

**Análisis de la viabilidad de un sistema de aprovechamiento de gas combustible para la generación e inyección de vapor en el proceso de recuperación de crudo en pozos productores de la gerencia de desarrollo y producción Teca**

**Sandra Liliana Pinzón Macías**

**Trabajo de Grado para optar el título de Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director**

**Julio César Pérez Angulo**

**Especialista en Ingeniería del Gas**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Especialización en Ingeniería del Gas**

**Bucaramanga**

**2020**

### **Dedicatoria**

Hay que caminar sin miedo que Dios nos va acompañando en cada paso y sostiene nuestra vida siempre, si la vida se complica, multiplica tu FE. Gracias señor porque permites un logro más en mi vida académica y profesional, todo esto ha sido posible por tu voluntad y doy gracias por la paciencia de mi hija Paula Andrea, de mi esposo Edgar Alonso y a mis padres Jorgito y Paulina, porque siempre son un apoyo incondicional aunque ellos no lo noten. Ustedes han sido un pilar fundamental en el desarrollo de mis propósitos y mis metas a lo largo de mi vida.

A todas las personas, compañeros y amigos que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación tanto profesional y como ser humano.

### **Agradecimientos**

En estas líneas quiero agradecer a todas las personas que hicieron posible esta investigación y que de alguna manera estuvieron conmigo en los momentos difíciles, alegres, y tristes. Estas palabras son para ustedes. A todos y cada uno, gracias por su comprensión y apoyo, pero sobre todo gracias infinitas por la paciencia que me han tenido. No tengo palabras para agradecerles las incontables veces que me brindaron su apoyo en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida, unas buenas, otras malas, otras locas. Gracias por darme la libertad de desenvolverme como ser humano.

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	13
1. Objetivos .....	15
1.1 Objetivo general.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	16
1.3 Justificación .....	16
1.4 Alcance .....	18
2. Generalidades.....	19
2.1 Gas natural .....	19
2.2 Yacimientos de gas natural .....	22
2.3 Clasificación del gas natural .....	23
2.3.1 Gas Seco.....	23
2.3.2 Gas Húmedo.....	24
2.3.3 Gas Condensado.....	24
2.4 Ventajas del gas natural como fuente energética.....	24
2.4.1 Ventajas.....	24
2.5 Especificaciones de calidad del gas natural .....	25
2.5.1 Contenido de agua.....	25
2.5.2 Contenido de H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> y compuestos sulfurados. ....	25

2.5.3 Valor Calorífico. ....	25
2.5.4 Punto de rocío de hidrocarburos. ....	26
2.6 Marco de política y regulatorio del gas natural en Colombia.....	27
3. Marco de referencia .....	28
3.1 Recuperación Primaria.....	30
3.2 Recuperación Secundaria.....	31
3.3 Recuperación Terciaria .....	31
3.4 Yacimientos de petróleo pesado .....	32
3.5 Quema de gas.....	34
3.5.1 Volumen.....	35
3.5.2 Calidad. ....	35
3.5.3 Localización.....	35
3.5.4 Transporte y Distribución. ....	36
3.5.5 Comercialización, estructura y desarrollo de los mercados.....	36
4. Resultados .....	37
4.1 Establecimiento de las condiciones actuales relacionadas con la generación de 1,8 MMSCFD gas en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca. ....	37
4.1.1 Sistema de manejo de gas y alivios.....	38
4.1.2 Acciones realizadas en el montaje de módulo 1. ....	39
4.1.3 Acciones realizadas en el montaje de módulo 4. ....	40
4.1.4 Acciones facilidades de pozos. ....	40
4.2 Variables tecnológicas para el aprovechamiento de gas generado en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción TECA. ....	43

---

4.2.1 Volumen a manejar.....	43
4.2.2 Temperatura del gas.....	43
4.2.3 Composición del gas.....	44
4.3 Diseño técnico operacional para el aprovechamiento de gas generado en campo teca perteneiente a la Gerencia de Desarrollo y Producción TECA.....	45
4.3.1 Condiciones operacionales.....	45
4.3.2 Análisis de la viabilidad de la planta de tratamiento de gas.....	46
4.3.3 Cálculo línea base .....	47
4.3.4 Cálculo de ahorro.....	47
4.3.5 Ahorro mensual.....	48
4.4 Permisos de emisión atmosférica para fuentes fijas.....	48
5. Conclusiones.....	51
6. Recomendaciones .....	52
Referencias Bibliográficas.....	53

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. El gas como insumo energético mundial.....	20
Figura 2. Tratamientos aplicados al gas.....	26
Figura 3. Descripción general del módulo 1 campo teca.....	38
Figura 4. Manejo de gas actual en campo Teca-Cocorná. ....	39
Figura 5. Sistema de medición y tea módulo 1.....	39
Figura 6. Sistema de medición y tea módulo 4. ....	40
Figura 7. Descripción general del módulo 1 campo teca facilidad para aprovechamiento del gas. ....	42
Figura 8. Análisis cromatográfico gas campo Teca- Cocorná.....	44
Figura 9. Diagrama de proceso planta tratamiento de gas.....	45
Figura 10. Emisiones totales por tipo de fuente.....	49

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Registro mensual de quema de gas en campo teca año 2019</i> .....	41
Tabla 2. <i>Temperatura del gas producido</i> .....	43

## Resumen

**Título:** Análisis de la viabilidad de un sistema de aprovechamiento de gas combustible para la generación e inyección de vapor en el proceso de recuperación de crudo en pozos productores de la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca\*

**Autor:** Sandra Liliana Pinzón Macías\*\*

**Palabras Claves:** Aprovechamiento, generadores, quemas. Inyección cíclica, GEI

### Descripción:

El área de investigación de esta monografía, se centra en un campo maduro de crudo pesado, que, por su condición, requiere el uso de inyección cíclica de vapor en la recuperación de dicho crudo. Este proceso se realiza por medio de generadores de vapor que va a los pozos productores y hace uso de gas suministrado por un tercero para este proceso.

