

**PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LA MITIGACIÓN DE EMISIONES DE
GASES EFECTO INVERNADERO EN LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL
CENTRAL DE ECOPETROL S.A.**

JORGE ANDRES SACHICA AVILA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRIA EN GERENCIA DE NEGOCIOS MBA
BUCARAMANGA**

2015

**PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MAGISTER EN GERENCIA DE NEGOCIOS**

JORGE ANDRES SACHICA AVILA

**DIRECTOR
EDGAR EDUARDO YAÑEZ ANGARITA**

**Trabajo de grado para optar al título de:
MÁGISTER EN GERENCIA DE NEGOCIOS -MBA**

**Director:
EDGAR EDUARDO YAÑEZ ANGARITA
Ing.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRIA EN GERENCIA DE NEGOCIOS MBA
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	15
1. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A., QUE GENERAN EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO.....	21
1.1. OPERACIONES QUE GENERAN EMISIONES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS.....	23
1.2. OPERACIONES QUE GENERAN EMISIONES EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS OPERADOS DIRECTAMENTE POR LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL.....	25
1.2.1. EMISIONES EN POZOS.....	26
1.2.2. EMISIONES EN ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO....	27
1.2.3. EMISIONES EN PLANTAS COMPRESORAS Y PLANTAS DE PROCESO.....	28
2. CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO GENERADAS POR LAS OPERACIONES DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.	30
3. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES TÉCNICAS ADECUADAS PARA MITIGAR LAS EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO GENERADAS POR LAS OPERACIONES DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.....	37
3.1. OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS PARA REDUCCIÓN DE EMISIONES POR COMBUSTIÓN.....	38
3.2. OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS PARA REDUCCIÓN DE EMISIONES POR QUEMAS DE GAS.....	40

3.3. OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS PARA REDUCCIÓN DE EMISIONES POR VENTEOS DE GAS.	42
3.4. MATRIZ DE SOLUCIONES A IMPLEMENTAR EN CADA UNA DE LAS FUENTES DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.	45
4. ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE Y PROSPECCIÓN DE LA MISMA, PARA LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, EN COLOMBIA Y EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS DE REFERENCIA.....	48
4.1. NORMATIVIDAD A NIVEL NACIONAL	49
4.1.1. NORMATIVIDAD NACIONAL EN EXPLOTACIÓN DE CAMPOS DE HIDROCARBUROS.	52
4.1.2. NORMATIVIDAD NACIONAL AMBIENTAL.....	56
4.1.3. PROSPECTIVA DE LA NORMATIVIDAD NACIONAL.....	62
4.2. NORMATIVIDAD INTERNACIONAL	63
4.3. ANÁLISIS E IMPACTO DEL INCUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVIDAD EN CONTROL O MITIGACIÓN DE EMISIONES.....	67
5. PLAN DE GESTIÓN PARA EL ALCANCE DEL PROYECTO.....	71
5.1. DEFINICIÓN DEL ALCANCE	71
5.2. ENTREGABLES DEL PROYECTO	75
5.3. SOLICITUDES DE CAMBIO	76
6. PLAN DE GESTIÓN PARA EL TIEMPO DEL PROYECTO.....	78
6.1. DEFINICIÓN DEL CRONOGRAMA.....	79
6.2. SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL CRONOGRAMA.....	83
7. LINEAMIENTO DE LA INVERSIÓN Y DE LOS COSTOS OPERATIVOS.....	85
7.1. PLANEACIÓN DE COSTOS.....	86
7.2. GERENCIAMIENTO O GESTIÓN DE COSTOS	88
7.3. CONTROL DE COSTOS	89

7.4 MODELO DE INVERSIÓN.....	90
8. RECURSOS HUMANOS	93
8.1 ROLES Y RESPONSABILIDADES.....	93
8.2 ORGANIGRAMA DEL PROYECTO.....	97
8.3 PLAN DE ADMINISTRACIÓN DEL PERSONAL	99
9. GESTIÓN DE LAS COMUNICACIONES.....	101
9.1. INFORMES DEL PROYECTO	101
9.2. REUNIONES DEL PROYECTO.....	104
9.3. DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE LAS COMUNICACIONES	105
10. PLAN DE GESTIÓN DE RIESGOS	106
10.1. METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS.....	107
10.1.1. IDENTIFICAR LOS RIESGOS.....	107
10.1.2. CUALIFICAR Y CUANTIFICAR EL IMPACTO DE LOS RIESGOS.	108
10.1.3. PLAN DE RESPUESTA A LOS RIESGOS.....	109
10.2. ROLES Y RESPONSABILIDADES DE UNA CORRECTA GESTION DE RIESGOS	110
10.3. PRINCIPALES RIESGOS DEL PROYECTO.....	112
11. PLAN DE GESTIÓN DE INTERESADOS.....	115
12. PLAN DE GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES	118
12.1 BIENES Y SERVICIOS ASOCIADOS AL PROYECTO	118
12.2 ROLES Y RESPONSABILIDADES DE LA GESTIÓN DE ADQUISICIONES	120
13. CONCLUSIONES	124
14. RECOMENDACIONES.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....	129
ANEXOS.....	131

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Fuentes de emisiones de GEI en la VRC.....	25
Tabla 2. Implementación y análisis técnico para gestión de emisiones por combustión.....	39
Tabla 3. Implementación y análisis técnico para gestión de emisiones por quema de gas.	41
Tabla 4. Implementación y análisis técnico para gestión de emisiones por venteo de gas.	43
Tabla 5. Matriz de posible implementación tecnológica para control de GEI.....	45
Tabla 6. Emisiones permisibles de la resolución 1309 de 2010.	61
Tabla 7. Pérdidas anuales por Regalías en los campos de Estudio.	69
Tabla 8. Pérdidas económicas por el cierre de los campos.....	70
Tabla 9. Soluciones técnicas y tiempo establecido para control de GEI.....	72
Tabla 10. Gestión de proyectos y actividades en Ecopetrol S.A. aplicables al control de GEI.	74
Tabla 11. Solicitudes de cambio.	77
Tabla 12. Desglose de Actividades para la gestión de GEI.	79
Tabla 13. Cronograma del proyecto, vista en MS. Project.....	82
Tabla 14. Justificación de las actividades.	87
Tabla 15. Resultados del modelo de inversión aplicado al proyecto.....	91
Tabla 16. Rol y responsabilidad de los recursos humanos del proyecto.	98
Tabla 17. Informes del proyecto.....	104
Tabla 18. Interpretación de las calificaciones de la matriz de impacto.	108
Tabla 19. Interpretación de las calificaciones de la matriz de probabilidad.	109
Tabla 20. Matriz de probabilidad e impacto.	109
Tabla 21. Matriz RACI del proyecto.	111
Tabla 22. Matriz de gestión de Riesgos del Proyecto	113
Tabla 23. Plan de mitigación de riesgos.	114

Tabla 24. Registro de interesados	117
Tabla 25. Vehículos contractuales, aplicación e implementación	119

LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1. Principales gases de efecto invernadero.....	16
Grafica 2. Emisiones estimadas de GEI.	31
Grafica 3. Emisiones totales por tipo de fuente.....	31
Grafica 4. Emisiones directas por procesos.....	32
Grafica 5. Emisiones indirectas por procesos.	33
Grafica 6. Emisiones estimadas de CO2.	34
Grafica 7. Emisiones estimadas de CH4.	34
Grafica 8. Intensidad de Carbono.	36

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cadena de procesos de los Hidrocarburos.....	24
Figura 2. Entes normativos y reguladores para la exploración y explotación de recursos no renovables.....	49
Figura 3. Área de jurisdicción de la CDMB.	51
Figura 4. Normatividad de emisiones en fuentes fijas.....	56
Figura 5. Diagrama de Gantt del proyecto.	83
Figura 6. Estructura de la organización del proyecto para gestión de GEI.	99

ANEXOS

ANEXO A ¿QUÉ SON LAS EMISIONES DE GEI?.....	131
---	-----

RESUMEN

TÍTULO:

PLAN DE GESTIÓN ORIENTADO A LA MITIGACIÓN DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO EN LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.

AUTOR:

SÁCHICA ÁVILA, Jorge Andrés

PALABRAS CLAVE: Contaminación, Gas, Efecto Invernadero, Emisiones, Metano.

DESCRIPCIÓN:

La reacción principal en el medio ambiente de las emisiones de gas, se denomina efecto invernadero; el efecto invernadero afecta de forma natural a todos los cuerpos planetarios del sistema solar dotados de atmosfera. Este efecto se incrementa con la emisión de gases generados por actividad humana como Metano, y Dióxido de Carbono.

Las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), son generadas principalmente en actividades de agricultura, generación de residuos, y generación de energía; en esta última, la producción de hidrocarburos juega un papel muy importante. El 8% de las emisiones de gases efecto invernadero son originadas por las operaciones de la cadena de valor del petróleo y gas natural.

A nivel mundial los principales Gases de Efecto Invernadero son: Dióxido de Carbono con el 85%, Metano con el 8%, Óxido de Nitrógeno con el 5% y Gases Fluorados con el 2%. El metano es el principal componente del gas natural (contenido molar entre el 85% y 98%), por lo cual tiene un alto valor en el mercado de los hidrocarburos. Su recuperación representa un gran aporte en la meta de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, dado su potencial de calentamiento global (GWP: Global Warming Potential), 25 veces más agresivo respecto al potencial de Dióxido de Carbono; de igual forma, la recuperación del gas metano representa beneficios económicos por ser un producto con alto valor en el mercado, disminuye los riesgos operacionales y sociales en las instalaciones, y permite el cumplimiento de la normatividad vigente, y prevista en el corto o mediano plazo para la industria Nacional de hidrocarburos.

La Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., opera de forma directa los principales campos de producción ubicados en los Departamentos de Santander, Norte de Santander, Antioquia, Cesar, Boyacá, y, Cundinamarca.

* Tesis.

** Facultad de Ingeniería físico-mecánica. Ingeniería Industrial. Gerente de Proyecto: Edgar Eduardo Yañez

ABSTRACT

TITLE:

MANAGEMENT PLAN AIMED AT MITIGATION OF EMISSIONS OF GREENHOUSE GASES IN THE VICEPRESIDENCIA CENTRAL REGIONAL FROM ECOPETROL S.A.*

SÁCHICA ÁVILA, Jorge Andrés**

KEYWORDS: Pollution, Gas, Greenhouse Emissions Methane

DESCRIPTION:

The main reaction in the environment of gas emissions, called greenhouse; the greenhouse effect naturally affects all planetary bodies in the solar system equipped with atmosphere. This effect increases with the emission of gases generated by human activity such as methane, and carbon dioxide.

Emissions of greenhouse gas (GHG) emissions are generated mainly in agricultural activities, waste generation, and power generation; in the latter, hydrocarbon production plays a very important role. 8% of the greenhouse gas emissions are caused by the operations of the value chain of oil and natural gas.

Globally the main greenhouse gases are: Carbon Dioxide with 85%, 8% methane, nitrogen oxide with 5% fluorinated gases with 2%. Methane is the main component of natural gas (molar content between 85% and 98%), so it has a high market value of hydrocarbons. His recovery is a major contribution to the goal of mitigating emissions of greenhouse gases, given their global warming potential (GWP: Global Warming Potential), 25 times more aggressive about the potential for Carbon Dioxide; Similarly, the recovery of methane gas represents economic benefits for being a product with high market value, decrease operational risks and social facilities, and enables compliance with current regulations, and planned in the short or medium term for the national oil industry.

The Vicepresidencia Central de Ecopetrol SA, operates directly the main production fields located in the departments of Santander, Norte de Santander, Antioquia, Cesar, Boyaca and Cundinamarca.

*Thesis.

** Faculty of Engineering physic-mechanical. Industrial Engineering. Project Manager: Edgar Eduardo Yañez

INTRODUCCIÓN

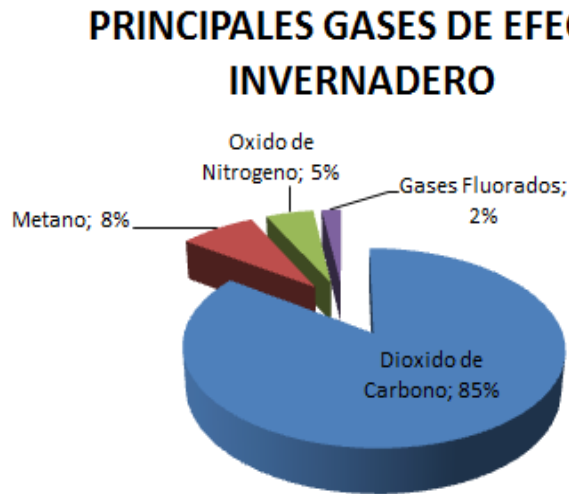
La reacción principal en el medio ambiente de las emisiones de gas, se denomina efecto invernadero; el efecto invernadero afecta de forma natural a todos los cuerpos planetarios del sistema solar dotados de atmosfera. Este efecto se incrementa con la emisión de gases generados por actividad humana como Metano, y Dióxido de Carbono, entre los más importantes, cuya consecuencia genera el calentamiento global.

Las emisiones de Gases Efecto Invernadero (también conocidos como GEI), son generadas principalmente en actividades de agricultura, generación de residuos, y generación de energía; en esta última, la producción de hidrocarburos juega un papel muy importante. El 8% de las emisiones de gases efecto invernadero son originadas por las operaciones que se llevan a cabo a lo largo de la cadena de valor del petróleo y gas natural, siendo las actividades de producción y procesamiento las que tienden a generar las mayores emisiones¹.

A nivel mundial los principales Gases de Efecto Invernadero emitidos son: Dióxido de Carbono que comprende el 85% de las emisiones, Metano con el 8%, Óxido de Nitrógeno con el 5% y Gases Fluorados con el 2%. La siguiente gráfica presenta dicha composición. El Dióxido de Carbono se produce por diversos procesos, entre los más importantes se encuentran la combustión y la oxidación de diversos materiales, al igual que en la respiración natural de los seres humanos y los animales.

¹ Tomado del análisis estadístico mundial de 2010 realizado por Carbon Limits

Grafica 1. Principales gases de efecto invernadero.



Fuente. Carbon Limits. Análisis estadístico mundial.

El metano es uno de los hidrocarburos más importantes de la naturaleza, y se presenta como el principal componente del gas natural (su contenido molar puede estar entre un 85% y 98%), por lo cual tiene un alto valor en el mercado de los hidrocarburos.

La recuperación de las emisiones de metano, representan un gran aporte en la meta de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, dado su potencial de calentamiento global (GWP: Global Warming Potential), el cual es 25 veces más agresivo respecto al potencial de Dióxido de Carbono; de igual forma, aparte del alto valor ambiental en la mitigación de sus emisiones, la recuperación del gas metano representa beneficios económicos por ser un producto con alto valor en el mercado, disminuye los riesgos operacionales y sociales en las instalaciones, y permite el cumplimiento de la normatividad vigente, y prevista en el corto o mediano plazo para la industria Nacional de hidrocarburos.

El dióxido de carbono puede emplearse para diversos usos industriales, sin embargo, este uso es mínimo comparado con su emisión. Las estrategias para mitigación de emisiones del dióxido de carbono, van desde la optimización de los

procesos de combustión, hasta su reinyección en yacimientos de petróleo, o su almacenamiento en estos mismos. Su principal desventaja es la alta inversión que se requiere para la mejora de estos procesos, contrario a la recuperación del metano, la cual genera valor con inversiones fácilmente recuperables.

La medida universal de medición utilizada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los gases de efecto invernadero es el dióxido de carbono equivalente “Carbon Dioxide Equivalent (CO₂e)”. Este es usado para evaluar los impactos de la emisión de diferentes gases que producen el efecto invernadero. Las unidades comúnmente utilizadas son las Toneladas de CO₂ equivalente (Ton CO₂ eq), y los Giga gramos de CO₂ equivalente (Gg CO₂ equivalente)².

La Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., opera de forma directa los principales campos de producción ubicados en los Departamentos de Santander, Norte de Santander, Antioquia, Cesar, Boyacá, y, Cundinamarca. Estos campos en su mayoría fueron descubiertos y puestos en producción desde la llegada de las grandes compañías Norteamericanas y Europeas, a principios del Siglo XX.

Los Campos de Petróleo de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., se caracterizan, entre otros, por su buena producción de gas; Cerca de un 60% proviene como gas libre, es decir, se extrae con pozos cuyo único objetivo es la producción de gas, el otro 40% proviene como gas asociado a la producción de petróleo, es decir, se extrae con sistemas de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas principalmente) cuyo objetivo es extraer líquidos³.

² Un gigagramo (1 x 10⁹ gramos) equivale a un millón de kilogramos, o bien, a mil toneladas. El potencial de calentamiento global establece a cuántos gramos de dióxido de carbono equivale un gramo de otro compuesto.

³ La producción de gas en sistemas de levantamiento artificial es indeseada, lo cual genera el desperdicio de gas (Emisiones por Venteos o descargas)

En los últimos años, el Ministerio de Minas y Energía, ente que controla la exploración y explotación de recursos naturales del País, ha puesto en rigor la normatividad que exige implementar medidas para evitar el desperdicio de gas. Así mismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, busca implementar una normatividad que evite la generación de emisiones de gases de efecto invernadero.

Este proyecto tiene como objetivo, generar un Plan de Gestión orientado a mitigar las emisiones de gases efecto invernadero en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A. Dicho Plan de Gestión permitirá generar alternativas para aprovechar este recurso, cumplir la normatividad ambiental y darle continuidad a la explotación de los campos de hidrocarburos de la Vicepresidencia en mención con armonía con el medio ambiente y con las personas que habitan su territorio.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estructurar el plan de gestión de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que permita darle viabilidad a la generación de proyectos y al seguimiento de actividades encaminados para tal fin, en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Describir y Evaluar las operaciones que generan emisiones de gases efecto invernadero de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

Cuantificar la emisión de gases efecto invernadero de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

Proponer y analizar las soluciones técnicas adecuadas para mitigar las emisiones de gases efecto invernadero generadas por las operaciones de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

Investigar la normatividad vigente y prospección de la misma, para las emisiones de gases de efecto invernadero, en Colombia y en los países desarrollados de referencia.

Generar los lineamientos para Definir el alcance en cada Gerencia, para una correcta gestión de emisiones de gases efecto invernadero de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

Generar las bases para la construcción de los diversos cronogramas de actividades en las diferentes Gerencias de la Vicepresidencia de Producción, que servirá para tener una trazabilidad adecuada para la gestión de emisiones de gases efecto Invernadero.

Generar los lineamientos para estructurar la inversión requerida, con el fin de alcanzar una efectiva gestión de emisiones de gases efecto invernadero.

Definir los lineamientos para establecer los recursos humanos requeridos para generar una efectiva gestión de emisiones de gases efecto invernadero.

Generar los lineamientos para una efectiva comunicación, dentro del equipo de gestión de emisiones de gases efecto invernadero, y desde este hacia las gerencias administrativas.

Dar los lineamientos para una efectiva gestión de riesgos en los proyectos que se generen para reducir las emisiones de gases efecto invernadero.

Identificar las barreras que se podrían generar al realizar las adquisiciones, y proponer las rutas que puedan facilitar su gestión.

Generar un esquema que permita llevar a cabo una adecuada identificación, involucramiento y gestión de los interesados que participarán en la gestión de emisiones de gases efecto invernadero.

1. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A., QUE GENERAN EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO.

De acuerdo al análisis estadístico mundial (Carbon Limits, 2010), el 8% de las emisiones de gases efecto invernadero son originadas por las operaciones que se llevan a cabo a lo largo de la cadena de valor del petróleo y gas natural, siendo las actividades de producción y procesamiento las que tienden a generar las mayores emisiones.

Las emisiones totales de Colombia se han estimado alrededor de las 180.000 Gg de CO₂ eq, de las cuales cerca del 37%, es decir 66.000 Gg de CO₂ eq son generadas por el sector energético. De acuerdo al reporte integrado de gestión sostenible de Ecopetrol S.A. de 2013, en el transcurso del mencionado año las emisiones estimadas de GEI por operaciones de la empresa fueron de 8.580 Gg de CO₂ eq, lo cual representó el 13% de las emisiones del sector energético en Colombia, y el 4,8% de las emisiones de GEI de Colombia.

El proceso de Producción de Hidrocarburos en el año 2013, generó el 41% de las emisiones directas de GEI para Ecopetrol S.A., mientras que en el año 2009 tan solo era el 25%. Este balance indica que el área de producción, es un área potencial de proyectos de mitigación de emisiones de GEI, debido al incremento tanto en volumen como porcentual que se presenta en Ecopetrol S.A. La Vicepresidencia Regional Central, aporta el 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Vicepresidencia de Producción, es decir, el impacto de las emisiones de GEI de la VRC en Ecopetrol S.A., es del 8,2%.

Las emisiones de gases efecto invernadero pueden ser producidas de diferentes formas; Principalmente, las emisiones son efecto de descargas o venteos para evitar la presurización en los sistemas de levantamiento, y por ende, no originar pérdidas de producción de líquidos. Otra forma de generación de emisiones son las fugas en las facilidades de producción, y por último las quemas operativas de gas.

En los campos de la Vicepresidencia Regional Central, se estima que un 85% de las emisiones son producidas por quemas y venteos en pozos, y el restante 15% hacen parte de las facilidades de producción.

La Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., hace presencia en 8 departamentos con 37 campos de producción de hidrocarburos. De forma directa opera en los Departamentos de Santander, Norte de Santander, Antioquia, Cesar, y Boyacá. Estos campos en su mayoría fueron descubiertos y puestos en producción desde la llegada de las grandes compañías Norteamericanas y Europeas, a principios del Siglo XX.

Los Campos productores de hidrocarburos de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., se caracterizan, entre otros, por su alta producción de gas; Cerca de un 60% proviene como gas libre, es decir, se extrae con pozos cuyo único objetivo es la producción de gas, el otro 40% proviene como gas asociado a la producción de petróleo, es decir, se extrae con sistemas de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas) cuyo objetivo es extraer líquidos, esto se convierte en un reto técnico debido a la presurización que genera el gas, lo que obliga a descargar a los mismos generando emisiones.

1.1. OPERACIONES QUE GENERAN EMISIONES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

Entre las fuentes de emisiones relativas a los sistemas de petróleo y gas se incluyen las fugas de los equipos, la evaporación y las pérdidas por descarga, el venteo operativo, la quema en tea, la incineración y las liberaciones accidentales (excavaciones en los ductos, fugas de pozo y derrames). Mientras que algunas de estas fuentes de emisiones son tecnológicas o intencionales (venteo de tanques, sellos y sistemas de quema en tea) y, por lo tanto, están caracterizadas relativamente bien, la cantidad y composición de las emisiones suelen estar sujetas a una incertidumbre significativa.

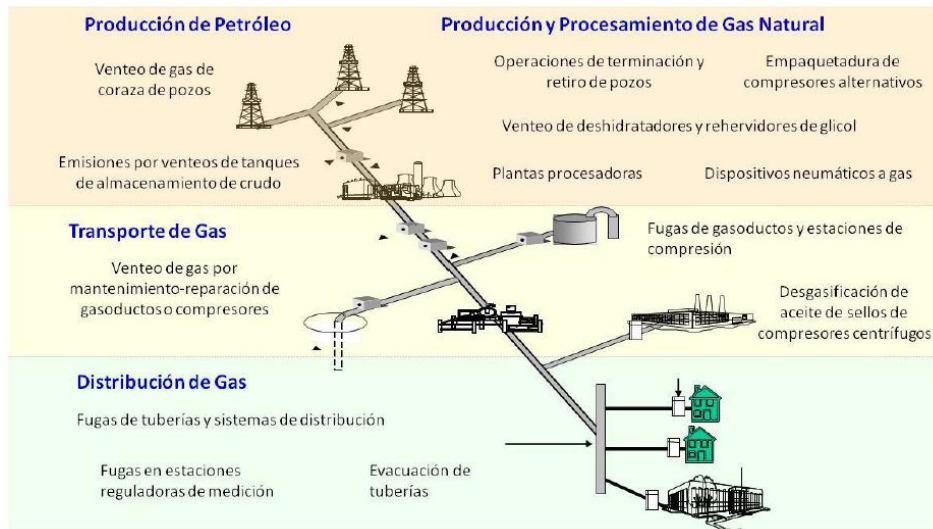
A continuación, se presenta una breve descripción de las emisiones directas procedentes de la cadena de valor de petróleo y gas natural.

- Venteo Operativo: Emisiones producidas por el venteo de corrientes de gas y desecho de gas/vapor.
- Quema de gas en tea: Emisiones producidas por la quema de gas natural y corrientes de desecho de gas/vapor.
- Fugitivas: Emisiones por fugas de equipos, pérdidas en almacenamiento, roturas de oleoductos, explosiones de pozos, migración de gases a la superficie alrededor de la parte externa del cabezal de pozo, agotamientos de pozos, arcos de ventilación en superficies, formación de gases biogénicos en estanques colectores.
- Combustión: Emisiones correspondientes al gas, contenido en los diferentes combustibles – gas natural, crudo, gasoil, no consumido por un equipo de combustión interna y liberado a la atmósfera. Tales equipos son: hornos, calentadores, calderas, motores de combustión interna, generadores a gas, turbinas a gas.

