrado de proyectos. El director del programa sería el responsable ante el gerente de facilidades y construcción de la consolidación y presentación de indicadores para el seguimiento del desempeño del programa y los proyectos que comprende.

**6.1.2.2 Identificar Interesados.** Para una correcta identificación de interesados se utilizará la caracterización realizada en el capítulo 4, de los proyectos de gas tanto realizados como en ejecución en el Campo La Cira Infantas. Con base en ello se elaboró el Registro de interesados del Anexo I bajo la “Plantilla de

Registro de interesados” del EJECUTOR. La identificación de la características de los interesados se realiza con base en las actas de constitución de los proyectos de gas, y el conocimiento del autor del entorno organizacional y laboral en el que se desarrollan las actividades de contrato de colaboración empresarial; sin embargo si la Gerencia de F&C del ejecutor aprueba formalmente el inicio del programa y el nombramiento de un director, el mismo deberá realizar talleres específicos con el equipo del programa para validar el registro de interesados y elaborar el registro de riesgos.

### **6.1.3 Salidas del proceso Iniciar el programa**

**6.1.3.1 Hoja de Ruta del Programa.** Corresponde al primer cronograma para la formalización del programa, para realizar la integración entre los alcances y los cronogramas de los proyectos en ejecución o en planeación, y para la ejecución coordinada de los proyectos.

En el Anexo J se encuentra la versión de la fase de inicio de éste cronograma, una vez el programa sea aprobado oficialmente por la gerencia de facilidades y construcción del EJECUTOR, debe ser actualizado durante el Proceso “Desarrollo del plan de gestión del programa”, que hace parte del grupo de procesos de planeación del estándar del PMI (Tabla 2).

**6.1.3.2 Asignación del Gerente del Programa.** No hace parte del alcance de éste trabajo de grado, debe ser una decisión del gerente de facilidades y construcción del ejecutor si aprueba la creación del programa.

**6.1.3.3 Acta de constitución del programa.** No hace parte del alcance de éste trabajo de grado, debe ser un documento elaborado por el gerente del programa si se da inicio formal al mismo por parte de la gerencia de construcción y facilidades del ejecutor. Para el mismo podrá tomar como entradas los análisis de los proyectos, los beneficios de la gestión integrada de los mismos, y los documentos generados durante la fase de inicio.

**6.2 Establecer el marco financiero.** Básicamente consiste en identificar el entorno financiero, los fondos requeridos de acuerdo a los hitos identificados en el cronograma del programa, los beneficios de implementar el programa; con el fin de evaluar el caso de negocio con base en la relación beneficio y costo. Las entradas, actividades y salidas recomendadas para éste proceso según el estándar del PMI se describen en la Tabla 9.

**Tabla 9. Desglose del proceso Establecer el marco financiero**

<b>Entradas</b>	<b>Actividades</b>	<b>Salidas</b>
Fuente de financiación	Identificar beneficios para cada proyecto	Justificación beneficio/costo
Restricciones de la financiación	Identificar beneficios comunes e interacc.	

Fuente: Estándar para gerenciamiento de programas del PMI

### **6.2.1 Entradas del proceso Establecer el marco financiero**

**6.2.1.1 Fuente de financiación.** Los tres proyectos que hacen parte del programa se encuentran aprobados en el portafolio del contrato de colaboración empresarial, teniendo en cuenta que en los tres casos son de continuidad del negocio y requerimiento legal (con excepción en éste último caso de recuperación del gas de anulares). Por tanto el integrarlos para la obtención de beneficios está orientada a obtener la máxima eficiencia técnica y en costo, que es el mandato estratégico del marco organizacional de contrato de colaboración empresarial.

**6.2.1.2 Restricciones de financiación.** El presupuesto para cada proyecto se encuentra aprobado por el comité ejecutivo, por tanto un cambio de mayor valor del mismo deberá ser aprobado por éste organismo. Como el programa no es una oportunidad de negocio, sino una continuidad operacional y un requerimiento legal, no se considera que la inversión deba tener una tasa de retorno diferente al que tienen los recursos del portafolio del contrato de colaboración empresarial.

### **6.2.2 Actividades del proceso Establecer el marco financiero**

**6.2.2.1 Identificar beneficios para cada proyecto.** De acuerdo al análisis realizado en el numeral 5.1 de éste trabajo de grado se pueden cuantificar los beneficios al integrar en un programa los proyectos de gas del campo La Cira Infantas. Por razones de confidencialidad de ECOPETROL y su ASOCIADO no se tratará éste punto en valores monetarios, sino en porcentajes del costo aprobado del proyecto.

**6.2.2.1.1 Beneficios recuperación de gas de anulares.** Por asegurar las especificaciones de líneas de pozos con el uso o no de tubería especial por presencia de H<sub>2</sub>S y su efecto corrosivo. De acuerdo al presupuesto detallado del proyecto, el uso de tubería revestida impacta en un diez por ciento (10%) los costos de instalación de líneas, que a su vez es el setenta por ciento (70%) del valor total del proyecto; por tanto éste punto podría tener una incidencia en un menor valor del proyecto de ocho por ciento (8%) respecto a lo presupuestado.

- Por la construcción o no de las nuevas troncales para soportar el aumento del flujo por la recuperación de gas de anulares. De acuerdo al presupuesto detallado del proyecto, determinar que no se requiere la construcción de las dos troncales representa un menor valor de trece por ciento (13%) respecto a lo presupuestado.
- Por asegurar las especificaciones de las troncales con el uso o no de tubería especial por presencia de H<sub>2</sub>S y su efecto corrosivo. De acuerdo al presupuesto detallado del proyecto, el uso de tubería revestida impacta en un diez por ciento (10%) los costos de instalación de troncales, que a su vez es el trece por ciento (13%) del valor total del proyecto; por tanto éste punto podría tener una incidencia en un menor valor del proyecto de uno punto tres por ciento (1,3 %) respecto a lo presupuestado.

**6.2.2.1.2 Beneficios Interacciones tratamiento de H<sub>2</sub>S.** Por la instalación o no de los nuevos tratadores para soportar el aumento del flujo por la recuperación de gas de anulares. De acuerdo al presupuesto detallado del proyecto, determinar que no se requiere la construcción de los tratadores que recibirían el gas de las dos nuevas troncales representa un menor valor de setenta por ciento (70 %) respecto a lo presupuestado.

- Por el aumento de capacidad de los tratadores debido a una baja en la presión de succión con los nuevos compresores del proyecto de autogeneración. Este es un beneficio que no se puede cuantificar sin realizar una simulación específica que no es objeto de éste trabajo de grado.

**6.2.2.1.3 Beneficios Interacciones generación eléctrica.** Por la selección de la capacidad de los nuevos compresores para generación eléctrica, para soportar el aumento de gas por el proyecto de anulares. Impacta los valores de inversión que deben considerar los proponentes que vayan a licitar la generación eléctrica a gas.

- Por la selección de la capacidad de los nuevos compresores para generación eléctrica, y el aumento de la capacidad de transporte que se dará con la instalación de troncales del proyecto de anulares. Impacta los valores de inversión que deben considerar los proponentes que vayan a licitar la generación eléctrica a gas.
- Por la selección de metalurgia especial o no de los nuevos compresores para generación eléctrica, y la disminución de H<sub>2</sub>S que se obtiene con el proyecto de tratamiento de gas. Impacta los valores de inversión que deben considerar los proponentes que vayan a licitar la generación eléctrica a gas.

**6.2.2.2 Identificar beneficios comunes del programa.** El desglose realizado en el punto anterior de las interacciones que representan beneficios económicos al integrar los alcances de los proyectos, se encuentra que las interacciones transversales que deben ser de especial atención por el director del programa son: (i) El aumento efectivo del gas recolectado en el campo, (ii) La disminución de la concentración de H<sub>2</sub>S en el gas transportado, (iii) La presión de succión en los nuevos compresores para generación eléctrica.

### **6.2.3 Salidas del proceso Establecer el marco financiero**

**6.2.3.1 Justificación costo - beneficio.** Teniendo en cuenta los presupuestos de los proyectos de Recuperación de gas de anulares y de Ampliación de los sistemas de tratamiento de H<sub>2</sub>S, que ya están en fase de ejecución, y en los cuáles se pudo cuantificar el impacto de las interacciones identificadas; Se pudo determinar que con la creación del programa de proyectos de gas, además de lograr un aseguramiento de los alcances de los proyectos, que son una necesidad para la continuidad operacional y cumplimiento de requisitos legales, también se puede materializar un menor costo de la inversión en la sumatoria de estos dos proyectos que puede ascender hasta un trece punto cinco por ciento (13,5 %).

## 7. CONCLUSIONES

Se establecieron los fundamentos necesarios para la creación formal del Programa de proyectos de gas del Campo La Cira Infantas, con base en el desarrollo del grupo procesos de inicio, del estándar para programas del Project Management Institute (PMI).

Se encontró que las principales interacciones transversales de los proyectos, y que deben ser de especial atención por el director del Programa son: (i) Aumento efectivo del gas recolectado en el campo, (ii) Disminución de la concentración de H<sub>2</sub>S en el gas transportado, (iii) Presión disponible en la succión de los nuevos compresores para generación eléctrica.

Se determinó que con la creación del Programa de proyectos de gas, además de lograr un aseguramiento de los alcances de los proyectos, que son una necesidad para la continuidad operacional y cumplimiento de requisitos legales, también se podría lograr un menor costo de la inversión, que puede ascender hasta un trece punto cinco por ciento (13,5 %) del valor total de los dos proyectos en ejecución.

Se recomendará por intermedio del equipo integrado del contrato de colaboración empresarial para el campo La Cira Infantas, que se apruebe por parte de la gerencia de facilidades y construcción del Ejecutor la creación del Programa de proyectos de gas del campo.

## BIBLIOGRAFÍA

- ✓ ANSI/NACE MR0175/ISO 15156-1, Petroleum and natural gas industries, Materials for use in H<sub>2</sub>S-containing environments in oil and gas production, Second edition, October 2009.
- ✓ ANSI/PMI, Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos - PMBOK®, Tercera Edición, 2004.
- ✓ ANSI/PMI, The Standard for Program Management, Second Edition, 2008.
- ✓ API PRACTICE 55, Recommended Practice for Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide, Second edition, February 15, 1995, reaffirmed march 2007.
- ✓ COR Kuijvenhoven, BOSTOCK Andrew, CHAPPELL Dave, and Others, Use of nitrate to mitigate reservoir souring in Bonga deepwater development, offshore Nigeria, SPE Production & Operations, 2006.
- ✓ ECOPETROL S.A., Brochure Campo La Cira Infantas, 2001.
- ✓ ECOPETROL S.A., Departamento de ingeniería SCI, Agriamiento de reservorios debido al recobro secundario mediante inyección de agua, 2011.
- ✓ ECOPETROL S.A., Departamento de ingeniería SCI, Presentación Diagnostico sistema de gas de pozos productores, 2013.
- ✓ ECOPETROL S.A., Departamento de ingeniería SCI, Presentación facilidades de producción e inyección del campo La Cira Infantas, 2013.
- ✓ ECOPETROL S.A., Dirección de HSE, ECP-DHS-G-041, Guia para el manejo de la exposición aguda a gases tóxicos H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub> Y CO, Abril de 2012.
- ✓ ECOPETROL S.A., Dirección de HSE, ECP-DHS-I-040, Atención médica a emergencias por sulfuro de hidrogeno, Febrero de 2011.

- ✓ GARRY FLEMINGS, LORRAINE HENRY, RENÉE WICKES, Presentation The Standard for Program Management for PMI Heartland Chapter.
- ✓ GEIR Nævdala, D. ROALD Brouwerb and JAN-Dirk Jansenb,c, Waterflooding using closed-loop control, Computational Geosciences, Springer, 2006.
- ✓ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL, Resolución 601, Por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia, Abril de 2006.
- ✓ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL, Resolución 909, Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones, Junio de 2008.
- ✓ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL, Resolución 610, Por la cual se modifica la Resolución 601 del 4 de abril de 2006, Marzo de 2010.
- ✓ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL, Resolución 1309, Por la cual se modifica la Resolución 909 del 5 de junio de 2008, Julio de 2010.
- ✓ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución 181495, Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, Septiembre de 2009.
- ✓ MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, Decreto 948 de 1995, Por el cual se reglamentan parcialmente, la Ley 23 de 1973, los artículos 33, 73, 74, 75 y 76 del Decreto - Ley 2811 de 1974; los artículos 41, 42, 43, 44, 45, 48 y 49 de la Ley 9 de 1979; y la Ley 99 de 1993, en relación con la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire, Junio 1995.