El gas generado en el campo, por red de anulares o dentro de los módulos 1 y 4, no está siendo aprovechado y está siendo llevado hacia TEA para ser quemado, se calcula que aproximadamente un tercio del gas asociado producido es quemado o venteado y estos representan el origen de grandes emisiones de dióxido de carbono y metano a la atmósfera. Esto además de ocasionar aumento en el costo del proceso de inyección de vapor, genera aumento en los GEI a razón de todo el gas que se dispone al ambiente.

Esta última condición, hace necesario analizar la viabilidad de un sistema para el aprovechamiento de gas combustible en la generación de vapor dentro del proceso de recuperación de crudo en pozos productores de la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca, en busca disminuir el aporte del GEI y reducir los costos por compra del gas a terceros.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Petróleos, Especialización en Ingeniería del Gas. Director Julio Perez Especialista en Ingeniería del Gas

## Abstract

**Title:** Analysis of the viability of a fuel gas exploitation system for steam generation and injection in the crude oil recovery process in producing wells of the Teak Development and Production Management\*

**Author:** Sandra Liliana Pinzón Macías\*\*

**Keywords:** Use, generators, burns. Cyclic injection, Gas Greenhouse Effect

### Description:

The research area of this monograph focuses on a mature field of heavy crude, which, due to its condition, requires the use of cyclic steam injection in the recovery of said crude oil. This process is carried out by means of steam generators that goes to the producing wells and makes use of gas supplied by a third party for this process.

The gas generated in the field, by ring network or within modules 1 and 4, is not being used and is being taken to ASD to be burned, it is estimated that approximately one third of the associated gas produced is burned or vented and those represents the origin of large emissions of carbon dioxide and methane into the atmosphere. This, in addition to causing an increase in the cost of the steam injection process, generates an increase in GEI (Gas Greenhouse Effect) due to all the gas available to the environment.

This last condition makes it necessary to analyze the viability of a system for the use of combustible gas in steam generation within the process of recovering crude oil in producing wells of the Teak Development and Production Management, in order to reduce the contribution of GEI (Gas Greenhouse Effect) and reduce costs for gas purchases from third parties.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenieria Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos, Especialización en Ingeniería del Gas. Director Julio Perez Especialista en Ingeniería del Gas

## Introducción

En la industria del petróleo se ha destacado Ecopetrol, empresa colombiana de petróleos, por ser líder en la exploración, explotación, refinación y comercialización de hidrocarburos, al igual que todos los derivados de este. Dentro del compromiso con el medio ambiente y las poblaciones aledañas donde Ecopetrol desarrolla sus actividades económicas, está la disminución la quema de gas combustible, permitiendo un aprovechamiento favorable del usando el gas que se produce en los campos, reduciendo las emanaciones al medio ambiente y generando una ganancia sustancial otorgada por dar un uso al gas en lugar de quemarlo.

El gas extraído por los anulares de los pozos productores del campo, requiere pasar por un tratamiento y posterior a esto facilite su poder calorífico para generar el vapor requerido para ser inyectado nuevamente a la formación, ayudando en la recuperación del crudo.

En la zona de campo teca la producción alcanzó una tasa máxima de 22.800 BOPD en marzo de 1986. Para el año de 1992, el campo suspendió su producción debido a que ocurrió una falla en la refinería de Barrancabermeja, posterior a esto la producción del campo empezó a declinar durante cinco años. Fue hasta el año de 1999 cuando se retomaron los proyectos de inyección cíclica de vapor, donde se alcanzaron tasas de hasta 22.000 BOPD con 294 pozos, donde algunos de estos pozos han sido sometidos hasta de 14 ciclos de inyección de vapor.

Para el año 2003, la tasa de producción se declinó de tal manera hasta llegar a 1500 BOPD en promedio para el año de 2010. A diciembre de 2012 se registró una cantidad de 226 pozos activos, de 372 pozos perforados en el campo Teca Cocorná. En términos generales, cada pozo ha sido

estimulado con una cantidad de calor que varía entre 3.000 y 7.000 millones de unidades térmicas británicas (BTU) de vapor, con periodos de producción que van de 6 a 10 meses. En abril de 2017, se reportó que la mayoría de pozos en el campo de estudio han recibido más de 10 ciclos de inyección de vapor, ocasionando que haya una alta tasa de producción de agua y una baja tasa de producción de petróleo.

El campo Teca-Cocorná, ubicado en el valle medio del Magdalena, lleva realizando ciclos de inyección de vapor para recuperar el petróleo in situ, debido a que su respectivo yacimiento posee crudos de 12.5° API y su movilidad dentro del yacimiento @ 100 °F de temperatura es muy pobre; esta técnica ha llevado el yacimiento a recuperaciones de hasta el 12% aproximadamente en 40 años de desarrollo del campo (Fonseca Gómez & Sánchez Burbano, 2017).

El presente trabajo de grado consiste en analizar la viabilidad de aprovechar el gas producido en campo teca de la gerencia de desarrollo y producción teca, para ser usado en la inyección cíclica de vapor a los diversos pozos del campo, favoreciendo su aprovechamiento, aumentando el factor de recobro y disminuyendo la posibilidad de ser quemado, generando un proceso más limpio y amigable con el medio ambiente.