La siguiente figura presenta la cadena productiva de Hidrocarburos, y las principales pérdidas o desperdicio de gas que se generan a través de estas. En el proceso de producción, se estima que Ecopetrol tiene concentrado el 41% de sus Emisiones de GEI (el 59% restante está distribuido así: 51% en el proceso de Refinación, y el 8% en el proceso de transporte). La Figura 2, presenta tres etapas principales donde se generan emisiones de GEI, estas son Producción y Procesamiento (incluye tanto producción como refinación), Transporte y Distribución (En el caso de Colombia, Ecopetrol S.A., no se encarga de realizar la distribución de los Hidrocarburos; existen empresas privadas destinadas para tal fin).

Para efectos del estudio, este se concentrará en las emisiones generadas en el proceso de producción, en los campos que opera directamente la Vicepresidencia Regional Central. Las fuentes de emisión, serán mencionadas en el siguiente punto.

Figura 1. Cadena de procesos de los Hidrocarburos.



Fuente. Ecopetrol S.A.

1.2. OPERACIONES QUE GENERAN EMISIONES EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS OPERADOS DIRECTAMENTE POR LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL

Como se presentó en el numeral anterior, existen diferentes tipos de fuentes de emisiones directas en los procesos de producción de hidrocarburos. Principalmente se tiene Venteo Operativo en los pozos productores de petróleo, Quema de gas en las teas de las estaciones y pozos, emisiones fugitivas y por combustión en las Facilidades de recolección.

En la tabla 1, se menciona la fuente de emisión (pozos y facilidades) para la Vicepresidencia Regional Central. Para mayor facilidad se dividen los procesos en: extracción para pozos, y recolección o tratamiento para facilidades, compresión y plantas de proceso. Todas estas fuentes de emisiones son fuentes fijas.

Tabla 1. Fuentes de emisiones de GEI en la VRC.

PROCESO	FUENTE DE EMISION	CAMPO DE PRODUCCIÓN
EXTRACCIÓN	POZOS	TIBU
EXTRACCIÓN	POZOS	LLANITO
EXTRACCIÓN	POZOS	GALA
EXTRACCIÓN	POZOS	GALÁN
EXTRACCIÓN	POZOS	LISAMA
EXTRACCIÓN	POZOS	NUTRIA
EXTRACCIÓN	POZOS	TESORO
EXTRACCIÓN	POZOS	PROVINCIA
EXTRACCIÓN	POZOS	TISQUIRAMA
EXTRACCIÓN	POZOS	SAN ROQUE
EXTRACCIÓN	POZOS	BONANZA
EXTRACCIÓN	POZOS	AGUAS BLANCAS
EXTRACCIÓN	POZOS	SAN LUIS
EXTRACCIÓN	POZOS	CASABE
EXTRACCIÓN	POZOS	CASABE SUR
EXTRACCIÓN	POZOS	CANTAGALLO
EXTRACCIÓN	POZOS	GARZAS
EXTRACCIÓN	POZOS	CRISTALINA
EXTRACCIÓN	POZOS	PEÑAS BLANCAS
EXTRACCIÓN	POZOS	LA CIRA
EXTRACCIÓN	POZOS	INFANTAS
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO	TIBÚ / SARDINATA / RIO ZULIA / ARAUCA / GIBLALTAR
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO	LLANITO / GALA / GALÁN / NUTRIA / TESORO / LISAMA / AGUAS BLANCAS / PROVINCIA / BONANZA / TISQUIRAMA / SAN ROQUE
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO	CASABE / CANTAGALLO / CRISTALINA
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO	LA CIRA / INFANTAS

TRATAMIENTO	TRATAMIENTO	
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE COMORESIÓN / PLANTAS DE PROCESO	LLANITO / LISAMA / PROVINCIA / EL CENTRO
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE COMORESIÓN / PLANTAS DE PROCESO	CASABE / CANTAGALLO
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE COMORESIÓN / PLANTAS DE PROCESO	TIBÚ / SARDINATA / RIO ZULIA / ARAUCA / GIBLALTAR

Fuente. El Autor.

Se evidencia un gran número de fuentes de emisiones, las cuales deberán ser gestionadas de acuerdo al periodo que la capacidad operativa de Ecopetrol S.A. y/o la normatividad lo demande.

A continuación se presenta de forma resumida, la descripción típica de este tipo de emisiones anteriormente mencionadas en la tabla.

1.2.1. Emisiones en pozos.

La ANH determina como desperdicio, el gas que se ventea o se quema en los pozos productores de petróleo. Este gas es denominado gas de anular, ya que es producido normalmente en bajos volúmenes por el espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción del pozo. Al ventearse o quemarse se genera la emisión. Las emisiones de GEI en pozos productores de petróleo son generadas por las siguientes dos razones:

- Bajos volúmenes de gas producido, lo que impide su comercialidad.
- Pérdida de eficiencia en el sistema de levantamiento artificial.

Cuando existen altos volúmenes de gas producido, puede ser viable tanto técnica como económicamente generar un proyecto para su recolección, transporte y venta; sin embargo, al producirse bajos volúmenes estos proyectos no son rentables. Por tal razón, muchas empresas han apalancado sus proyectos para utilizar este gas dentro del marco de la eficiencia energética, es decir, emplear este gas en procesos de autogeneración de energía, re inyección a los

yacimientos en búsqueda del aumento en el recobro de hidrocarburos líquidos, o para el consumo doméstico de sus comunidades aledañas.

Esta decisión debe tomarse bajo bases de ingenierías bien detalladas, incluyendo pruebas piloto, ya que a menudo, requieren de altas inversiones.

En los Sistemas de levantamiento artificial (Especialmente el Bombeo Mecánico y el Bombeo por Cavidades Progresivas, siendo estos los más comunes en Colombia), cerca de un 70% del gas producido, se extrae por el espacio anular del pozo (espacio entre la tubería de producción y el revestimiento de producción), luego de que este se acumula en la cabeza del pozo. Cuando el gas se acumula en exceso y supera la presión en la línea de producción, se debe realizar la descarga del mismo, cuyo destino es un quemadero, o simplemente se descarga a la atmósfera abriéndose de forma controlada; Si la operación de descarga no se realiza, el exceso de gas en el anular del pozo, propicia la disminución de la recuperación de líquidos restringiendo el flujo normal a través de la bomba de subsuelo. Esto trae consigo la pérdida de la eficiencia del sistema de levantamiento artificial, y por ende, importantes pérdidas económicas.

1.2.2. Emisiones en estaciones de recolección y tratamiento.

En las estaciones de recolección, los fluidos son transportados desde los pozos a estas instalaciones a través de tuberías y *manifold*⁴, o serpentinas de recolección. Una vez que ingresan los fluidos, las estaciones de recolección tienen la función de recibirlos, realizar la separación de líquidos y gas, y efectuar un tratamiento primario, como por ejemplo la deshidratación del petróleo, es decir, retirarle el agua contenida para que el fluido pueda ser fiscalizado o medido para condiciones de venta. El agua igualmente es entregada en condiciones de inyección,

⁴ Juego de válvulas diseñado para transportar uno o más pozos en condiciones hidráulicas ideales

reinyección o vertimiento, y así mismo el gas enviado a plantas compresoras o plantas de proceso.

En estas estaciones son comunes equipos como separadores, tanques, sistemas de instrumentación, bombas, motores, calentadores, tratadores térmicos, eléctricos, entre los más importantes. El fluido de trabajo puede ser gas natural, diésel, u otros hidrocarburos, y los sistemas requieren de válvulas de seguridad para alivio de presión. Todos estos procesos generan emisiones, sin embargo, son susceptibles a optimizaciones, cambios en el proceso y aprovechamiento energético, por lo cual se pueden mitigar y hasta eliminar.

Entre las alternativas identificadas más comunes para la reducción de emisiones están: la instalación de Unidades Recuperadoras de Vapor, la implementación de programas continuos de detección y la reparación temprana de fugas.

1.2.3. Emisiones en plantas compresoras y plantas de proceso.

Una vez los fluidos son separados, el gas es transportado hacia las plantas compresoras o plantas de proceso, dependiente de sus características. El gas seco, como también se le conoce al gas con alto contenido de metano, normalmente es transportado directamente a plantas compresoras, algunas veces utilizando procesos de deshidratación o secado, o pasando por filtros para el retiro de impurezas, mientras que el gas rico, como también se le conoce al gas con alto contenido de propano, butano, pentano, y otros componentes que se pueden condensar, es transportado a torres donde dichos componentes se separan, para darle más valor al producto.

En estas plantas son comunes equipos como: separadores, compresores, bombas, motores, intercambiadores de calor, torres, entre los más importantes. Las alternativas identificadas para la reducción de emisiones son similares a las encontradas para las estaciones de recolección y tratamiento. Entre las más

empleadas la instalación de Unidades Recuperadoras de Vapor, la implementación de programas de detección y reparación de fugas, así como el cambio continuo de los anillos de los compresores.

2. CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO GENERADAS POR LAS OPERACIONES DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.

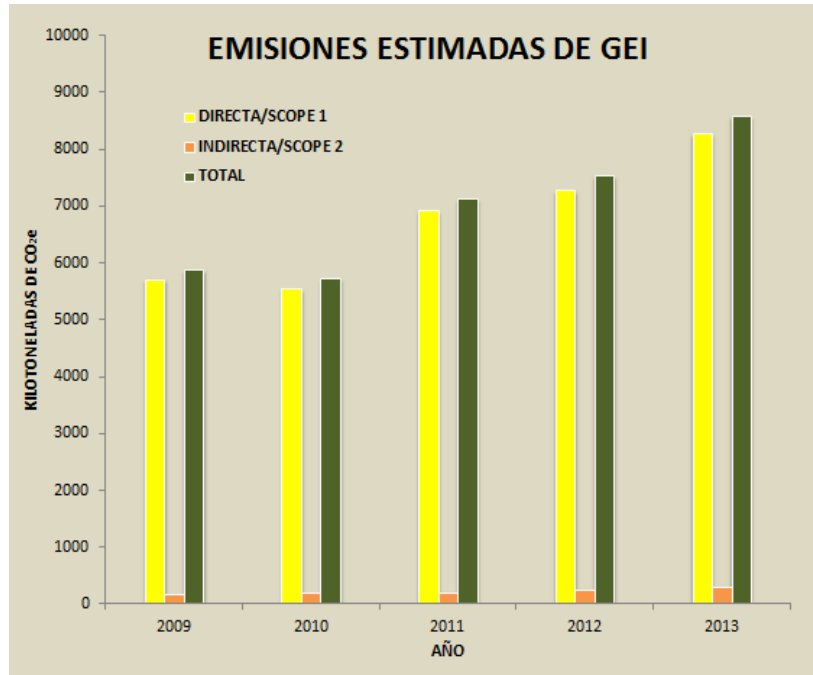
Inicialmente mencionaremos las emisiones estimadas de Gases Efecto Invernadero a nivel de Ecopetrol S.A., hasta llegar a los valores estimados para la Vicepresidencia Regional Central.

En la cuantificación de emisiones que estableció Ecopetrol, las fuentes de gases de efecto invernadero se dividen entre directas e indirectas. En las directas se tienen la Combustión Fija, Teas, Transporte, Proceso o Venteo, y Emisiones Fugitivas. En las indirectas se tiene el Consumo de Electricidad.

Las siguientes cifras se toman del reporte integrado de gestión sostenible de Ecopetrol 2013. En el transcurso del 2013 las emisiones estimadas de GEI fueron de 8.580 kilotoneladas de CO₂e; estas presentan un incremento desde el año 2010, principalmente debido al aumento de la producción de hidrocarburos Ecopetrol S.A. en los últimos cinco años (ver Gráfico 2). Como se aprecia, las emisiones indirectas son muy bajas comparadas con las emisiones directas, estas últimas representan el 96,8% de las emisiones de la empresa, mientras que las indirectas tan solo el 3,2%.

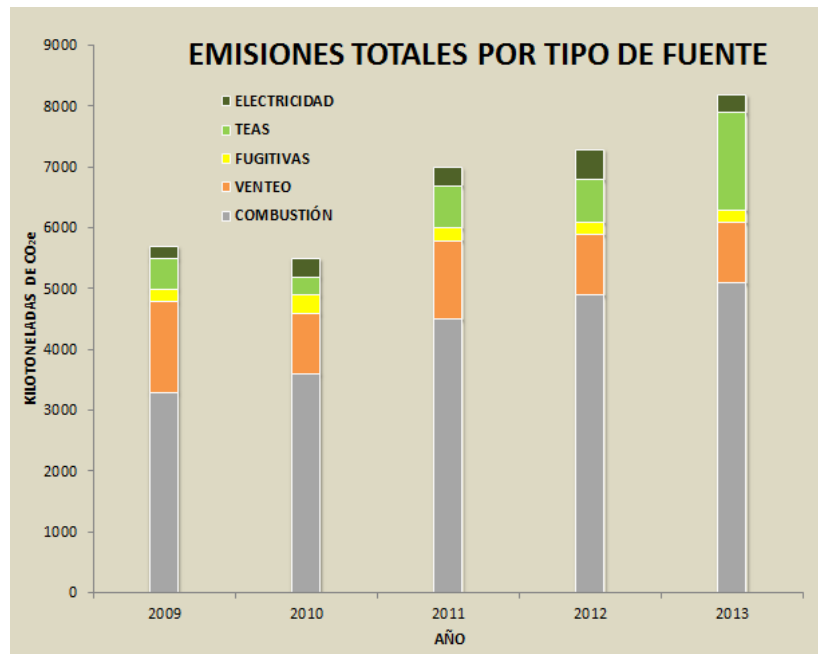
En la Gráfica 3, se distribuyen las emisiones por tipo de fuente. Como se puede apreciar, las fuentes de emisiones por Combustión, Venteo y Teas, alcanzan un 90% de las emisiones totales de Ecopetrol S.A., por lo que se vuelven el foco principal de trabajo.

Grafica 2. Emisiones estimadas de GEI.



Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

Grafica 3. Emisiones totales por tipo de fuente

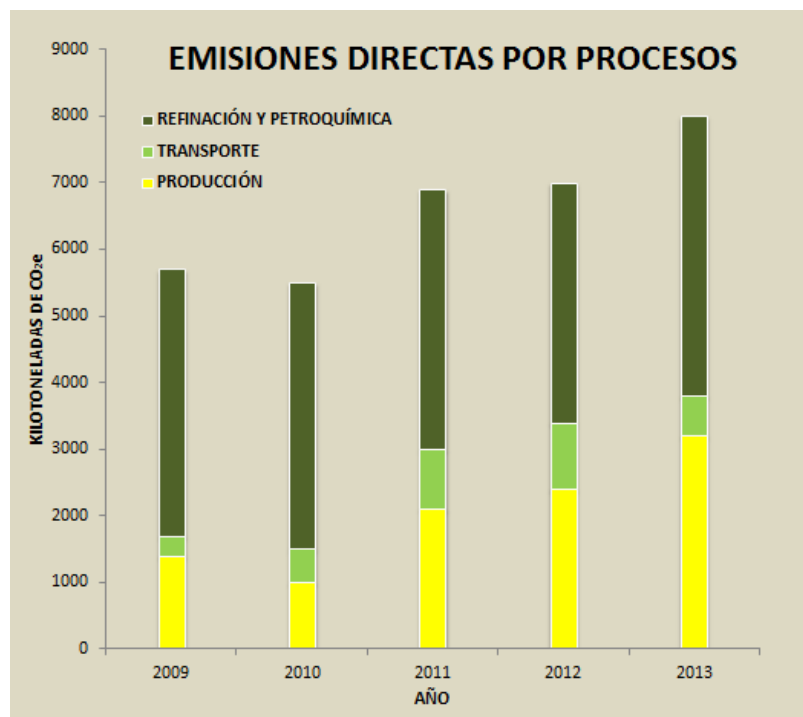


Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

El cálculo de estas cifras incluye nuevas instalaciones evaluadas durante el año 2013 en la Vicepresidencia de Producción, así como nuevos estándares para la estimación de emisiones en procesos tales como el tratamiento de aguas residuales entre otros, y fuentes de combustión por medio de balance de masa. De igual forma a partir de 2013, Ecopetrol utilizará la solución informática SAPEC (Environmental Compliance), para estimar las emisiones de GEI y contaminantes criterio a partir de información de consumo.

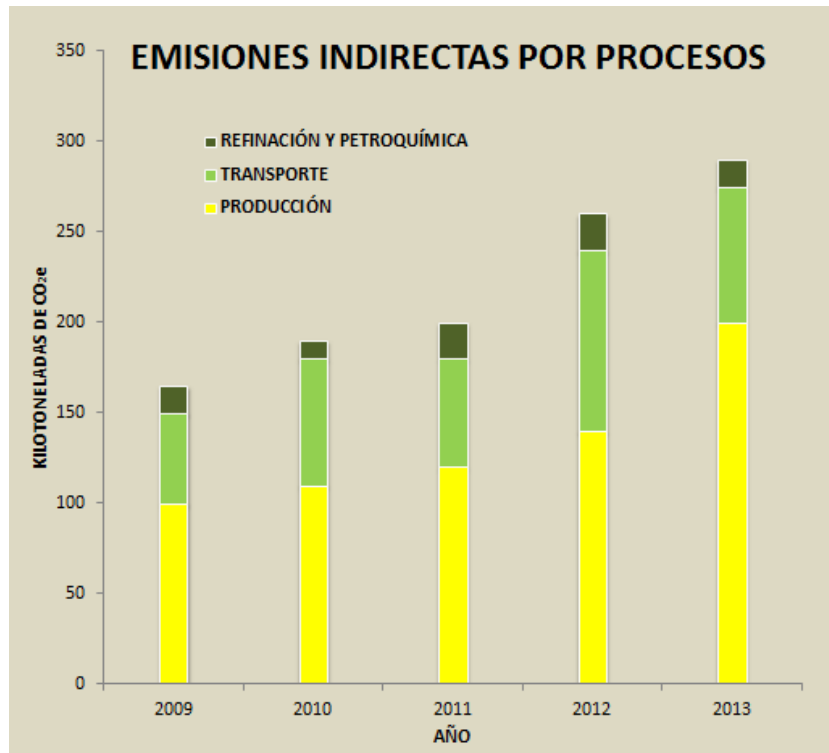
Una vez cuantificadas las emisiones de GEI, y descritas por tipo de fuente, se puede realizar un balance por Macro - procesos, donde se separan las emisiones entre Producción, Transporte y Refinación de Hidrocarburos. En el Grafico 4, se presentan las emisiones de GEI directas por Macro – procesos, y de igual forma en la Grafica 5 se realiza lo mismo para las emisiones indirectas:

Grafica 4. Emisiones directas por procesos.



Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

Grafica 5. Emisiones indirectas por procesos.



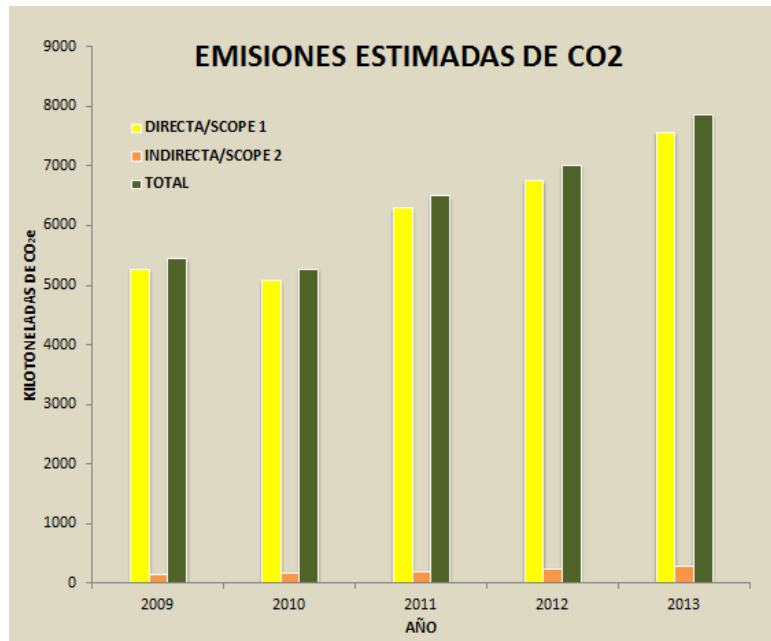
Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

Se puede concluir, que el proceso de Producción de Hidrocarburos en el año 2013, generó el 40% de las emisiones directas de GEI para Ecopetrol S.A., mientras que en el año 2009 tan solo era el 25%. En las emisiones indirectas, hoy en día genera el 70%, porcentaje que se ha mantenido desde el año 2009.

Este balance indica que el área de producción, es un área potencial de proyectos de mitigación de emisiones de GEI, debido al incremento tanto en volumen como porcentual que se presenta en Ecopetrol S.A.

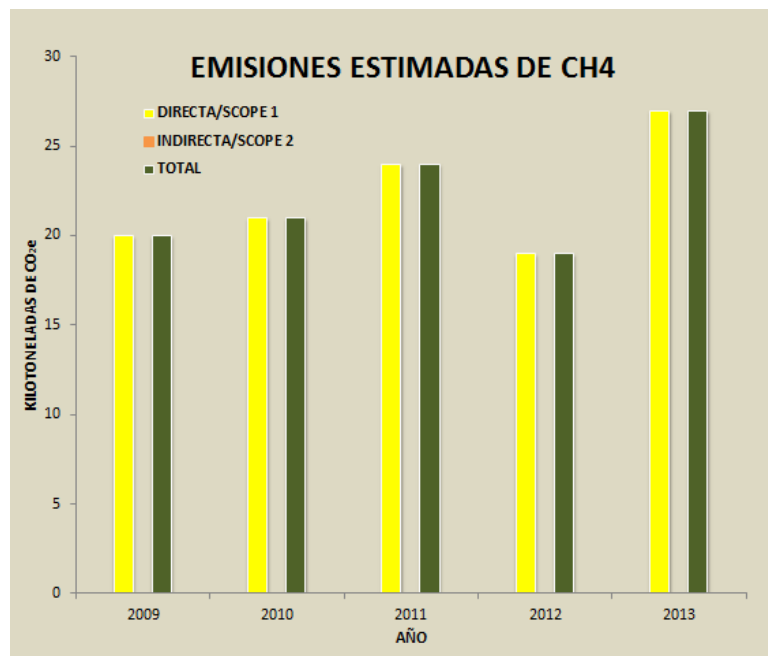
Teniendo en cuenta que más del 90% de las emisiones son generadas por Dióxido de Carbono (CO₂), o Metano (CH₄), a continuación, se presentan las emisiones por estos tipos de Contaminantes:

Grafica 6. Emisiones estimadas de CO2.



Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

Grafica 7. Emisiones estimadas de CH4.



Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

Este balance de emisiones permite concluir que los principales gases de efecto invernadero son el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄), los cuales alcanzan más del 90% en el volumen de emisiones de GEI. De igual forma, el 90% de las emisiones de Ecopetrol están siendo originadas en Venteos, Quemados y Combustión, y de este 90%, el proceso de producción influye un 41%, siendo un foco importante para la reducción de emisiones de GEI en la empresa.

Es importante resaltar que a diferencia del proceso de Refinación y Petroquímica, el cual produce el 51% de los gases de efecto invernadero, sus fuentes están debidamente identificadas, gracias a la centralización de los mismos en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, mientras que el proceso de producción no dispone de una sola fuente centralizada, y sus operaciones se encuentran distribuidas en todas las cuencas o regiones productoras del país.

Por último la Vicepresidencia Regional Central, es una de las 5 Vicepresidencias Regionales que componen el proceso de Producción de Hidrocarburos. Esta es la responsable del 20% de las emisiones de GEI del proceso de producción en Ecopetrol S.A, lo cual indica que aporta el 8,2% de las emisiones de la empresa.

La Vicepresidencia Regional Central está dividida en varias Gerencias operativas. Para 2013, la división administrativa está compuesta por la Gerencia Regional Catatumbo Orinoquía - GCO, y la Gerencia Regional Magdalena Medio – GRM.

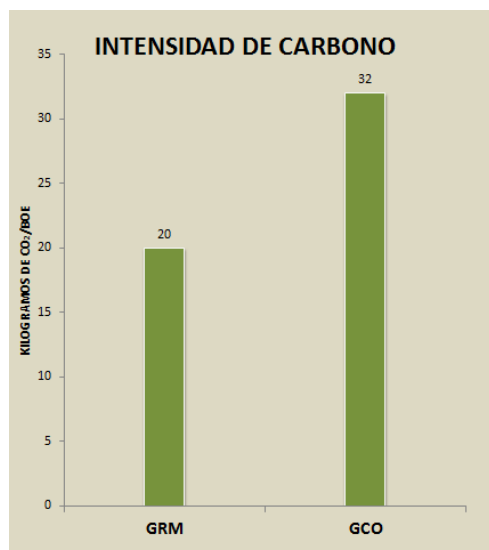
Las emisiones de GEI de la GCO pasaron de 132.865 toneladas de CO₂e del año 2012 a 29.548 toneladas de CO₂e en el año 2013, es decir, presentó una disminución del 78%, principalmente generado por una inconsistencia en el volumen de gas reportado como combustible en equipos del Campo Arauca en los años precedentes.