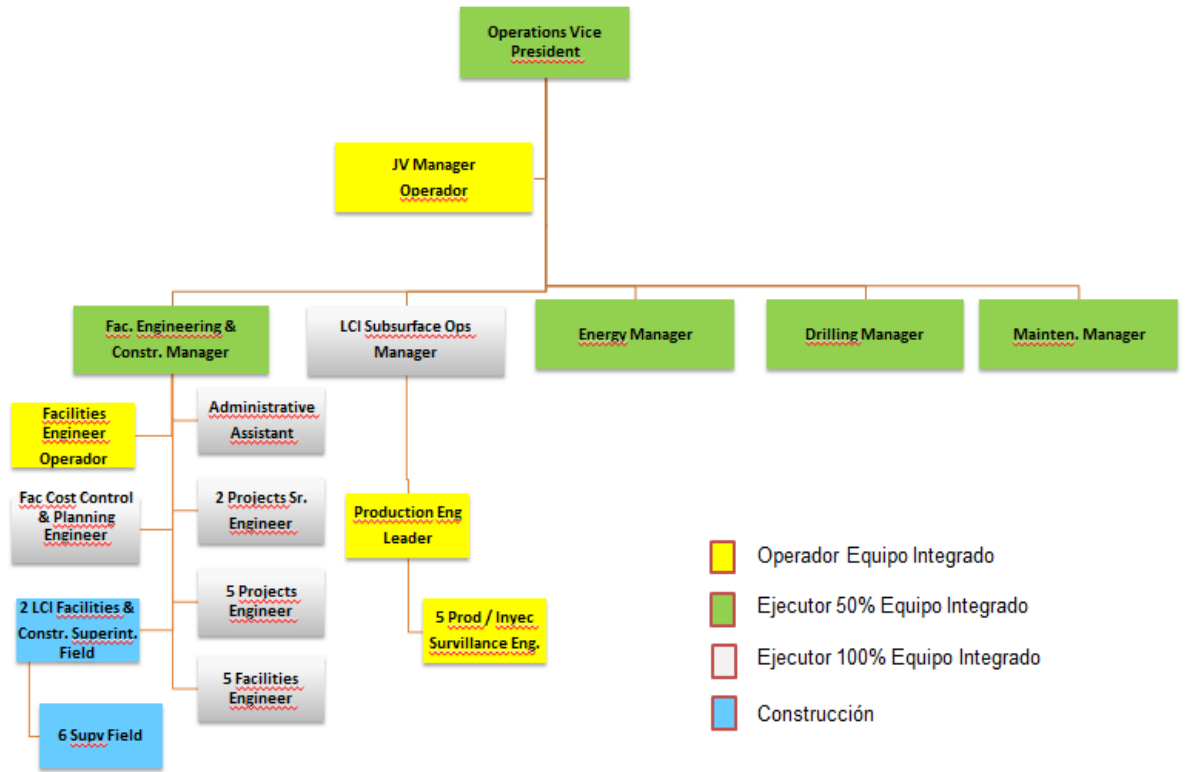
- ✓ NACE International Publication 34103, Overview of Sulfidic Corrosion In Petroleum Refining, February 2004.

ANEXOS

Anexo A. Organigrama del operador del contrato de colaboración empresarial



Anexo B. Organigrama del ejecutor del contrato de colaboración empresarial



# Anexo C. Cuadro consolidado de las actas de constitución de los proyectos de gas del campo la Cira Infantas

ANEXO C. CUADRO CONSOLIDADO DE LAS ACTAS DE CONSTITUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE GAS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS		
PROJECT CHARTER FORMAT V. 1.0		
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>		
Project Title:	Recuperación del Gas de Anulares	Gas de Anulares
Prepared by:	Lider de Proyecto 1	Lider de Proyecto 2
Date:	11-Jan-11	19-Feb-13
<b>CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>		
Business Opportunity	X	
Business Continuity		X
Legal, Policies requirement	X	
<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>		
Objective:	Recuperar el gas producido por los anulares de los pozos productores activos en el Campo La Cira Infantas.	Realizar la instalación de las facilidades necesarias para recuperar el gas producido por los anulares de 466 pozos productores activos en el Campo La Cira Infantas.
Justification:	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cumplir reglamentación legal vigente y evitar el cierre del campo que produce en este momento 28,000 BOPD</li> <li>Recuperar el 78% de gas del campo generará 2.234 MMSCFD de gas adicional que será un ingreso</li> </ul>	El proyecto busca recolectar los gases producidos en los anulares de los pozos productores. La ejecución de este proyecto permitirá cumplir con la reglamentación ambiental legal vigente.
Antecedents:	Se maneja un volumen aproximado de 2.5 MMSCFD de gas, los cuales se llevan mediante troncales de 8, 10 y 6 pulgadas hacia la planta compresora de gas. La capacidad de las troncales es aprox. 7.23 MMSCFD y la presión de succión de la compresora de 18.7 psia. Se estimó una emisión de 2.845 MMSCFD que se ventea a la atmósfera por los anulares 519 pozos, basado en medidas a 396 pozos en el primer semestre de 2010. El compromiso con el Ministerio de Minas y Energía es reducir los venteos a menos del 2% de gas producido para el año 2011.	Se maneja un volumen aproximado de 2.5 MMSCFD de gas, los cuales se llevan mediante troncales de 8, 10 y 6 pulgadas hacia la planta compresora de gas. Se estimó una emisión de 2.2 MMSCFD que se ventea a la atmósfera por los anulares 466 pozos, basado en medidas a 396 pozos en el primer semestre de 2010. Para cumplir requerimientos ambientales es necesario llevar el gas recuperado a la planta compresora.
Alternatives:	<ol style="list-style-type: none"> <li>No hacer nada. Posible cierre del campo.</li> <li>Recolectar el gas: Instalar compresores satélites para pozos cercanos y luego llevarlo a las troncales de recolección existentes. O inyectarlo a la línea de producción en algunos casos. Instalar compresores BGC en pozos alejados con Bombeo Mecánico, enviando el gas por la línea del producción. Conexión a través de redes existentes o nuevas para pozos cerca a las troncales existentes. Para confiabilidad se requerirá instalar 3 compresores en planta de gas que reemplacen los actuales con capacidad de 5.5 MMSCFD cada uno y descarga de 500 psig (estas actividades están por fuera del alcance del presente proyecto)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>No hacer nada: infringiendo la normatividad ambiental Colombiana. Esta alternativa no es viable.</li> <li>Recolectar el gas de anulares del campo y enviarlo hacia la planta compresora por dos métodos:                     <ol style="list-style-type: none"> <li>Instalar línea de gas anular a cada pozo productor de este alcance y conducirlo a una troncal de anulares instalada, única alternativa en plataformas de pozos de BM.</li> <li>En algunos pozos se instalará compresores BGC acoplados a la unidad de BM. El gas irá por la línea de producción del pozo hacia la estación, opción en pozos alejados de troncales y de otros pozos.</li> </ol> </li> </ol>
Selected Alternative:	La número 2	La número 2, 95% líneas y 5% compresores BGC para casos que sea más rapido instalar compresor que línea.
Scope:	<p>SOLO POZOS CON PRODUCCIÓN DE GAS DE ANULAR MAYOR QUE 3000 SCFD</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Pozos a red existente : pozos a menos de 500 metros de troncales o redes existentes. En líneas críticas se instalarán "pigging valves" para limpiar con raspadores. Se reemplazan actuales separadores por nuevos con instrumentación de nivel, presión y flujo, para evitar paso de líquidos a troncales y monitorear estado u flujo.</li> <li>Pozos a nueva red: en 2011 incluye 6 nuevos separadores y 94 pozos a menos de 500 metros de troncales; el gas recuperado será de 1.1 MMSCFD</li> <li>Pozos con compresores satélites: 25 pozos se agruparan y llevarán a 5 compresores para enviarlo a troncales o línea de producción; el gas recuperado será 0.3 MMSCFD.</li> <li>Pozos con BGC: 19 pozos alejados y otros con bombeo mecánico y el gas se retorna a la línea de flujo para recuperar 0.2 MMSCFD.</li> <li>Nueva troncal de recolección de Infantas: para finales 2013 se estima producción de gas de 9.1 MMSCFD por P 50, se requiere construir en 2012 troncal del sur del campo hasta planta compresora.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se conectarán a la red de gas de anulares un total de 466 pozos existentes agrupados en 400 locaciones.</li> <li>Al 95% de estas 400 locaciones, es decir 380 locaciones (442 pozos), se le instalará líneas de gas. En 2013 se instalará 140 líneas y en 2014 se instalará 240 líneas.</li> <li>Se instalarán compresores BGC en 20 locaciones (24 pozos), para pozos alejados o donde no se pueda línea por cruces fluviales o tierras. Los 20 se instalarán en 2013.</li> <li>Se prevé la instalación de 12 separadores adicionales con capacidad para el flujo suministrado por 30 líneas. Se instalarán 4 en 2013 y 8 en 2014.</li> <li>Este proyecto utilizará las facilidades previstas en el proyecto de manejo de H2S.</li> <li>Se instalarán 5 compresores satélite para grupos de pozos alejados de la red de anulares y que no se pueda instalar BGC. 2 en 2013 y 3 en 2014.</li> <li>Instalación troncal 6" de Cira norte a Planta de Gas, 11 km de longitud. 4.4 Km en 2013 y 6.6 en 2014.</li> </ul>
Assumptions:	<ul style="list-style-type: none"> <li>La medición es veraz y no tendrá modificaciones que repercutan en el proyecto</li> <li>Se determinó que 201 pozos dan 2.234 MMSCFD (78%) de gas anular venteado</li> <li>Pozos con gas mayor a 3000 SCFD, caudal inferior no es viable económicamente</li> <li>Se descartaron aquellos pozos que se tienen planeados abandonar</li> <li>No se tuvieron en cuenta pozos ya conectados a la red existente</li> <li>No se consideraron pozos con anular conectado por el bypass</li> <li>Se consideraron solo los pozos activos</li> <li>Pozos prod. hasta 2010, pozos nuevos deben tender línea de gas</li> <li>Las troncales se calcularon con 10 psig en estaciones y 4 psig en compresores</li> <li>El pico de producción del gas es 9.1 MMSCFD por P 50 y 11.1 MMSCFD por P10</li> <li>El desmantelamiento de los scrubbers y líneas existentes será 100% Ecopetrol</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El PDT tiene en cuenta la aprobación del proyecto antes de 01/mar/13.</li> <li>Se considera la instalación de un separador por cada 30 líneas de Gas de anulares.</li> <li>No se considera envío de señales de presión de los BGCs al LOWIS. Lectura en PI's locales.</li> <li>En el primer año se ejecutará el 40% del alcance y el segundo año el 60% restante.</li> <li>La presión max operativa de anulares será 18 - 20 psig con línea y 5 - 8 psig con BGC.</li> <li>Para instalar BGC al menos un pozo debe tener BM. Se asume reemplazarlos cada 10 años.</li> <li>El análisis de ganancia de producción hecho por yacimientos se basa en 20 psig en anular.</li> </ul>
Constraints	<ul style="list-style-type: none"> <li>Demoras en la entrega de los compresores satélites y BGC</li> <li>Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES</li> <li>Retrasos por cambio de especificación de tubería, de tubería desnuda a revestida internamente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retrasos en arranque de trabajos por Requerimientos de contratación y HES.</li> <li>Permisos para cruces fluviales que deban ser emitidos por la Corporación.</li> <li>Problemas en negociación de tierras por intransigencia de algunos propietarios.</li> </ul>
Permit requirements:	N/A	Se requirer permisos para cruces fluviales si hay soportes dentro de la cota max de inundación. Este permiso de la Corporación toma tres meses., de lo contrario solo requiere visto bueno de HES que toma tres días.
Negotiation requirements	N/A	Se requiere negociación de Tierras para la construcción de las líneas de gas cuando los predios no pertenecen al Proyecto. Esta negociación se hace en base al plano aprobado para construcción de la línea y toma tres meses de gestión como máximo.
<b>IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS</b>		
	<b>Risk factor - Possible Consequence - Management Risk Plan</b>	<b>Risk factor - Possible Consequence - Management Risk Plan</b>
	Material mecánico disponible - Retraso en la construcción de la tubería - Segregación del material con elevado tiempo de entrega	Incumplimiento del Contratista - Retraso en construcción de líneas - 1. Seguimiento por interventoría a la planeación del Contratista en enganche personal y ejecución trabajos. 2. Contratar al menos dos compañías para construcción
	Incumplimiento de proveedores de compresores y materiales en general - Retraso en la instalación de las líneas de flujo equipos asociados - Penalidades para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra	Requerimientos de contratación y HES. - Retraso en la construcción de las líneas - 1. Agilizar contratación de compañías de construcción. 2. Hacer seguimiento gestion HES para disminuir tiempos de Check de inicio de Contratistas nuevos.
	Incremento salarial - Incremento en el presupuesto - Contingencia del 15% del valor del proyecto.	Permisos cruces fluviales con la Corporación - Retraso en construcción de líneas - 1. Pre-trazado de líneas para determinar cuerpos de agua a interferir. 2. Buscar trazados para evitar cruces. 3. Estudio hidrológico con 4 meses de anterioridad para determinar si se requiere permiso, lo cual toma tres meses.
		Problemas negociación de tierras - Retraso en construcción de líneas - 1. Se efectuará pre-trazado de líneas con anterioridad para determinar predios con problemas de negociación. 2. Buscará opciones de trazado para evitar estos predios problema.
		Incumplimiento de proveedor de los 20 compresores BGC - Retraso inicio operación - Comparar BGC a proveedor aprobado que ha mostrado cumplimiento.
		Problemas de instalación BGC en unidades BM viejas - Retraso inicio operación - Instalar BGC en sólo en unidades MARKII o 640 para los cuales se tiene diseño. En una unidad vieja se debe prever ingeniería con anticipación.