## 1. Objetivos

Basados en la metodología descriptiva, se pretende definir la viabilidad para aprovechar del gas que es producido en Campo Teca-Cocorná, este gas actualmente es quemando por medio de Teas en el campo y no es aprovechado para el proceso de extracción de crudo actualmente utilizado. En busca demostrar que al dar uso a este gas como combustible, que por medio facilidades que permitan la inyección de vapor a los pozos productores existentes en este campo petrolero, se de la reducción de costos al no tener que compra el gas requerido a un tercero, la reducción de costos por el pago de los permisos que otorga la autoridad ambiental por la quema de gas y generar un proceso más limpio, amigable con el medio ambiente al evitar la quema del gas producido por los anulares de pozos y en módulo 1 de campo Teca Cocorná, además de generar un aporte significativo en la reducción de GEI.

### 1.1 Objetivo general

Realizar el análisis de la viabilidad de un sistema de aprovechamiento de gas combustible para la generación e inyección de vapor en el proceso de recuperación de crudo en campo teca perteneciente a la gerencia de desarrollo y producción teca.

## 1.2 Objetivos Específicos

Establecer las condiciones actuales relacionadas con la generación de gas en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca.

Identificar las diferentes tecnologías que permitan el aprovechamiento de gas generado en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca.

Proponer un diseño técnico operacional que permita realizar el aprovechamiento de gas generado en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca.

Presupuestar la reducción del costo de compra de gas combustible para la generación de vapor con la implementación diseño técnico operacional el aprovechamiento de gas generado en campo Teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca.

## 1.3 Justificación

En el proceso de extracción realizada por la industria del petróleo, se ha identificado que el gas encontrado posee características favorables para ser utilizado en diversos procesos. Una de estas características es el alto poder calorífico, el cual puede ser aprovechado como combustible en los generadores de vapor utilizados en el proceso de recuperación terciaria de crudo en campo teca perteneciente a la gerencia de desarrollo y producción teca.

En la zona norte campo Teca-Cocorna, se realiza un autoconsumo aproximado del 43% del gas producido en todo el campo para la generación de energía por medio de motores Arrow en las unidades de bombeo; además se conoce que el gas utilizado en el proceso de generación de vapor es suministrado por un tercero, es decir que el 57% restante de la producción de dicho gas está

siendo quemado, debido a que no se cuenta con la facilidad necesaria para un tratamiento de gas que permita tener como resultado el aprovechamiento del mismo.

En el campo, se realiza la inyección de vapor de manera cíclica a los pozos productores para disminuir la viscosidad y aumentar el desplazamiento del crudo, se evidencia la necesidad de analizar la viabilidad de establecer un diseño que permita aprovechar dicho gas producido en campo, reduciendo el costo por la compra del mismo, y causando un aporte positivo en la disminución de emisiones atmosféricas (EA), además de los posibles efectos a la salud de personas y a minimizar los costos por permisos para quema del gas, e indicadores con los que cuenta Ecopetrol S.A. relacionados con los gases efecto invernadero GEI.

Campo teca es un campo maduro que contiene crudo pesado, fue desarrollado haciendo uso de producción primaria y técnicas de estimulación con inyección cíclica de vapor. Para el año de 2015 el campo fue reactivado, donde se contemplan contar con 360 pozos productores y 139 pozos de inyección de vapor continúa; 7 pozos de suministro de agua y 13 pozos disponer el agua producida. Se estima que los 360 pozos productores serán dirigidos hacia el módulo 1.

El gas asociado producido es quemado o venteado y la quema y venteo de este gas representan el origen de cantidades considerables de dióxido de carbono y metano a la atmosfera.

En los últimos años la reducción de los procesos de quema y venteo de gas ha sido uno de los propósitos de distintas entidades ambientales y gobiernos; la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, el protocolo de Kyoto y la cumbre mundial del desarrollo sostenible, han atribuido a la quema y venteo de gas asociado, gran parte de las emisiones de gases efecto invernadero por lo que concluyen que estos procesos deben ser mitigados para reducir el calentamiento global y cambio climático.

En 2002 el banco mundial creó la asociación mundial para la reducción de la quema de gas, la cual actualmente cuenta con el apoyo de importantes empresas petroleras y países que representan un alto porcentaje de procesos de quema en el mundo.

La industria petrolera genera grandes impactos al medio ambiente, una de las razones es la generación de gas no asociado, que por no ser comercializado ni tratado, se dispone al ambiente mediante quemas, es decir, el gas es liberado a la atmósfera sin ningún tratamiento, esta acción se conoce como venteo.

Las normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas, cuya finalidad consiste en:

- Eliminar las fuentes regulares de venteo de gas asociado que pueda retenerse y conservarse o encaminarse a un sistema de quema, con la consiguiente reducción de las emisiones directas de metano.
- Eliminar o reducir las grandes fuentes de quema de gas asociado, principalmente las de quema de producción continua, salvo las vinculadas con emergencias, seguridad y perturbaciones operacionales (MUNDIAL, G. D. B, 2004).

A través de las normas se procura lograr, a escala mundial, una reducción significativa de la quema y venteo de gas asociado, para lo cual se procurará inicialmente, eliminar o reducir las fuentes principales respectivas.