Al analizar los resultados por Intensidad de Carbono, es decir la cantidad de kilogramos de CO₂e emitidos para producir un barril de petróleo equivalente, Ecopetrol tiene un valor de 25,5 Kg CO₂e/BOE y la GCO de 32 Kg CO₂e/BOE.

Las emisiones de GEI de la GRM, pasaron de 483.230 toneladas de CO₂e en el año 2012 a 631.682 toneladas de CO₂e en el año 2013, es decir un crecimiento del 31%, debido principalmente a al aumento de emisiones por venteo y a la inclusión de nuevas formas de medición de estos gases.

Al analizar los resultados por Intensidad de Carbono, es decir la cantidad de kilogramos de CO₂e emitidos para producir un barril de petróleo equivalente, Ecopetrol tiene un valor de 25,5 Kg CO₂e/BOE y la GRM de 20 Kg CO₂e/BOE.

Grafica 8. Intensidad de Carbono.



Fuente. Informe de Gestión Ecopetrol 2013, organizado por el Autor.

De las anteriores emisiones mencionadas, el 70% de las mismas es proveniente de pozos, y el 30% es proveniente de las facilidades de producción, es decir, de las estaciones de recolección, tratamiento, compresión y procesamiento.

3. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES TÉCNICAS ADECUADAS PARA MITIGAR LAS EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO GENERADAS POR LAS OPERACIONES DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.

En los últimos años la implementación de soluciones a nivel de pruebas piloto le ha permitido a la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A., ser abanderada con esta temática a nivel empresarial, inclusive antes de la salida del documento CONPES 3700 emitido el 14 de Julio de 2011, para establecer la “Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia”.

La implementación de estos pilotos, y la articulación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y la Dirección de Seguridad industrial de Ecopetrol (DHS) con esta importante temática mundial, permiten generar la selección de soluciones técnicas adecuadas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, generadas por las actividades de producción en la VRC⁵.

Como se presentó en el Capítulo 2, las soluciones deben ir encaminadas a mitigar o eliminar las emisiones en fuentes originadas por venteos, quemas y combustión, ya que estas actividades representan el 90% de las emisiones de GEI en Ecopetrol S.A., y en la Vicepresidencia Regional Central está concentrado un 41%.

⁵ Para mayor información, en el Anexo B, se presenta la trazabilidad de proyectos piloto realizados, y en el Anexo C, los avances generados por la interacción del ICP y DHS para la reducción de emisiones de Ecopetrol S.A.

Con base en las lecciones aprendidas de los pilotos ejecutados, y la guía desarrollada por los entes mencionados anteriormente, se identifican las oportunidades para la reducción de emisiones, divididas en tres grandes grupos por tipo de fuente; Primero, oportunidades para la mitigación de emisiones en procesos de combustión, Segundo, oportunidades identificadas en quemas en Teas, y Tercero oportunidades identificadas en Venteos.

3.1. OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS PARA REDUCCIÓN DE EMISIONES POR COMBUSTIÓN.

Las emisiones generadas por el proceso de combustión, son identificadas en los motores que componen diferentes tipos de equipos de las facilidades de producción, tales como las bombas, los tratadores térmicos, y los compresores. Las emisiones generadas por combustión están directamente relacionadas con el tipo de combustible que se consume, por esta razón, la sustitución, la reducción de su consumo, o el mismo cambio del motor, permite generar una importante reducción de emisiones. A continuación se mencionan las posibilidades generadas:

- ✓ Reducción de emisiones en equipos de combustión por sustitución de combustible.
- ✓ Reducción de emisiones en equipos de combustión por reducción de consumo de combustible.
- ✓ Reducción de emisiones en equipos de combustión interna por cambio a motor eléctrico.

Basados en la experiencia de diversas aplicaciones, se realiza la siguiente matriz, que menciona los análisis necesarios que se deben llevar a cabo en el proceso de implementación de soluciones de emisiones relacionadas con la combustión.

Tabla 2. Implementación y análisis técnico para gestión de emisiones por combustión.

FUENTE	IMPLEMENTACIÓN PARA REDUCCIÓN DE GEI	ANÁLISIS NECESARIOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN
COMBUSTIÓN	Sustitución de Combustible	<p>Identificar el equipo estacionario o móvil con la oportunidad de optimización (sustitución del combustible, reducción del consumo de combustible, o reemplazar el motor a combustión interna por motor eléctrico).</p> <p>Realizar la caracterización de la fuente de combustible.</p> <p>Medir la cantidad de combustible o energía consumida en el equipo.</p> <p>Analizar si el combustible reemplazo, la reducción del mismo, o la implementación eléctrica, puede alcanzar las mismas o mejores condiciones de operación alcanzadas con el combustible primario (Potencia, Flujo, Presión, Temperatura).</p> <p>Analizar o verificar que eficiencia tiene el motor (Si hay posibilidades de realizar su reemplazo).</p> <p>Realizar el cálculo del ciclo de vida del motor, establecer su mantenibilidad y costos de abandono.</p> <p>Realizar el presupuesto para la ejecución del cambio, si implica realizar una inversión. Evaluar las alternativas y sus indicadores financieros que avalen la toma de decisiones.</p> <p>Proponer el cambio si este genera ventajas en la eficiencia energética, o en la reducción de emisiones.</p> <p>Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres “qué para sí”, y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio.</p> <p>Realizar el cambio o la optimización.</p> <p>Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.</p>
	Reducción del consumo de combustible	
	Reemplazo del motor a combustión interna, por motor eléctrico	

Fuente. El Autor.

Una vez los análisis adecuados hayan sido realizados, se puede proceder a realizar el cambio. Hay que mencionar que cada análisis debe ser realizado a cada equipo candidato.

3.2. OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS PARA REDUCCIÓN DE EMISIONES POR QUEMAS DE GAS.

Las emisiones generadas por quema de gas, son las más comunes en las operaciones de producción de hidrocarburos, especialmente en campos de petróleo en donde el gas es un subproducto, lo que deriva en la producción de bajos volúmenes, que no permiten su comercialización o su transporte para ser vendido. Las quemas de gas se realizan por normatividad en una facilidad denominada Tea.

En los campos de producción de hidrocarburos son comunes las Teas, donde el exceso operativo de gas se quema; sin embargo, dicho volumen de gas puede ser aprovechado de diferente forma. (En el capítulo 4, se presenta la normatividad que aplica para la quema de gas, y la misma para el diseño o construcción de Teas).

Para aprovechar el volumen de gas, existe un gran número de oportunidades que se han derivado de prácticas realizadas en la industria. Actualmente estos bajos volúmenes de gas no son vistos como un desecho, sino como una oportunidad para aprovechar. A continuación se mencionan las más importantes oportunidades para reducir emisiones por quemas de gas:

- ✓ Reducción de emisiones por actualización de tea convencional a tea de auto-ignición.
- ✓ Reducción de emisiones por eliminación de tea y aprovechamiento de los gases en motor de combustión interna.
- ✓ Reducción de las fugas en los sistemas de Tea y optimización del consumo de gas de purga.

Basados en la experiencia de diversas aplicaciones, realizamos la siguiente matriz, que menciona los análisis necesarios que se deben llevar a cabo en el

proceso de implementación de soluciones de emisiones relacionadas con las quemas de gas.

Tabla 3. Implementación y análisis técnico para gestión de emisiones por quema de gas.

FUENTE	IMPLEMENTACIÓN PARA REDUCCIÓN DE GEI	ANÁLISIS NECESARIOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN
QUEMAS DE GAS	<p>Actualización del sistema de Tea convencional a Tea de auto ignición.</p>	<p>Identificar el equipo (TEA) con la oportunidad de optimización (actualización del sistema convencional al sistema de auto ignición). Realizar la caracterización del sistema. Identificar la cantidad de hidrocarburo consumido o quemado en el equipo. Analizar la implementación eléctrico mecánica para la auto ignición. Realizar el cálculo del ciclo de vida para el sistema de auto ignición, establecer su mantenibilidad y costos de abandono. Realizar el presupuesto para la ejecución del cambio. Calcular la eficiencia energética, y la reducción de emisiones. Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres “qué para sí”, y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio. Realizar el cambio o la optimización. Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.</p>
	<p>Eliminación de Tea, e implementación de los gases como combustible para motores de combustión interna.</p>	<p>Proceso de maduración: Ingeniería conceptual. Identificar las Teas, detallar sus características, calcular o medir el gas emitido o quemado, identificar los motores a combustión en el área, estimar el consumo de combustible, realizar el balance de masa/energía (gas a emplear), estimar la inversión, realizar el cálculo del ciclo de vida para los motores a combustión interna, establecer su mantenibilidad y costos de abandono, realizar el análisis económico (Plan de Negocio). Complementar con un análisis de riesgos, y su plan de respuesta ajustado con los costos y el tiempo requerido. Ingeniería básica. Seleccionar las Teas que tengan el volumen de gas requerido y la logística del lugar para la implementación, detallar sus características, medir el gas emitido o quemado, seleccionar los motores a combustión, y definir sus características, definir el consumo de combustible, realizar el balance de masa/energía (gas a emplear), proyectar el mismo en el tiempo, definir la inversión el costo operativo, mantenibilidad y el costo de abandono, realizar el análisis económico. Actualizar el análisis de riesgos y su plan de respuesta ajustado con los costos y el tiempo requerido. Ingeniería de detalle. Realizar los planos detallados para las Teas determinadas, líneas requeridas, instrumentación y materiales para la implementación, detallar sus características, definir el proceso de compra para los motores a combustión, realizar los data sheet, re definir los costos asociados a la inversión, operación, mantenibilidad, y abandono y si es necesario re-estructurar el análisis económico, y realizar control de cambios a la ingeniería del proyecto. Actualizar el análisis de riesgos y su plan de respuesta ajustado con los costos y el tiempo requerido.</p>
	<p>Reducción de las fugas en los sistemas de Tea y optimización del consumo de gas de purga.</p>	<p>Proceso de ejecución: Control de cambio tecnológico, desmantelamiento de las Teas, instalación de los motores a combustión, proceso de comisionamiento, capitalización y arranque seguro del equipo. Monitoreo, seguimiento y ajuste de las variables dentro de la ventana operativa.</p> <p>Identificar el equipo (TEA) con la oportunidad de optimización (reducción de fugas y optimización del consumo de gas de purga). Realizar la caracterización del sistema y de sus componentes. Identificar la fuga generada en el equipo. Implementar las soluciones técnicas para eliminar la fuga. Calcular la cantidad mínima del gas de purga requerido para mantener las condiciones seguras del equipo. Realizar el presupuesto para la ejecución del cambio. Calcular la eficiencia energética, y la reducción de emisiones. Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres “qué para sí”, y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio.</p>

	Realizar el cambio o la optimización. Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.
--	---

Fuente. El autor.

Una vez el proceso de maduración haya sido realizado, se puede proceder a realizar el cambio. Hay que mencionar que cada análisis debe ser realizado a cada equipo candidato.

3.3. OPORTUNIDADES IDENTIFICADAS PARA REDUCCIÓN DE EMISIONES POR VENTEOS DE GAS.

Las emisiones generadas por venteos de gas no son bien vistas, ya que la emisión de metano es 25 veces más crítica para la atmósfera que la emisión de dióxido de carbono; en este caso se genera el desperdicio de un volumen importante de gas, razón por la cual es donde hay mayores oportunidades de aprovechamiento. Aunque en las estadísticas el venteo no es la mayor fuente de emisiones de gas, se cree que el volumen reportado puede llegar a ser inferior al volumen real de gas emitido.

El venteo de gas se presenta con frecuencia en los pozos, en los tanques, y en los compresores entre otros. Existen diversas oportunidades para la recuperación de gas generada en los venteos, entre estas se tiene:

- ✓ Disminución de temperatura de calentamiento de tanques.
- ✓ Disminución de temperatura de deshidratación de crudo.
- ✓ Recolección de gas de anulares, entendida como la disminución o eliminación de venteo de gases de anulares y su recolección para uso posterior.
- ✓ Reducción en otros tipos de emisiones de proceso como: respiradores de proceso, respiradores de equipos.

- ✓ Mantenimiento no rutinario de equipos con resultados sostenidos en el tiempo, encontrándose grandes oportunidades en los equipos de calderas y redes de vapor.
- ✓ Uso de aire comprimido en vez de vapor como gas auxiliar de tea.
- ✓ Implementación de sistemas de recuperación de calor residual para producir vapor a baja presión.
- ✓ Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado.
- ✓ Reducción de emisiones por quema en motor de combustión interna de gas anteriormente venteado.
- ✓ Reducción de emisiones por venta de gas anteriormente venteado. Esta venta puede ser a otras empresas, comunidades (gas social) o incluso a otras vicepresidencias.
- ✓ Reducción de venteo en tanques de almacenamiento.
- ✓ Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores.

Basados en la experiencia de diversas aplicaciones, se realiza la siguiente matriz, que menciona los análisis necesarios que se deben llevar a cabo en el proceso de implementación de soluciones de emisiones relacionadas con los venteos de gas.

Tabla 4. Implementación y análisis técnico para gestión de emisiones por venteo de gas.

FUENTE	IMPLEMENTACIÓN PARA REDUCCIÓN DE GEI	ANÁLISIS NECESARIOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN
VENTEOS DE GAS	Disminución de temperatura de calentamiento de tanques.	Identificar el equipo (Tanques, calentadores, deshidratadores térmicos) con la oportunidad de optimización (disminución de la temperatura de calentamiento). Realizar la caracterización del sistema y de sus componentes. Analizar si el sistema opera con menor temperatura sin afectar el proceso. Calcular la eficiencia energética, y la reducción de emisiones. Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres "qué para sí", y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio. Realizar el cambio o la optimización. Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.
	Disminución de temperatura de deshidratación de crudo.	

Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).	<p>Identificar los pozos con la oportunidad para recuperar el gas de anular (Realizar análisis nodal, toma de registros de presión de anular, adquirir medición del gas de anular).</p> <p>Realizar la simulación del proceso (Identificar el uso del gas a recuperar). Calcular la reducción de emisiones.</p> <p>Realizar el presupuesto para la recolección del gas de anular (Tubería y compresores requeridos). Incluir inversiones, costos operativos, de mantenibilidad y de abandono.</p> <p>Realizar el análisis financiero. Realizar la toma de decisión.</p> <p>Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres "qué para sí", y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio.</p> <p>Realizar el cambio o la optimización.</p> <p>Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.</p>
Implementación de respiradores de proceso y equipos.	<p>Identificar el equipo (Tanques, válvulas, vasijas) con la oportunidad de optimización (Mantenimientos no rutinarios a implementar, implementación de aire comprimido, implementación de calor residual).</p>
Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos.	<p>Realizar la caracterización del sistema y de sus componentes.</p> <p>Analizar el cambio propuesto, realizar la simulación de proceso si es necesario.</p>
Uso de aire comprimido en vez de vapor como gas auxiliar de Tea.	<p>Realizar el presupuesto, Incluyendo inversiones, costos operativos, de mantenibilidad y de abandono. Generar los indicadores financieros si da a lugar.</p>
Implementación de sistemas de recuperación de calor residual para producir vapor a baja presión.	<p>Calcular la eficiencia energética, y la reducción de emisiones.</p> <p>Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres "qué para sí", y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio.</p> <p>Realizar el cambio o la optimización.</p> <p>Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.</p>
Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado.	<p>Identificar el equipo (Teas, motores a combustión, Tanques, válvulas, vasijas, sistemas móviles) con la oportunidad de optimización (Mejora en la combustión, unidades recuperadoras de vapor, entre otras).</p> <p>Realizar la caracterización del sistema y de sus componentes.</p>
Reducción de emisiones por quema en motor de combustión interna de gas anteriormente venteado.	<p>Analizar el cambio propuesto, realizar la simulación de proceso si es necesario.</p> <p>Calcular la eficiencia energética, y la reducción de emisiones.</p> <p>Realizar el presupuesto, Incluyendo inversiones, costos operativos, de mantenibilidad y de abandono. Generar los indicadores financieros si da a lugar.</p>
Reducción de emisiones por venta de gas anteriormente venteado. Esta venta puede ser a otras empresas, comunidades (gas social) o incluso a otras vicepresidencias.	<p>Documentar el cambio en el formato de control de cambio respectivo. Socializar y realizar los análisis de riesgo, talleres "qué para sí", y/o métodos que puedan identificar inconvenientes que se puedan presentar al ejecutar el cambio.</p> <p>Realizar el cambio o la optimización.</p>
Reducción de venteo en tanques de almacenamiento.	<p>Monitorear y seguir las condiciones posteriores al cambio, luego de su implementación.</p>
Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores.	

Fuente. El Autor.

Una vez los análisis adecuados hayan sido realizados, se puede proceder a realizar el cambio. Hay que mencionar que cada análisis debe ser realizado a cada equipo candidato.

3.4. MATRIZ DE SOLUCIONES A IMPLEMENTAR EN CADA UNA DE LAS FUENTES DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.

A continuación, y con el apoyo de la información de las unidades 1 y 2, se establece una matriz de posibles soluciones para implementar en cada una de las Fuentes de gas de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

En la tabla se ordenan los equipos o facilidades de acuerdo a su fuente de emisiones, apoyados en las soluciones técnicas, se relaciona la posible solución al equipo o facilidad, permitiendo que la implementación sea fácilmente identificada. Las soluciones mencionadas para los motores a combustión pueden ser aplicadas a cualquier fuente de emisiones.

Tabla 5. Matriz de posible implementación tecnológica para control de GEI.

FUENTE DE EMISIONES	EQUIPO /FACILIDAD	POSIBLE IMPLEMENTACIÓN
EXTRACCIÓN	POZOS TIBU	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS LLANITO	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS GALA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS GALÁN	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS LISAMA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS NUTRIA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS TESORO	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS PROVINCIA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS TISQUIRAMA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS SAN ROQUE	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS BONANZA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS AGUAS BLANCAS	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS SAN LUIS	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS CASABE	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS CASABE SUR	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS CANTAGALLO	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS CASABE	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS CRISTALINA	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS PEÑAS BLANCAS	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS LA CIRA E INFANTAS	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).
EXTRACCIÓN	POZOS DE TODAS LAS ÁREAS	Reducción de emisiones por venta de gas anteriormente venteado. Esta venta puede ser a otras empresas, comunidades (gas social) o incluso a otras vicepresidencias.
RECOLECCION	/ ESTACIONES DE	Reducción de venteo en tanques de almacenamiento.

TRATAMIENTO	RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO TIBÚ / SARDINATA / RIO ZULIA / ARAUCA / GIBLALTAR	Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Disminución de temperatura de deshidratación de crudo. Disminución de temperatura de calentamiento de tanques.
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO LLANITO / GALA / GALÁN / NUTRIA / TESORO / LISAMA / AGUAS BLANCAS / PROVINCIA / BONANZA / TISQUIRAMA / SAN ROQUE	Reducción de venteo en tanques de almacenamiento. Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Disminución de temperatura de deshidratación de crudo. Disminución de temperatura de calentamiento de tanques.
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO CASABE / CANTAGALLO / CRISTALINA	Reducción de venteo en tanques de almacenamiento. Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Disminución de temperatura de deshidratación de crudo. Disminución de temperatura de calentamiento de tanques.
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE RECOLECCIÓN / TRATAMIENTO LA CIRA / INFANTAS	Reducción de venteo en tanques de almacenamiento. Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Disminución de temperatura de deshidratación de crudo. Disminución de temperatura de calentamiento de tanques.
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE COMPRESIÓN / PLANTAS DE PROCESO LLANITO / LISAMA / PROVINCIA / EL CENTRO	Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Implementación de respiradores de proceso y equipos.
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE COMPRESIÓN / PLANTAS DE PROCESO CASABE / CANTAGALLO	Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Implementación de respiradores de proceso y equipos.
RECOLECCION / TRATAMIENTO	ESTACIONES DE COMPRESIÓN / PLANTAS DE PROCESO TIBÚ / SARDINATA / RIO ZULIA / ARAUCA / GIBLALTAR	Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Implementación de respiradores de proceso y equipos.

Fuente. El Autor.

Se puede concluir que hay una gran oportunidad de reducción de emisiones en pozos, plantas de recolección y tratamiento, y plantas compresoras. Esta es una

oportunidad para establecer sinergias que permitan la reducción de costos, la estandarización de procesos, dentro de algunas ventajas por nombrar.

Por ejemplo, la construcción de líneas de anulares, requiere análisis nodal, simulación de procesos, compra de tubería y posiblemente de compresores. Este proceso se repetiría para los 21 campos de producción mencionados.

4. ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE Y PROSPECCIÓN DE LA MISMA, PARA LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, EN COLOMBIA Y EN LOS PAÍSES DESARROLLADOS DE REFERENCIA.

Como se menciona en el reporte integrado de gestión sostenible de Ecopetrol S.A. del año 2013, para esta empresa el cambio climático implica un gran desafío, y por ello, avanza en asegurar una estrategia ambiental que permita desarrollar las operaciones en condiciones de equilibrio y respeto por el medio ambiente.

Aparte del alto valor ambiental en la mitigación de sus emisiones, la recuperación de gases efecto invernadero representa beneficios económicos, disminuye los riesgos operacionales y sociales en las instalaciones, y permite el cumplimiento de la normatividad vigente, y prevista en el corto o mediano plazo para la industria de hidrocarburos.

Este capítulo se enfoca en el “Marco Legal Normativo y Ambiental” dentro del cual se rigen las emisiones de Gases Efecto Invernadero en Colombia, y en algunos países en donde se han adoptado algunas medidas. Para un debido análisis, inicialmente se revisará la Normatividad Nacional, tanto desde la normativa por parte del Ministerio de Minas y Energía, como por la parte Ambiental de las Corporaciones Regionales Ambientales y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, tanto normatividad vigente como una corta sección de prospectiva normativa; posteriormente se revisa la Normatividad Internacional, y se cierra con un análisis del impacto que podría acarrear el no cumplimiento de las mismas.

4.1. NORMATIVIDAD A NIVEL NACIONAL

La Figura 2 presenta los entes normativos para la exploración y explotación de recursos no renovables en Colombia, con sus principales objetivos. Los entes normativos para Colombia son el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y las Corporaciones Autónomas Regionales (CARs), para este caso se tienen como los más importantes las siguientes Corporaciones: Autónoma Regional de Santander (CAS) Autónoma Regional de la Defensa de la Meseta de Bucaramanga (CDMB) (Figura 3), Autónoma Regional del Río Grande de la Magdalena, Autónoma Regional del Centro de Antioquia (CORANTIOQUIA) la Corporación Autónoma Regional del Cesar (CORPOCESAR), y la Corporación Autónoma Regional de Cuencas de los Ríos Negro y Nare (CORNARE).

Figura 2. Entes normativos y reguladores para la exploración y explotación de recursos no renovables.



Fuente. Autor.

A continuación, se hace mención de los objetivos más influyentes de cada uno de los entes involucrados:

Ministerio de Minas y Energía. Su función es formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible es el rector de la gestión del ambiente y de los recursos naturales renovables, encargado de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible, sin perjuicio de las funciones asignadas a otros sectores.

Las Corporaciones Autónomas Regionales de Colombia son la primera autoridad ambiental a nivel regional. Son entes corporativos de carácter público, creados por Ley, integrados por las entidades territoriales que por sus características constituyen geográficamente un mismo ecosistema o conforman una unidad geopolítica, biogeográfica o hidrogeográfica, dotados de autonomía administrativa y financiera, patrimonio propio y personería jurídica, encargadas por la Ley de administrar dentro del área de jurisdicción, el medio ambiente y los recursos naturales renovables y propender por su desarrollo sostenible, de conformidad con las disposiciones legales y las políticas del Ministerio del Medio Ambiente.

En la ley 99 de 1993 (22 de diciembre), se reordenó el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, en dicha Ley se estableció la autoridad ambiental en este orden

ascendente: Municipios o Distritos, Departamentos, Corporaciones Autónomas Regionales y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Las Corporaciones Autónomas Regionales aprobadas en Colombia, a noviembre de 2007 son 34; La Figura 3 presenta como ejemplo el área de la Corporación Autónoma Regional de la Defensa de la Meseta de Bucaramanga (CDMB) y su jurisdicción, en la cual se opera el campo de producción de Hidrocarburos Bonanza de la Vicepresidencia Regional Central.

Figura 3. Área de jurisdicción de la CDMB.



Fuente. Corporación Autónoma regional de Defensa de la Meseta de Bucaramanga.

A continuación se revisará la normatividad tanto nacional, como internacional en los Países de referencia.

La normatividad Nacional se dividirá en dos, una que rige el Ministerio de Minas y Energía, o la Agencia Nacional de Hidrocarburos, conocida como la Normatividad en Explotación de campos de Hidrocarburos, y una Ambiental, que rigen tanto las Corporaciones Regionales Ambientales, como el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y la Agencia Nacional de Licencias Ambientales.