ANEXO C. CUADRO CONSOLIDADO DE LAS ACTAS DE CONTINUACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GAS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS		
PROJECT CHARTER FORMAT V.1.0		
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>		
Project Title:	Tratamiento H2S Campo LCI	Ampliación del Sistema de Tratamiento H2S Campo LCI
Prepared by:	Lider de Proyecto 3	Lider de Proyecto 4
Date:	8-Mar-12	13-Jan-14
<b>CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>		
Business Opportunity		
Business Continuity	X	X
Legal, Policies requirement	X	X
<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>		
Objective:	Implementar un sistema para el tratamiento y remoción del H2S de las corrientes de gas asociadas a la producción de crudo en el campo LCI.	Aumentar la capacidad de los sistemas para el tratamiento y remoción del H2S de las corrientes de gas asociadas a la producción de crudo en el campo LCI.
Justification:	Se ha observado un incremento en la concentración de H2S en el gas producido y en el agua de producción (disuelto). Debido al riesgo para la salud que y a los daños sobre la propiedad que pueden ocurrir (pérdida de integridad por corrosividad), se propone remover H2S del gas producido, donde se ha medido alta concentración.	Debido al incremento de gas de anulares que va hacia las estaciones se hace necesario modificar los sistemas de tratamiento de H2S existentes, se propone aumentar la capacidad de los sistemas de tratamiento de H2S de acuerdo con los incrementos de flujo de gas en cada estación.
Antecedents:	En 2010 se reportaron altas concentraciones de H2S en algunos pozos. En 2011 se monitoreó entre 100 y 520 ppm en estaciones y 36 pozos mayores a 600 ppm.	En 2010 se reportaron altas concentraciones de H2S en algunos pozos. En 2011 se monitoreó entre 100 y 520 ppm en estaciones y 36 pozos mayores a 600 ppm.
Alternatives:	1. Instalar sistemas de absorción de H2S con lechos sólidos en puntos con mayor aporte, temporalmente remover con secuestrantes líquidos, sistemas para tratamiento en tanques estación 5, instalar sistemas de medición de H2S en línea. 2. Instalar en la Planta Compresora un sistema centralizado de remoción de H2S con lechos fijos, tratar con lechos fijos el gas blanketing de estaciones con alto H2S. 3. Instalar sistema centralizado para tratar la totalidad del gas producido mediante un proceso de contacto con Amina. 4. Realizar la remoción de H2S con el uso de secuestrantes líquidos. 5. Seguir con la operación del campo sin tomar acción específica.	1. Instalar en la Planta Compresora un sistema centralizado de remoción de H2S con lechos fijos para el gas de anulares. 2. Aumentar la capacidad de los sistemas de tratamiento de H2S en las estaciones LCI-02, LCI-3A, LCI-05 y Planta de gas de acuerdo con el incremento de flujo de gas de anulares en cada estación, realizando aumento de cantidad de secuestrante y/o instalación de filtro para tratamiento de H2S adicional.
Selected Alternative:	1. Instalar lechos sólidos en puntos fijos específicos del campo y tratamiento temporal con secuestrante líquido, debido a que se trata la totalidad de gas en el campo y se optimizan costos.	2. Aumentar capacidad de sistemas de tratamiento H2S en estaciones 2, 3A, 5 y Planta de gas de acuerdo a incremento por gas de anulares en cada estación, realizando aumento de cantidad de secuestrante y/o instalación de filtro para tratamiento de H2S adicional.
Scope:	Ingeniería tratamiento H2S en el campo LCI Estudios manejo H2S en campo Pruebas con secuestrante líquido y selección de la mejor alternativa técnico / económica Mediciones de H2S en Pozos, Estaciones y Plantas Uso temporal de secuestrante líquido de H2S para su remoción en estaciones de producción Instalación de un sistema de tratamiento de H2S con lechos sólidos en la Estación 3A desde la Estación 3A y desde la Estación 2 a la planta compresora Instalación de un sistema de tratamiento de H2S en los tanques de la Estación 5 Instalación de un sistema de tratamiento de H2S con lechos fijos en la Estación 5 Instalación de 5 medidores en línea de H2S	Ingeniería ampliación del sistema de tratamiento de H2S en el campo LCI Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H2S del LCI-02, incremento de la cantidad de secuestrante en los filtros de tratamiento existentes. Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H2S de LCI-3A, instalación de un filtro de tratamiento de H2S con las mismas características del existente. Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H2S de LCI-05, cambio de secuestrante sólido e instalación de un filtro de tratamiento de H2S adicional con las mismas características al existente. Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H2S de Planta de gas, cambio de secuestrante sólido e instalación de un filtro de tratamiento de H2S adicional con las mismas características al existente. Instalación de 4 medidores en línea de H2S
Assumptions:	Se diseña sobre una base estable de concentración de H2S en el campo y sobre flujos estables, cualquier modificación a futuro deberá ser evaluada para definir su tratamiento. El presupuesto para el secuestrante líquido se hace con base en la experiencia del proveedor de químicos en otros campos con presencia de H2S. Debido al bajo flujo de gas en el sistema de tratamiento de tanques y recirculación no se requieren cambios mayores en los instrumentos de protección de los tanques.	Se diseña sobre una base estable de concentración de H2S en el campo y sobre flujos estables, cualquier modificación a futuro deberá ser evaluada para definir su tratamiento.
Constraints	* Proceso de aprobación de presupuesto. * Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES. * Retrasos por aumento de lluvias en el periodo de Invierno. * Retrasos en entrega de equipos importados por problemas de transporte y logística. * Problemas en conseguir los contratistas y en el avance de los trabajos.	* Proceso de aprobación de presupuesto. * Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES. * Retrasos por aumento de lluvias en el periodo de Invierno. * Retrasos en entrega de equipos importados por problemas de transporte y logística. * Problemas en conseguir los contratistas y en el avance de los trabajos.
Permit requirements:	N/A	N/A
Negotiation requirements	N/A	N/A
<b>IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS</b>		
	<b>Risk factor - Possible Consequence - Management Risk Plan</b>	<b>Risk factor - Possible Consequence - Management Risk Plan</b>
	Falta de coordinación entre contratistas en ejecución de trabajos - Retraso en la construcción, sobrecostos, retrabajos - Informar a cada coordinador acerca de los trabajos a desarrollar, plantear reuniones que incluya los contratistas de todas las especialidades	Falta de coordinación entre contratistas en ejecución de trabajos - Retraso en la construcción, sobrecostos, retrabajos - Informar a cada coordinador acerca de los trabajos a desarrollar, plantear reuniones que incluya los contratistas de todas las especialidades
	Incumplimiento del contratista en ejecución de trabajos - Retraso en la construcción de obras - Penalidades para el contratista por incumplimiento en Orden de Servicio	Incumplimiento del contratista en ejecución de trabajos - Retraso en la construcción de obras - Penalidades para el contratista por incumplimiento en Orden de Servicio
	Incumplimiento de proveedores - Retraso en el montaje y puesta en marcha del sistema correspondiente - Penalidades para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra.	Incumplimiento de proveedores - Retraso en el montaje y puesta en marcha del sistema correspondiente - Penalidades para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra.
	Incremento salarial - Incremento en el presupuesto - Contingencia de 50,000 del valor del proyecto, distribuida en las actividades principales	Incremento salarial - Incremento en el presupuesto - Contingencia de 50,000 del valor del proyecto, distribuida en las actividades principales

ANEXO C. CONTINUACIÓN	
PROJECT CHARTER FORMAT V. 1.0	
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>	
Project Title:	Aumento Confiabilidad Planta compresora
Prepared by:	Lider de Proyecto 5
Date:	3-May-12
<b>CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>	
Business Opportunity	
Business Continuity	X
Legal, Policies requirement	X
<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>	
Objective:	Se estableció compromiso con Ministerio de Minas para asegurar pérdidas de gas menores al 2% a 30 de junio de 2012. La disponibilidad en Planta es 96%, para cumplir el objetivo se requieren unidades adicionales.
Justification:	El comité ejecutivo de abril de 2011 definió que se contrate el servicio de compresión de gas que se produzca en el campo El 22 de noviembre de 2011 se solicita iniciar actividades de ingeniería y contractuales para aumentar capacidad de compresión instalada a corto y largo plazo
Antecedents:	El gas producido es comprimido y tratado para ser enviado a la refinería de Barrancabermeja. La confiabilidad actual de compresión no asegura la producción de gas prevista (6.5 MMSCFD), por tanto se requiere compresión adicional. El volumen actual de gas es 4 MMSCFD que fluyen por troncales con capacidad de 7.23 MMSCFD, dada por la succión de la compresora de 18.7 psia. Se comprime a 500 psig y se procesa para extraer hidrocarburos pesados y enviar a refinería. El compromiso es reducir los venteos a menos del 2% para Junio de 2012.
Alternatives:	1. No hacer nada: Esta alternativa no es viable. 2. Instalar 3 compresores con capacidad de 5.5 MMSCFD cada uno y presión descarga de 500 psig, que reemplacen los actuales. Las fases propuesta son: Fase I: Contratar e instalar a corto plazo un tren adicional de compresión que garantice manejo de volúmenes producidos de 2012, se recibe oferta de dos equipos de 2.5 y 4.5 MMSCFD lo cual da versatilidad cuando alguno salga a mantenimiento. Fase II: Garantizar durante la vida del proyecto la capacidad de compresión mediante una nueva facilidad de compresión modular.
Selected Alternative:	La número 2
Scope:	* Mecánico: Instalación tuberías para los compresores K3A/B, Instalación de los compresores K3A/B * Civil: Adecuación del area, Instalación muros corta fuego, Instalación bases compresores * Sistema Contra Incendios: Adecuación y evaluación red actual para posibles eventos y sus medidas de mitigación * Eléctrico/Instrumentos: iluminación área, cableado señales al cuarto de control, malla de tierra
Assumptions:	1. Técnicamente los compresores se adaptan a los requerimientos operacionales en estaciones y planta de gas. 2. Los equipos están disponibles de forma inmediata 3. La oferta incluye alquiler, operación y mantenimiento 4. Propone dos equipos de 3.0 y 4.2 MMSCFD 5. Los equipos a suministrar cuentan con overhaul
Constraints	* Demoras en la entrega de los compresores * Dificultades en los acuerdos Comerciales/Legales entre Ejecutor y Contratista * Retrasos por la compra de Materiales * Solicitud adjudicación para la ejecución de la obra Mecánica/Civil
Permit requirements:	N/A
Negotiation requirements	* Acuerdo con Contratista * Negociación directa para un acuerdo de precios
<b>IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS</b>	
<b>Risk factor - Possible Consequence - Management Risk Plan</b>	
Dificultad en la integración del grupo de ECP con la actividades de pre-comisionamiento-arranque de los compresores, provoca retraso en el arranque de los compresores, generando incumplimiento de los objetivos de proyecto	
las recomendaciones que resulten del análisis hazop impacten negativamente el alcance de la ingeniería, provocando retrasos en la misma	
Por actividades durante la construcción, posibles afectación a tuberías o cables existentes que provoca daños en la planta, a personas, y posibles daños ambientales.	
No establecer correctamente los términos y condiciones del contrato para el alquiler de los compresores	
Por Datos incorrectos para la ingeniería, de como resultado cálculos errados. Producen error en el diseño del sistema	
No haber realizado las pruebas correctamente (mal comisionamiento) causando inconvenientes en el arranque de la planta que no permitan arrancar el sistema	
Retrasos en la firma de permisos de trabajo por parte de la operación retrasa las obras	

Anexo D. Acta de constitución del proyecto de recuperación del gas de anulares  
 Project Charter Format

ANEXO D. ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN DEL GAS DE ANULARES PROJECT CHARTER FORMAT	
<b>GENERAL INFORMATION</b>	
Project Title:	Recuperación del Gas de Anulares
Project ID:	
Prepared by:	Líder de proyecto
Date:	11-Jan-11
Version:	1
<b>BUSINESS CLASIFICATION</b>	
Opportunity Type:	Business Opportunity <input checked="" type="checkbox"/> Business Continuity <input type="checkbox"/> Legal, Policies requirement <input checked="" type="checkbox"/> Studies <input type="checkbox"/> Others <input type="checkbox"/>
Project Type:	Large > MM US\$ <input checked="" type="checkbox"/> Medium MM US\$ 1 to 0.5 <input type="checkbox"/> Small < MM US\$ 0.5 <input type="checkbox"/>
<b>PROJECT DESCRIPTION</b>	
Objective:	Recuperar el gas producido por los anulares de los pozos productores activos en el Campo La Cira Infantas.
Justification:	<ul style="list-style-type: none"> <li>La ejecución de este proyecto permitirá cumplir con la reglamentación legal vigente y evitar el cierre del campo el cual produce en este momento 28,000 BOPD</li> <li>La recuperación del 78% de la cantidad de gas del campo generará al menos 2.234 MMSCFD de gas adicionales con un ingreso económico adicional para el proyecto</li> </ul>
Antecedents:	<p>El proyecto LCI maneja en la actualidad un volumen aproximado de 2.5 MMSCFD de gas separado en estaciones de producción LCI-01, 02, 03, 03A, 04, 05, 06 y 07 los cuales se llevan mediante troncales de 8, 10 y 6 pulgadas hacia la planta compresora de gas. La capacidad actual del sistema de líneas troncales de gas es de aproximadamente 7.23 MMSCFD y esta dictada por la presión de succión de la planta compresora que se ubica en 18.7 psia. En dicha planta los compresores K1/K2 comprimen el gas hasta 500 psig y lo envían hacia la planta de proceso donde son extraídos los hidrocarburos pesados y el agua para posteriormente ser enviados a la refinería de Barrancabermeja.</p> <p>Adicional al gas separado en estaciones, existe un volumen de gas que se ventea hacia la atmósfera desde los anulares de pozos (519 pozos). Se ha estimado un volumen aproximado de emisiones hacia la atmósfera cercanas a 2.845 MMSCFD basado en mediciones realizadas a 396 pozos durante el primer semestre de 2010. Para cumplir con los requerimientos ambientales legales es necesario reducir los Venteos de gas hacia la atmósfera y llevar el gas recuperado hacia la planta compresora.</p> <p>El compromiso vigente entre Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía es reducir los venteos hasta un nivel de menos del 2% de gas producido para el año 2011. Por lo tanto, es necesario implementar un proyecto que permita recuperar de forma sostenible el gas de anulares y así cumplir con los requerimientos ambientales</p>
Alternatives:	<p>1. No hacer nada: Lo que implica seguir con las emisiones de gas de anulares infringiendo la normatividad ambiental colombiana, con posible cierre del campo. Esta alternativa no es viable.</p> <p>2. Recolectar el gas y enviarlo hacia la planta compresora. Dicha alternativa requiere los siguientes sistemas para resolver el problema:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalación de compresores satélites para que colecten el gas de anular de pozos cercanos y luego de comprimido sea llevado hacia las troncales de recolección de gas existentes hacia la planta compresora y/o pueda ser inyectado directamente a la línea de producción en algunos casos.</li> <li>- Instalación de compresores BGC (Beam Gas Compressors) para aquellos pozos alejados cuyo sistema de levantamiento artificial sea Bombeo Mecánico. Los BGC toman el gas del anular del pozo y lo lleva a la línea del producción del mismo pozo para ser llevado finalmente a las estaciones donde se separa y se envía a la troncal que va a la planta de gas.</li> <li>- Conexión de pozos directamente o a través de redes existentes o nuevas redes a la troncal de recolección de gas que va hacia la planta de proceso, esto es viable para aquellos pozos localizados muy cerca de las troncales existentes.</li> <li>- Con el fin de tener confiabilidad en el manejo y depuración del gas se requeriría instalar 3 compresores, en la planta de gas que reemplazan a los actuales K1/K2, con capacidad de 5.5 MMSCFD cada uno y presión de descarga de 500 psig (estas actividades están por fuera del alcance del presente proyecto)</li> </ul>
Selected Alternative:	La número 2