#### **1.4 Alcance**

En la presente monografía se plantea realizar el análisis de la viabilidad de un sistema de aprovechamiento de gas combustible para la generación e inyección de vapor en el proceso de

recuperación de crudo en pozos productores de la gerencia de desarrollo y producción teca, que permita dar funcionalidad al gas generado en el campo, minimizando el impacto ambiental al no disponer el gas al ambiente y obteniendo una ganancia sustancial al reducir los costos que representa la compra de este a un tercero.

## **2. Generalidades**

El gas natural es un hidrocarburo mezcla de gases ligeros de origen natural. Principalmente contiene metano, y normalmente incluye cantidades variables de otros alcanos, y a veces un pequeño porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio. Se forma cuando varias capas de plantas en descomposición y materia animal se exponen a calor intenso y presión bajo la superficie de la Tierra durante millones de años. La energía que inicialmente obtienen las plantas del sol se almacena en forma de enlaces químicos en el gas. Constituye una importante fuente de energía fósil liberada por su combustión. Se extrae, bien ya sea de yacimientos independientes (gas no asociado), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases).

### **2.1 Gas natural**

El gas natural es un combustible fósil compuesto mayoritariamente por metano (en una proporción del 80% al 95%) y otros hidrocarburos (Etano, Propano, Butano) en estado gaseoso, hidrocarburos

en estado líquido (como el pentano, hexano y heptano; junto al propano y butano constituyen el componente más pesado del gas natural) y, finalmente, elementos no hidrocarburos como nitrógeno, anhídrido carbónico y gas sulfhídrico; proviene de yacimientos subterráneos de gas o de petróleo y gas, de ahí su condición o denominación de gas asociado o libre, según se encuentre o no junto al petróleo. A su vez, el gas fluye por las tuberías del pozo hacia la superficie, siendo necesario en algunas ocasiones inyectar agua o algún otro líquido apropiado cuando no existe la suficiente fuerza como para que el gas fluya por sí solo (denominado pozo surgente) (Caruso & Argentina, 2003).

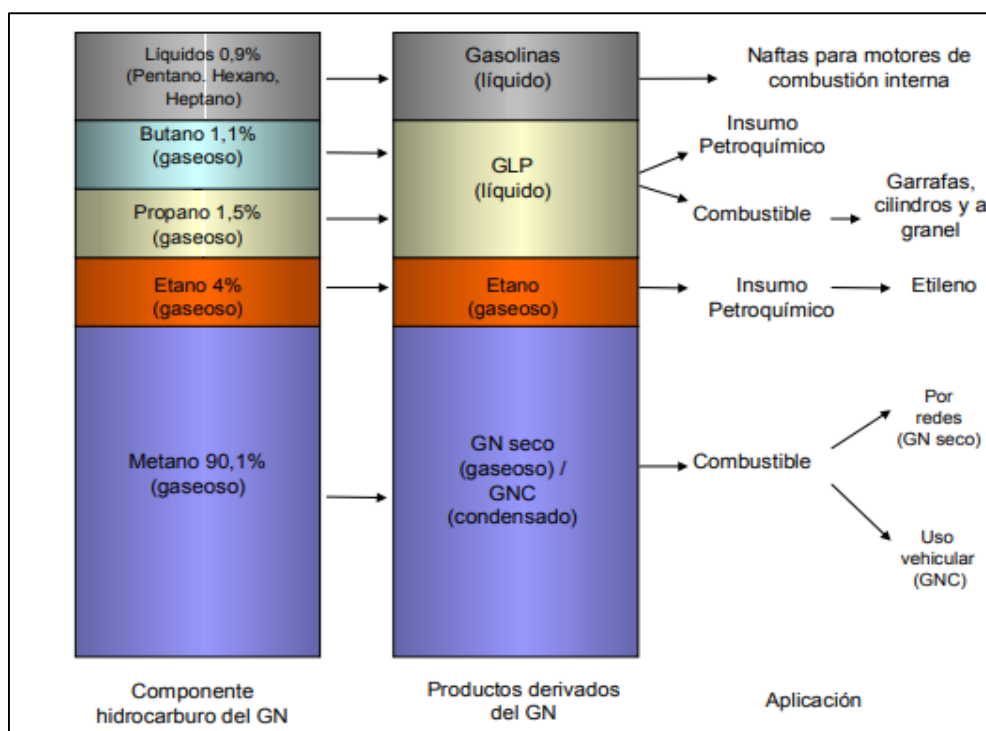


Figura 1. El gas como insumo energético mundial. Adaptado de: Estudio componentes del gas natural

El gas se consume en estado gaseoso (el caso del metano, que es el gas que se consume en domicilios, industria, comercio y usinas eléctricas), distribuido a través de grandes redes, en estado

líquido (Propano y Butano), denominado gas licuado o GLP (almacenándose a temperaturas muy bajas y presión atmosférica, comercializado en tubos, garrafas y a granel para su consumo en hogares, petroquímica y otras industrias) y/o en estado condensado conocido como gas natural comprimido o GNC (almacenado a alta presión; se utiliza como combustible vehicular dado su bajo costo y su menor poder contaminante en relación a otros líquidos). El etano es usado en la industria petroquímica como insumo del etileno mientras que de los componentes líquidos del gas natural (Pentano, Hexano y Heptano) se obtienen gasolinas (denominadas gasolinas naturales) que son demandadas por las refinerías para mezclar con naftas (ver figura 1)

Si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como gas seco. Las principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros (Ecopetrol, 2014).