4.1.1. Normatividad nacional en explotación de campos de hidrocarburos.

Para identificar la normatividad asociada al control de emisiones se inicia revisando los derechos constitucionales, es decir, vamos de lo general a lo particular. Los derechos constitucionales relacionados se pueden clasificar en dos grupos, Derechos Colectivos y del Ambiente y Derechos del Régimen Económico.

Derechos Colectivos y del Ambiente:

- Derecho al Ambiente Sano.
- Deber estatal de planificar el manejo y aprovechamiento de recursos naturales para garantizar el desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.

Derechos del Régimen Económico.

- El estado Colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.
- Intervención estatal en la Economía: Explotación de Recursos Naturales.

Estos derechos constitucionales impactan positivamente la ejecución del proyecto, y afectan directamente la no ejecución del mismo. Actualmente se han generado

reclamaciones en la Oficina de Participación Ciudadana, por parte de las comunidades de los campos en explotación, que reclaman su derecho a convivir en un ambiente sano.

Por otra parte, estos derechos constitucionales, le dan facultad al Ministerio de Minas y Energía para tomar las decisiones que crea convenientes en búsqueda de la mejor administración de los recursos naturales, en este caso el gas. Teniendo como base los anteriores derechos constitucionales, se amplía cada uno, desde la visión de los entes territoriales, mencionándolos desde la letra A, a la letra G.

A. Derechos Colectivos y del Ambiente. Derecho al Ambiente Sano.

El decreto 948 de 1995 (Reglamento de protección y control de la calidad del aire) reglamenta la prevención y el control de la contaminación atmosférica, así como la normatividad para la protección del aire.

Si el proyecto no se desarrolla, se tendría que solicitar un permiso de emisiones, teniendo en cuenta el detrimento del medio ambiente, y difícilmente este sería otorgado (Artículo 75).

La normatividad de control de emisiones, se soporta en el protocolo de control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (Resolución 760 de 2010)

B. Derechos Colectivos y del Ambiente. Deber estatal de planificar el manejo y aprovechamiento de recursos naturales para garantizar el desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.

Este derecho está controlado por la normatividad del Ministerio de Minas y Energía. El área donde se encuentra el proyecto, ya cuenta con permiso de explotación, sin embargo, es deber de la empresa operadora cumplir con la

resolución 18495 del 2 de Septiembre de 2009, en el cual se establecen las medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. El título VI, menciona que se prohíbe la quema de gas y desperdicio o emisión a la atmósfera. Su incumplimiento acarrea multas y el cierre del permiso de Explotación, por tanto, la pérdida del área de explotación de Hidrocarburos por parte de Ecopetrol S.A.

A continuación se resumen la parte más importante asociada con el desperdicio de gas, de la resolución vigente en materia de exploración y explotación de campos de Hidrocarburos, “18-1495 del 2 de Septiembre de 2009”. En su título 4 denominado “Control de Yacimientos”, se destaca la prohibición de la quema de gas en los artículos 52 y 53:

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*.

Parágrafo 1. Todo proyecto de almacenamiento subterráneo o en superficie de gas debe estar previamente autorizado por el *Ministerio de Minas y Energía*, diligenciando el Formulario 21 "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)". La capacidad de inyección en los pozos dependerá de los resultados de la prueba de inyektividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”

Parágrafo 2. Cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de

gas o de pozos fuera de control, no se requiere de autorización previa, pero se deberá presentar un informe al *Ministerio de Minas y Energía* cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

Parágrafo 3. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del *Ministerio de Minas y Energía*, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema.

Parágrafo 4. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.

Artículo 53. Desperdicio. Se considera desperdicio cuando:

- a) Exista uso ineficiente, excesivo, o se dilapide la energía de los yacimientos.
- b) La perforación de un pozo dentro de un campo como resultado una reducción en la cantidad de petróleo o gas último recuperable de un yacimiento, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.
- c) Exista almacenamiento ineficiente de petróleo o gas.
- d) La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, tratamiento, transporte y comercialización.
- e) No se utilicen sistemas de levantamiento artificial adecuados, que afecten el recobro último de petróleo o gas.

C. Derechos del Régimen Económico. El estado Colombiano es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables.

Este derecho le confiere al estado la potestad sobre los hidrocarburos, materia prima de este proyecto, por lo cual tiene la autoridad para generar los permisos de explotación y la normatividad que requiera para los mismos.

D. Derechos del Régimen Económico. Intervención estatal en la Economía: Explotación de Recursos Naturales

El Gobierno tiene la autoridad para intervenir la explotación de un campo de Hidrocarburos en caso que no se esté realizando de manera óptima y haya desperdicio de los mismos.

4.1.2. Normatividad nacional ambiental.

Dentro de la Normatividad Ambiental de emisiones de fuentes fijas, se tienen los decretos 948 de 1995, 1697 de 1997 y las resoluciones 619 de 1997, 886 de 2004, 909 de 2008, 1309 de 2010, 760 de 2010, y 0802 de 2014. (Figura 4).

Figura 4. Normatividad de emisiones en fuentes fijas.



Fuente. Figura realizada por el Autor, con información del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

La normatividad en emisiones atmosféricas inició parcialmente reglamentada con el Decreto- Ley 2811 de 1974, y el Título 1 de la Ley 09 de 1979, sin embargo, fue hasta el decreto 948 de 1995 cuando se reglamentó el control y la protección de la calidad del aire.

Fue allí en donde se consagraron las normas y principios generales para la protección atmosférica, los mecanismos de prevención y control, las competencias para la fijación de normas y los instrumentos y los medios de control y vigilancia.

El Artículo 131 del Decreto 948 de 1995 aplica las sanciones al incumplimiento de la normatividad Legal Ambiental:

- Sanción. El Artículo 131 del decreto 948 de 1995, expresa que cualquier autoridad ambiental podrá emitir una sanción correspondiente al detrimento del medio ambiente, al que la explotación de los recursos no renovables diera lugar, y esta es avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, dándole este último autoridad para adelantar el procedimiento correspondiente.
- Las sanciones pueden ser impuestas tanto al funcionario responsable del Activo, en este caso los Jefes de Departamento de Producción, o Gerentes de Activo, como a la empresa o compañía que permite estas actividades como las emisiones no controladas. Así lo expresa el Artículo 132.

Artículo 132º. Responsabilidad de los Funcionarios. Se impondrán las sanciones previstas en el régimen disciplinario respectivo, sin perjuicio de las acciones civiles, penales y administrativas correspondientes, a él o a los funcionarios que incurran en el incumplimiento de los términos y actuaciones previstas en el presente Decreto.

- Por otra parte, estas sanciones no eximen al infractor de no ejecutar las obras que mitiguen o eliminen dicho efecto nocivo al medio ambiente. Así lo expresa el Artículo 133.

Artículo 133º. - Obligaciones Adicionales del Infractor. Las sanciones no eximen al infractor de la obligación de ejecutar las obras o de tomar medidas que hayan sido ordenadas por la autoridad responsable del control, ni de la obligación de restaurar el medio ambiente y los recursos naturales afectados, cuando fuere posible.

De igual forma, la ley permite la publicidad de las sanciones, con lo cual el efecto hacia la compañía operadora puede llegar a ser mayor. Por ejemplo para el caso de Ecopetrol S.A. afectaría directamente a sus accionistas.

Artículo 134º. De la Publicidad de las Sanciones. Con el fin de alertar e informar a la comunidad sobre las acciones tomadas para proteger el derecho colectivo a un ambiente sano, la autoridad ambiental ordenará que a costa del infractor se publiquen, por medios de comunicación escritos y electrónicos de amplia circulación o audiencia, las decisiones en virtud de las cuales se impongan sanciones a fuentes fijas por violación a las normas de protección de la calidad del aire y las causas que las originaron.

Al mismo tiempo la resolución 1351 del 14 de Noviembre de 1995 adoptó el Informe de Estado de Emisiones, el cual deberá ser entregado a las Corporaciones Autónomas Regionales o a las autoridades ambientales de los grandes centros urbanos de la respectiva jurisdicción según el caso; copia de este informe se remitirá a costa del responsable de la fuente fija de emisión a la Subdirección de Seguimiento y Monitoreo del Ministerio del Medio Ambiente.

De igual forma definió los tipos de fuente de emisiones, permitiendo recolectar esta información por sector industrial.

El Decreto 619 de 1997, estableció que el sector industrial requiere de permisos previos de emisiones atmosféricas, sin embargo, la Ley 1697 de 1997 eximió a los equipos que utilicen Gas Natural a dicho permiso de emisiones.

La Resolución 886 de 2004, estableció normas para la emisión en incineradores y hornos crematorios.

La Resolución 909 de 2008 estableció normas y estándares de emisiones admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas (La Resolución 910 estableció normas para fuentes móviles).

Las resoluciones 551 y 552 del 19 de Marzo de 2009 fueron las primeras en que permitieron adoptar los requisitos y evidencias de contribución al desarrollo sostenible del país, estableciendo el procedimiento para la aprobación nacional de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que optan al Mecanismo de Desarrollo Limpio, conocido como MDL, y permitió crear y regular el funcionamiento del comité técnico de mitigación de cambio climático

En la Resolución 760 de 2010 se adoptó el protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, pero fue modificada por la Resolución número 2153 de 2010, y 1309 de 2010, y finalmente por la Resolución 0802 de 2014.

En estas resoluciones principalmente fueron reglamentados contaminantes diferentes al material particulado, tales como SO₂, NO_x, HF, HCl, HC_T, Dioxinas y Furanos, Neblina Ácida o Trióxido de Azufre, Plomo, Cadmio, Cobre y otros metales pesados.

Dichos contaminantes no se encuentran presentes en las cromatografías de gas de los campos de estudio, excepto la emisión de Hidrocarburos Totales. La normatividad permitió en dicha resolución, unos estándares admisibles de contaminantes, dentro de los cuales se encuentra la emisión de Hidrocarburos Totales con un máximo de 50 gramos por cada metro cúbico, o 50 ppm para el caso de contaminación del ambiente.

Teniendo en cuenta que las emisiones generadas por el venteo o quema de gas se realizar en campo abierto, y que el gas metano es menos denso que el aire, este no genera el mismo impacto que las máquinas bajo techo, donde ha sido aplicada dicha normatividad.

Por otra parte, se estableció que la altura mínima de las fuentes de emisión debe ser de 15 metros desde el suelo, y deben tener en cuenta dentro de su diseño, la cercanía a otras estructuras y la dirección del viento entre otros. Tanto la quema de gas y el venteo de gas de pozos incumplen dicha normatividad.

El protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica, generado por fuentes fijas, se creó con la resolución 2153 de Noviembre de 2010, se estableció la obligación de informar a la autoridad ambiental competente el procedimiento y resultado obtenido de emisiones en fuentes fijas. Esto obliga a las áreas a generar su reporte de emisiones atmosféricas.

Actualmente se está informando a los entes normativos ambientales (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Corporaciones Autónomas Regionales), las emisiones atmosféricas que se originan en el área de explotación de petróleo y gas, incluyendo las emisiones de pozos, anteriormente no tenidas en cuenta.

La siguiente tabla presenta las emisiones permisibles de la resolución 1309 de 2010.

Tabla 6. Emisiones permisibles de la resolución 1309 de 2010.

Contaminante	Flujo de Contaminante	Estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m ³)	
		Actividades Industriales Existentes	Actividades Industriales Nuevas
Material Particulado (MP)	≤ 0,5	250	150
	> 0,5	150	50
Dióxido de Azufre (SO ₂)	TODOS	550	500
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	TODOS	550	500
Compuestos de Flúor inorgánico (HF)	TODOS	8	
Compuestos de cloro inorgánico (HCl)	TODOS	40	
Hidrocarburos Totales (HC _T)	TODOS	50	
Dioxinas y Furanos	TODOS	0,5*	
Neblina ó trióxido de azufre (H ₂ SO ₄)	TODOS	150	
Plomo (Pb)	TODOS	1	
Cadmio (Cd) y sus compuestos	TODOS	1	
Cobre (Cu) y sus compuestos	TODOS	8	

Fuente. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia.

Es fundamental que las fuentes de emisiones sean constantemente medidas y analizadas, para mantener bajo la norma los parámetros que pueden estar en incumplimiento, como los Hidrocarburos Totales, o el Dióxido de Azufre en caso de generarse.

La Resolución 0802 de 2014, modificó la Resolución 909 de 2008, con el objetivo de establecer niveles máximos de emisiones para fuentes fijas, y la caracterización obligatoria de sus corrientes, específico para algunas industrias como la cementeras, fábricas de arcillas y cerámicas, rellenos sanitarios, e incineradores entre otros.

Para concluir, la valoración económica de dichas acciones es diversa, y su mayor consecuencia es generar el cierre del Permiso Ambiental para la Explotación de Recursos Naturales, otorgado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, dado que la actividad de quemas, o emisiones de gas, no está incluida dentro del Plan de Manejo Ambiental (PMA) de cada una de las áreas en explotación. De igual forma, el gas no se vende bajo las condiciones establecidas en las regulaciones.

Por otra parte, las áreas cuentan con una “Licencia Ambiental para la etapa de Explotación”; esta licencia ambiental la otorga la Agencia Nacional de Licencias Ambientales, y dentro de la misma no se incluye la actividad de quemas y venteos, razón por la cual también puede generar desde una multa, hasta el cierre de dicha licencia provocando el cierre del campo.

El venteo de gas está totalmente prohibido, y las quemas de gas entrarían en cumplimiento bajo condiciones técnicas que no se tienen en los equipos, y en los campos de producción.

4.1.3. Prospectiva de la normatividad nacional

Como se pudo observar en el punto anterior, son inminentes los cambios en la normatividad hacia la reducción o eliminación de emisiones de gases efecto invernadero en Colombia. Se realizó una investigación para identificar los cambios próximos en normatividad ambiental en Colombia, y estos fueron los resultados:

A. Proyecto de regulación para el manejo, aprovechamiento y quema de gas en el sector de hidrocarburos.

En el mes de octubre de 2014, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible inició actividades tendientes a expedir una reglamentación para el manejo,

aprovechamiento y quema de gas en el sector de hidrocarburos, dicho borrador, fue compartido a las entidades técnicas con el objetivo de recuperar las observaciones que haya lugar.

B. Implementación de la medición obligatoria de emisiones de GEI, y la generación de proyectos para su reducción.

Actualmente las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, en su mayoría no cuentan con tecnología para cuantificar sus emisiones generadas. El ANLA y la ANH se encuentran especializando profesionales, con el objetivo de generar la obligatoriedad en la medición, reporte, mitigación y eliminación de emisiones a través de metodologías como las evidenciadas en los capítulos anteriores.

Aunque en la actualidad, dichas Agencias pueden generar multas hacia las empresas que generan emisiones y que no cuentan con un plan de mitigación o eliminación, se espera que en máximo 2 años, el país cuente con impuestos continuos generados a partir de una medición sistemática de emisiones, con entes auditores calificados y posiblemente con restricciones de operación si no se presentan las condiciones óptimas para esta, muy similar a lo que hoy en día es la normatividad de vertimientos.

4.2. NORMATIVIDAD INTERNACIONAL

A nivel internacional no existe una normatividad que obligue a los países al cumplimiento en la gestión de emisiones, simplemente varios países han generado esfuerzos mancomunados para controlar el exceso de emisiones atmosféricas; algunos de estos son “Las cumbres de las naciones unidas”, cuya primer conferencia mundial sobre el clima fue en el año de 1972 en Ginebra, la formación del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático en

1988, la conferencia de Río de 1992, el protocolo de Kioto de 1997, y, la conferencia de Copenhague de 2009, entre las más recordadas.

Hoy en día, la Iniciativa Global de Metano – IGM (GMI, por sus siglas en inglés), lanzada en 2004, es el único esfuerzo internacional destinado específicamente a la disminución, recuperación y utilización del gas de efecto invernadero (GEI o GHG, por sus siglas en inglés) metano al enfocarse en las cinco principales fuentes de emisión de este gas: la agricultura, las minas de carbón, los vertederos, las aguas de desecho municipales y los sistemas de petróleo y gas.

La Iniciativa Global de Metano es una asociación voluntaria, multilateral que apunta a reducir las emisiones mundiales de metano y a avanzar en la disminución, recuperación y utilización del metano como una fuente valiosa de energía limpia.

Esta iniciativa funciona en forma conjunta con otros acuerdos internacionales, incluyendo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, para reducir las emisiones GEI. La reducción de metano sirve como método económico para reducir los GEI y aumentar la seguridad energética, mejorar el crecimiento económico, mejorar la calidad del aire y mejorar la seguridad de los trabajadores.

Por otra parte, incluido dentro del Subcomité de Petróleo y Gas de la Iniciativa Global del Metano, el Programa “Natural Gas STAR International” es una asociación voluntaria entre la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos y la industria internacional del petróleo y del gas natural, con el objetivo de reducir las emisiones de metano a la atmósfera de una forma rentable (EPA, 2012).

Considerando el interés de Ecopetrol S.A. y la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, de acuerdo a sus respectivas políticas, visiones y misiones, en adelantar acciones en la transferencia de conocimiento de la Iniciativa Global de Metano, se firmó un convenio de cooperación técnica entre estas dos entidades, convenio No. 5211469.

El convenio entre ECP y EPA tiene por objetivo la implementación del programa de Iniciativa Global de Metano y promover la aplicación de tecnologías y prácticas operativas que reducen las emisiones de metano, fortaleciendo las capacidades técnicas de Ecopetrol.

El convenio contempla los siguientes alcances específicos:

A. Identificación y cuantificación de oportunidades para la reducción de las emisiones de metano de Ecopetrol. (Se ha realizado visitas a 3 instalaciones críticas de Ecopetrol S.A.)

B. Fortalecimiento de la capacidad dentro de Ecopetrol para llevar a cabo la identificación, cuantificación y análisis de proyectos de reducción de las emisiones de metano. (Se ha planteado 1 proyecto en 1 planta crítica de Ecopetrol S.A.)

C. Promover a nivel interno de Ecopetrol, la transferencia de conocimiento en materia de reducción de las emisiones de metano. (Se han realizado 2 cursos para el fortalecimiento del conocimiento en esta área)

Un ejemplo de aplicación de un Plan de Gestión en Emisiones, lo tiene la empresa Repsol. Esta empresa es reconocida dentro del sector de los Hidrocarburos a nivel mundial por trabajar en el cuidado del medio ambiente.

Repsol tiene un esquema de Gestión Energética donde pretende disminuir el consumo energético, gracias a la incorporación de todas las actividades relacionadas con la gestión energética en un ciclo de mejora continua. Para ello, dispone de herramientas para identificar, analizar e implementar oportunidades de ahorro, así como monitorear de forma eficiente tanto los consumos energéticos como los procesos o actividades relacionados.

De igual forma permite enmarcar a esta Empresa en el compromiso de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático. La aplicación de criterios de eficiencia energética es un reto constante en las instalaciones industriales de esta Compañía. Un compromiso que se ha concretado en objetivos estratégicos en las áreas industriales, como la reducción en un 15% de las emisiones de CO₂ en Refino en 2016 y un 7,5% en Química.

En Repsol se han aplicado mejoras en el diseño de las instalaciones, procesos y sistemas de gestión e inversión en nuevas tecnologías, como medidas para minimizar el impacto ambiental en el entorno. Las principales emisiones a la atmósfera de Repsol, son los Gases de Efecto Invernadero, dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), emisiones de compuestos orgánicos volátiles no metálicos (COVNM) y, en menor medida, monóxido de carbono (CO) y partículas.

Las emisiones de SO₂ y NO_x se generan fundamentalmente en los procesos de combustión de refinerías y en las actividades de Exploración y Producción.

4.3. ANÁLISIS E IMPACTO DEL INCUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVIDAD EN CONTROL O MITIGACIÓN DE EMISIONES.

Para un correcto análisis del impacto en el cumplimiento de la normatividad, para el control o mitigación de emisiones, esta enfoca en el artículo 52 de la resolución número 18-1495 del 2 de Septiembre de 2009.

Inicialmente se hace mención de una excepción que permite el Ministerio de Minas y Energía con respecto al desperdicio de gas, con el objetivo de interpretar debidamente su interés:

“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”.

Si bien es cierto que se podría justificar la quema de cierto volumen de gas por temas operativos, actualmente este es un recurso que beneficia enormemente al estado Colombiano, por lo cual dichas justificaciones técnicas no han sido aprobadas por el ente regulatorio.

El término “razones de seguridad” solamente puede ser utilizado para quemas ocasionadas por eventos como represurizaciones en los sistemas de facilidades, donde en algún momento el venteo, o la descarga, podría evitar un accidente de alto impacto; sin embargo, estos eventos ocurren con baja frecuencia, y existen los medios para su prevención.

El ente regulador, menciona “*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*”, esto hace

referencia a los diferentes medios existentes para aprovechar el gas, y que son usados ampliamente a nivel mundial. Con este párrafo, el Ministerio de Minas y Energía le comunica a las empresas operadoras, que hay múltiples salidas para evitar la quema o el desperdicio de gas, incluyendo su reinyección para futuro aprovechamiento.

El párrafo 1 hace mención al almacenamiento de gas, el cual debe ser previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía. Esta alternativa de solución, puede llegar a ser considerada en algún momento en Colombia. Sin embargo, estudios de mercado recientes indican que la oferta está muy equilibrada a la demanda, por tal razón, actualmente no se encuentra en ejecución.

En el párrafo 2 se consigna que se deben presentar informes posteriores a eventos no planeados, donde por consecuencia propia, se genere la quema o el desperdicio de gas.

En el párrafo 3, se menciona que la quema de gas puede ser autorizada, siempre y cuando se le presente al Ministerio de Minas y Energía el evento planeado a realizarse, como por ejemplo, una parada de planta, siendo este ente el organismo que autorizará los volúmenes a quemar previamente bien justificados.

En el párrafo 4 se menciona que todo desperdicio o quema de gas no autorizado, paga regalías. Este párrafo es de suma importancia a la hora de evaluar el impacto económico que generan las quemas de gas.

Para concluir el impacto de la normatividad nacional en exploración y explotación de campos de Hidrocarburos, se hace mención de las consecuencias de la quema, o el desperdicio de gas no autorizado por el ente regulador:

- Pago de Regalías. Actualmente los campos en estudio tienen por ley, un pago del 20% de su producción de hidrocarburos para regalías. Este pago se encuentra afectando actualmente el flujo de caja de la empresa operadora. En el caso del desperdicio de gas, a pesar que este producto no sea vendido, pagará regalías, lo cual afecta sensiblemente el flujo de caja en mención.

Como ejemplo, se realiza la siguiente tabla, donde calculamos las pérdidas monetarias de tres campos productores de Hidrocarburos de la Vicepresidencia Regional Central, en un año de operación normal.

Tabla 7. Pérdidas anuales por Regalías en los campos de Estudio.

PERDIDAS ANUALES POR REGALÍAS			
CAMPO	GAS A REGALÍAS POR DESPERDICIO ANUAL (KPC)	VALOR ACTUAL DEL GAS (USD/MMBTU)	PÉRDIDAS MONETARIAS (USD)
BONANZA	97,309	3.6	\$ 350,312.4
LLANITO	9,782	8.8	\$ 86,081.6
LISAMA	31,682	5.3	\$ 167,914.6

Fuente. Autor.

En total, los tres campos pagan anualmente USD 604,308 en regalías por sus desperdicios de gas.

- Cierre de campos. Esta es la multa máxima que se puede llegar a generar por el incumplimiento de la normatividad en explotación de campos de Hidrocarburos. El Ministerio de Minas y Energía tiene como potestad, el ordenar el cierre de un campo de producción de Hidrocarburos, si no hay acciones que conlleven a una explotación óptima.

Esto podría acarrear el cierre de las operaciones en los campos mencionados. Por tal razón, a pesar del pago de regalías, se deben tener un plan estructurado que

demuestre la eliminación de las fallas de control operativas, como la quema o los venteos de gas.

De igual forma como en el ejemplo anterior, se utilizan los mismos tres campos de la VRC. La siguiente tabla presenta las reservas de gas y de petróleo que se perderían, en caso de ser negado el permiso de explotación de Hidrocarburos en estos tres campos.

Tabla 8. Pérdidas económicas por el cierre de los campos.

CIERRE DE CAMPOS POR PERMISO DE EXPLOTACIÓN			
CAMPO	RESERVAS DE GAS ESTIMADAS (KPC)	RESERVAS DE PETRÓLEO ESTIMADAS (BLS)	PÉRDIDAS MONETARIAS (MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)
BONANZA	2,009,350	1,605,645	\$ 90.7
LLANITO	1,972,003	5,359,802	\$ 296.1
LISAMA	7,577,849	2,932,921	\$ 201.5

Fuente. Autor.