**NOTA: SOLO SE CONSIDERAN AQUELLOS POZOS CON PRODUCCIÓN DE GAS DE ANULAR MAYOR QUE 3000 SCFD**

**1. Pozos a red existente**

Aquí se incluirán aquellos pozos cercanos a las troncales de recolección de gas existentes (líneas de 10", 8" y 6" ) ubicados a no más de 500 metros de la respectiva troncal o aquellos que se encuentren cerca de las redes de recolección de gas de anulares que llevan el gas hacia uno de los seis scrubbers instalados en el campo.

La conexión típica de la línea involucra válvulas de aislamiento y drenaje de arenas/condensado, en el caso de líneas críticas se instalarán "pigging valves" de tal manera que se pueda limpiar frecuentemente la tubería en puntos bajos donde se almacenen condensados (se emplearán raspadores esféricos).

El gas recolectado en las redes de anulares actualmente se depura a través de "scrubbers" de gas que no cumplen con los requerimientos de integridad mecánica, y/o no tienen la instrumentación requerida para disponer los líquidos que terminan almacenados allí. Por lo anterior, el proyecto considera el reemplazo de estos recipientes por recipientes nuevos con la instrumentación de nivel, presión y flujo para que operen confiable y seguramente. Dicha instrumentación una vez sea instalada permitirá evitar la acumulación de líquidos en las líneas de gas principales y obtener en línea el estado de la red de anulares en los puntos de recolección, así como un estimado del flujo de gas que circula por la red existente.

A Diciembre de 2010 se han conectado 50 pozos, se ha eliminado el venteo de 1.063.132 SCFD de gas. Quedan 36 pozos para conectar a la red existente durante el año 2011 cuya

Scope:

**2. Pozos a nueva red**  
Para estos pozos se debe construir una nueva red de recolección de gas de anulares, esto incluye la instalación de nuevos scrubbers idénticos a los descritos en el caso de pozos existentes. Los pozos de esta categoría no deberán estar alejados más de 500 metros de las troncales de recolección de gas existentes.

En 2011 se deben conectar 94 pozos a la nueva red y se deben instalar 6 separadores de gas, el flujo total recuperado será de 1.1 MMSCFD

**3. Pozos con nuevos compresores satélites**

Aquellos pozos cercanos entre sí se agruparán de tal forma que un compresor reciprocante eléctrico sea instalado y reciba el gas de anular producido por el grupo de pozos, el gas comprimido será enviado hacia la línea troncal respectiva de recolección de gas de anulares o en su defecto retornado a la línea de producción de los pozos y enviado a las estaciones de recolección del campo, donde será separado y finalmente enviado a la planta de gas para su procesamiento, o si posible enviado a la troncal de gas mas cercana.

Se consideran 5 compresores que serán instalados a lo largo del campo para recoger la producción de 25 pozos que suman 0.3 MMSCFD.

**4. Pozos con nuevos beam gas compressors (BGC)**

Los pozos ubicados alejados de las troncales y de otros pozos y cuyo sistema de levantamiento artificial sea bombeo mecánico se les instalará un compresor de tipo "bicicleta" que se acopla con el equipo de bombeo,

el gas comprimido se retorna a la línea de flujo del respectivo pozo y es enviado a las estaciones de recolección del campo donde es separado y enviado a la planta de gas para su tratamiento.

Se estima la necesidad de 19 compresores BGC para recuperar 0.2 MMSCFD.

**5. Nueva troncal de recolección de gas área de Infantas**

De acuerdo con la información suministrada por yacimientos se prevé un gran desarrollo en el área de Infantas,

por lo tanto la producción de gas de anular aumentará en esta área. El pronóstico de producción de gas del

TRONCAL DE GAS	DIÁMETRO	DELTA DE PRESIÓN (PSI)	CAPACIDAD MÁXIMA DE FLUJO (SCFD)
DE LCI-01 A LCI-03	6"	1	396.000
DE LCI-03 A PLANTA DE GAS	10"	5	2.158.000
DE LCI-02 A PLANTA DE GAS	8"	6	1.611.000
DE LCI-04 A PLANTA DE GAS	8"	6	2.170.000
DE LCI-07 A PLANTA DE GAS	6"	6	900.000

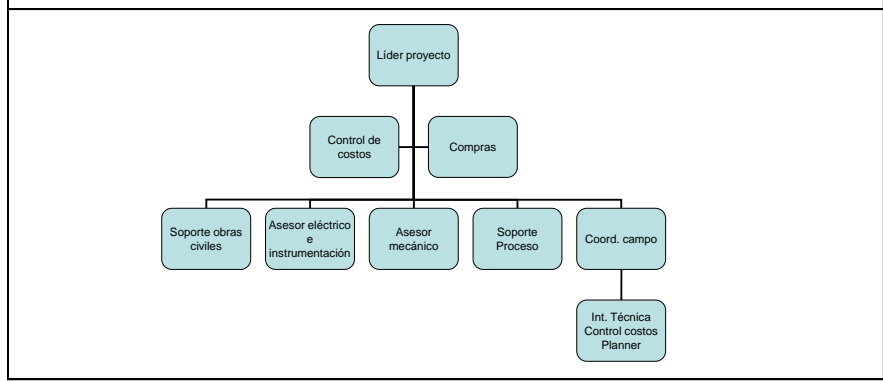
<b>Assumptions:</b>	Este proyecto considera lo siguiente:				
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La información sobre el estado de los pozos y la medición entregada al grupo de ingeniería de facilidades es veraz y no tendrá modificaciones grandes que repercutan en un cambio radical en el enfoque del proyecto.</li> <li>- Se ha determinado que un total de 201 pozos contribuyen con 2.234 MMSCFD (78%) del gas de anular venteado .</li> <li>- Solo se consideran para efectos presupuestales, aquellos pozos con una producción de gas de anular superior a 3000 SCFD, caudales inferiores hacen que la solución no sea viable económicamente.</li> <li>- Se descartaron aquellos pozos que se tienen planeados abandonar</li> <li>- No se tuvieron en cuenta los pozos cuyo anular ya está conectado a la red de recolección de gas existente</li> <li>- No se consideraron los pozos que tienen conectado el anular por el bypass.</li> <li>- Se consideraron solo los pozos activos (producción de crudo mayor que cero BOPD)</li> <li>- Se consideraron los pozos productores previstos para el 2010, a partir del año 2011 el presupuesto de cada pozo debe tener en cuenta su respectiva línea de gas de anular.</li> <li>- El cálculo de la capacidad de las troncales de recolección de gas se hizo considerando las condiciones de operación actuales, esto es, 10 psig en estaciones de recolección y 4 psig en la succión de los compresores de la planta de gas, una reducción en la presión de succión de los compresores de la planta de gas tendría como consecuencia un incremento en la capacidad del sistema.</li> <li>- El pico de producción del gas en el campo es de 9.1 MMSCFD para el caso P 50 y de 11.1 MMSCFD para el caso P10,</li> <li>- Los trabajos asociados al desmantelamiento de los scrubbers y líneas existentes serán asumidos en un 100% por Ecopetrol.</li> </ul>				
	<b>Constraints</b>				
	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Demoras en la entrega de los compresores satélites y BGC</li> <li>* Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES</li> <li>* Retrasos por cambio de especificación de tubería, de tubería desnuda a revestida internamente</li> </ul>				
	<b>Interferences:</b>				
N/A					
<b>Permit requirements:</b>					
N/A					
<b>Negotiation requirements</b>					
N/A					
<b>RISK IDENTIFICATION</b>					
		<b>Risk factor</b>	<b>Possible Consequence</b>	<b>Management Risk Plan</b>	
		Material mecánico disponible, utilizado en otro proyecto	Retraso en la construcción de la tubería	Segregación del material con elevado tiempo de entrega	
		Incumplimiento de proveedores de compresores y materiales en general	Retraso en la instalación de las líneas de flujo equipos asociados	Penalizaciones para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra	
		Incremento salarial	Incremento en el presupuesto	Contingencia del 15% del valor del proyecto.	
<b>KEY STAKEHOLDERS</b>					
					<b>Internal</b>
					<b>External</b>
<b>Stakeholder</b>	<b>Title</b>	<b>Name</b>	<b>Location</b>	<b>E-mail</b>	<b>Phone</b>
Operador	Coordinador de inyección				
<b>CONTRACT &amp; PURCHASE STRATEGY</b>					
		<b>Description</b>	<b>Aprox. Value US\$</b>	<b>Strategy</b>	
		Ingeniería e Interventoría		Usar la interventoría contratada y los grupos de topografía	
		Compras de materiales y equipos		A través de SCM	
		Obra civil		Por tarifas unitarias, Contratista	
		Obra mecánica		Por tarifas unitarias, usando contratos vigentes	
		Obra Eléctrica		Por tarifas unitarias, usando contrato vigente	

Obra de Instrumentación		Por tarifas unitarias, usando contrato vigente

**SPECIAL AND/OR EXTERNAL RESOURCES**

Resource	Description
N/A	N/A

**ORGANIZATION CHART**



**INITIAL PLANNING - \* Detailed Schedule in an attachment**

WBS identification

--

Milestones

Milestone / Deliverable	Estimated Date	Responsible Individual
Llegada de compresores satélites	Jun 15/11	Comprador SCM
Llegada de compresores bicicleta	May 30/11	Comprador SCM

**AUTHORIZATIONS**

Engineering, Facilities & Construction Manager

Project Manager

Project Controller

Operation VicePresident  
(For Large Projects)

## Anexo E. Acta de constitución del proyecto de gas de anulares

### ANEXO E. ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO DE GAS DE ANULARES PROJECT CHARTER FORMAT

#### GENERAL INFORMATION

Project Title: Gas de Anulares  
 Project ID:   
 Prepared by: Líder de proyecto Date: 19-Feb-13 Version: 1

#### BUSINESS CLASIFICATION

Opportunity Type:  
 Business Opportunity  Business Continuity  Legal, Policies requirement  Studies  Others   
 Project Type: Large > MM US\$  Medium MM US\$ 5 to 0.5  Small < MM US\$ 0.5

#### PROJECT DESCRIPTION

**Objective:** Realizar la instalación de las facilidades necesarias para recuperar el gas producido por los anulares de 466 pozos productores activos en el Campo La Cira Infantas.

**Justification:** El proyecto "Gas de Anulares" busca generar una solución para la recolección de los gases producidos en los anulares de los pozos productores de LCI. La ejecución de este proyecto permitirá cumplir con la reglamentación ambiental legal vigente.

**Antecedents:** El proyecto LCI maneja en la actualidad un volumen aproximado de 2.5 MMSCFD de gas separado en estaciones de producción LCI-01, 02, 03, 03A, 04, 05, 06 y 07 los cuales se llevan mediante troncales de 8, 10 y 6 pulgadas hacia la planta compresora de gas de El Centro. Adicional al gas separado en estaciones, existe un volumen de gas producido en los anulares de 466 pozos. Se ha estimado un flujo cercano a 2.2 MMSCFD basado en mediciones realizadas a 396 pozos durante el primer semestre de 2010. Para cumplir con los requerimientos ambientales legales es necesario llevar el gas de anulares recuperado hacia la planta compresora.

**Alternatives:**

1. No hacer nada: Lo que implica emitir gas de anulares infringiendo la normatividad ambiental Colombiana. Esta alternativa no es viable.