En Colombia con los descubrimientos en la guajira para el año de 1970, para 1977 gracias a la asociación entre Chevron y Ecopetrol, se inició la producción de los campos de la guajira, dando comienzo a la industria con una nueva forma de vida. A finales de los años 80 se descubren un nuevo campo el de Cusiana en Casanare, las reservas de gas aumentaron a la par con la demanda de un servicio más económico, más limpio con el medio ambiente y más seguro para la vida de los colombianos; con todas estas ventajas se le dio al gas natural la oportunidad de convertirse en una revolución energética.

Para los años 90” se contaban con 500 mil usuarios de gas natural, pero posterior a todos estos descubrimientos de Cusiana, se puede decir que hay más de 7 millones de hogares, más de 5800 industrias y alrededor de 500 mil vehículos los que usan este combustible. También en los años

90” se conocía que el 5,2% de la energía provenía del gas natural, para el año de 2014, este porcentaje aumentó al 25%.

Posterior a esto se ha generado una ampliación energética como Gibraltar, ubicada en límite entre Boyacá y Norte de Santander y la planta de gas en Cupiagua- Casanare, produciendo desde el 2012 más 140 (MPCPD) con posibilidad de producir para el año de 2014, 210 (MPCPD).

Entre enero y noviembre de 2019, la producción de gas en Colombia creció 9,7%, la producción comercial de gas alcanzó los 1.064 millones de pies cúbicos promedio día (MPCPD), la más alta desde febrero de 2016, un 9,7% más que en el mismo periodo del año 2018.

## 2.2 Yacimientos de gas natural

- El gas natural se encuentra en depósitos subterráneos profundos.
- En algunas zonas de Colombia, los depósitos de gas natural están bajo la superficie del suelo como en el Huila, el Casanare o el magdalena medio.
- En otros sitios, como la guajira, se halla en el fondo del mar.
- Se extrae perforando la tierra hasta llegar a los yacimientos; el hallazgo de los yacimientos de gas natural se realiza mediante exploraciones geológicas muy complejas, que pueden tomar varios años.
- Se encuentra en yacimientos en el subsuelo al igual que el petróleo asociado cuando al ser extraído del yacimiento está mezclado con el crudo o libre o no asociado, cuando se encuentra en un yacimiento que sólo contiene gas natural.

Su composición, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico son diferentes en cada yacimiento. El rango de variación del poder calorífico oscila entre 900 y 1.400 BTU/PC (BTU por pie cúbico).

El gas natural es mucho más que un combustible limpio: se ha convertido en un elemento de la controversia política y económica, interna y externa, de las naciones. (Caballero & Reinstein, 2003). Los proyectos de gas natural tienen más "riesgo" que los de petróleo si no existe la posibilidad de exportar porque, en ese caso, la mayoría de las transacciones en el mercado se realizan a escala doméstica y cambios regulatorios imprevistos pueden afectar la rentabilidad y la viabilidad del negocio. La experiencia internacional señala que aún en países con un mercado interno grande, expandir el consumo del gas es difícil por la existencia, entre otros factores, de combustibles sustitutos, lo que no ocurre con el crudo. Esto implica que, forzosamente, la rentabilidad de los negocios de gas debe ser elevada.

## 2.3 Clasificación del gas natural

**2.3.1 Gas Seco.** El gas seco se compone principalmente de gas metano, con algunas cantidades pequeñas de componentes intermedios. No se forman líquidos en el yacimiento, ni tampoco en la superficie, por lo que la mezcla de hidrocarburos solo se encuentra en estado gaseoso (Delgado Romero, 2018).

Según lo expuesto por delgado romero, las características más importantes del gas seco son:

- El gas se encuentra siempre en fase gaseosa dentro del yacimiento.
- Temperatura de yacimiento  $>$  a la cricondentérmica.
- Punto crítico a la izquierda del punto cricondentérmico.

- La presión del yacimiento nunca entra a la región de dos fases.

**2.3.2 Gas Húmedo.** Existe únicamente como gas en el yacimiento a lo largo de la explotación con su respectiva caída de presión. La caída de presión en el yacimiento es isotérmica, por lo que no se forma líquido a condiciones de presión y temperatura en el yacimiento contiene metano en menor proporción y mayor contenido de hidrocarburos pesados que a condiciones de superficie se condensan, formando una fase líquida durante la producción.

**2.3.3 Gas Condensado.** La composición hace que se contenga una cantidad menor de hidrocarburos pesados de forma gaseosa. También llamado gas retrogrado, contiene alto contenido de hidrocarburos pesados y metano en muy baja proporción, se separa y forma una fase líquida y gaseosa a condiciones de superficie.

## **2.4 Ventajas del gas natural como fuente energética**

**2.4.1 Ventajas.** El gas natural puede transportarse por gasoducto o barco hasta donde sea necesario, ya sea para la generación de electricidad, uso industrial, calefacción de edificios o transporte.

El gas, bombeado a través de los gasoductos, puede transportarse de manera rentable a largas distancias y como parte de una red integrada de transporte de gas. Los gasoductos nuevos y existentes y el rápido crecimiento del GNL, junto con las nuevas fuentes de gas natural de fuentes convencionales y no convencionales, están aumentando el suministro de energía, la seguridad, la diversidad y la flexibilidad (Energía G. A. L. P., & Limpia, M, 2008). El uso del gas natural en la

industria tiene otros grandes beneficios. El gas se quema casi por completo, las calderas de gas alimentadas por gasoductos no requieren almacenamiento de combustible, carga o eliminación de desechos en las instalaciones.

## 2.5 Especificaciones de calidad del gas natural

**2.5.1 Contenido de agua.** Expresada en lbh<sub>2</sub>O/mmpce, es un indicador de calidad del gas debido a que el alto contenido de agua líquida en los poliductos da lugar a la formación de hidratos y problemas de corrosión.