En total, los tres campos dejarían de generar un total de 588.3 Millones de dólares. Se concluye, que la única forma de aprovechar dicho recurso y dar cumplimiento a la normatividad en explotación de hidrocarburos, es la recolección de dicho gas, para evitar la generación de emisiones, ya que el incumplimiento ocasionaría el cierre de estos Activos. No se tiene establecido aún en Colombia un límite de intensidad de carbono para las empresas del sector de hidrocarburos, sin embargo, se podría emplear este factor como el indicador de control para las emisiones.

5. PLAN DE GESTIÓN PARA EL ALCANCE DEL PROYECTO

A continuación se definirán los lineamientos requeridos para una línea base de alcance que permita una correcta Gestión de Emisiones de Gases Efecto Invernadero. Se estructurará la forma en que se logrará el alcance, partiendo desde su definición, como se ejecutará y se controlará el alcance.

Se entregará un enunciado del alcance del proyecto, se definirá la forma en la que se deberán aceptar los entregables del proyecto, y finalmente, como se procesarán las solicitudes de controles de cambio del proyecto.

Con la información del capítulo 1, donde tenemos las operaciones que generan emisiones de GEI, del capítulo 2, donde se ha cuantificado, del capítulo 3, donde se dan soluciones técnicas, y del capítulo 4, donde se establece una necesidad normativa con un espacio de tiempo donde se debe cumplir con la misma, se define el alcance.

5.1. DEFINICIÓN DEL ALCANCE

A continuación se presenta de forma resumida, las premisas anteriormente mencionadas para la definición del alcance:

- Como se pudo establecer en el Capítulo 2, las emisiones de GEI se encuentran en 2 frentes, pozos, en donde se tiene el 70% de las emisiones, y facilidades, donde existe un 30% de las mismas. De esta forma en la siguiente tabla, se separaron las emisiones tanto de facilidades como de pozos, y se agruparon por Gerencias como se estableció en el Capítulo 2.
- Como se pudo establecer en el Capítulo 4, en 2 años se espera que Colombia tenga un impuesto hacia la tonelada de CO₂ equivalente emitida, y una gran

restricción para las empresas cuya intensidad de carbono supere los límites ambientalmente permitidos.

- La Gestión de emisiones va más allá de generar un proyecto. La gestión de emisiones debe igualmente convertirse en Cultura de la empresa, con el objetivo de permitir el cumplimiento legal ambiental en el mediano y en el largo plazo.
- El balance de emisiones se encuentra con la infraestructura construida a Diciembre de 2013.
- Las soluciones técnicas se definieron en el Capítulo 3.

A continuación se presenta una tabla que resume una visión macro del alcance, donde se incluyen de forma organizada los activos que generan emisiones, con su volumen cuantificado, la solución técnica recomendada, y el tiempo para mitigar o eliminar las emisiones.

Tabla 9. Soluciones técnicas y tiempo establecido para control de GEI.

ACTIVOS EN OPERACIÓN QUE GENERAN EMISIONES		SOLUCIÓN TÉCNICA PRE-ESTABLECIDA	TIEMPO ESTABLECIDO PARA ELIMINAR O MITIGAR LAS EMISIONES
Activo	Volumen Cuantificado (Ton CO2 Eq.)	Equipo / Sistema	24 Meses
Facilidades de la Gerencia La Cira Teca, Gerencia de Mares y Gerencia Del Río, y, Facilidades de la Gerencia Catatumbo Orinoquia	198,339	Reducción de venteo en tanques de almacenamiento. Reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de Carrotanques o contenedores. Reducción de emisiones por quema en tea, con piloto o sin piloto, de gas anteriormente venteado. Implementación de mantenimiento no rutinario de equipos. Disminución de temperatura de deshidratación de crudo. Disminución de temperatura de calentamiento de tanques. Implementación de respiradores de proceso y equipos.	24 Meses
Pozos de la Gerencia La Cira Teca, Gerencia de Mares y Gerencia Del Río, y, Pozos de la Gerencia Catatumbo Orinoquia	462,791	Recolección de gas de anulares (Red, y/o compresores).	24 Meses

Fuente. El Autor.

Con las anteriores premisas se puede definir como enunciado del alcance: Generar la reducción o eliminación de 661,130 Toneladas de CO2 equivalente de emisiones de GEI en un término de 2 años a partir de la aprobación formal del proyecto, en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

Es importante tener en cuenta, que antes de formalizar el Plan de Gestión, se deberá realizar una revisión previa de facilidades, para incluir equipos que en este estudio no se hayan tenido en cuenta, o se hayan realizado nuevas modificaciones a los mismos, o construcción de facilidades igualmente nuevas.

Así mismo se deben contemplar las actividades necesarias para que finalizado el proyecto, operaciones asuma con estricto cumplimiento, las rutinas, mejoras, y optimizaciones que se requieran realizar al sistema que sea instalado.

Ahora la pregunta es: ¿Cuál sería el vehículo para el desarrollo de este proyecto? El denominado “vehículo”, permitirá el marco de gestión que permita la ejecución del proyecto. Para responder a esta pregunta, a continuación se identifican las opciones para la ejecución de proyectos en Ecopetrol S.A., con algunas ventajas y desventajas que impactarían al proyecto en este caso puntual.

De acuerdo a las ventajas y desventajas en los modelos de maduración de proyectos, el medio por el cual se haría la gestión de la reducción, mitigación y eliminación de emisiones de GEI en la VRC debería ser por proyectos de inversión.

Tabla 10. Gestión de proyectos y actividades en Ecopetrol S.A. aplicables al control de GEI.

GESTION DE PROYECTOS Y ACTIVIDADES EN ECOPETOL S.A.		
Gestión de proyectos y actividades	Ventajas de su aplicación para la gestión de reducción de emisiones	Desventajas de su aplicación para la gestión de reducción de emisiones
Proyectos de inversión	<ul style="list-style-type: none"> No tiene tope para el monto de la inversión, por lo cual se pueden superar diversas barreras 	<ul style="list-style-type: none"> Se debe realizar un buen análisis de costo / beneficio que permita la aprobación del proyecto
Proyectos de continuidad operativa (ico)	<ul style="list-style-type: none"> Son proyectos para el cumplimiento de normatividad, por lo cual son fácilmente justificables con el cálculo del factor j 	<ul style="list-style-type: none"> El monto permitido puede ser una restricción para desarrollar todo el alcance en un solo proyecto Debido a la estructura menor organizacional que se tiene respecto a los proyectos de inversión, la maduración ha requerido de mayores tiempos para cumplir sus objetivos
Proyectos vía gastos	<ul style="list-style-type: none"> La ejecución no requiere el protocolo de los esquemas de proyectos 	<ul style="list-style-type: none"> Los costos se dirigen directamente al gasto, por lo cual afectan directamente al costo de levantamiento. Al limitar la inversión puede castigarse el aseguramiento técnico
Proyectos vía estudios	<ul style="list-style-type: none"> Son útiles en etapas piloto, ya su objetivo es determinar las ventajas de una tecnología, o adquirir información relevante para el desarrollo de los campos 	<ul style="list-style-type: none"> No se pueden emplear en etapas de ejecución, ya que estaría en contravía de su objetivo natural

Fuente. El Autor.

Es importante destacar la importancia de controlar el alcance; es decir, respetar la línea base del proyecto. Para evitar que se incluyan nuevas facilidades, pozos, o equipos al proyecto, se debe integrar dentro de los requerimientos de aprobación de los proyectos nuevos, las inversiones requeridas para mitigar, controlar o eliminar sus emisiones.

Para cumplir con el alcance del proyecto, se tendrá que construir una “Estructura de Desglose de Trabajo”. Se recomienda iniciar la descomposición de actividades con los siguientes paquetes de trabajo “macro”:

- Definición de la línea base.
- Ingeniería Pre-Conceptual.
- Caso de Negocio.
- Ingeniería conceptual.
- Oportunidad de Negocio.
- Evaluación de Alternativas.

- Ingeniería básica.
- Estructuración de la alternativa seleccionada.
- Ingeniería de detalle.
- Definición del proyecto.
- Ejecución del proyecto.
- Comisionamiento y Pruebas de arranque.
- Plan de operación, mantenimiento y optimización.
- Cierre del proyecto.

5.2. ENTREGABLES DEL PROYECTO

Por medio de los entregables del proyecto, se permitirá llevar a cabo la ejecución del mismo, y por ende, lograr el alcance del proyecto. Cada una de las actividades macro, generan unos entregables que deben ser precisos.

Los siguientes son los entregables mínimos del proyecto:

- Ingenierías pre-conceptuales, conceptuales, básicas y detalladas de los equipos y procesos que interactúen en la reducción o mitigación de emisiones. Todas las ingenierías deberán ser efectivamente entregadas, con el visto bueno del grupo de Ingeniería interno de Ecopetrol S.A.
- Manuales operativos y descripción de partes que facilite la compra de repuestos y su mantenibilidad. Este entregable es fundamental para la continuidad operativa del proyecto. Se requerirá el visto bueno de mantenimiento al recibir estos entregables. Estos también son conocidos como paquetes tecnológicos.
- Controles de cambio al proceso. Los controles de cambio deberán ser originados en conjunto entre la operación y el proyecto, con el objetivo de incluir las rutinas convenientes en la continuidad operativa del nuevo proceso.

- Plan de pre-arranque y arranque seguro. Estos planes de arranque son fundamentales para que los sistemas y equipos inicien con seguridad tanto industrial como para el cuidado de equipos.
- Capacitación de los sistemas y procesos involucrados. Al incluir nuevos equipos y sistemas que modifican los procesos, la capacitación en los mismos, y el entrenamiento en sitio es fundamental. Deben generarse recursos y una muy buena planeación para no generar traumatismos operativos.
- Informes de medición de las emisiones de GEI antes y después del proyecto.

5.3. SOLICITUDES DE CAMBIO

En este tipo de proyectos son muy comunes los cambios solicitados, estos pueden estar dirigidos hacia el proceso por tener un alto impacto en su ingeniería, así como dirigidos hacia la inclusión de equipos, pozos y facilidades. Los cambios afectan directamente al alcance, por esta razón es fundamental establecer claramente el manejo de solicitudes de cambio al proyecto.

La siguiente tabla presenta las acciones que se deben llevar a cabo en caso de generarse el tipo de solicitudes de cambio mencionadas anteriormente. El comité de control de cambio, mínimo deberá estar integrado por el líder del proyecto, el líder de ingeniería, el control proyecto, y el líder financiero o de costos, y el nivel de aprobación será generado por el Gerente de Activo, como tomador de decisión.

Tabla 11. Solicitudes de cambio.

POSIBLE SOLICITUD DE CAMBIO	PLAN DE ACCIÓN PARA PREVENIR LA SOLICITUD	RESPUESTA A LA SOLICITUD DE CAMBIO
Cambio al proceso (cambio en las variables operativas)	Establecer diversos escenarios en la ingeniería de detalle, con el objetivo de diseñar los sistemas de recolección con ventanas operativas amplias	En caso de requerir el cambio, el interesado debe solicitar el cambio requerido. El mismo será evaluado por el comité de control de cambio para su aprobación o negación del mismo debidamente justificado.
Inclusión de nuevos equipos	La línea base de equipos, pozos y facilidades debe ser previamente establecida, y los proyectos nuevos a ejecutar en el área, deben integrar dentro de sus requisitos, los recursos que se requieran para la mitigación, reducción o eliminación de sus emisiones de GEI.	Estos cambios no serán aprobados.

Fuente. El Autor.

6. PLAN DE GESTIÓN PARA EL TIEMPO DEL PROYECTO

Con este Plan de Gestión se pretende generar los lineamientos para la construcción del cronograma de actividades, que servirá para tener una trazabilidad adecuada para la Gestión de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Como producto de este proceso se obtiene la forma en la que se construirá el cronograma y sus bases de medición, la línea base del cronograma, y su seguimiento y control.

En el Capítulo anterior se definió el alcance del proyecto; basados en este, y en la necesidad de cumplir la normatividad ambiental relacionada con emisiones de GEI en un término de 2 años, se enfocará la línea base del cronograma del proyecto, bajo el modelo de maduración de proyectos de inversión. Con los paquetes de trabajo definidos en el alcance, se desglosarán las actividades principales, a las cuales se les debe realizar seguimiento medido en horas de trabajo. Basados en la experiencia de los pilotos ejecutados, se construirá una línea base que servirá de referencia para que se incluyan los recursos.

Para la creación del cronograma, mínimo deberán intervenir:

- El líder del proyecto, o líder de la iniciativa, si este último no ha sido nombrado (cronograma del caso de negocio).
- El Departamento de Gestión y Crecimiento. Sección encargada de la gestión y cargue de recursos.
- El Coordinador de compras y contratación. Este será un representante importante, ya que las compras y las actividades que se deberán contratar, seguramente afectarán gran parte del proyecto.
- El área de viabilidad ambiental. Puede presentarse el requerimiento de un permiso ambiental, durante la etapa de construcción del proyecto.

- El tomador de decisión. En este caso es el Gerente de Activo, quien aprobará dicho cronograma, y aprobará el cambio de fases, de acuerdo al proceso de maduración del proyecto.

6.1. DEFINICIÓN DEL CRONOGRAMA

A continuación se presentan las principales actividades “macro” a tener en cuenta para el desarrollo del cronograma (Paquetes de trabajo definidos en el capítulo de gestión de alcance). Teniendo en cuenta que se realizará el proyecto, bajo el modelo de maduración de proyectos de inversión de Ecopetrol S.A., se colocan las actividades “macro”, en orden y con su predecesora.

Las demás actividades para establecer el caso de negocio, han sido desarrolladas mediante este trabajo, por lo cual la única actividad previa a la formalidad del proyecto, es ajustar la línea base, es decir identificar facilidades, equipos o pozos, que estén por fuera o se quieran incluir.

Es importante acotar que se puede realizar técnicas de compresión del cronograma, sin embargo, se tendrán que asumir su impacto en costos, si no se quiere tener detrimento en la calidad de los entregables.

Tabla 12. Desglose de Actividades para la gestión de GEI.

ACTIVIDAD MACRO (PAQUETE DE TRABAJO)	ACTIVIDAD PRINCIPAL DESGLOSADA	FASE DEL PROYECTO (FASE DE MADURACIÓN DE ACUERDO A MODELO DE MADURACIÓN DE PROYECTOS DE ECOPETROL S.A.
Definición de la línea base	Adquisición de equipos para la correcta medición y línea base de las emisiones de GEI antes de iniciar el proyecto	caso de negocio (fase 0)
Definición de la línea base	Revisión de facilidades existentes, equipos y pozos con emisiones de GEI	caso de negocio (fase 0)
Ingeniería pre conceptual	Ingeniería pre conceptual que permita estructurar el caso de negocio	caso de negocio (fase 0)
Caso de Negocio	Estimación de costos y recursos requeridos para estructurar el caso de negocio	caso de negocio (fase 0)
Caso de Negocio	Estructurar el caso de negocio con las principales restricciones que se puedan presentar	caso de negocio (fase 0)
Caso de Negocio	Definición y aprobación del líder del proyecto y del equipo de trabajo	caso de negocio (fase 0)

Ingeniería conceptual	Ingeniería conceptual de alternativas visualizadas en el caso de negocio	Identificación de oportunidades de negocio (Fase 1)
Oportunidad de Negocio	Estimación de tiempo, costos y recursos (Desviación +/- 50%)	Identificación de oportunidades de negocio (Fase 1)
Oportunidad de Negocio	Viabilidad de la oportunidad de negocio	Identificación de oportunidades de negocio (Fase 1)
Oportunidad de Negocio	Identificación preliminar de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	Identificación de oportunidades de negocio (Fase 1)
Oportunidad de Negocio	Documentación y Entrega de la Fase	Identificación de oportunidades de negocio (Fase 1)
Evaluación de Alternativas	Evaluación de Alternativas	Evaluación de Alternativas (Fase 2)
Ingeniería básica	Ingeniería básica de la alternativa seleccionada para la reducción de emisiones	Evaluación de Alternativas (Fase 2)
Estructuración de la Alternativa Seleccionada	Estimación de tiempo, costos y recursos (Desviación +/- 30%)	Evaluación de Alternativas (Fase 2)
Estructuración de la Alternativa Seleccionada	Cronograma de hitos y de recursos	Evaluación de Alternativas (Fase 2)
Estructuración de la Alternativa Seleccionada	Evaluación de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	Evaluación de Alternativas (Fase 2)
Estructuración de la Alternativa Seleccionada	Documentación y Entrega de la Fase	Evaluación de Alternativas (Fase 2)
Ingeniería de detalle	Ingeniería detallada de soluciones visualizadas para cada oportunidad de reducción de emisiones	Definición del Proyecto (Fase 3)
Definición del proyecto	Estimación de tiempo, costos y recursos (Desviación +/- 15%)	Definición del Proyecto (Fase 3)
Definición del proyecto	Confirmación del caso de negocio	Definición del Proyecto (Fase 3)
Definición del proyecto	Cronograma maestro de recursos	Definición del Proyecto (Fase 3)
Definición del proyecto	Elaboración del plan de administración de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	Definición del Proyecto (Fase 3)
Definición del proyecto	Documentación y Entrega de la Fase	Definición del Proyecto (Fase 3)
Ejecución del proyecto	Compras, Inicio de los equipos de construcción	Ejecución del Proyecto (Fase 4)
Ejecución del proyecto	Control de costos, de tiempo, y de recursos	Ejecución del Proyecto (Fase 4)
Ejecución del proyecto	Seguimiento y actualización de beneficios esperados	Ejecución del Proyecto (Fase 4)
Ejecución del proyecto	Ejecución del plan de administración de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	Ejecución del Proyecto (Fase 4)
Comisionamiento y pruebas de arranque	Plan y alistamiento de arranque, protocolos de entrega, reportes de seguimiento, generación de lecciones, liquidación y capitalización	Ejecución del Proyecto (Fase 4)
Comisionamiento y pruebas de arranque	Documentación y Entrega de la Fase	Ejecución del Proyecto (Fase 4)
Plan de operación, mantenimiento y optimización	Desarrollo operacional y controles de cambio	Operación y Cierre (Fase 5)
Plan de operación, mantenimiento y optimización	Seguimiento y Evaluación de beneficios recibidos, incluida evaluación económico-financiera real versus la planeada	Operación y Cierre (Fase 5)
Cierre del proyecto	Evaluación del plan de administración de riesgos	Operación y Cierre (Fase 5)
Cierre del proyecto	Lecciones aprendidas, evaluación ex post, y plan de operación y mantenimiento	Operación y Cierre (Fase 5)
Cierre del proyecto	Cierre del proyecto	Operación y Cierre (Fase 5)

Fuente. El Autor.

A continuación se traza una línea del tiempo planificada en 2 años, con la duración estimada de las actividades principales en horas, basadas en la experiencia llevada a cabo en la etapa de ejecución de pilotos. Hay que indicar que la

elaboración del cronograma del proyecto, deberá desglosar actividades adicionales en los paquetes de trabajo acá recomendados, para mitigar el riesgo de no cumplir con la restricción en tiempo (2 años). Así mismo se debe realizar el análisis de ruta crítica con las actividades de mayor riesgo para el cumplimiento del cronograma, como por ejemplo las compras del proyecto. El cronograma se ejecutará en *Microsoft Project*, programa con el que se cuenta licencia para su utilización.

Tabla 13. Cronograma del proyecto, vista en MS. Project.

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Definición de la línea base	40 días	jue 03/09/15	mié 28/10/15
Adquisición de equipos para la correcta medición y línea base de las emisiones de GEI antes de iniciar el proyecto	20 días	jue 03/09/15	mié 30/09/15
Revisión de facilidades existentes, equipos y pozos con emisiones de GEI	20 días	jue 01/10/15	mié 28/10/15
Ingeniería pre conceptual	15 días	jue 29/10/15	mié 18/11/15
Estimación de costos y recursos requeridos para estructurar el caso de negocio	5 días	jue 29/10/15	mié 04/11/15
Estructurar el caso de negocio con las principales restricciones que se puedan presentar	5 días	jue 05/11/15	mié 11/11/15
Definición y aprobación del líder del proyecto y del equipo de trabajo	5 días	jue 12/11/15	mié 18/11/15
Ingeniería conceptual	15 días	jue 19/11/15	mié 09/12/15
Oportunidad de Negocio	30 días	jue 10/12/15	mié 20/01/16
Estimación de tiempo, costos y recursos (Desviación +/- 50%)	10 días	jue 10/12/15	mié 23/12/15
Viabilidad de la oportunidad de negocio	10 días	jue 24/12/15	mié 06/01/16
Identificación preliminar de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	10 días	jue 07/01/16	mié 20/01/16
Evaluación de Alternativas	10 días	jue 21/01/16	mié 03/02/16
Ingeniería básica	30 días	jue 04/02/16	mié 16/03/16
Estructuración de la Alternativa Seleccionada	15 días	jue 17/03/16	mié 06/04/16
Estimación de tiempo, costos y recursos (Desviación +/- 30%)	5 días	jue 17/03/16	mié 23/03/16
Cronograma de hitos y de recursos	5 días	jue 24/03/16	mié 30/03/16
Evaluación de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	5 días	jue 31/03/16	mié 06/04/16
Ingeniería de detalle	60 días	jue 07/04/16	mié 29/06/16
Definición del proyecto	50 días	jue 30/06/16	mié 07/09/16
Estimación de tiempo, costos y recursos (Desviación +/- 15%)	10 días	jue 30/06/16	mié 13/07/16
Confirmación del caso de negocio	10 días	jue 14/07/16	mié 27/07/16
Cronograma maestro de recursos	10 días	jue 28/07/16	mié 10/08/16
Elaboración del plan de administración de riesgos (Técnicos, Económicos, Financieros, Ambientales, Sociales)	10 días	jue 11/08/16	mié 24/08/16
Documentación y Entrega de la Fase	10 días	jue 25/08/16	mié 07/09/16
Ejecución del proyecto	210 días	jue 08/09/16	mié 28/06/17
Compras, Inicio de los equipos de construcción	30 días	jue 08/09/16	mié 19/10/16
Construcción	180 días	jue 20/10/16	mié 28/06/17
Comisionamiento y pruebas de arranque	180 días	jue 20/10/16	mié 28/06/17
Plan y alistamiento de arranque, protocolos de entrega, reportes de seguimiento, generación de lecciones, liquidación y capitalización	45 días	jue 20/10/16	mié 21/12/16
Documentación y Entrega de la Fase	45 días	jue 22/12/16	mié 22/02/17
Plan de operación, mantenimiento y optimización	45 días	jue 23/02/17	mié 26/04/17
Desarrollo operacional y controles de cambio	45 días	jue 27/04/17	mié 28/06/17
Cierre del proyecto	15 días	jue 29/06/17	mié 19/07/17
Evaluación del plan de administración de riesgos	5 días	jue 29/06/17	mié 05/07/17
Lecciones aprendidas, evaluación ex post, y plan de operación y mantenimiento	5 días	jue 06/07/17	mié 12/07/17
Cierre del proyecto	5 días	jue 13/07/17	mié 19/07/17

Fuente. El Autor.

- Se consideran 2 reportes para el seguimiento del cronograma, el reporte de Hitos y el reporte de seguimiento al Cronograma. El formato para el reporte de hitos está sujeto a la aprobación del Gerente de Activo. El formato para el reporte del Cronograma está sujeto a la aprobación del líder del proyecto.

7. LINEAMIENTO DE LA INVERSIÓN Y DE LOS COSTOS OPERATIVOS

Este Plan pretende identificar la forma en que se planificarán, gestionarán, y se controlarán los costos del proyecto. Es fundamental identificar en el proyecto una línea base de costos, y partiendo de allí, controlar y gestionar sus variaciones. Adicionalmente se complementa con una descripción del posible financiamiento de los recursos, y un breve análisis financiero del retorno de la inversión.

La información base será el enunciado del alcance del proyecto, el cual se definió en el Capítulo 5. Este establece: Generar la reducción o eliminación de 661,130 Toneladas de CO2 equivalente de emisiones de GEI en un término de 2 años a partir de la aprobación formal del proyecto, en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

Para poder cumplir con este alcance, se definieron como paquetes de trabajo las siguientes actividades macro: Ingeniería Pre-Conceptual, Caso de Negocio, Ingeniería conceptual, Oportunidad de Negocio, Evaluación de Alternativas, Ingeniería básica, Estructuración de la alternativa seleccionada, Ingeniería de detalle, Definición del proyecto, Ejecución del proyecto, Comisionamiento y Pruebas de arranque, Plan de operación, mantenimiento y optimización, y, Cierre del proyecto.

Así mismo se obtuvo por descomposición la línea base del cronograma:

Con la anterior información, se definirá la gestión de la planeación de costos, así como el control de su ejecución.

7.1. PLANEACIÓN DE COSTOS

La etapa de planeación de costos es fundamental, ya que el proyecto requiere recursos en su etapa inicial (inversión preliminar, estudios), y una gran inversión en la etapa de ejecución (compra de equipos). La planeación de costos debe dar respuesta a las siguientes preguntas: ¿Qué moneda de referencia será empleada para la administración del proyecto?, ¿De qué medio serán conseguidos los recursos?, ¿A qué actividades se destinarán los recursos?