2. Recolectar el gas de anulares del campo y enviarlo hacia la planta compresora. Para esta alternativa se utilizará dos métodos que se presentan a continuación:

2.1 Principalmente la instalación de una línea de gas en el anular en cada pozo productor incluido en este alcance. Estas líneas conducirán el gas hasta una troncal de la red de anulares instalada en el campo. Esta opción será la única alternativa a instalar en las plataformas donde ninguno de los pozos opere mediante BM.

2.2 En algunos pocos pozos se instalará compresores tipo viga (BGC) los cuales pueden ser acoplados en la unidad de los pozos con bombeo mecánico (BM). El gas comprimido será inyectado en la línea de producción del pozo y llevado por esta vía hacia la estación correspondiente donde será separado. Esta opción se utilizará en los pozos ubicados en locaciones alejadas de las troncales y de otros pozos.

**Selected Alternative:** La número 2, instalando 95% de líneas y solo 5% de compresores BGC para casos en que sea más rápido instalar el compresor que la línea de anulares.

**Scope:**

- Se conectarán a la red de gas de anulares un total de 466 pozos existentes agrupados en 400 locaciones.
- Al 95% de estas 400 locaciones, es decir 380 locaciones (442 pozos), se le instalará líneas de gas. Estas líneas se conectarán a la red de gas existente que alimenta a la Planta de gas. En 2013 se instalará 140 líneas y en 2014 se instalará 240 líneas.
- Se instalarán compresores BGC al 5% restante, es decir 20 BGC en 20 locaciones (24 pozos), para aquellos pozos muy alejados, cuya líneas son extremadamente largas o donde no se pueda instalar línea por problemas de cruces fluviales o de tierras. Los 20 BGC se instalarán en 2013.
- Se prevé la instalación de 12 separadores de gas adicionales a los existentes con capacidad cada uno para manejar el flujo de gas suministrado por 30 líneas. Estos separadores tienen como objetivo separar el gas de los líquidos y evitar que los líquidos se acumulen y obstruyan las troncales de gas. En 2013 se instalará 4 separadores y en 2014 se instalará 8 separadores.

<b>Scope:</b>	<p>-Este proyecto utilizará las facilidades previstas en el proyecto de manejo de H2S y adicionalmente considera la instalación opcional (dependiendo del comportamiento de las demas unidades sulfatreat instaladas por el Proyecto de H2S) de una unidad de tratamiento de H2S Sulfatreat la cual estaría ubicada en cercanías de la Planta de gas. Esta unidad sulfatreat se instalará a finales de 2014.</p> <p>- Se instalarán 5 compresores satélite para grupos de pozos que esten muy alejados de la red de anulares y cuya baja presión CHP no les permita fluir naturalmente al red y que no les pueda instalar BGC. En 2013 se instalará 2 satélites y en 2014 se instalará los tres restantes.</p> <p>-El proyecto prevé la instalación de una troncal de 6" desde Cira norte hasta la Planta de Gas con una longitud de 11 km. En 2013 se instalará 4.4 km y en 2014 se instalará 6.6 km.</p>		
<b>Assumptions:</b>	<p>- El PDT tiene en cuenta la aprobación del proyecto antes de 01/mar/13</p> <p>- Se considera la instalación de un separador por cada 30 líneas de Gas de anulares-</p> <p>- No se considera envío de señales de presión de los BGCs al LOWIS. Lectura en PI's locales.</p> <p>- En el primer año se ejecutará el 40% del alcance y el segundo año el 60% restante.</p> <p>- La presión max operativa de anulares en el pozo será de 18 - 20 psig cuando este conectada a línea y 5 a 8 psig cuando esté conectado a BGC.</p> <p>- Para la instalación de BGCs al menos un pozo en cada locación debe tener Bombeo Mecánico para poder instalar el BGC. Se asume que los compresores serán reemplazados al decimo año de servicio</p> <p>- El análisis de ganancia asociada de producción hecho por yacimientos fué basado en 20 psig en el anular.</p>		
<b>Constraints</b>	<p>- Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES.</p> <p>- Permisos para cruces fluviales que deban ser emitidos por la Corporación.</p> <p>- Problemas en negociación de tierras por intransigencia de algunos propietarios.</p>		
<b>Interferences:</b>	N/A		
<b>Permit requirements:</b>	<p>Se pueden requerir permisos para líneas en alguno de cruces fluviales listados por la Corporación, si por concepto de HES los resultados del estudio hidrológico de un cruce fluvial y el diseño mecanico del cruce arroja que se deben hacer instalaciones (soportes, bases) dentro de la cota max de inundación del caño. Este permiso de la Corporación toma tres meses.</p> <p>Si no se deben hacer instalaciones dentro de la cota maxima de inundación solo se requiere un visto bueno de HES. Este visto bueno toma de dos a tres días y se puede iniciar la construcción del cruce fluvial.</p>		
<b>Negotiation requirements</b>	<p>Se requiere negociación por parte de Tierras para la construcción de las líneas de gas cuando los predios no pertenecen al Proyecto. Esta negociación se hace en base al plano aprobado para construcción de la línea y toma tres meses de gestión como máximo. Cuando las tierras pertenecen al proyecto este periodo de tiempo se reduce sustancialmente.</p>		
<b>RISK IDENTIFICATION</b>			
	<b>Risk factor</b>	<b>Possible Consequence</b>	<b>Management Risk Plan</b>
	Incumplimiento del Contratista	Retraso en la construcción de las líneas de tubería.	<p>1. Seguimiento por parte de la Interventoría a la planeación del Contratista actual en el enganche de personal y ejecución de los trabajos.</p> <p>2. Se contratará al menos dos compañías mas para cubrir el alcance de construcción durante los dos años de ejecución del proyecto.</p>

RISK IDENTIFICATION		
Requerimientos de contratación y HES.	Retraso en la construcción de las líneas de tubería.	1. Agilizar contratación de compañías que participarán en la construcción de las líneas. 2. Hacer seguimiento a la gestión de HES para disminuir los tiempos de realización de los Check list que permiten el inicio de operaciones de Contratistas nuevos.
Permisos de cruces fluviales en cuerpos de agua listados por la Corporación	Retraso en la construcción de las líneas de tubería.	1. Se efectuará el pre-trazado de las líneas de gas con suficiente anterioridad para determinar que cuerpos de agua podrían interferir. 2. Se buscará opciones de trazado de líneas para evitar al máximo estos cruces problema. 3. Se efectuará el estudio hidrológico con 4 meses de anterioridad para determinar si se requiere pedir permiso a la Corporación o es suficiente con el Visto bueno de HES, lo cual ahorra tres meses de tramites ante la Corporación.
Problemas en negociación de tierras	Retraso en la construcción de las líneas de tubería.	1. Se efectuará el pre-trazado de las líneas de gas con suficiente anterioridad para determinar que predios presentan problemas insalvables de negociación. 2. Se buscará opciones de trazado de líneas para evitar al máximo estos predios problema.
Incumplimiento de proveedor de los 20 compresores BGC.	Retraso en el inicio de la operación	Se comprará los BGC a proveedor aprobado por Houston , el cual ya ha mostrado buen record de cumplimiento.
Problemas de instalación de BGCs en unidades de bombeo viejas	Retraso en el inicio de la operación	Unicamente se instalará BGC en unidades MARKII o en unidades convencionales 640 para los cuales ya tenemos un diseño estandar. Si necesariamente se debe instalar BGC en una unidad vieja se debe prever la ingeniería necesaria con anticipación.

**KEY STAKEHOLDERS**

Stakeholder	Title	Name	Location	E-mail	Internal
					External
					Phone
Operador	Coordinador de subsuelo		Field		
Operador	Jefe departamento Mantenimiento		Field		
Contratista 1	Contratista instalación de líneas.		Field		
Contratista 2	Contratista montaje unidades de bombeo ECP		Field		
Ejecutor	Jefe HSE		Bogotá		
Operador	Engineering Rep		Bogota		

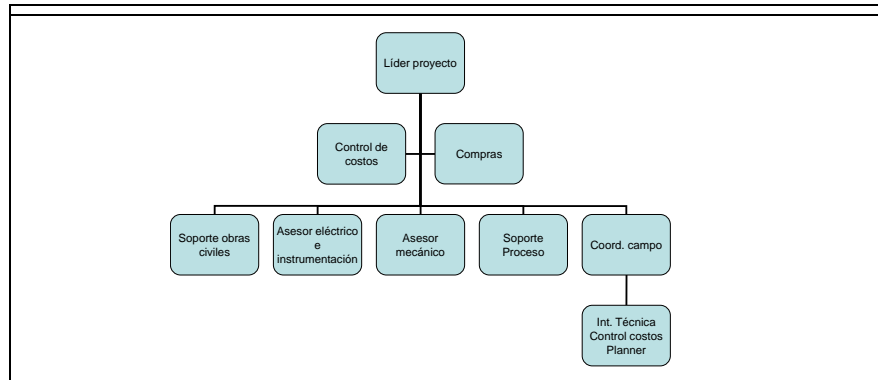
**CONTRACT & PURCHASE STRATEGY**

Description	Aprox. Value US\$	Strategy
Ingeniería e Interventoría		Ingeniería Inhouse con soporte de recursos externos puntual . Se usará la interventoría actualmente contratada.
Compras de materiales y equipos		Tuberías para 380 líneas, 1 línea troncal, 12 separadores, 20 BGC, 1 unidad sulfatreat.
Obra civil		Por tarifas unitarias. Se usará el Contratista que gane la licitación del contrato marco de OOCC.
Obra mecánica		Por tarifas unitarias, usando contratos vigentes y dos contratistas adicionales
Obra Eléctrica		Por tarifas unitarias, usando contrato vigente
Obra de Instrumentación		Por tarifas unitarias, usando contrato vigente
<b>Subtotal 2013</b>		
<b>Subtotal 2014</b>		
<b>TOTAL 2013 - 2014</b>		

**SPECIAL AND/OR EXTERNAL RESOURCES**

Resource	Description
N/A	N/A

**ORGANIZATION CHART**



**INITIAL PLANNING - \* Detailed Schedule in an attachment**

**WBS identification**

--

**Milestones**

Milestone / Deliverable	Estimated Date	Responsible Individual
Instalacion 20 compresores BGC	1-Aug-13	Project Manager
Construccion 140 líneas prioritarias	30-Dec-13	Project Manager
Construccion 240 líneas restantes	30-Dec-14	Project Manager

**AUTHORIZATIONS**

\_\_\_\_\_  
**Engineering, Facilities & Construction Manager**

\_\_\_\_\_  
**Project Manager**

\_\_\_\_\_  
**Project Controller**

\_\_\_\_\_  
**Operation VicePresident (For Large Projects)**

## Anexo F. Acta de constitución del proyecto de tratamiento H<sub>2</sub>S Campo LCI Project CharterFormat

ANEXO F. ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO DE TRATAMIENTO H <sub>2</sub> S CAMPO LCI PROJECT CHARTER FORMAT	
<b>GENERAL INFORMATION</b>	
Project Title:	Tratamiento H <sub>2</sub> S Campo LCI
Project ID:	
Prepared by:	Líder de proyecto
Date:	8-Mar-12
Version:	4
<b>BUSINESS CLASIFICACION</b>	
Opportunity Type:	Business Opportunity <input type="checkbox"/> Business Continuity <input checked="" type="checkbox"/> Legal, Policies requirement <input checked="" type="checkbox"/> Studies <input type="checkbox"/> Others <input type="checkbox"/>
Project Type:	Large > MM US\$ <input checked="" type="checkbox"/> Medium MM US\$ 5 to 0,5 <input type="checkbox"/> Small < MM US\$ 0,5 <input type="checkbox"/>
<b>PROJECT DESCRIPTION</b>	
Objective:	Implementar un sistema para el tratamiento y remoción del H <sub>2</sub> S de las corrientes de gas asociadas a la producción de crudo en el campo LCI.
Justification:	<p>Durante la ejecución del proyecto de recuperación secundaria de crudo del campo LCI se ha observado un incremento en la concentración de H<sub>2</sub>S en el gas producido y en el agua de producción (disuelto).</p> <p>Debido al riesgo potencial para la salud que este compuesto genera al alcanzar altas concentraciones y a los daños sobre la propiedad que pueden llegar a ocurrir (pérdida de integridad por aumento de la corrosividad de los fluidos), se propone el siguiente proyecto para la remoción del H<sub>2</sub>S en las corrientes de gas producido y tratamiento en puntos identificados, donde se ha medido una alta concentración de este compuesto.</p>
Antecedents:	<p>Durante el año 2010 se reportaron altas concentraciones de H<sub>2</sub>S en algunos pozos por lo cual se empezó a poner especial cuidado en este tema; en su momento no se tenía asegurada la metodología de medición de H<sub>2</sub>S en el campo, por lo cual se empezó a trabajar en los métodos de determinación para tener datos confiables de medición.</p> <p>Durante el año 2011 se realizó el monitoreo en las Estaciones de Producción, encontrándose valores de concentración en el gas separado generalmente mayores a 100 ppm con un máximo de 520 ppm; adicionalmente se monitorearon 36 pozos con valores mayores a 600 ppm. Durante las mediciones se determinó que existe una problemática con el H<sub>2</sub>S en el campo y que ha ido aumentando con el tiempo.</p>
Alternatives:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Instalar sistemas de absorción de H<sub>2</sub>S con lechos solidos en puntos especificos del campo donde hay el mayor aporte de este compuesto, utilizar temporalmente la remoción con secuestrantes líquidos, Instalar sistemas para tratamiento en los tanques de la estación 5, instalar sistemas de medición de H<sub>2</sub>S en línea.</li> <li>2. Instalar en la Planta Compresora un sistema centralizado de remoción de H<sub>2</sub>S con lechos fijos, realizar el tratamiento del gas de blanketing de las estaciones con alto nivel de H<sub>2</sub>S con el uso de lechos fijos.</li> <li>3. Instalar un sistema centralizado para tratar la totalidad del gas producido mediante un proceso de contacto con Amina.</li> <li>4. Realizar la remoción de H<sub>2</sub>S con el uso de secuestrantes líquidos.</li> <li>5. Seguir con la operación del campo sin tomar acción específica.</li> </ol>
Selected Alternative:	1. Instalar un sistema de absorción de H <sub>2</sub> S con lechos sólidos en puntos fijos especificos del campo y tratamiento temporal con secuestrante líquido debido a que se da tratamiento a casi la totalidad de los aportantes de gas en el campo y con el sistema propuesto se optimizan costos.
Scope:	<p><b>Alcance:</b></p> <p>Ingeniería tratamiento H<sub>2</sub>S en el campo LCI                      Estudios manejo H<sub>2</sub>S en campo                      Pruebas con secuestrante líquido y selección de la mejor alternativa técnico / económica                      Mediciones de H<sub>2</sub>S en Pozos, Estaciones y Plantas                      Uso temporal de secuestrante líquido de H<sub>2</sub>S para su remoción en estaciones de producción                      Instalación de un sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S con lechos sólidos en la Estación 3A                      Instalación de un sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S con lechos sólidos en la líneas de gas desde la Estación 3A y desde la Estación 2 a la planta compresora                      Instalación de un sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S en los tanques de la Estación 5                      Instalación de un sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S con lechos fijos en la Estación 5                      Instalación de 5 medidores en línea de H<sub>2</sub>S</p>
Assumptions:	<p>Se diseñó sobre una base estable de concentración de H<sub>2</sub>S en el campo y sobre flujos estables, cualquier modificación a futuro deberá ser evaluada para definir su tratamiento.</p> <p>El presupuesto para el secuestrante líquido se hace con base en la experiencia del proveedor de químicos en otros campos con presencia de H<sub>2</sub>S.</p> <p>Debido al bajo flujo de gas en el sistema de tratamiento de tanques y recirculación no se requieren cambios mayores en los instrumentos de protección de los tanques.</p>