**2.5.2 Contenido de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y compuestos sulfurados.** Expresado en ppm para el H<sub>2</sub>S y % molar para el CO<sub>2</sub>, son los compuestos que ocasionan la acidez del gas. El H<sub>2</sub>S no tiene color, es ligeramente más pesado que el aire y es uno de los gases más peligrosos debido a que es inflamable, toxicidad, irritante, asfixiante y promueve en las tuberías la corrosión extendida o por agrietamiento. Por su parte, el CO<sub>2</sub> reduce el poder calorífico del gas, además de causar problemas de corrosión y de presencia de sólidos, ya que solidifica a bajas temperaturas como las empleadas en los procesos de extracción de líquidos o de licuefacción del gas natural (Vargas, 2018).

**2.5.3 Valor Calorífico.** Expresado en BTU/PCE, es una especificación controlada ya que es necesario contar con el poder calorífico apropiado para las especificaciones de los equipos que usan este combustible, como hornos, calderas, turbinas y motores a gas, entre otros.

**2.5.4 Punto de rocío de hidrocarburos.** Expresado en °F, corresponde a la temperatura de condensación a una presión específica de los hidrocarburos de la mezcla, y se utiliza como indicador de calidad del gas natural debido a que es necesario prevenir la condensación de hidrocarburos líquidos en las tuberías de transporte de gas y durante la comercialización punto de rocío de hidrocarburos. Expresado en °F, corresponde a la temperatura de condensación a una presión específica de los hidrocarburos de la mezcla, y se utiliza como indicador de calidad del gas natural debido a que es necesario prevenir la condensación de hidrocarburos líquidos en las tuberías de transporte de gas y durante la comercialización punto de rocío de hidrocarburos. Expresado en °f, corresponde a la temperatura de condensación a una presión específica de los hidrocarburos de la mezcla, y se utiliza como indicador de calidad del gas natural debido a que es necesario prevenir la condensación de hidrocarburos líquidos en las tuberías de transporte de gas y durante la comercialización.

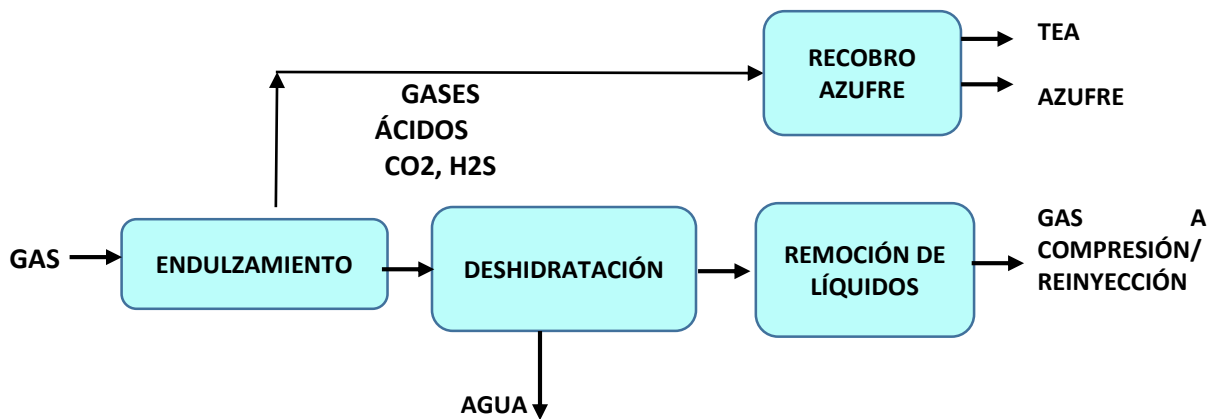


Figura 2. Tratamientos aplicados al gas. Adaptado de: (Vargas, 2018)

## 2.6 Marco de política y regulatorio del gas natural en Colombia

En diciembre de 1992, el gobierno nacional reestructuró el ministerio de minas y energía, disolvió la comisión nacional de energía y creó tres unidades administrativas especiales: la comisión de regulación de energía (CRE) convertida en 1994 en la actual comisión de regulación de energía y gas (CREG), la unidad de información minero energética (UIME) y la comisión de planeación minero energética (UPME) conformando lo que en la actualidad es el marco regulatorio para el gas natural en Colombia.

La ley 164 de 1994, el congreso de la república de Colombia aprobó la convención marco de las naciones unidas sobre cambio climático, cuyo objetivo es la estabilización de concentraciones de gases efecto invernadero - gel en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático.

La resolución 18-1495 de 02 de sept de 2009 establece en el artículo 52 del capítulo 3 que: “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”.

El decreto 20926 de 2001 determina que dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Es según el grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC por sus siglas en inglés) el gas que se produce de forma natural, y también como subproducto de la combustión de combustibles fósiles y biomasa, cambios en el uso de las tierras y otros procesos industriales. Es el principal gas

de efecto invernadero antropogénico que afecta al equilibrio de radiación del planeta. Es el gas de referencia frente al que se miden otros gases de efecto invernadero y, por lo tanto, tiene un potencial de calentamiento mundial.

### 3. Marco de referencia

Las reservas de gas natural de Colombia, con 214 000 mmm<sup>3</sup>, la sitúan en cuarto lugar entre los países de la región. El gas natural ocupa el tercer lugar entre los productos de energía primaria de Colombia con cerca del 10% del total; la participación del petróleo es de casi 49% y el carbón mineral aporta el 26%. Luego viene la leña y la hidrogeneraría con el 7% y el 5%. La producción de gas natural (7 674 mmm<sup>3</sup> en 1995) se destina íntegramente al consumo interno.