Para el manejo presupuestal, y de acuerdo al país de origen de los equipos que sean adquiridos, y del precio internacional y nacional de los hidrocarburos de referencia, se establece el dólar de los Estados Unidos (USD) como la moneda de referencia.

En el Capítulo 5 (Plan de Gestión de Alcance), se identificó a la realización de proyectos vía estudios (Tabla 10), como una oportunidad para determinar las ventajas de una tecnología, o para adquirir información relevante para el desarrollo de los campos, es decir, esta es la fuente de recursos para la etapa de planeación o Fase 0 del proyecto.

De acuerdo al modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol S.A., la etapa de planeación estaría dentro de la Fase 0 del proyecto, e incluiría los paquetes de trabajo desde la definición de la línea base, pasando por la ingeniería pre conceptual, hasta generar el caso de negocio. Para esta fase serán necesarios recursos en las cuentas de control que se deriven de las siguientes actividades.

La siguiente tabla presenta las actividades macro y sus derivadas pertenecientes a una Fase 0 de maduración. Para definir estas actividades se tuvo como premisas el conocimiento adquirido durante las pruebas piloto (Anexo C), y la información del Capítulo 3 (Soluciones Técnicas).

Es importante acotar, que en esta etapa del proyecto posiblemente no exista un acta de constitución del mismo, ya que no se ha creado el caso de negocio, sin embargo, debe haber una persona dedicada como líder de la visualización de esta oportunidad.

Para esta etapa de Fase 0, y sus actividades derivadas, se requerirán los recursos vía estudio. Estos recursos deberán ser entregados al proyecto una vez se formalice su ejecución. Al final de este análisis, se realiza el cronograma de hitos de recursos para el proyecto.

Tabla 14. Justificación de las actividades.

ACTIVIDAD MACRO	JUSTIFICACIÓN	ACTIVIDADES DERIVADAS
1. Definición de la línea base	Determinar el número de pozos o equipos, que no tienen facilidad para recolectar el gas de anular, y cuantificar sus emisiones	Pre selección del equipo (Inspección visual a los pozos y facilidades implementando cámara infrarroja o detector de gases)
		Medición de Emisiones
		Cuantificación de Emisiones
		Adquisición de análisis de laboratorio (cromatografías, humedad, análisis de azufrados)
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	De acuerdo a la presión y flujo de emisión de GEI de cada uno de los pozos o equipos, definir si requiere compresor de anular, implementación de red de anulares, unidad recuperadora de vapores, etc.	Selección de Alternativa (Si hay que instalar un equipo o incluir el equipo a una rutina de mantenimiento)
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	Realizar topografía para establecer en el caso de red de anulares, o ductos recolectores, la distancia entre la fuente (pozo o equipo) y las facilidades de recolección, y su diferencia de altura (Hidráulica)	Adquisición perfil topográfico
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	Determinar los permisos requeridos para los trazados establecidos (Permisos como ocupación de cauce, inmobiliarios o prediales por ejemplo)	Gestión inmobiliaria, definir sus costos
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	Generar una simulación de proceso para determinar los requerimientos de las líneas de flujo (distancia, hidráulica y volumen a transportar)	Corrida de simulación
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	Selección del compresor o unidad recuperadora de vapor requerida	Definir tipo de compresor o VRU y sus costos de inversión y operación
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	Selección del tipo de material o tecnología de las líneas de flujo requeridas (tubería flexible, metálica, dependiendo presencia de componentes ácidos, humedad o azufrados en el gas.)	Definir tipo de material a utilizar y sus costos de inversión y operación
		Generación de Informes
2. Ingeniería conceptual pre	Informe Final	
3. Caso de Negocio	Presentación / Aprobación	

Fuente. El Autor.

Esta guía de actividades para la planeación del proyecto, la definición de su línea base de costos y por ende la definición de un caso de negocio, permitirá adquirir la información justa requerida para satisfacer las necesidades del mismo.

7.2. GERENCIAMIENTO O GESTIÓN DE COSTOS

El gerenciamiento o gestión de costos, establece como administrar los recursos, desde la solicitud de los mismos, su ejecución, y causación de los mismos.

En el punto anterior, la solicitud de recursos se debe realizar antes de iniciar las actividades. El éxito de un buen presupuesto, depende la misma planeación de la actividad; en caso de tener un desfase, este debe ser justificado, y de acuerdo al análisis de dicha justificación, el recurso adicional podría obtenerse de los recursos contingentes, también conocidos como contingencias técnicas, o se debe solicitar bajo un control de cambios.

La solicitud de recursos es un proceso administrativo que demanda la generación de una solicitud formal que debe estar muy bien sustentada. Se debe anexar la evaluación financiera que respalde dicha solicitud.

Para la etapa denominada Fase 0, la solicitud de recursos es un proceso más sencillo, teniendo en cuenta que la inversión es menor a otras etapas; sin embargo, esto no difiere de realizar una buena planeación.

La ejecución de los recursos se administra a través de un profesional presupuestal (Ver capítulo de Gestión de Recursos Humanos). Todos los recursos que son aprobados, son enviados a un sistema que gestiona los mismos, de dicho sistema, un ordenador de recursos con una clave, podrá retirar los mismos para que sean entregados a las diferentes actividades.

La causación de los recursos requiere de un seguimiento muy atento. El profesional presupuestal debe estar atento a la ejecución de las actividades a las cuales se le entregan los recursos.

Las actividades, pueden ser para generar una compra o un contrato. Dichas actividades pueden ser ejecutadas por personal directo o personal contratado especializado en dicha actividad. Es función del profesional presupuestal estar atento a la facturación de dichas actividades (Seguimiento a ejecución de la compra, o a la generación del contrato). De igual forma se debe tener en cuenta las anualidades para dicha causación, con el objetivo de no incrementar las cuentas de cobro de anualidades anteriores (cuentas por cobrar). Para evitar el uso masivo de esta variable contable, las actividades que conlleven tiempos superiores a una anualidad deben ser planeadas bajo el concepto de plurianualidad, para no afectar dichas cuentas.

7.3. CONTROL DE COSTOS

El control de costos es fundamental tanto en la vida de un proyecto, como en la operación futura de los equipos o sistemas que sean derivados de uno mismo; por ejemplo, adicionalmente a la cantidad y tipo de compresores y líneas de flujo requeridas en la etapa de inversión, se deben incluir los costos de importación y sus fletes o impuestos, los costos de instalación; y para su operación futura, se deben incluir las herramientas y repuestos para su mantenibilidad, así como la adquisición de software en caso de ser necesario, consultoría y/o capacitación requerida en todo el sistema, finalmente incluir así mismo los costos de abandono o desmantelamiento.

La gran mayoría de costos que hacen parte del proyecto, y que harían parte de la etapa operativa, podrán ser visualizados en esta etapa de planeación, por tal

razón su control es fundamental. El control de cambios es la herramienta para que una adición a la línea base del presupuesto sea aprobada.

Durante la ejecución del proyecto, se recomienda utilizar la técnica del Valor Ganado, con el fin de evidenciar el avance del proyecto. Inicialmente este se realizará a partir de su línea base, y posteriormente se deberán incluir los cambios que sean aprobados, y por ende se deberá ajustar la línea base de costos.

Semanalmente la curva S de progreso del proyecto, se deberá incluir en el informe semanal del proyecto. La curva S debe incluir indicadores como el índice de desempeño de costo (Valor ganado / costo real), y el índice de desempeño del cronograma (Valor ganado / valor planificado).

Así mismo deberá colocarse límites de control, o alarmas en donde se advierta cuando el presupuesto de cada actividad exceda dicho límite. El límite de control superior puede ser considerado como el presupuesto original más el 50% de las contingencias técnicas; de esta forma, se advertirá una vez que tan solo se tenga en provisiones la mitad de las contingencias técnicas, lo que puede materializar un riesgo “que la actividad supere el presupuesto asignado”.

7.4 MODELO DE INVERSIÓN

A continuación, se crea un modelo para el análisis de la inversión, con el objetivo determinar financieramente los resultados que pueda tener el proyecto. Esta es una vista netamente financiera, en donde se cruza la inversión versus la recuperación de gas anteriormente venteado, y de crudo por optimización del sistema de levantamiento.

En el modelo se tiene en cuenta la producción recuperada, las regalías acordadas, la inversión requerida, el costo operativo, y la depreciación de los equipos. En este modelo se calculan los indicadores principales, como lo son: VPN, TIR, TVR, Relación beneficio / costo, y Eficiencia de la inversión, todo estructurado a 12, 24 y 36 meses. La inversión fue calculada previamente, con base en un listado de equipos, y de tubería requerida para la recolección del gas.

Tabla 15. Resultados del modelo de inversión aplicado al proyecto.

MODELO DE INVERSIÓN DEL PROYECTO			
INVERSIÓN (USD)	\$ 180.000.000		
INCREM. DE PETROLEO (BPPD)	1.112		
INCREM. GAS (KPCD)	6.000		
PAY OUT (MESES)	21		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TASA DE DESCUENTO	11%	11%	11%
VPN (USD)	-\$ 104.260.798	\$ 27.656.714	\$ 303.405.109
TIR	-13%	2%	5%
TVR	-5%	0%	1%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,5	1,1	1,5
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN	-0,6	0,2	1,7

Fuente. El Autor.

A continuación se presenta el modelo de flujo de caja.

Tabla 16. Modelo de Flujo de caja

	1.212	1.224	1.235	1.247	1.251	1.255	1.259	1.258	1.257	1.256	1.255	1.254	1.254	
Incremental petróleo (BPPD)	1.112	1.124	1.135	1.147	1.151	1.155	1.159	1.158	1.157	1.156	1.155	1.154	1.154	
Incremental gas (KPCD)	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	
TIEMPO ESTIMADO (MESES)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
PRODUCCIÓN DE PETROLEO														
MENSUAL (Bls)	0	33.354	33.707	34.061	34.414	34.529	34.645	34.760	34.734	34.708	34.682	34.657	34.632	
REGALIAS (Bls)	0	6.671	6.741	6.812	6.883	6.906	6.929	6.952	6.947	6.942	6.936	6.931	6.926	
MENSUAL SIN REGALIAS (Bls)	0	26.683	26.966	27.249	27.531	27.623	27.716	27.808	27.787	27.766	27.746	27.725	27.706	
ACUMULADA (Bls)	0	26.683	53.649	80.897	108.429	136.052	163.768	191.576	219.363	247.129	274.875	302.600	330.306	
MARGEN DEL PETROLEO (USD/Bbl)		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
PRODUCCIÓN DE GAS														
MENSUAL (KPC)	0	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	
REGALIAS (KPC)	0	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	
MENSUAL SIN REGALIAS (KPC)	0	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	144.000	
ACUMULADA (KPC)	0	144.000	288.000	432.000	576.000	720.000	864.000	1.008.000	1.152.000	1.296.000	1.440.000	1.584.000	1.728.000	
MARGEN DEL GAS (USD/KPC)		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
CAPEX, INVERSIÓN TANGIBLE (USD)	180.000.000													
TOTAL (USD)	180.000.000													
DEDUCCIONES														
DEPRECIACIÓN 36 MESES (USD)	36	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	
TOTAL		5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	
OPEX														
COSTOS VARIABLES (USD)		1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	
COSTOS FIJOS (USD)		5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	
TOTAL (USD)		5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	
EGRESOS														
BRUTOS MENSUALES (USD)		5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	5.001.500	
ACUMULADOS (USD)		5.001.500	10.003.000	15.004.500	20.006.000	25.007.500	30.009.000	35.010.500	40.012.000	45.013.500	50.015.000	55.016.500	60.018.000	
INGRESOS														
BRUTOS ANUALES (USD)	0	1.571.314	3.153.943	4.747.886	6.353.143	7.962.082	9.574.710	11.191.034	12.806.512	14.421.159	16.034.985	17.648.004	19.260.228	
ACUMULADO (USD)		1.571.314	4.725.257	9.473.143	15.826.286	23.788.368	33.363.078	44.554.112	57.360.625	71.781.783	87.816.769	105.464.773	124.725.001	
UTILIDAD OPERATIVA (USD)		-3.430.186	-1.847.557	-253.614	1.351.643	2.960.582	4.573.210	6.189.534	7.805.012	9.419.659	11.033.485	12.646.504	14.258.728	
IMPUESTO DE RENTA (USD) (MÁS 5%)	35	-1.200.565	-646.645	-88.765	473.075	1.036.204	1.600.624	2.166.337	2.731.754	3.296.881	3.861.720	4.426.277	4.990.555	
UTILIDADES DEPUÉS DE IMPUESTOS (USD)		-2.229.621	-1.200.912	-164.849	878.568	1.924.378	2.972.587	4.023.197	5.073.258	6.122.778	7.171.765	8.220.228	9.268.173	
EGRESOS MÁS IMP. RENTA		3.800.935	4.354.855	4.912.735	5.474.575	6.037.704	6.602.124	7.167.837	7.733.254	8.298.381	8.863.220	9.427.777	9.992.055	
FLUJO DE CAJA ANUAL (USD)	-180.000.000	-2.229.621	-1.200.912	-164.849	878.568	1.924.378	2.972.587	4.023.197	5.073.258	6.122.778	7.171.765	8.220.228	9.268.173	
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)	-180.000.000	-182.229.621	-183.430.533	-183.595.382	-182.716.814	-180.792.436	-177.819.849	-173.796.652	-168.723.394	-162.600.616	-155.428.850	-147.208.623	-137.940.449	
INDICADORES FINANCIEROS A 12 MESES														
TIO	11%	0,10	11%										TIR -13,4%	
VPI (USD)			116.030.293											TVR -5,2%
VPE (USD)			220.291.091											PAY OUT MESES
VPN (USD)			-104.260.798											RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (USD) 0,53
														EFI -0,58

Fuente. El Autor.

8. RECURSOS HUMANOS

Este plan pretende estructurar el personal requerido para generar una efectiva gestión de Emisiones de Gases Efecto Invernadero. Se definirán los roles las responsabilidades y las habilidades que deben tener las personas que integran el proyecto. Los entregables serán plantillas con organigramas y descripciones de puestos de trabajo, y un plan de administración del personal, que permitirá identificar las necesidades de capacitación, reconocimiento, y recompensas.

Es importante mencionar que el equipo completo para el proyecto, deberá estar integrado a partir de la Fase de planeación del proyecto (Fase 1 del modelo de evaluación de proyectos de Ecopetrol S.A.). Para la Fase 0, donde debe ser creado el Caso de Negocio, es necesario un equipo de trabajo con el personal mínimo competente que pueda generar y transformar una idea en un Caso de Negocio.

A continuación se define el equipo de personas con el que debe contar este proyecto. Posteriormente mencionaremos el organigrama que se puede desarrollar y por último el plan de administración del personal.

8.1 ROLES Y RESPONSABILIDADES

Inicialmente, vamos a definir el alcance de forma resumida, que debe contener el personal principal asociado al proyecto, ya sea con dedicación parcial o completa:

Líder de Oportunidad. Liderar la estructuración del Caso de Negocio y demás entregables establecidos en el Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos de Ecopetrol. Se recomienda la participación de este líder en la Fase 0 del proyecto. Posteriormente su rol será ocupado por el líder del proyecto. El líder de oportunidad debe tener dedicación completa a esta.

Líder del proyecto. Liderar el proceso necesario para la maduración y el desarrollo del proyecto, respondiendo por la definición y consecución del alcance del proyecto, la elaboración del plan de ejecución del proyecto, la gestión de su ejecución, integración, supervisión y control del avance, el control integrado de cambios y los procesos de cierre y entrega a operaciones. El líder del proyecto debe tener dedicación completa al mismo.

Control proyecto. Controlar y monitorear el alcance, tiempo, costo y riesgos, dentro de la planeación y ejecución del proyecto. Controlar los planes asociados al proyecto y su desarrollo de acuerdo a lo establecido, identificando las desviaciones y proponiendo acciones de mejora para recuperar el proyecto en caso de requerirse. Se recomienda dedicación completa.

Líder de construcción. Debe coordinar integralmente el desarrollo de las actividades de ejecución del proyecto, asegurando la construcción conforme a las ingenierías, en concordancia con el alcance, tiempo y costo establecidos y en línea con lo definido dentro del equipo integrado de proyecto. Su dedicación debe ser completa.

Líder de integridad técnica. Debe liderar e implementar el sistema de Gestión de Integridad a aplicar en las fases de Planeación (Ingeniería, Compras, Contratación), Ejecución y Cierre del Proyecto, apalancado por los procesos de Aseguramiento de Calidad, Precomisionamiento y Comisionamiento. Se recomienda su participación parcial.

Coordinador de aseguramiento técnico. Debe coordinar la implementación de lineamientos, procedimientos y especificaciones para asegurar el proceso QA/QC durante la Planeación, Ejecución y Cierre del proyecto, mediante la elaboración del Plan de Calidad, y la generación de las auditorías de seguimiento de acuerdo a la implementación del Plan, el atestiguamiento de las pruebas, visitas e inspecciones, entre otros. Se recomienda su participación parcial.

Ingeniero QA/QC de aseguramiento de calidad. QA: Debe entregar las directrices, guías y procedimientos de calidad, las normas, los códigos, las especificaciones y los procedimientos que el contratista de construcción del proyecto deba aplicar. QC: Asegurar que el contratista de construcción del proyecto, cumpla con el plan de calidad, con normas, los códigos, las especificaciones y los procedimientos definidos por la Ingeniería y/o por el Ingeniero de QA. Se recomienda participación parcial.

Director Técnico. Debe administrar los recursos humanos y técnicos de los contratos que se generen para dar cumplimiento a las especificaciones técnicas, los lineamientos corporativos, los aspectos legales, ambientales, de seguridad industrial y salud ocupacional, las normas de RSE y los estándares de calidad en la planeación y construcción del proyecto. Debe tener tiempo completo en el proyecto.

Coordinador Técnico. Debe planear, coordinar y controlar integralmente el progreso de construcción y montaje de las obras del proyecto, en las áreas o sistemas que le sean asignados, garantizando que se cumplan las especificaciones técnicas, lineamientos corporativos, aspectos legales, ambientales, de seguridad industrial y salud ocupacional, y los estándares de calidad. Debe tener dedicación completa en el proyecto.

Supervisor de topografía. Debe realizar la Ubicación, el replanteo topográfico y la cuantificación de las cantidades de obra dentro de las áreas o sistemas que le sean asignados en el proyecto, cumpliendo con el PDT establecido. La comisión de topografía es de dedicación total, sin embargo, solo inicia sus labores previamente a la etapa de construcción.

Profesional de proyectos. Es la persona que coordina a los profesionales de capitalización y caracterización, técnico documental, profesional de gestión del conocimiento, de costos y presupuestos, de costos y presupuestos, programador,

profesional de riesgos y HSE. Es la persona que entrelaza al líder de proyectos con todas las actividades mencionadas. Su dedicación debe ser completa.

Profesional de Capitalización y Caracterización. Gestiona y ejecuta los procesos de capitalización de equipos, y la creación de las rutinas de mantenimiento de los mismos una vez sean entregados a la operación. Su dedicación debe ser Completa.

Técnico Documental. Debe asegurar, organizar, recibir, y facilitar toda la documentación del proyecto. Su dedicación debe ser completa.

Ingeniero de Precomisionamiento y Comisionamiento. Debe desarrollar las pruebas e inspecciones que sean necesarias a los equipos que sean adquiridos, dentro de las etapas de precomisionamiento y comisionamiento del proyecto. Igualmente debe gestionar los pendientes que acusen los mismos. Su dedicación debe ser completa.

Profesional de gestión del conocimiento. Debe desarrollar las mejores prácticas para asegurar la implementación de lecciones aprendidas de otros proyectos, seguimiento a los talleres del mismo, como gestión del riesgo, prácticas de incremento de valor, y otras actividades que permitan documentar las mejores prácticas del proyecto. Su dedicación debe ser parcial.

Profesional de costos y presupuestos. Es la persona que debe gestionar todas las actividades que involucre entre otros: la creación de presupuestos, los traslados presupuestales, la solicitud de recursos, los pagos a proveedores, seguimiento y monitoreo a los costos, es decir, implementar y validar todas las actividades relacionadas con el manejo presupuestal del proyecto. Su dedicación debe ser completa.

Programador. Es la persona que le debe hacer seguimiento programado y controlado al proyecto. Su dedicación debe ser completa.

Profesional de riesgos. Debe implementar las prácticas, metodologías, y procesos de la gestión de riesgos al proyecto, verificando, monitoreando y documentando los mismos. Su rol debe ser de dedicación completa.

Profesional HSE. Es el profesional que debe responder por la planificación, ejecución, control y optimización de actividades que aseguren el cumplimiento de las disposiciones en materia de seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiente relacionadas con el proyecto de acuerdo a las leyes vigentes y la normatividad corporativa en materia de HSE. Su dedicación debe ser completa al proyecto.

Existen otros roles que son transversales hacia el proyecto, a los cuales se les hará mención, y deberán tener dedicación parcial, no por ser de menor importancia que los anteriores, simplemente porque no se requiere de su participación durante toda la vida del proyecto. Estos son: profesional de yacimientos, profesional de ingeniería, profesional de gestión y crecimiento (profesional financiero), profesional de compras y contratación, profesional de Gestión Social y de Seguridad Física, profesional de la dirección de proyectos, profesional de gestión inmobiliaria, y profesional de asesoría jurídica.

8.2 ORGANIGRAMA DEL PROYECTO

Para la ejecución del organigrama del proyecto, primero realizamos una tabla resumen de los roles del proyecto y su dedicación:

Tabla 16. Rol y responsabilidad de los recursos humanos del proyecto.

ROL	DEDICACIÓN
LÍDER DE OPORTUNIDAD / LÍDER DEL PROYECTO	COMPLETA (Todas las Fases del proyecto)
CONTROL PROYECTO	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
LIDER DE CONSTRUCCION	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
LÍDER DE INTEGRIDAD TÉCNICA	PARCIAL(Todas las Fases del proyecto)
COORDINADOR DE ASEGURAMIENTO TÉCNICO	PARCIAL
INGENIERO QA/QC	PARCIAL(Todas las Fases del proyecto)
DIRECTOR TÉCNICO	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
COORDINADOR TÉCNICO	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
SUPERVISOR DE TOPOGRAFÍA	COMPLETA (Solo etapa donde se requiera)
PROFESIONAL DE PROYECTOS	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
PROFESIONAL DE CAPITALIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
TÉCNICO DOCUMENTAL	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
INGENIERO DE PRECOMISIONAMIENTO Y COMISIONAMIENTO	COMPLETA((Todas las Fases del proyecto))
PROFESIONAL DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO	PARCIAL(Todas las Fases del proyecto)
PROFESIONAL DE COSTOS Y PRESUPUESTOS	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
PROGRAMADOR	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
PROFESIONAL DE RIESGOS	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)
PROFESIONAL HSE	COMPLETA(Todas las Fases del proyecto)

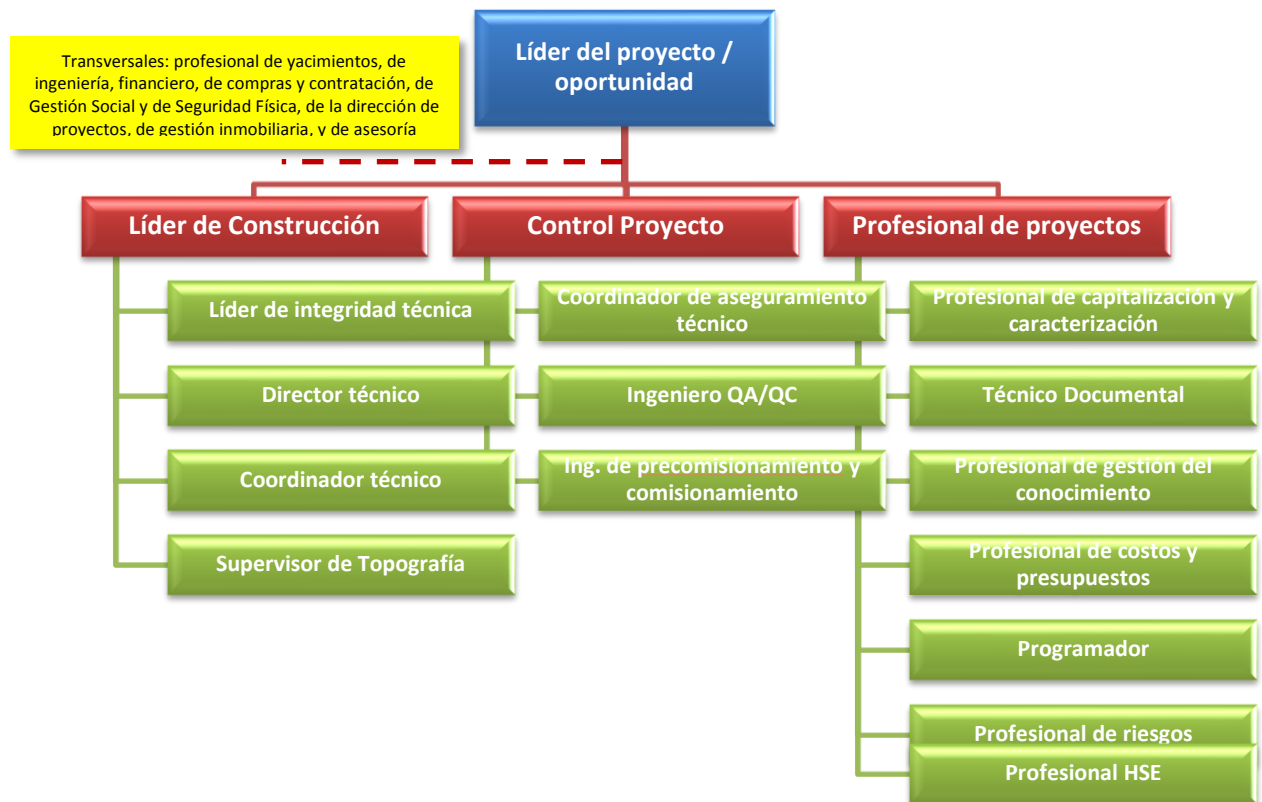
Fuente. El Autor.