<b>Constraints</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Proceso de aprobación de presupuesto.</li> <li>* Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES.</li> <li>* Retrasos por aumento de lluvias en el periodo de Invierno.</li> <li>* Retrasos en entrega de equipos importados por problemas de transporte y logística.</li> <li>* Problemas en conseguir los contratistas y en el avance de los trabajos.</li> </ul>				
<b>Interferences:</b>	N/A				
<b>Permit requirements:</b>	N/A				
<b>Negotiation requirements</b>	N/A				
<b>RISK IDENTIFICATION</b>					
	<b>Risk factor</b>	<b>Possible Consequence</b>	<b>Management Risk Plan</b>		
	Falta de coordinación entre contratistas en ejecución de trabajos	Retraso en la construcción, sobrecostos, retrabajos	Informar a cada coordinador acerca de los trabajos a desarrollar, plantear reuniones que incluya los contratistas de todas las especialidades		
	Incumplimiento del contratista en ejecución de trabajos	Retraso en la construcción de obras	Penalidades para el contratista por incumplimiento en Orden de Servicio		
	Incumplimiento de proveedores	Retraso en el montaje y puesta en marcha del sistema correspondiente	Penalidades para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra.		
	Incremento salarial	Incremento en el presupuesto	Contingencia de 50,000 del valor del proyecto, distribuida en las actividades principales		
<b>KEY STAKEHOLDERS</b>					
					<b>Internal</b>
					<b>External</b>
<b>Relevant Stakeholders</b>	<b>Title</b>	<b>Name</b>	<b>Location</b>	<b>E-mail</b>	<b>Phone</b>
Operador	Coordinador de facilidades				
Ejecutor	Gerente de Ingeniería y Construcción				
Ejecutor	Ingeniero Sr de Proyectos				
Ejecutor	Superintendentes de Construcción				
Ejecutor	Lider Dpto. Comisionamiento.				
Ejecutor	Director Interventoria				
<b>CONTRACT &amp; PURCHASE STRATEGY</b>					
<b>Proyecto</b>	<b>Description</b>	<b>Aprox. Value US\$</b>	<b>Strategy</b>		
	Manejo del proyecto y soporte		Cargos por coordinación en campo		
	Ingeniería y Estudios		BPA de Ingeniería, OS directa para labores menores, proceso licitatorio para trabajos mayores.		
	Secuestrante líquido		Por Proceso Licitatorio donde aplique y OS con tres cotizaciones para compra menores		
	Compras		Por Proceso Licitatorio donde aplique y OS con tres cotizaciones para compra menores		
	Civil		Mediante OS directa para labores menores, proceso licitatorio para trabajos con costos mayores.		
	Mecánica		Por tarifas unitarias, solicitando cotización a tres contratistas y contratación mediante OS		
	Eléctrica		Por tarifas unitarias, utilización de contrato existente con Coeindustrial		
	Instrumentación		Por tarifas unitarias, solicitando cotización a tres contratistas y contratación mediante OS		
	Arranque				
			* TRM: \$ 1900 Detailed budget in an attachment		

**Constraints**

- \* Proceso de aprobación de presupuesto.
- \* Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES.
- \* Retrasos por aumento de lluvias en el periodo de Invierno.
- \* Retrasos en entrega de equipos importados por problemas de transporte y logística.
- \* Problemas en conseguir los contratistas y en el avance de los trabajos.

**Interferences:**

N/A

**Permit requirements:**

N/A

**Negotiation requirements**

N/A

**RISK IDENTIFICATION**

Risk factor	Possible Consequence	Management Risk Plan
Falta de coordinación entre contratistas en ejecución de trabajos	Retraso en la construcción, sobrecostos, retrabajos	Informar a cada coordinador acerca de los trabajos a desarrollar, plantear reuniones que incluya los contratistas de todas las especialidades
Incumplimiento del contratista en ejecución de trabajos	Retraso en la construcción de obras	Penalidades para el contratista por incumplimiento en Orden de Servicio
Incumplimiento de proveedores	Retraso en el montaje y puesta en marcha del sistema correspondiente	Penalidades para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra.
Incremento salarial	Incremento en el presupuesto	Contingencia de 50,000 del valor del proyecto, distribuida en las actividades principales

**KEY STAKEHOLDERS**

Relevant Stakeholders	Title	Name	Location	E-mail	Internal
					External
					Phone
Operador	Coordinador de facilidades				
Ejecutor	Gerente de Ingeniería y Construcción				
Ejecutor	Ingeniero Sr de Proyectos				
Ejecutor	Superintendentes de Construcción				
Ejecutor	Lider Dpto. Comisionamiento.				
Ejecutor	Director Interventoría				

**CONTRACT & PURCHASE STRATEGY**

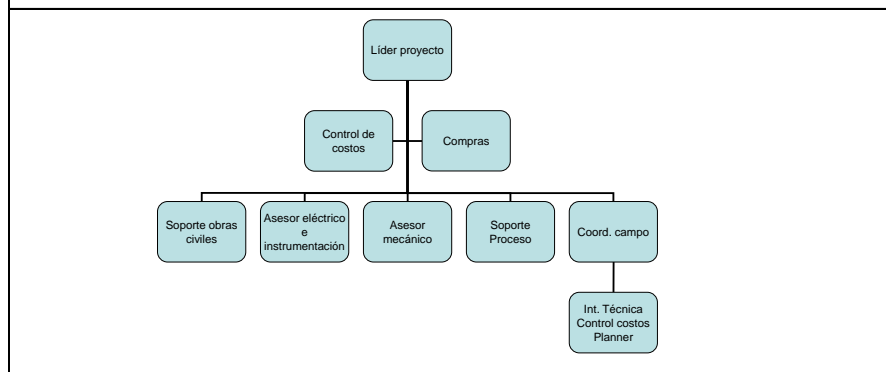
Proyecto	Description	Aprox. Value US\$	Strategy
	Manejo del proyecto y soporte		Cargos por coordinación en campo
	Ingeniería y Estudios		BPA de Ingeniería, OS directa para labores menores, proceso licitatorio para trabajos mayores.
	Secuestrante líquido		Por Proceso Licitatorio donde aplique y OS con tres cotizaciones para compra menores
	Compras		Por Proceso Licitatorio donde aplique y OS con tres cotizaciones para compra menores
	Civil		Mediante OS directa para labores menores, proceso licitatorio para trabajos con costos mayores.
	Mecánica		Por tarifas unitarias, solicitando cotización a tres contratistas y contratación mediante OS
	Eléctrica		Por tarifas unitarias, utilización de contrato existente con Coeindustrial
	Instrumentación		Por tarifas unitarias, solicitando cotización a tres contratistas y contratación mediante OS
	Arranque		

\* TRM: \$ 1900 Detailed budget in an attachment

**SPECIAL AND/OR EXTERNAL RESOURCES**

Resource	Description
N/A	N/A

**ORGANIZATION CHART**



**INITIAL PLANNING - \* Detailed Schedule in an attachment**

**WBS Identification**

--

**Milestones**

Milestone / Deliverable	Estimated Date	Responsible Individual
Aprobación del Proyecto	19-Mar-12	
Implementación Secuestrante líquido	19-Jun-12	
Entrega Instrumentos Medida	17-Jul-12	
Entrega Recipientes H2S	14-Sep-12	
Entrega Skid Tratamiento	16-Oct-12	
Terminación Labores Civiles	1-Oct-12	
Terminación Obras Mecánicas	23-Nov-12	
Terminación Obras Inst. - Elec.	30-Nov-12	
Arranque Sistema lechos sólidos	14-Dec-12	

**AUTHORIZATIONS**

<b>Engineering, Facilities &amp; Construction Manager</b>	<b>Project Manager</b>	<b>Project Controller</b>
		<b>Operation VicePresident (For Large Projects)</b>

## Anexo G. Acta de constitución del proyecto ampliación sistema tratamiento H<sub>2</sub>S Campo LCI

ANEXO G. ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO AMPLIACIÓN SISTEMA TRATAMIENTO H <sub>2</sub> S CAMPO LCI PROJECT CHARTER FORMAT	
<b>GENERAL INFORMATION</b>	
<b>Project Title:</b>	Ampliación del Sistema de Tratamiento H <sub>2</sub> S Campo LCI
<b>Project ID:</b>	
<b>Prepared by:</b>	Líder de proyecto
<b>Date:</b>	13-Jan-14
<b>Version:</b>	1
<b>BUSINESS CLASIFICATION</b>	
<b>Opportunity Type:</b>	Business Opportunity <input type="checkbox"/> Business Continuity <input checked="" type="checkbox"/> Legal, Policies requirement <input checked="" type="checkbox"/> Studies <input type="checkbox"/> Others <input type="checkbox"/>
<b>Project Type:</b>	Large > MMUS\$ <input type="checkbox"/> Medium MMUS\$ 5 to 0.5 <input checked="" type="checkbox"/> Small < MMUS\$ 0.5 <input type="checkbox"/>
<b>PROJECT DESCRIPTION</b>	
<b>Objective:</b>	Aumentar la capacidad de los sistemas para el tratamiento y remoción del H <sub>2</sub> S de las corrientes de gas asociadas a la producción de crudo en el campo LCI.
<b>Justification:</b>	Debido al incremento de gas de anulares que va hacia las estaciones se hace necesario modificar los sistemas de tratamiento de H <sub>2</sub> S existentes, se propone aumentar la capacidad de los sistemas de tratamiento de H <sub>2</sub> S de acuerdo con los incrementos de flujo de gas en cada estación.
<b>Antecedents:</b>	<p>Durante el año 2011 se realizó el monitoreo en las Estaciones de Producción, encontrándose valores de concentración en el gas separado generalmente mayores a 100 ppm con un máximo de 520 ppm; adicionalmente se monitorearon 36 pozos con valores mayores a 600 ppm. Durante las mediciones se determinó que existe una problemática con el H<sub>2</sub>S en el campo y que ha ido aumentando con el tiempo.</p> <p>Durante el año 2013 se instalaron sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S en las estaciones donde se presentaban concentraciones de H<sub>2</sub>S mayores a 120 ppm LCI-02, LCI-3A, LCI-05, LCI-6A y Planta de Gas. De acuerdo con lo estipulado por el proyecto de gas de anulares se incrementará el flujo de gas en las estaciones y se requiere modificar los sistemas de tratamiento de H<sub>2</sub>S existentes.</p>
<b>Alternatives:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Instalar en la Planta Compresora un sistema centralizado de remoción de H<sub>2</sub>S con lechos fijos para el gas de anulares.</li> <li>2. Aumentar la capacidad de los sistemas de tratamiento de H<sub>2</sub>S en las estaciones LCI-02, LCI-3A, LCI-05 y Planta de gas de acuerdo con el incremento de flujo de gas de anulares en cada estación, realizando aumento de cantidad de secuestrante y/o instalación de filtro para tratamiento de H<sub>2</sub>S adicional.</li> </ol>
<b>Selected Alternative:</b>	2. Aumentar la capacidad de los sistemas de tratamiento de H <sub>2</sub> S en las estaciones LCI-02, LCI-3A, LCI-05 y Planta de gas de acuerdo con el incremento de flujo de gas de anulares en cada estación, realizando aumento de cantidad de secuestrante y/o instalación de filtro para tratamiento de H <sub>2</sub> S adicional.
<b>Scope:</b>	<p><b>Alcance:</b> Ingeniería ampliación del sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S en el campo LCI Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S del LCI-02, incremento de la cantidad de secuestrante en los filtros de tratamiento existentes. Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S de LCI-3A, instalación de un filtro de tratamiento de H<sub>2</sub>S con las mismas características del existente. Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S de LCI-05, cambio de secuestrante sólido e instalación de un filtro de tratamiento de H<sub>2</sub>S adicional con las mismas características al existente. Aumento de la capacidad del sistema de tratamiento de H<sub>2</sub>S de Planta de gas, cambio de secuestrante sólido e instalación de un filtro de tratamiento de H<sub>2</sub>S adicional con las mismas características al existente. Instalación de 4 medidores en línea de H<sub>2</sub>S</p>
<b>Assumptions:</b>	Se diseña sobre una base estable de concentración de H <sub>2</sub> S en el campo y sobre flujos estables, cualquier modificación a futuro deberá ser evaluada para definir su tratamiento.