El petróleo aporta 43% de la oferta total de energía primaria, y el gas natural 13%, proporción similar a la del carbón (13.4%) y la leña (13.3%). Los productores de gas natural han suscrito contratos de asociación para entregar el producto a un precio determinado a Ecopetrol, empresa que determina las formas de transporte y distribución del producto en el mercado interno. Desde 1991, Colombia busca incrementar el consumo interno de gas natural. Para ello, aprobó el programa para la masificación del consumo de gas cuyo objetivo principal es promover una matriz de consumo de energía más eficiente mediante la sustitución por gas de recursos energéticos de alto costo.

Específicamente, se pretende masificar el consumo de gas propano aumentando la producción y la importación del combustible; optimizando el uso de las reservas disponibles de gas natural con

la construcción de una red troncal de transporte de cobertura nacional; promoviendo la participación privada en las diferentes inversiones que prevé el plan, y logrando la equivalencia entre los precios y los costos reales de producción y prestación de los servicios. La empresa estatal de petróleo, Ecopetrol, está encargada de desarrollar el programa de masificación del consumo de gas. En 1992, el ministerio de minas y energía aprobó el plan general de transporte de gas natural, según el cual Ecopetrol debe desarrollar la red troncal nacional.

Con esta red se abasteció a 517.000 consumidores en 1995 y se espera llegar a 2 millones en el año 2000, con una inversión total estimada en unos 3 mil millones de dólares, a lo que debe agregarse la instalación de plantas termoeléctricas que serán alimentadas con gas natural según se prevé en el plan de expansión de energía eléctrica 1995-2007. La estrategia gasífera de Colombia se basa en la siguiente división de tareas: i) el sistema de transporte será desarrollado por Ecopetrol de manera directa o a través de inversiones privadas por medio de sistemas conocidos como el BOT (Build-Operate-Transfer) o similares, y por concesiones otorgadas por el ministerio de minas y energía. II) la construcción y operación de las redes de distribución urbana estarán a cargo de empresas privadas o mixtas, en las que pueden participar los departamentos o municipios. III) se creará una nueva entidad encargada de la administración del sistema de transporte y comercialización del gas con participación del sector privado. IV) se instituirá un sistema de regulación especial así como una legislación independiente para la industria del gas natural. Colombia proyecta un aumento considerable del mercado interno del gas natural, aprovechando las grandes reservas del país. Ecopetrol tiene un papel importante que cumplir, pues se encargará de construir los gasoductos y promover la iniciativa privada. Ya está en vigencia la legislación para regular el transporte y la distribución de gas natural.

### 3.1 Recuperación Primaria

Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas. Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación ulterior. La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

### 3.2 Recuperación Secundaria

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos productores). Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

### 3.3 Recuperación Terciaria

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70", ya se volvía económico inyectar otra cosa que agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas (Salager, 2005).

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con micro emulsiones
- Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces alcali)
- Inyección de vapor con surfactante – espumas

### **3.4 Yacimientos de petróleo pesado**

El petróleo pesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero existen más de 3 trillones de barriles (1 trillón de m<sup>3</sup>) de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y gas convencionales del mundo.

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos de producción especial pero no insuperable.

Los petróleos crudo natural exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina cuan fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación.

La densidad se define usualmente en término de grados api (instituto americano del petróleo) y está relacionado con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Las densidades api del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo de este espectro que existe entre el petróleo ultra pesado y el petróleo liviano. El departamento de energía de los estados unidos de norte américa (doe por sus siglas en inglés) define el petróleo pesado como aquel que presenta densidades api entre 10.0° y 22.3°, sin embargo la naturaleza no reconoce tales límites. En algunos yacimientos con una densidad tan baja como 7 u 8° API se considera petróleo más que ultra pesado.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; pleistoceno, plioceno y mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado. La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado debe ser a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades. La recolección de crudo de chapopteras (manadero de petróleo) y la excavación a mano construyeron las formas más tempranas de recuperación, seguida de la perforación de túneles y la minería.

La técnica de inyección cíclica de vapor consiste en estimular los pozos productores con inyección de vapor y luego ponerlos otra vez en producción. La inyección cíclica de vapor puede

elevant los factores de recuperaci3n de 20 a 40%. En los yacimientos con inyecci3n de vapor, el vapor bombeado dentro de pozos inyectoros calienta el petr3leo viscoso, el cual es luego producido por los pozos productores. Los pozos inyectoros y productores pueden ser verticales u horizontales. El emplazamiento del pozo y los programas de inyecci3n dependen de las propiedades del fluido y del yacimiento. En algunas operaciones de inyecci3n de vapor de agua, los factores de recuperaci3n pueden alcanzar el 80%.

Los m3todos mejorados de recuperaci3n asistida de petr3leo pueden destrabar los hidrocarburos atrapados en muchos yacimientos de petr3leo pesado. La inyecci3n de agua caliente ha tenido un 3xito limitado. El agua no transfiere calor tan efectivamente como lo hace el vapor, la gran diferencia entre viscosidad entre el agua y el petr3leo pesado da como resultado un barrido menos que 3ptimo (Curtis, Kopper, Decoster, Guzm3n-Garc3a, & Huggins, 2003)

### 3.5 Quema de gas

La quema se ha venido utilizando como m3todo de disposici3n de gas economico, en las operaciones de producci3n de gas y petr3leo, el cual se realiza por medio de la combusti3n del gas producido en una tea, este es un sistema que posee una serie de tuberias que colectan y conducen los gases hacia un quemador.