De acuerdo a los roles del proyecto, y definidas sus responsabilidades generales en el anterior punto, tomamos como referencia la estructura generalizada que demanda la dirección de proyectos de Ecopetrol S.A.⁶, y formamos la estructura requerida para el proyecto de reducción de emisiones, con el personal de dedicación completa, parcial y sus áreas transversales.

En este caso, el líder del proyecto cuenta con tres profesionales que le permitirá tener una mejor gestión del personal, estos son: el Líder de construcción, el Control proyecto y el profesional de proyectos.

⁶ Tomado del documento de roles y responsabilidades de VTD, Ecopetrol S.A., Julio de 2011

Figura 6. Estructura de la organización del proyecto para gestión de GEI.



Fuente. El Autor.

8.3 PLAN DE ADMINISTRACIÓN DEL PERSONAL

Una vez definidos los roles y las responsabilidades del equipo mínimo del proyecto, y realizado su esquema organizacional, se debe realizar una buena gestión del mismo. Se recomienda realizar para una correcta gestión del mismo, la ejecución de las siguientes actividades:

- Realizar un plan de adquisición del personal. Este plan debe ser entregado una vez se analice la oportunidad de negocio. El personal que se debe adquirir se encuentra relacionado en el punto 8.1. La gestión del recurso la realizará el Gerente de proyectos, y la puede consultar revisando los

calendarios de recursos de otros proyectos, y/o el plan de liberación de personal de otros proyectos.

- Realizar un calendario de recursos. El calendario de recursos es fundamental para el personal tanto de dedicación parcial, como de dedicación total. Con base a este, se podrá planear el pico de personal en cada una de las etapas del proyecto (Iniciación, Planeación, Ejecución, Cierre).
- Se debe incluir el plan de liberación del personal. Es fundamental que el personal asociado al proyecto, pueda participar en otros proyectos una vez finalice este.
- Gestión de recompensas. Aunque esto no es muy común en los proyectos, el plan de recompensas para el personal debe ser incluido dentro de la Gestión de los Recursos Humanos, con el objetivo de generar interés en el cumplimiento de los hitos del mismo.
- Plan de capacitación. Es importante incluir un plan de capacitación dentro de los planes de gestión, ya que estos permitirán generar el conocimiento necesario en el equipo del proyecto, lo que permitirá su desarrollo técnico.

Todos estos planes, deben ser aprobados por el Gerente de Proyectos, para que los mismos tengan validez y continuidad.

9. GESTIÓN DE LAS COMUNICACIONES

Con este Plan de Gestión se pretende dar los lineamientos para una efectiva comunicación dentro del equipo de Gestión de Emisiones de Gases Efecto Invernadero, y desde este hacia la Gerencia Administrativa. El plan de gestión debe dar respuesta a las siguientes preguntas: ¿Qué debe ser comunicado?, ¿Por qué debe ser comunicado?, ¿A quiénes debe ser comunicado?, ¿Cuál es el mejor método de comunicación?, ¿Cuál es el área responsable del envío?, ¿Con que frecuencia se presentará dicha información?

Se deben aplicar los métodos de comunicación efectiva, y se tendrán que eliminar las barreras que se puedan generar. Entre los entregables principales están los informes de estado, informes de cumplimiento de hitos, e informe final del proyecto, además de la evaluación de sus resultados y lecciones aprendidas (Conocido como evaluación expost). Para cada uno de estos se limitan los interesados a los cuales se deben incluir en dichas comunicaciones.

Así mismo, se hace una breve descripción de las reuniones que se deberán realizar antes, durante y después de la ejecución del proyecto.

9.1. INFORMES DEL PROYECTO

A continuación los informes que deberán ser presentados para una efectiva gestión del proyecto.

- Informe inicial de medición de emisiones.

Este informe hace parte de la línea base de alcance. Una vez inicie el proyecto, para la Fase 1 se requerirá medición directa de las emisiones. Esta medición

deberá ser organizada en un balance que permita adecuar las soluciones técnicas apropiadas. Los informes de medición deberán contener los parámetros físicos principales tales como flujo, presión y calidad del gas.

- Informes de seguimiento al proyecto.

Su periodicidad será semanal, y en estos se plasmará un breve resumen de lo ejecutado en la semana, el avance en la curva S de progreso tanto en tiempo planeado como en costos, y por último una descripción de actividades a ejecutar en las siguientes 2 semanas, y el hito próximo a cumplir.

- Informes mensuales de ejecución del proyecto.

Este informe presentará el cumplimiento de hitos, ejecución del proyecto durante el mes, curvas de progreso y valor ganado, y presentará el cronograma planeado hasta el fin del proyecto.

- Informes ejecutivos del proyecto.

Se presentará de forma semanal, mencionando el cumplimiento de hitos, y las restricciones principales para cumplirlos. Adicionalmente se incluirá la curva S de progreso del proyecto.

- Informes del pre arranque seguro.

Este informe compartirá con periodicidad semanal, el avance de las pruebas de pre arranque de cada uno de los equipos o facilidades que sean instalados por el proyecto.

- Informes de las auditorías internas para la verificación de emisiones posterior al proyecto.

Una vez finalizado el proyecto, se realizará una verificación de emisiones con el mismo mecanismo empleado antes del proyecto. Con el objetivo de identificar los resultados frente a la línea base.

- Informe final de entrega del proyecto

La entrega del proyecto debe cumplir con los requisitos internos de la empresa. El documento que estandariza la entrega formal para cierre de un proyecto es el: ECP-DPY-P-006. Se debe verificar que todo lo estipulado en dicho documento sea de estricto cumplimiento.

- Informe de la evaluación “expost” del proyecto.

Una vez finalizado el proyecto, se debe realizar una evaluación de todo lo ocurrido en este, para documentar lecciones aprendidas, resultados técnicos y financieros, con el objetivo de mejorar en proyectos posteriores.

- Informes de seguimiento a las emisiones posteriores a la entrega del proyecto.

Una vez sea finalizado el proyecto, se debe realizar un informe mensual al estado de los equipos instalados para la mitigación o eliminación de emisiones, con el objetivo de identificar mejoras, u optimizaciones que sean requeridas.

Para efectos de una fácil descripción de interesados a los cuales se les informará, se mencionan de la siguiente forma (Es importante consultar la lista de interesados del proyecto):

- Grupo Gerencial: En este grupo se encuentra el Gerente de Proyectos, y el Gerente de Activo (Gerente del área donde se opera el proyecto).
- Grupo Técnico: En este grupo se encuentran las personas asociadas a los grupos de Ingeniería, y Yacimientos.
- Líderes del proyecto: Este grupo incluye el líder del proyecto, el líder de construcción, el control proyecto, y el Profesional del proyecto.

- Equipo del proyecto: constituye todo el personal asociado al proyecto.
- Grupo de Operaciones y Mantenimiento: Es el grupo que recibe el proyecto, e inicia la operación y mantenibilidad del mismo.

La siguiente tala presenta los informes anteriormente descritos, los interesados a los cuales se les debe compartir, la periodicidad de la información, y el responsable de transmitirlo:

Tabla 17. Informes del proyecto.

INFORMES DEL PROYECTO	INTERESADOS A INFORMAR	PERIODICIDAD	RESPONSABLE
Informe de medición	Grupo técnico del proyecto.	Una vez se haya realizado. Es un informe único.	Grupo Técnico (Líder de Ingeniería)
Informe de seguimiento al proyecto	Grupo técnico del proyecto y Equipo del proyecto.	Semanal.	Profesional de proyectos.
Informe mensual de ejecución del proyecto	Grupo Gerencial, Grupo técnico del proyecto y Equipo técnico del proyecto.	Mensual.	Líder del proyecto.
Informe ejecutivo del proyecto.	Grupo Gerencial y Líderes del proyecto.	Semanal.	Líder del proyecto.
Informe del pre arranque seguro.	Equipo del proyecto.	Semanal.	Profesional de proyectos.
Informes de las auditorías internas.	Equipo del proyecto. Grupo Gerencial, Grupo Técnico.	Una vez se realice auditoria al proyecto.	Responsable de la auditoría.
Informe final de entrega del proyecto.	Líderes del proyecto. Grupo de operaciones y mantenimiento.	Una vez finalice el proyecto o este sea entregado.	Líder del proyecto.
Informe de la evaluación "expost" del proyecto.	Grupo Gerencial. Equipo del proyecto.	Una vez se realice dicho informe.	Líder del proyecto.
Informes de seguimiento a las emisiones, posteriores a la entrega del proyecto.	Grupo Gerencial. Líderes del proyecto.	Mensual, (durante 3 meses posteriores al proyecto, dependerá del mismo, posteriormente será entregado a operaciones y mantenimiento.	Grupo Técnico/Grupo de Operaciones y Mantenimiento

Fuente. El Autor.

9.2. REUNIONES DEL PROYECTO

Las reuniones del proyecto deben ser muy eficientes, ya que estos espacios deben ocuparle el menor tiempo posible al personal, y la información que en estas se presente debe ser clara y concisa.

Las reuniones que se realizarán son las siguientes:

- Reunión de seguimiento al proyecto

Es la reunión en donde se discute el avance de la ejecución del proyecto. Dicha reunión presenta la curva S de progreso de tiempo y costo, y se preparan las actividades de las dos semanas siguientes. En esta reunión debe participar todo el personal de proyecto. Adicionalmente y dependiendo de la etapa del mismo, se requerirá el apoyo de la operación y mantenimiento.

- Reunión mensual de avance del proyecto

Esta reunión presenta el avance de los hitos del proyecto. Es una reunión ejecutiva, clara y directa hacia los líderes y Gerentes tanto del proyecto como del Gerente de activo.

9.3. DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE LAS COMUNICACIONES

Las comunicaciones, solicitudes para las reuniones e informes serán escritos, utilizando el correo.

El almacenamiento de las comunicaciones se deberá realizar en el medio corporativo dedicado para este fin, como lo es el Shared point.

10. PLAN DE GESTIÓN DE RIESGOS

La gestión de los riesgos es fundamental para el éxito del proyecto, y en su proceso de gestión deben participar todos los involucrados, desde el patrocinador del proyecto, hasta el mismo cliente. Este Plan pretende definir las oportunidades y amenazas que podrían afectar una efectiva gestión de emisiones de gases efecto invernadero. El entregable consistirá en la generación de una matriz de riesgos, con su debido plan de mitigación, y recursos que probablemente se destinen a las contingencias.

Los riesgos que se mencionarán son de alto nivel, lo que indica que cada proyecto debe realizar sus talleres de identificación de riesgos, con el objetivo de cubrir de una mejor forma aquellas amenazas u oportunidades que puedan afectar al proyecto. Los riesgos acá visualizados, son producto de la experiencia que ha sido adquirida en los pilotos ejecutados.

Las preguntas que debe responder un plan de gestión de riesgos son: ¿Qué cantidad de tiempo se le debe dedicar a una correcta gestión de riesgos en este proyecto?, ¿Qué tanto impacto tiene?, ¿Quiénes deben estar involucrados?, ¿Qué procedimientos deben ser llevados a cabo? Inicialmente, se describe la metodología que se recomienda seguir para la gestión de riesgos del proyecto, posteriormente se revisarán los roles y responsabilidades del personal que debe participar en esta área, y finalmente se evaluarán los principales riesgos del proyecto, con el objetivo de tener un referente que permita predecir si es o no importante una gestión de riesgos.

10.1. METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS

La Metodología para la gestión de riesgos, parte del estándar que tiene Ecopetrol S.A. en sus proyectos, sin embargo, se hará algunos ajustes, para tener un mejor control de esta área. Cada Fase de un proyecto, cuenta dentro de sus entregables con los talleres de riesgos, cuyos objetivos son: identificar los riesgos, cualificar y cuantificar el impacto de los riesgos y generar un plan de respuesta a los mismos.

10.1.1. Identificar los riesgos.

Para una correcta identificación de riesgos, es necesaria la participación de cada uno de los interesados (Ver capítulo 12), por tal razón es necesaria una actividad que permita involucrar a dichos miembros. Normalmente se realiza un taller de trabajo interdisciplinario donde se identifican los riesgos. Dicho taller va acompañado de una capacitación introductoria para la identificación de riesgos. Previo a dicho taller, es necesaria la identificación de todos los involucrados, y la citación con bastante tiempo de antelación de la cita a dicho taller (Se recomienda como mínimo 1 mes).

Antes de la ejecución de dicho taller, se debe preparar un formato que permita facilitar la identificación de riesgos. De las pruebas piloto realizadas, se tienen identificadas áreas potenciales de riesgo, como lo son: Riesgos Técnicos (calidad de la información), Riesgos Operativos (mecánicos, eléctricos, de proceso), Riesgos Administrativos (procesos de compra, tiempo de entrega de equipos, personal dedicado al proyecto), Riesgos Normativos (Normatividad legal – ambiental), Riesgos Económicos (indicadores financieros del proyecto, financiación del proyecto), y Riesgos del Entorno (Comunidad, Gobierno).

Teniendo en cuenta que hay personas que no podrán asistir a dicho taller, se pueden compartir por medios electrónicos los formatos. Lo importante es que se

pueda llegar a incluir en esta identificación de riesgos al 100% del personal asociado al proyecto.

10.1.2. Cualificar y cuantificar el impacto de los riesgos.

Una vez identificados los riesgos, se procede a realizar su análisis de impacto. El riesgo se debe caracterizar, por lo tanto se le deben dar cualidades de su naturaleza, porque se genera y que causa tiene. Para el análisis de impacto se debe revisar los antecedentes de dichos riesgos en otros proyectos. Se debe responder ¿Cuánto costaría si dicho riesgo se materializa?, o ¿Cuánto favorecería si dicho riesgo se materializa?, es importante tener en cuenta que tanto amenazas como oportunidades deben ser identificadas. Para identificar el impacto, se puede emplear la siguiente tabla, de acuerdo a la consecuencia que tenemos en el proyecto:

Tabla 18. Interpretación de las calificaciones de la matriz de impacto.

ESCALA DEL IMPACTO	
CALIFICACIÓN	INTERPRETACIÓN
10	Fracaso del proyecto
9	Por encima del presupuesto en 40%, o proyecto retrasado en 40%
8	Por encima del presupuesto en 30 a 40%, o proyecto retrasado en 30 a 40%
7	Por encima del presupuesto en 20 a 30%, o proyecto retrasado en 20 a 30%
6	Por encima del presupuesto en 10 a 20%, o proyecto retrasado en 10 a 20%
5	Ligeramente por encima del presupuesto
4	Reducción importante de las reservas de tiempo y costo
3	Reducción media de las reservas de tiempo y costo
2	Reducción pequeña de las reservas de tiempo y costo
1	Ningún impacto real

Fuente. Rita Mulcahy, Gestión de proyectos.

Así mismo debe ser valorada la probabilidad de ocurrencia. Debemos responder: ¿A cuántos proyectos ha afectado este riesgo?, ¿La afectación se ha visto en caso todos los proyectos?, ¿en uno de cada dos?, o, ¿en uno de cada tres? Para tal objetivo, podemos emplear la siguiente escala de impacto, de esta forma, podemos cuantificar la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 19. Interpretación de las calificaciones de la matriz de probabilidad.

ESCALA DE PROBABILIDAD										
CALIFICACIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INTERPRETACIÓN	Baja		Media		Media alta		Alta		Es un hecho	

Fuente. Rita Mulcahy, Gestión de proyectos.

Una vez identificado el impacto y la probabilidad de ocurrencia, se pasa a la matriz final que permitirá ubicar los riesgos.

Tabla 20. Matriz de probabilidad e impacto.

PROBABILIDAD	10										
	9										
	8										
	7										
	6										
	5										
	4										
	3										
	2										
	1										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
IMPACTO											

Fuente. Rita Mulcahy, Gestión de proyectos.

El impacto debe ser cuantificado en la moneda de referencia del proyecto. Finalmente se deben ordenar los riesgos en una tabla que nos calcule el valor monetario esperado. En el punto 11.3 se hará este procedimiento como ejemplo.

10.1.3. Plan de respuesta a los riesgos.

El plan de respuesta a los riesgos sale de la metodología de juicio de expertos, en donde se incluye a personas de experiencia que pueden generar acciones que deriven en la eliminación o mitigación de riesgos. Los recursos para estas acciones se deben incluir dentro de las contingencias técnicas del proyecto. En caso de tener riesgos administrativos, los recursos para los mismos se deben incluir en las contingencias administrativas.

Antes de la ejecución de dichos talleres, los riesgos deben estar completamente valorados. Es importante que cada riesgo tenga un responsable, quien se hará cargo de su seguimiento. El profesional de riesgos debe incluir dentro del “Plan de Trabajo del Proyecto”, dichas acciones de mitigación, y hacer seguimiento a las mismas. El informe de gestión de riesgos debe presentar los avances de las acciones que se deriven para cada uno de los riesgos identificados en el proyecto. En el punto 11.3 se realizará un ejemplo de plan de respuesta a los riesgos.

El plan de respuesta a los riesgos puede contener acciones técnicas (por ejemplo el uso de tubería flexible para transporte de gas ácido, para evitar el daño generado por la corrosión en tuberías metálicas), acciones con entes externos (desarrollar una reunión de socialización del proyecto hacia las comunidades, para presentar el compromiso ambiental que tiene la empresa operadora con la región y el planeta), u otro tipo de acciones que permitan mitigar o eliminar los riesgos. Es importante recordar que los riesgos también se pueden transferir en caso de no poder darle un manejo directo, e inclusive se puede convivir con ellos, en caso que su impacto negativo sea menor al plan de respuesta del mismo.

10.2. ROLES Y RESPONSABILIDADES DE UNA CORRECTA GESTION DE RIESGOS

La gestión de riesgos es responsabilidad de todo el equipo del proyecto, incluyendo el Patrocinador y/o la Gerencia del Activo en donde se ejecuta el mismo.

Para generar los roles y responsabilidades de cada uno de los miembros, se recomienda realizar una matriz RACI (Responsable, Asegurador o Aprobador, Consultado, Informado) que permita tener las directrices claras. Es importante recordar el rol más importante en Gestión de Riesgos, el profesional de riesgos, cuya labor es implementar las prácticas, metodologías, y procesos de la gestión

de riesgos al proyecto, verificando, monitoreando y documentando los mismos; Este rol debe ser de dedicación completa.

Para el desarrollo de la matriz RACI, se hace mención a los siguientes roles:

- Líder del proyecto: es la persona que lidera la iniciativa.
- Profesional de riesgos: es la persona que implementa las prácticas, metodologías, y procesos de la gestión de riesgos al proyecto.
- Equipo del proyecto: Todas las personas que trabajan dentro del proyecto.
- Grupo Gerencial: Incluye al Gerente de Activo, y al Gerente de Proyectos.
- Cliente: para el caso del proyecto, son las áreas operativas (producción y mantenimiento).
- Equipo técnico: Personal de las áreas técnicas que apoyan al proyecto (Ingeniería, Procesos).

A continuación se construye una matriz RACI para la gestión de riesgos, con algunas actividades que se toman como referencia:

Tabla 21. Matriz RACI del proyecto.

ACTIVIDAD	CARGO	R	A	C	I
Implementar las prácticas y metodologías asociadas a la gestión de riesgos (Identificar los riesgos, cualificar, cuantificar, y generar las acciones de mitigación o eliminación de los riesgos).	Líder del Proyecto		X		
	Profesional de Riesgos	X			
	Equipo del Proyecto				X
	Grupo Gerencial				X
	Cliente				X
	Equipo técnico			X	
Asegurar los recursos para la gestión de riesgos	Líder del Proyecto		X		
	Profesional de Riesgos	X			
	Equipo del Proyecto				X
	Grupo Gerencial		X		
	Cliente			X	
	Equipo técnico			X	

Fuente. El Autor.

No todos los miembros del proyecto deben tener diferentes asignaciones; por ejemplo, en la actividad denominada “asegurar los recursos para la gestión de

riesgos”, tanto el cliente, como el equipo técnico, deben ser consultados para poder determinar los recursos necesarios para la gestión de riesgos del proyecto, así mismo, tanto el líder del proyecto, como el grupo gerencial, deben asegurar la consecución de los recursos.

10.3. PRINCIPALES RIESGOS DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta las pruebas piloto ejecutadas, y los compromisos legales-ambientales, ya son conocidos los principales riesgos que pueden afectar al proyecto.

El primer riesgo inmerso, es precisamente un riesgo legal ambiental, y es el no poder ejecutar el proyecto. En el Capítulo 4, se calculó el impacto que tendrían las pérdidas por el cierre del permiso de explotación (El cierre del permiso de explotación es la consecuencia de no contar con un proyecto que evite el venteo o la quema de gas a la atmosfera, generando altas emisiones de GEI, lo cual no es permitido) en 3 de los principales campos de producción de la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

El impacto está calculado en 588,3 Millones de dólares.

Así mismo, el no ejecutar el proyecto, genera la consecuencia, de altas pérdidas económicas por el gas desperdiciado anualmente. De igual forma en el Capítulo 4, se realizó el cálculo de dichas pérdidas anuales en 3 de los principales campos de producción de la VRC. Las pérdidas anuales se estiman en USD 604,308.

Otros riesgos administrativo muy frecuente, es la demora en los equipos de larga entrega. Esto sucede frecuentemente en los procesos de compras y contratación, generado por una deficiente planeación de la compra. Como consecuencia se genera el retraso del proyecto, y por ende los compromisos con los entes del

Gobierno. El retraso de dichos equipos en otros proyectos ha generado demoras en la ejecución de los mismos, en promedio de 6 meses. Para su valoración, podemos tomar como referencia, 6 meses de pérdida monetaria por el valor del gas desperdiciado. Este sería de USD 302,000 (La mitad del valor anual referenciado en la Tabla 12).

Un riesgo técnico, es la no mantenibilidad de los equipos nuevos instalados por el proyecto. Este es un riesgo que se ha materializado en otros proyectos, y causa el retiro del equipo de funcionamiento, por no tener repuestos, ni rutinas de mantenimiento para tenerlos operativos. En uno de los proyectos piloto donde fueron empleados compresores de viga, estos fueron retirados entre otros, por causas como esta. El costo del equipo fue estimado en USD 60,000.

Se ubican los 4 anteriores riesgos dentro de la matriz de impacto y probabilidad, y posteriormente se genera el plan de mitigación.

Tabla 22. Matriz de gestión de Riesgos del Proyecto

RIESGO	ÁREA DEL RIESGO	IMPACTO	CLASIFICACIÓN DEL IMPACTO	PROBABILIDAD	CLASIFICACIÓN DE PROBABILIDAD	VALOR MONETARIO ESPERADO DEL IMPACTO
Cierre del permiso de explotación, por no ejecución del proyecto	Legal Ambiental	Cierre de las operaciones de un campo.	10	Con los cambios en la legislación que habrá en materia ambiental "es un hecho que ocurra"	10	MMUSD 588
Pérdidas anuales por el desperdicio del gas, al no ejecutar el proyecto	Económica	Desperdicio de valor anual por no poder recolectar y vender el gas	10	"Es un hecho que ocurra"	10	USD 604,000 (anuales)
Retraso en el proyecto por llegadas de equipos	Administrativos del proyecto (Compras y contratación)	Retraso del proyecto de hasta 6 meses, lo que puede generar aumento en el presupuesto del mismo	9	Alta	8	USD 302,000
Retiro de equipos del proyecto, por falta de mantenibilidad	Técnico - Operativo	Retiro de equipos y por ende mayores costos al proyecto	9	Alta	8	USD 60,000 por equipo.

Fuente. El Autor

Posteriormente se debe generar el plan de gestión del riesgo (eliminar, mitigar, transferir, o aceptar y/o convivir con el riesgo). Es importante verificar que no queden riesgo residuales (derivados de la gestión del riesgo asumida), o si los hay, igualmente realizar su gestión.

Tabla 23. Plan de mitigación de riesgos.