<b>Constraints</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Proceso de aprobación de presupuesto.</li> <li>* Retrasos en arranque de trabajos por requerimientos de contratación y HES.</li> <li>* Retrasos por aumento de lluvias en el periodo de Invierno.</li> <li>* Retrasos en entrega de equipos importados por problemas de transporte y logística.</li> <li>* Problemas en conseguir los contratistas y en el avance de los trabajos.</li> </ul>
<b>Interferences:</b>	N/A
<b>Permit requirements:</b>	N/A
<b>Negotiation requirements</b>	N/A

#### RISK IDENTIFICATION

Risk factor	Possible Consequence	Management Risk Plan
Falta de coordinación entre contratistas en ejecución de trabajos	Retraso en la construcción, sobrecostos, retrabajos	Informar a cada coordinador acerca de los trabajos a desarrollar, plantear reuniones que incluya los contratistas de todas las especialidades
Incumplimiento del contratista en ejecución de trabajos	Retraso en la construcción de obras	Penalidades para el contratista por incumplimiento en Orden de Servicio
Incumplimiento de proveedores	Retraso en el montaje y puesta en marcha del sistema correspondiente	Penalidades para proveedor por incumplimiento en Orden de Compra.
Incremento salarial	Incremento en el presupuesto	Contingencia de 50,000 del valor del proyecto, distribuida en las actividades principales

#### KEY STAKEHOLDERS

Relevant Stakeholders	Title	Name	Location	E-mail	Phone
Operador	Coordinador de facilidades				
Ejecutor	Gerente de Ingeniería y Construcción				
Ejecutor	Ingeniero Sr de Proyectos				
Ejecutor	Superintendentes de Construcción				
Ejecutor	Lider Dpto. Comisionamiento.				
Ejecutor	Director Interventoria				

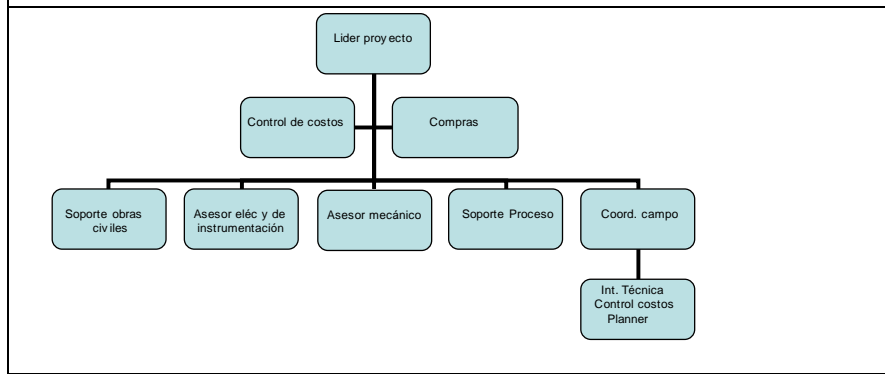
#### CONTRACT & PURCHASE STRATEGY

Proyecto	Description	Aprox. Value US\$	Strategy
	Manejo del proyecto y soporte		Cargos por coordinación en campo
	Ingeniería y Estudios		BPA de Ingeniería, OS directa para labores menores, proceso licitatorio para trabajos mayores.
	Compras		Por Proceso Licitatorio donde aplique y OS con tres cotizaciones para compra menores
	Civil		Mediante OS directa para labores menores, proceso licitatorio para trabajos con costos mayores.
	Mecánica		Por tarifas unitarias, solicitando cotización a tres contratistas y contratación mediante OS
	Eléctrica		Por tarifas unitarias, utilización de contrato existente con Coeindustrial
	Instrumentación (incluye instalación de medidores de H2S)		Por tarifas unitarias, solicitando cotización a tres contratistas y contratación mediante OS
	Arranque		

**SPECIAL AND/OR EXTERNAL RESOURCES**

Resource	Description
N/A	N/A

**ORGANIZATION CHART**



**INITIAL PLANNING - \* Detailed Schedule in an attachment**

**WBS identification**

--

**Milestones**

Milestone / Deliverable	Estimated Date	Responsible Individual
Aprobación del Proyecto	19-Feb-14	
Entrega Instrumentos Medida	17-Apr-14	
Entrega Recipientes H2S	14-Apr-14	
Entrega Skid Tratamiento	16-Oct-14	
Terminación Labores Civiles	1-Sep-14	
Terminación Obras Mecánicas	23-Aug-14	
Terminación Obras Inst. - Elec.	30-Sep-14	
Arranque Sistema lechos sólidos	16-Oct-14	

**AUTHORIZATIONS**

Engineering, Facilities & Construction Manager	Project Manager	Project Controller
		Operation VicePresident (For Large Projects)

Anexo H. Acta de constitución del proyecto aumento confiabilidad planta compresora Project Charter Format

ANEXO H. ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO AUMENTO CONFIABILIDAD PLANTA COMPRESORA PROJECT CHARTER FORMAT	
<b>GENERAL INFORMATION</b>	
Project Title:	Aumento Confiabilidad Planta compresora
Project ID:	1145988
Prepared by:	Líder Proyecto
Date:	3-May-12
Version:	D
<b>BUSINESS CLASIFICATION</b>	
Opportunity Type:	Business Opportunity <input type="checkbox"/> Business Continuity <input checked="" type="checkbox"/> Legal, Policies requirement <input checked="" type="checkbox"/> Studies <input type="checkbox"/> Others <input type="checkbox"/>
Project Type:	Large > MM US\$ <input checked="" type="checkbox"/> Medium MM US\$ 5 to 0.5 <input type="checkbox"/> Small < MM US\$ 0.5 <input type="checkbox"/>
<b>PROJECT DESCRIPTION</b>	
Objective:	Se ha establecido un compromiso con el Ministerio de Minas de asegurar que las pérdidas de gas producido en el campo sean inferiores al 2% con una fecha límite de cumplimiento el 30 de junio de 2012. Sin embargo, la confiabilidad de los compresores instalados en la Planta de Gas K1 y K2 tienen una disponibilidad del 96%, lo que no hace factible el cumplimiento del objetivo de no contar con unidades adicionales que garanticen esta disponibilidad de compresión.
Justification:	<p>El comité ejecutivo No. 20 de abril de 2011 definió que Occidental Andina en representación de Ecopetrol adelantará las gestiones atinentes a la celebración del Contrato cuyo objeto será el servicio de compresión de gas que se produzca en desarrollo del Contrato, el cual será reconocido vía OPEX conforme a la participación de las partes en la propiedad de gas que les corresponda a cada una de ellas. Lo anterior fue ratificado nuevamente en los comités ejecutivos Nos. 21 y 22.</p> <p>Con base en dichas aprobaciones se recibió por parte de ECOPETROL una comunicación del 22 de noviembre de 2011 en la cual se solicita al ejecutor que inicie las actividades de ingeniería y contractuales tendientes a aumentar la capacidad de compresión instalada a corto y largo plazo. Como respuesta, Ejecutor en fecha 23 de enero de 2012 informa que procederá con dicha solicitud de acuerdo con los procedimientos de contratación internos</p>
Antecedents:	<p>Actualmente el gas producido en el campo La Cira Infantas, así como de campos aledaños operados por Ecopetrol, es enviado a la planta de procesamiento de gas ubicada en El Centro, allí el gas es comprimido y tratado para finalmente ser enviado a la refinería de Barrancabermeja.</p> <p>La confiabilidad actual del sistema de compresión de LCI-SOM (Compresores K1 y K2) imposibilita asegurar continuidad en los eventos de picos de producción de gas del campo previstos por el pronóstico del grupo de yacimientos (actualmente se ubica en 6.5 MMSCFD), por lo tanto este sistema de compresión no resulta operativo y económicamente viable para ECOPETROL, haciendo necesario complementar el sistema existente con un sistema de compresión adicional que se ajuste a las condiciones operativas esperadas.</p> <p>El proyecto LCI maneja en la actualidad un volumen aproximado de 4 MMSCFD de gas separado en estaciones de producción LCI-01, 02, 03, 03A, 04, 05, 06 y 07 los cuales se llevan mediante troncales de 8, 10 y 6 pulgadas hacia la planta compresora de gas. La capacidad actual del sistema de líneas troncales de gas es de aproximadamente 7.23 MMSCFD y esta dictada por la presión de succión de la planta compresora que se ubica en 18.7 psia. En dicha planta los compresores K1/K2 comprimen el gas hasta 500 psig y lo envían hacia la planta de proceso donde son extraídos los hidrocarburos pesados y el agua para posteriormente ser enviados a la refinería de Barrancabermeja.</p> <p>El compromiso vigente entre Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía es reducir los venteos hasta un nivel de menos del 2% de gas producido para Junio de 2012.</p>
Alternatives:	<p>1. No hacer nada: Lo que implica un alto riesgo de infringir la normatividad ambiental colombiana, con posible cierre del campo. Esta alternativa no es viable.</p> <p>2. Con el fin de tener confiabilidad en el manejo y depuración del gas se requeriría instalar 3 compresores, en la planta de gas que reemplazan a los actuales K1/K2, con capacidad de 5.5 MMSCFD cada uno y presión de descarga de 500 psig. Las fases propuesta por ECOPETROL son:</p> <p>Fase I: Aumentar en el corto plazo la capacidad de compresión, con la instalación un tren adicional de compresión. El servicio a contratar buscar dar desarrollo a la primera fase del proyecto, con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema de compresión del Campo La Cira Infantas y así garantizar la compresión de los volúmenes producidos para la vigencia de 2012.</p> <p>Para esta fase se hizo un contacto con Contratista quien presentó una oferta que cumple con las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Técnicamente los compresores se adaptan a los requerimientos operacionales en estaciones y planta de gas.</li> <li>Los equipos están disponibles de forma inmediata.</li> <li>La oferta incluye el servicio de compresión integral, comprendiendo, alquiler, operación y mantenimiento.</li> <li>Propone dos equipos de 2.5 y 4.5 MMSCFD lo cual da versatilidad al sistema cuando alguno de los dos salga a mantenimiento.</li> <li>Los equipos a suministrar cuentan con overhaul.</li> </ol> <p>Fase II: Garantizar durante la vida del proyecto la capacidad de compresión mediante una nueva facilidad de compresión modular.</p>

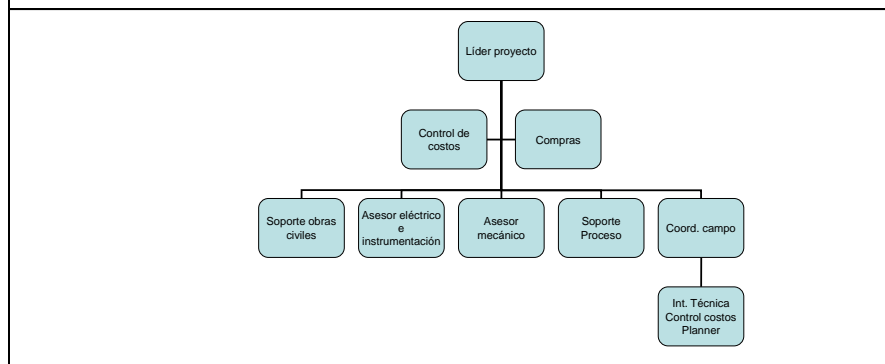
<b>Selected Alternative:</b>	La número 2				
<b>Scope:</b>	<p>* Mecanico:          - Instalación de la tubería entre el cabezal de los compresores actuales K1/2 y los compresores de Contratista K3A/B.          - Instalación de las tuberías de servicios para los compresores K3A/B          - Desmantelamiento de las tuberías existentes en la zona donde se instalarán los compresores          - Instalación de los compresores K3A/B</p>				
	<p>* Civil          - Adecuación del area          - Instalación de muros corta fuego          - Instalación de las bases para los compresores          - Instalación de las bases para la tubería          - Adecuación de vías y espacios para el ingreso de los equipos al area de instalación de los nuevos compresores</p>				
	<p>* Sistema Contra Incendios          - Adecuación de la red actual para cubrir los requerimientos definidos por la instalación de los nuevos equipos          - Compra de los equipos requeridos para el area intervenida          - Evaluación de la red actual e ingeniería para la consideración de los posibles eventos y sus medidas de mitigación</p>				
	<p>* Eléctrico/Instrumentos          - Suministro de iluminación perimetral al area          - Cableado para la trasferencia de indicaciones de estado de los compresores de Contratista al cuarto de control          - Instalación de malla de tierra para el area de instalación de los compresores</p>				
<b>Assumptions:</b>	<p>Este proyecto considera lo siguiente:          Se ha adelantado un proceso en el cual se decidió que se instalarían dos compresores de Contratista, quien presentó una oferta que cumple con las siguientes características:          1. Técnicamente los compresores se adaptan a los requerimientos operacionales en estaciones y planta de gas.          2. Los equipos están disponibles de forma inmediata.          3. La oferta incluye el servicio de compresión integral, comprendiendo, alquiler, operación y mantenimiento.          4. Propone dos equipos de 3.0 y 4.2 MMSCFD lo cual da versatilidad al sistema cuando alguno de los dos salga a mantenimiento.          5. Los equipos a suministrar cuentan con overhaul.</p>				
<b>Constraints</b>	<p>* Demoras en la entrega de los compresores por Contratista          * Dificultades en los acuerdos Comerciales/Legales entre Ejecutor y Contratista          * Retrasos por la compra de Materiales          * Negación de la solicitud de adjudicación directa a Morelco para la ejecución de la obra Mecánica/Civil</p>				
<b>Interferences:</b>	N/A				
<b>Permit requirements:</b>	N/A				
<b>Negotiation requirements</b>	<p>* Acuerdo con contratista          * Negociación directa con Morelco para un acuerdo de precios</p>				
<b>RISK IDENTIFICATION</b>	VER DOCUMENTO ADJUNTO				
	<b>Risk factor</b>	<b>Possible Consequence</b>	<b>Management Risk Plan</b>		
<b>KEY STAKEHOLDERS</b>	VER DOCUMENTO ADJUNTO				
<b>Stakeholder</b>	<b>Title</b>	<b>Name</b>	<b>Location</b>	<b>E-mail</b>	<b>Internal Phone</b>
<b>CONTRACT &amp; PURCHASE STRATEGY</b>					
	<b>Description</b>		<b>Strategy</b>		
	Ingeniería e Interventoría		Usar la interventoría/Comisionamiento contratada y los grupos de topografía. Ingeniería Detalle, Estudio de Suelos, e Inspección en sitio para verificar el estado de los compresores..		
	Compras de materiales y equipos		A través de SCM		
	Arriendo por un año de los compresores Contratista		A través de SCM con Contratista		
	Obra civil		Se solicitarán tarifas adicionales a los contratos para la ejecución de estas actividades. se está apoyando a la Supt Construcción durante la ingeniería del proyecto para lograr la mejor ejecución del proyecto		
	Obra mecánica				
	Instalación de los Equipos por Contratista		A través de SCM con Contratista		

Obra Eléctrica		Por tarifas unitarias, usando contrato vigente
Obra de Instrumentación		Por tarifas unitarias, usando contrato vigente
Provisión definida por el estudio de riesgos		((TRANSPORTE COMPRESOR))

**SPECIAL AND/OR EXTERNAL RESOURCES**

Resource	Description
N/A	N/A

**ORGANIZATION CHART**



**INITIAL PLANNING - \* Detailed Schedule in an attachment**

**WBS identification**

--

**Milestones**

Milestone / Deliverable	Estimated Date	Responsible Individual
Llegada de compresores K3 A/B		Comprador SCM
Adecuación del area para la	15-Apr-12	Supt Construcción / Morelco
Emisión planos AFC	30-Apr-12	Lider de proyecto/contratista ingnieria
Obras de interconexión de los compresores	30-Aug-12	Supt Construcción / Contratista de Construcción
Instalación/Pre-Comisionamiento/Comisionamiento/Arranque Compresor	15-Sep-12	Contratista

**AUTHORIZATIONS**

Engineering, Facilities & Construction Manager	Project Manager	Project Controller
		Operation VicePresident (For Large Projects)

## Anexo I. Plantilla de registro de interesados

### ANEXO I. PLANTILLA DE REGISTRO DE INTERESADOS

Name	Type Stakeh.	Role in Project	Location	Type of Com.	Contact Inform.	Power	Interest
Representante ANH	Externo	Legal	El Centro	Directa		1	5
Representante ANLA	Externo	Legal	Bogotá	Formal		1	5
Representante CAS	Externo	Legal	San Gil	Formal		2	3
EJE Vicepresidente	Interno	Sponsor	Bogotá	Directa		5	5
EJE Gerente F&C	Interno	Aprobador	Bogotá	Directa		5	5
EJE Gerente Operaciones	Interno	Consultado	Bogotá	Directa		4	4
EJE Gerente Energía	Interno	Consultado	Bogotá	Directa		4	4
EJE Gerente Perforación	Interno	Consultado	Bogotá	Directa		4	1
EJE Gerente Mantenimiento	Interno	Consultado	Bogotá	Directa		4	4
EJE Seguridad Industrial	Interno	Permisos	Bogotá	Directa		5	4
EJE Control de costos	Interno	Participa	Bogotá	Directa		1	3
EJE Compras y contratos	Interno	Participa	Bogotá	Directa		4	1
EJE Departamento Legal	Interno	Permisos	Bogotá	Directa		4	3
EJE Coordinador construcción	Interno	Ejecuta	El Centro	Directa		4	4
EJE Coordinador interventoría	Interno	Ejecuta	El Centro	Directa		4	4
EJE Coordinador comisionamiento	Interno	Permisos	El Centro	Directa		4	4
EJE Interventores	Interno	Ejecuta	El Centro	Directa		2	4
EJE Laboral	Interno	Permisos	El Centro	Directa		4	1
EJE Responsabilidad social	Interno	Consultado	El Centro	Directa		4	1
EJE Integridad de líneas y equipos	Interno	Consultado	El Centro	Directa		2	4
EJE y ECP Seguridad Física	Interno	Consultado	El Centro	Indirecta		1	3
EJE y ECP Vigilancia	Interno	Consultado	El Centro	Indirecta		4	1
Equipo Integrado Facilidades	Interno	Participa	Bogotá	Directa		4	5
Equipo Integrado Subsuelo	Externo	Consultado	Bogotá	Directa		4	4
Equipo Intergrado Joint Venture	Externo	Consultado	Bogotá	Directa		4	3
ECP Vicepresidente	Externo	Sponsor	Bogotá	Formal		5	4
ECP Gerente Regional	Externo	Consultado	Bogotá	Formal		5	4
ECP Superintendente Activos	Externo	Aprobador	Bogotá	Formal		5	4
ECP Líder Activos	Externo	Consultado	Bogotá	Directa		4	4
ECP Superintendente Cira Infantas	Externo	Consultado	El Centro	Formal		4	4
ECP Jefe Dpto Producción	Externo	Consultado	El Centro	Formal		4	4
ECP Coordinador de Producción	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		3	4
ECP Profesionales de Producción	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Profesionales Control de prod.	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Líder de medición	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	2
ECP Líder de tratamiento químico	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	2
ECP Líder de estadística	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	2
ECP Supervisores pozos	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Recorredores pozos	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	3
ECP Supervisores estaciones	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Operadores estaciones	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	4
ECP Jefe Dpto Ingeniería	Externo	Consultado	Bogotá	Formal		4	4
ECP Profesionales de ingeniería	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Jefe Dpto Mantenimiento	Externo	Consultado	El Centro	Formal		4	4
ECP Profesionales de mantto	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Contratos de Mntto.	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	2
ECP Líder seguridad de procesos	Externo	Permisos	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Líder de integridad	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Líder Prearranque	Externo	Permisos	El Centro	Indirecta		4	4
ECP Líder Análisis de riesgo	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Líder Control de cambios	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		2	3
ECP Superintendente De Mares	Externo	Consultado	El Centro	Formal		3	3
ECP Jefe Dpto Producción Mares	Externo	Consultado	El Centro	Formal		3	3
ECP Coord. Plantas gas Mares	Externo	Consultado	El Centro	Formal		2	3
ECP Profes. Plantas gas Mares	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	4
ECP Superv. Plantas gas Mares	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	4
ECP Operador Plantas gas Mares	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		1	4
ECP Responsabilidad Social	Externo	Consultado	El Centro	Indirecta		3	3
Sindicato	Externo	Informado	El Centro	Indirecta		4	1
Comunidad	Externo	Informado	El Centro	Indirecta		4	1
Trabajadores contratistas	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		1	1
Líder Proyecto Anulares	Interno	Participa	Bogotá	Directa		4	5
Líder Proyecto H2S	Interno	Participa	Bogotá	Directa		4	5
Líder Proyecto Generación	Interno	Participa	Bogotá	Directa		4	5
Soportes especialidades ingeniería	Interno	Participa	Bogotá	Directa		2	5
Contratista de Interventoría	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		2	3
Contratista de Comisionamiento	Externo	Permisos	El Centro	Indirecta		2	3
Contratista de Ingeniería	Externo	Participa	El Centro	Indirecta		2	3
Contratista Mecánico	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		2	3
Contratista Eléctrico	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		2	3
Contratista Instrum. y control	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		2	3
Contratista civil	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		2	3
Contratistas locales	Externo	Ejecuta	El Centro	Indirecta		2	3

## Anexo J. Hoja de Ruta del Programa de proyectos de gas del Campo La Cira Infantas

### ANEXO J. HOJA DE RUTA PROGRAMA DE GAS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Outline Number	Task	Scheduled St	Scheduled Fin	Days
1	Proyectos de gas Campo La Cira Infantas	19/feb/2013	31/oct/2015	984
1,1	Inicio y desarrollo del programa de proyectos de gas LCI	01/ene/2014	31/oct/2015	668
1.1.1	Analizar características de cada proyecto de gas LCI	01/ene/2014	31/ene/2014	30
1.1.2	Identificar interacciones entre los proyectos de gas LCI	01/feb/2014	28/feb/2014	27
1.1.3	Elaborar los fundamentos del programa de proyectos	01/mar/2014	15/mar/2014	14
1.1.4	Nombramiento director del programa	31/mar/2014	31/mar/2014	0
1.1.5	Comformación del equipo del programa	01/abr/2014	01/abr/2014	0
1.1.6	Validación acta de constitución del programa	02/abr/2014	14/abr/2014	12
1.1.7	Aprobación acta de constitución del programa	15/abr/2014	15/abr/2014	0
1.1.8	Elaboración de los planes del programa	16/abr/2014	29/abr/2014	13
1.1.9	Aprobación de la estructura de control del programa	30/abr/2014	30/abr/2014	0
1.1.10	Gerenciamiento del proyecto de gas del LCI	01/may/2014	31/oct/2015	548
1,2	Proyecto de gas de anulares	19/feb/2013	31/ene/2015	711
1.2.1	Aprobación del Proyecto	19/feb/2013	19/feb/2013	0
1.2.2	Compra y recibo de separadores de gas	11/sep/2013	28/feb/2014	170
1.2.3	Compra y recibo de compresores BCG	20/sep/2013	31/ene/2014	133
1.2.4	Instalación de troncales de gas	01/jul/2014	30/nov/2014	152
1.2.5	Instalación de troncales de separadores de gas	15/mar/2014	30/jun/2014	107
1.2.6	Instalación de compresores BCG	15/mar/2014	15/dic/2014	275
1.2.7	Cierre del proyecto	16/dic/2014	31/ene/2015	46
1,3	Proyecto de ampliación sistema de tratamiento de H2S	13/ene/2014	30/oct/2014	290
1.3.1	Aprobación del Proyecto	13/ene/2014	13/ene/2014	0
1.3.2	Compra y recibo de Instrumentos Medida	20/feb/2014	17/abr/2014	56
1.3.3	Compra y recibo de Recipientes H2S	20/feb/2014	14/abr/2014	53
1.3.4	Terminación Labores Civiles	01/jun/2014	01/ago/2014	61
1.3.5	Terminación Obras Mecánicas	01/jul/2014	23/ago/2014	53
1.3.6	Terminación Obras Inst. - Elec.	01/ago/2014	30/sep/2014	60
1.3.7	Arranque Sistema lechos sólidos	16/oct/2014	16/oct/2014	0
1.3.8	Cierre del proyecto	17/oct/2014	30/oct/2014	13
1,4	Proyecto de generación de energía	27/nov/2014	30/sep/2015	307
1.4.1	Aprobación del Proyecto	27/nov/2014	27/nov/2014	0
1.4.2	Elaboración de ingeniería conceptual	28/oct/2014	15/ene/2015	79
1.4.3	Elaboración terminos de contratación	16/ene/2014	28/feb/2014	43
1.4.4	Proceso de contratación y adjudicación	03/mar/2014	18/abr/2014	46
1.4.5	Obras en inicio generación de 9.9 MV	01/may/2014	31/oct/2014	183
1.4.6	Obras en inicio generación de 24 MV	01/ene/2015	30/jun/2015	180
1.4.7	Cierre del proyecto	01/jul/2015	30/sep/2015	91
1,5	Evaluación de los beneficios del programa	01/nov/2014	31/oct/2015	364
1.5.1	Evaluación de beneficios al cierre de tratamiento de gas	01/nov/2014	15/nov/2014	14
1.5.2	Evaluación de beneficios al cierre de gas de anulares	01/feb/2015	15/feb/2015	14
1.5.3	Evaluación de beneficios al cierre de generación energía	01/oct/2015	15/oct/2015	14
1.5.4	Evaluación de beneficios al cierre del programa	20/oct/2015	24/oct/2015	4
1.5.5	Cierre del programa	27/oct/2015	31/oct/2015	4