RIESGO	ÁREA DEL RIESGO	PLAN DE MITIGACIÓN	ACCIÓN DE MITIGACIÓN	RESPONSABLE DE LA ACCIÓN DE MITIGACIÓN	POSIBLE RIESGO RESIDUAL
Cierre del permiso de explotación, por no ejecución del proyecto	Legal Ambiental	Ejecutar el proyecto	Eliminar	Líder del proyecto y Patrocinador	Quedan todas las restricciones por sobrepasar (Costo, tiempo, alcance)
Pérdidas anuales por el desperdicio del gas, al no ejecutar el proyecto	Económica	Ejecutar el proyecto	Eliminar	Líder del proyecto y Patrocinador	Quedan todas las restricciones por sobrepasar (Costo, tiempo, alcance)
Retraso en el proyecto por llegadas de equipos	Administrativos del proyecto (Compras y contratación)	Realizar la ingeniería y la compra del equipo con suficiente tiempo de antelación al tiempo requerido (Proceso de compras tempranas)	Mitigar	Líder del proyecto / Planeador de compras	Queda la restricción de la Gestión de Compras efectiva
Retiro de equipos del proyecto, por falta de mantenibilidad	Técnico - Operativo	Generar las capacitaciones del equipo, entrega de manuales, y repuestos, y la creación del mismo en el sistema de rutinas programadas	Mitigar	Líder del proyecto / profesional de caracterización / Gerente de activo	Queda la restricción del cumplimiento de todas las acciones.

Fuente. El Autor

Posteriormente iniciadas las acciones, se debe hacer un seguimiento semanal a las mismas. Con este ejemplo de 4 riesgos asociados al proyecto, se tendría trazabilidad del plan de gestión de riesgos que se debe ejecutar.

11. PLAN DE GESTIÓN DE INTERESADOS

Con este Plan de Gestión se pretende generar un esquema que permita llevar a cabo una adecuada identificación, involucramiento y gestión de los interesados que participarán en la Gestión de Emisiones de Gases Efecto Invernadero. El entregable constará de la identificación de los interesados con su respectiva matriz de poder, influencia e impacto.

El primer paso del proyecto es identificar a todos sus interesados, ya que al ser identificados lo más temprano posible, se evita la generación de solicitudes de cambio al proyecto, lo cual seguramente generará retrasos. Una vez identificados, se debe conocer que influencia tendrán en el proyecto, para lo cual inicialmente se adquieren las expectativas de los mismos. Una vez identificada la expectativa de este, y debidamente caracterizada su influencia, se debe trazar un plan ya sea, para involucrar al interesado, o para mantenerlo informado del proyecto. Parte fundamental es definir cómo será la comunicación con los interesados. En el capítulo 9 se encuentran los informes y reuniones que se derivarán del proyecto. Es importante definir para cada interesado que tipo de informe se le debe enviar, o a que reunión se le debe invitar.

En caso de tener que involucrar activamente al interesado en el proyecto, se le realizará un plan de seguimiento, de gestión de compromisos y de interés, ya que es posible, que solo participe activamente en cierta etapa del proyecto. Una vez identificados los interesados, se recomienda seguir los siguientes pasos:

1. Determinar a todos los interesados por nombre.
2. Identificar los requisitos de cada uno de los interesados hacia el proyecto.
3. Identificar qué tipo de intereses tienen los interesados en el proyecto.
4. Determinar el nivel de influencia de los interesados en el proyecto.

Toda la información de los interesados identificados se debe incluir en la “matriz de registro de los interesados”. Se recomienda el uso de la siguiente matriz para registrar a los interesados. En la misma se toman 4 ejemplos, de interesados de este proyecto de reducción de emisiones de GEI, tomado de las experiencias de las pruebas piloto realizadas. Se recomienda implementar e identificar a todos los interesados que sea posible.

En el ejemplo, se evidencia que la persona con mayor impacto en el proyecto, es el patrocinador o *sponsor*, ya que mismo es el que aprueba los recursos para la ejecución del proyecto, y quien al final solicita su seguimiento y sus resultados. El plan de gestión para dicho interesado debe permitirle a este permanecer en contacto con el proyecto, conocer sus avances, y gestionarle sus requerimientos y expectativas durante toda la vida del proyecto.

También es fundamental caracterizar a los entes externos; en este caso, es el mismo Gobierno representado por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), quien juega un papel fundamental, ya que el desarrollo del proyecto, le permitirá a la empresa operadora (en este caso Ecopetrol S.A.), estar en cumplimiento con la normatividad expuesta.

Otros interesados fundamentales, están compuestos por operaciones, es decir, los departamentos de producción y mantenimiento, quienes recibirán todos los equipos, por lo cual lo más importante para ellos, es contar con equipos debidamente capitalizados, a los cuales se les puedan crear rutinas de mantenimiento, y puedan ingresar a la operación sin generar contratiempos.

Los entes externos como las comunidades son fundamentales para el proyecto, ya que pueden generar bloqueos si no se cumplen sus requisitos. La gestión con estos interesados es especial, y debe partir inclusive antes de iniciar el proyecto.

Tabla 24. Registro de interesados

TITULO DEL PROYECTO			PROYECTO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN LA VRC			NÚMERO DEL PROYECTO		DEL		001
IDENTIFICACIÓN	NOMBRE	TÍTULO	DEPARTAMENTO / SECCIÓN	CONTACTO (TELEFONO / CELULAR)	IMPACTO					
					REQUISITOS PRINCIPALES	EXPECTATIVAS PRINCIPALES	ROL EN EL PROYECTO	NIVEL DE INFLUENCIA (1 A 5)	NIVEL DE PODER (1 A 5)	CALIFICACIÓN
01	Carlos Ramirez	Ingeniero	Vicepresidencia	42501	(*) Cumplimiento de Alcance, tiempo y costo del proyecto.	(*) Que el proyecto permita mostrar la responsabilidad social y ambiental de la empresa.	Sponsor o Patrocinador	5	5	25
02	Mario Hormizda	Ingeniero	ANH	31329 42854	(*) Ejecución del proyecto en menos de 2 años.	(*) Que Ecopetrol S.A. por medio del proyecto controle y elimine sus emisiones de GEI	Interesado	5	2	10
03	Argemiro Rodriguez	Ingeniero	Depto. De Producción / Operaciones	39541	(*) Que el proyecto le solucione la problemática operativa de las emisiones.	(*) Que el proyecto le entregue debidamente capitalizados y comisionados todos los equipos.	Interesado	4	2	8
04	Laura Perez	Señora	Gremio de la Comunidad	30112 32254	(*) Que el proyecto incluya personal de la región.	(*) Que el proyecto traiga prosperidad económica y social para la comunidad.	Interesado	4	1	4

Fuente. El Autor

12. PLAN DE GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES

Con este Plan de Gestión se pretende identificar las barreras que se podrían generar al realizar las adquisiciones, y proponer las rutas que puedan facilitar su Gestión.

Las preguntas frecuentes que surgen al gestionar las adquisiciones de un proyecto son: ¿Cómo se realizará el análisis de hacer o comprar?, ¿Qué bienes y servicios se deben comprar para este proyecto?, ¿Cómo se comprarán?, ¿Quiénes son los vendedores potenciales?, ¿Qué criterios de selección se utilizarán?

Para dar respuesta a dichas preguntas, y poder guiar la gestión de adquisiciones, se iniciará referenciando la experiencia en la gestión de adquisiciones generada durante las pruebas piloto. Esto servirá para tomar la mejor decisión entre “hacer o comprar”, además de describir los equipos que se deberán adquirir y sus servicios durante la ejecución del proyecto; de igual forma, se identificará al forma en la que se recomienda comprar dichos equipos, y la forma de seleccionar los vendedores. Posteriormente, se mencionarán los principales roles en la gestión de compras.

12.1 BIENES Y SERVICIOS ASOCIADOS AL PROYECTO

De acuerdo a las experiencias en proyectos similares, y a las pruebas piloto realizadas, los bienes y servicios asociados al proyecto se pueden dividir en los siguientes grupos:

- Compra de equipos de larga entrega, como los son compresores, unidades recuperadores de vapor, y la tubería requerida para instalar las redes de anulares.
- Servicios, como la ejecución de las ingenierías requeridas para la compra, e instalación de equipos, análisis hidráulicos y de proceso.

Cada uno de estos debe ser gestionado, teniendo en cuenta el proceso interno de la empresa en cuanto a proveedores calificados y vehículos contractuales. A continuación se mencionan los roles y responsabilidades del equipo del proyecto en la gestión de adquisiciones, para poder estructurar la compra de bienes y servicios del proyecto.

La siguiente tabla presenta algunos de los vehículos contractuales que fueron empleados en las pruebas piloto, su aplicación y recomendación:

Tabla 25. Vehículos contractuales, aplicación e implementación

VEHICULOS CONTRACTUALES	APLICACIÓN	IMPLEMENTACIÓN RECOMENDADA
Inteligencias de mercado	Se emplearon para seleccionar equipos robustos como compresores	Se puede implementar en donde existan empresas idóneas para la ingeniería, instalación, montaje y puesta en operación de equipos de larga entrega
Ingenierías "in house"	Se implementaron para realizar análisis hidráulicos	Se puede aprovechar la experticia del personal directo de ingeniería, en ingenierías pre conceptuales, conceptuales, y básicas.
Contrato marco para ingenierías	Se implementaron en labores civiles , mecánicas y eléctricas	En un mecanismo mediante el cual se puede ejecutar la etapa de construcción del proyecto

Fuente. El Autor

Desde el punto de vista del análisis del hacer o comprar, se han ejecutado de forma directa las actividades iniciales, tales como las ingenierías conceptuales y los procesos de selección de empresas para su contratación. Las actividades especializadas, se han ejecutado con terceros, para transferir los riesgos técnicos que en esta se derivan.

Los criterios de selección de los proveedores, se deben incluir en los documentos previos a solicitud de una adquisición, para darle al vendedor una comprensión de

las necesidades, y para ayudarle al vendedor a decidir si hace una propuesta para el trabajo. Mínimo se debe documentar la siguiente información:

- Experiencia en este tipo de proyectos. Por ejemplo, si buscamos una empresa que proporciona compresores de anulares, se debe exigir la experiencia de dicha empresa en esta aplicación debidamente documentada.
- Estabilidad financiera de la empresa.
- Precio o costo del ciclo de vida del equipo.
- Capacidad técnica.
- Capacidad para completar el trabajo a tiempo.

Esta documentación servirá para caracterizar al vendedor, y mitigar el riesgo de un incumplimiento técnico o administrativo en la obra o la labor a desempeñar.

Como conclusión, inicialmente se debe realizar un listado que detalle todas las necesidades en compras y contratación, y frente a estas los vehículos contractuales dispuestos en el momento; es decir, si se van a emplear contratos marco, o centralizados, verificar cuales de estos existen y permiten ser empleados. De lo contrario se deberá realizar una inteligencia de mercado, que permita una selección cerrada o abierta, dependiendo la experiencia de los vendedores en este tipo de proyectos.

12.2 ROLES Y RESPONSABILIDADES DE LA GESTIÓN DE ADQUISICIONES

Una parte importante del proceso de adquisiciones, es el rol del líder del proyecto en dicho proceso. A continuación se mencionan algunas de sus responsabilidades:

- Conocer el proceso de las adquisiciones para saber qué sucederá en cualquier momento, y planificar su consecuencia.

- Comprender lo que significan los términos y condiciones de cada contrato que se elaboren. Esto es fundamental para establecer el seguimiento y control de las adquisiciones.
- Incorporar al proyecto, los riesgos que se puedan generar en el proceso de las adquisiciones.
- Ayudar a planificar los contratos, de acuerdo a las necesidades únicas del proyecto.
- Incluir el tiempo de la planeación de los contratos en el cronograma del proyecto.
- Involucrarse en los procesos de negociación de los contratos, manteniendo los buenos términos para ambas partes, con el objetivo de generar sinergia en dicha contratación.
- Gestionar el cumplimiento del contrato, protegiendo la integridad del proyecto.
- Garantizar que se realice todo el trabajo pactado del contrato, tal como presentación de informes, entregables legales, y técnicos del mismo.
- Realizar el control de cambios correspondiente a la gestión de contratos.

Si se cumplen dichas actividades, se asegura gran parte de la Gestión de Adquisiciones del proyecto.

De igual forma, estos son los roles y las responsabilidades del profesional de compras o profesional de abastecimiento:

- Asegurar los procesos de compras y contratación con la calidad y oportunidad requerida para el proyecto.
- Definir riesgos en su especialidad y participar en la definición de riesgos y estructura de trabajo del proyecto.
- Identificar junto con el equipo los escenarios para la oportunidad de negocio
- Construir y definir las Alternativas de Negocio junto con el equipo de la ON.

- Suministrar información de requerimientos generales para abastecimiento en la elaboración del caso de negocio.
- Realizar y soportar estudios de mercado para el proyecto, cuando sea requerido.
- Aportar lecciones aprendidas que apliquen para la estructuración de la oportunidad de negocio desde su disciplina.
- Realizar entregas programadas en la fase a Gestión Documental de la información del proyecto que sea relevante desde su rol para su aseguramiento y adecuada disposición.
- Proponer y evaluar las estrategias de compras y contratación para cada alternativa, desde el punto de vista de abastecimiento y recomendar la mejor estrategia durante la evaluación de alternativas para el proyecto.
- Proveer información de su disciplina para la aplicación de prácticas de incremento de valor en el proyecto.
- Definir con el Líder del Proyecto, las estrategias de compras y contratación para elaboración del presupuesto.
- Participar activamente en los comités de compras y contratación.
- Implementar las acciones decididas en el comité de compras y contratación.
- Soportar procesos de negociación de contratos cuando es requerido.
- Implementar planes de acción según lecciones aprendidas identificadas que tengan que ver con su disciplina.
- Documentar y aplicar lecciones aprendidas de su disciplina para el proyecto.
- Analizar impacto de controles de cambio desde su disciplina.
- Apoyar la gestión internamente en la dirección de abastecimiento, de los procesos de compras y contratación aprobados.
- Tramitar reclamaciones ante proveedores de compras.
- Realizar auditorías externas e internas a procesos de fabricación de equipos y materiales.

- Realizar evaluación técnico-económica de ofertas de compras y contratación.
- Hacer seguimiento y generar informe del estado de los procesos de compra y contratación del proyecto.
- Generar controles de cambios si es requerido desde su disciplina y comunicar estos oportunamente al Líder de Proyecto.
- Entregar Dossier de compras al Líder del Proyecto.
- Realizar monitoreo y seguimiento al desarrollo de la estrategia de abastecimiento para el proyecto.
- Participar en la evaluación “Expost” técnica del proyecto cuando sea requerido y suministrar la información de su disciplina para el desarrollo de los talleres de la actividad cuando sea requerido.

13. CONCLUSIONES

Las principales fuentes de emisiones detectadas relativas a los sistemas de petróleo y gas de la VRC de Ecopetrol S.A, se tienen: fugas de los equipos, pérdidas por descarga, venteo operativo, y la quema en tea.

Se identificó, que la Vicepresidencia Regional Central es la responsable del 20% de las emisiones de GEI del proceso de producción en Ecopetrol S.A., lo cual indica que aporta el 8,2% de las emisiones de la empresa. Las emisiones de GEI en el año 2013 se estimaron en 661.230 toneladas de CO₂e, razones por las cuales se requiere de un plan de gestión que genere su mitigación o eliminación.

Las oportunidades identificadas para la mitigación de emisiones en la VRC de Ecopetrol S.A., son: actualización de tea convencional a tea de auto-ignición, eliminación de tea por aprovechamiento de los gases en motores de combustión interna, recolección de gas de anulares, reducción de venteo en tanques de almacenamiento y en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores.

Se estimó que anualmente se pagan por conceptos de regalías cerca de USD 604,308 por desperdicio o quema de gas. El cierre de los campos es la multa máxima que se puede llegar a generar por el incumplimiento de la normatividad en explotación de campos de Hidrocarburos, y el Ministerio de Minas y Energía tiene como potestad, el ordenar el cierre de un campo de producción de Hidrocarburos, si no hay acciones que conlleven a una explotación óptima.

Bajo las premisas de tiempo, volumen de emisiones de GEI, y de la viabilidad de las soluciones técnicas, podemos definir como enunciado del alcance para el proyecto: Generar la reducción o eliminación de 661,130 Toneladas de CO₂ equivalente de emisiones de GEI en un término de 2 años a partir de la aprobación formal del proyecto, en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A.

En el cronograma, las actividades que se encuentran en la ruta crítica son las compras de larga entrega, adquisición de permisos, y el diseño de procesos. Para asegurar la correcta ejecución de dichas actividades, deberán intervenir en la planeación y ejecución: el líder del proyecto, o líder de la iniciativa, el Departamento de Gestión y Crecimiento, sección encargada de la gestión y

cargue de recursos, el Coordinador de compras y contratación, el área de viabilidad ambiental, y el tomador de decisión, en este caso es el Gerente de Activo, quien aprobará dicho cronograma, y aprobará el cambio de fases, de acuerdo al proceso de maduración del proyecto.

Los roles que fueron definidos como transversales hacia el proyecto serían: profesional de yacimientos, profesional de ingeniería, profesional de gestión y crecimiento (profesional financiero), profesional de compras y contratación, profesional de Gestión Social y de Seguridad Física, profesional de la dirección de proyectos, profesional de gestión inmobiliaria, y profesional de asesoría jurídica.

Los informes que se definieron para generar los lineamientos para una efectiva comunicación, dentro del equipo de gestión, y desde este hacia las gerencias administrativas, son: Informe inicial de medición de emisiones, Informes de seguimiento al proyecto, Informes mensuales de ejecución del proyecto, Informes ejecutivos del proyecto, Informes del pre arranque seguro, Informes de las auditorías internas para la verificación de emisiones posterior al proyecto, Informe de la Gestión de Riesgos, Informe final de entrega del proyecto, Informe de la evaluación “expost” del proyecto, e Informes de seguimiento a las emisiones posteriores a la entrega del proyecto.

Se definió el siguiente procedimiento para una correcta gestión de riesgos: se identificaron los riesgos con base en las pruebas piloto realizadas, se evaluó su impacto bajo la escala de severidad, posteriormente se calificó la probabilidad de ocurrencia, se priorizaron y se generó su plan de acción.

Como resultado de implementar la matriz de influencia e impacto realizada para los interesados, los principales identificados fueron: el patrocinador del proyecto, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y los gremios de la comunidad. A los mismos se le debe generar un seguimiento a su involucramiento desde el mismo momento de inicio del proyecto, hasta su cierre.

Los principales bienes que se identificaron para el proyecto fueron: compresores, unidades recuperadores de vapor, y la tubería requerida para instalar las redes de anulares, y como servicios: la ejecución de las ingenierías requeridas para la compra, e instalación de equipos, análisis hidráulicos y de proceso. Para los mismos se deben emplear los vehículos contractuales como las inteligencias de mercado, las ingenierías “in house” y los contratos marco para ingenierías.

14. RECOMENDACIONES

Ejecutar el proyecto de reducción de emisiones empleando este plan de gestión, que permite asegurar una planeación y ejecución apropiada al mismo, basada en la experiencia de proyectos similares, y a la necesidad en alcance, tiempo y costo requerido, para mitigar o eliminar las emisiones identificadas en fugas de los equipos, pérdidas por descarga, el venteo operativo, y la quema en tea, como las más importantes.

Realizar una apropiada gestión con los entes reglamentarios como la ANH, el Ministerio de Minas y Energía, y ANLA, con el objetivo de informarlos y ponerlos en el contexto del proyecto, aprovechando que el área de aplicación es la responsable del 8,2% de las emisiones de Ecopetrol S.A.

Realizar eventos de gestión del conocimiento tales como talleres de trabajo, congresos o foros, para implementar tecnologías que sobre salgan técnica y económicamente en procesos como actualización de tea convencional a tea de auto-ignición, reducción de emisiones por eliminación de tea y aprovechamiento de los gases en motores de combustión interna, recolección de gas de anulares, reducción de venteo en tanques de almacenamiento y reducción de venteos en las operaciones de cargue, descargue y transporte de carrotanques o contenedores.

Con una correcta administración de los entes legales, en vista al proyecto de reducción de emisiones, se lograría disminuir los pagos de regalías, multas y sanciones generadas por una incorrecta gestión de emisiones. Se recomienda tener un frontal que realice esta labor.

Utilizar la técnica del Valor Ganado, con el fin de evidenciar el avance del proyecto. Construir su línea base, y gestionar debidamente las contingencias técnicas y administrativas. En caso de tener que realizar cambios en la línea base, estos deben ser aprobados en el comité de control de cambios, y por ende se deberá ajustar la línea base.

Para las actividades de la ruta crítica, se debe implementar un control adecuado, con el objetivo que estas inicien con prontitud y no interfieran en la planeación y ejecución del proyecto. En el cronograma se incluyeron colchones de tiempo en estas actividades, sin embargo el control de las mismas es fundamental.

Tener el equipo del proyecto debidamente conformado, de acuerdo al esquema diseñado para el mismo. Cualquier cambio en la estructura iría en detrimento del costo, tiempo y/o alcance.

Realizar debido control a los informes del proyecto, especialmente en su etapa inicial de envío, ya que mediante estos se gestionarán las comunicaciones del proyecto.

Ejecutar los planes de acción propuestos para los riesgos identificados. Adicionalmente realizar mesas de trabajo para identificar, cuantificar y obtener los planes de acción, a más riesgos que se puedan considerar como potenciales.

Implementar los vehículos comerciales seleccionados, con el objetivo de facilitar la gestión de compras del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- BRAVO Mendoza, Oscar y SANCHEZ Celis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tercera Edición, Publicado por Bravo & Sanchez EU. Bogotá, 2009.
- CAMARGO, Faustino. Diseño, Operación y Mantenimiento de Gasoductos. Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga, Septiembre de 2009.
- DEL VASTO, Gustavo A. Redes de Distribución del Gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga, Septiembre de 2009.
- LUQUE Ortiz, Santiago. Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos del campo Nare. Monografía para optar al título de Especialista en la Especialización de Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2004.
- MCCOY, James y PODIO, Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. Artículo técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos, SPE 14254.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Normas Técnicas en Materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Resolución 1495 del 2 de Septiembre de 2009.
- MULCAHY, Rita. Preparación para el examen PMP, quinta edición, 2014.
- PARRA Vega, Jose D. Administración del Gas III. Evaluación de Proyectos de gas. Especialización de Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga, Mayo de 2009.

- PMBOOK. Project Managment Institute, Quinta Edición, 2013.
- SACHICA Avila, Jorge A. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol S.A. Especialización de Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2010.
- SACHICA Avila, Jorge A. Estudio de prefactibilidad para la recolección de gas de anulares de los pozos de los activos Lisama, Provincia y Llanito de Ecopetrol S.A Especialización en Gerencia y Evaluación de Proyectos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2012.
- VANEGAS Angarita, Oscar. Ingeniería Económica. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Noviembre de 2008.
- YAÑEZ Angarita, Edgar Eduardo. Metodología de identificación y valorización de emisiones fugitivas de Metano en campos de producción. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga 2013.
- YAÑEZ Angarita, Edgar Eduardo. Informe con las oportunidades de reducción de emisiones de metano en Ecopetrol S.A., basado en las actividades del convenio Ecopetrol – EPA (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos). Fase 1. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga 2013.
- YAÑEZ Angarita, Edgar Eduardo. Construcción de indicadores de intensidad de emisión de Gases Efecto Invernadero para el área de producción de Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga 2013.

ANEXOS

ANEXO A ¿QUÉ SON LAS EMISIONES DE GEI?

- Una Fuente de GEI o Gas de Efecto Invernadero, es cualquier proceso que libere emisiones de este tipo a la atmósfera. Estos gases tienen implicaciones negativas en el cambio climático.
- Los seis GEI reconocidos internacionalmente por el protocolo de Kioto son:
 - ✓ Dióxido de carbono (CO_2)
 - ✓ Metano (CH_4)
 - ✓ Óxido nitroso (N_2O)
 - ✓ Hidrofluorocarbonos (HFC)
 - ✓ Perfluorocarbonos (PFC)
 - ✓ Hexafluoruro de azufre (SF_6)
- Cada gas tiene efectos diferentes sobre el cambio climático. El impacto se mide a través de su Índice de Potencial de Calentamiento (IPCC), que establece una unidad universal de medición de las emisiones de GEI: tCO_2e

La siguiente tabla presenta los gases de efecto invernadero, su fórmula y su potencial de calentamiento (IPCC):

Principales gases de Efecto invernadero

Nombre	Fórmula	IPCC 2005
Dióxido Carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Oxido Nitroso	N ₂ O	298
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	22,800
Hidrofluorocarbonos		
HFC-23	CHF ₃	14,800
HFC-134a	CH ₂ FCF ₃	1,430
HFC-143a	CH ₃ CF ₃	4,470
HFC-152a	CH ₃ CHF ₂	124
Perfluorocarbonos		
PF ₆ -14	CF ₄	7,390
PF ₆ -116	C ₂ F ₆	12,200

Fuente. El Autor