Esta practica seg3n el banco mundial “provoca la emisi3n de m3s de 390 millones de toneladas de  $CO_2$  al a3o, as3 como emisiones de metano sin quemar y carbono negro, de efectos altamente nocivos”, adem3s de constituir un considerable desperdicio de recursos energ3ticos.

Cuando existe gas natural asociado al crudo, la mayor parte de las empresas del sector hidrocarburos tienen tres alternativas, darle un uso productivo, quemarlo y/o ventearlo. Estas

generalmente las empresas toman la decisión de quema y venteo de forma permanente y sostenida, cuando la evaluación técnico – económica de darle un uso a ese gas asociado no justifica la inversión. No obstante, tales prácticas generan consecuencias económicas, ambientales y sociales negativas para la comunidad, requiriendo la participación de los estados y organizaciones internacionales, a través de políticas públicas e instrumentos legales (regulatorios) con el fin de, primero, evitar el inicio de estas actividades (preventivas) y, segundo, minimizarlas en caso de que ocurran (correctivas).

Las principales condiciones técnicas e implicaciones económicas que han motivado la decisión de quemar y ventear gas de manera sostenida, por encima de su uso, son:

**3.5.1 Volumen.** Una cantidad de gas asociado (relación gas/petróleo) tan baja, que no existen economías de escala que justifiquen la inversión (eficiencia económica).

**3.5.2 Calidad.** Aunque el gas está compuesto principalmente por metano, la presencia de azufre y otros contaminantes, que deben ser removidos para poder hacer comercializable el gas, implican inversiones adicionales en endulzamiento y depuración. Es posible que una proporción considerable de Ign, de alto valor comercial, pueda favorecer las economías del proyecto; no obstante, la presencia de Ign adiciona costos en instalaciones de separación y fraccionamiento.

**3.5.3 Localización.** Los retos para alcanzar la factibilidad técnico-económica son aún mayores cuando el gas asociado se encuentra en campos remotos o costa afuera, donde no hay redes de transporte y distribución de gas, o líneas de transmisión eléctrica disponibles para utilizar el gas natural con fines de generación eléctrica. Además, cuando el gas es poco y se encuentra en

numerosos pozos, la infraestructura requerida para su aprovechamiento aumenta las inversiones (Pieprzyk y Rojas, 2015).

**3.5.4 Transporte y Distribución.** La existencia o no de conexión entre la producción y los centros de consumo es de gran importancia, puesto que desarrollar esta infraestructura incrementa sustancialmente los costos. Otros problemas habituales son: i) las limitaciones para que las empresas productoras puedan realizar nuevas inversiones en infraestructura de transporte y distribución (por ejemplo, cuando estas etapas están reservadas a los estados) y/o ii) las restricciones para utilizar la infraestructura existente.

**3.5.5 Comercialización, estructura y desarrollo de los mercados.** Precios regulados del gas y la electricidad afectan la factibilidad económica de los proyectos. Asimismo, en algunos casos, el tamaño de los mercados puede llegar a ser tan pequeño o inexistente, que no justifica llevar a cabo proyectos de desarrollo de infraestructura energética.

## 4. Resultados

### 4.1 Establecimiento de las condiciones actuales relacionadas con la generación de 1,8 MMSCFD gas en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción Teca.

El campo Teca-Cocorná cuenta con una unidad de tratamiento de fluidos denominada modulo 1, la cual consta de una planta de suavización de agua, la cual es alimentada de los pozos de captación de agua, y que a su vez alimenta al sistema de generación de vapor que usa el gas proporcionado por vasconia para la vaporización del agua y su posterior inyección en el yacimiento para poder disminuir la viscosidad del crudo y que así fluya más fácilmente al pozo productor.

Se cuenta también con una planta de tratamiento de crudo la cual separa el crudo del agua y el gas proveniente de los pozos del campo, para que el crudo sea enviado a la estación de bombeo. El agua separada se envía a la planta de tratamiento e inyección de agua. Finalmente el gas del proceso es enviado a teca para ser quemado, como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Descripción general del modulo 1 campo teca.

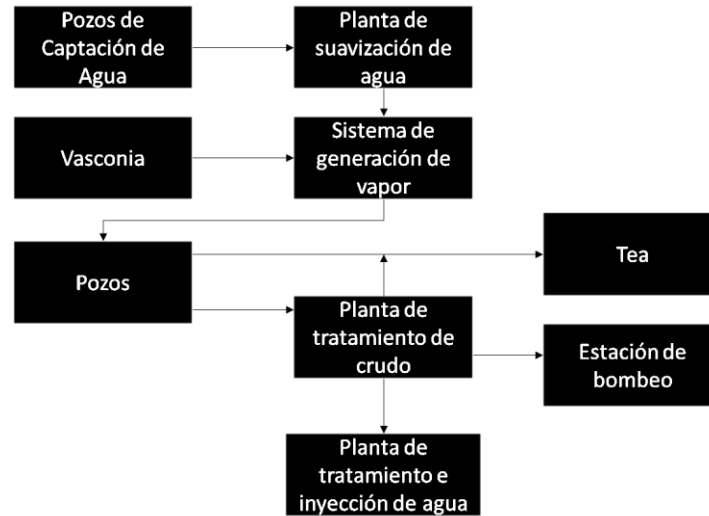


Figura 3. Descripción general del módulo 1 campo teca.

En el modulo 1, diariamente se manejan alrededor 36637 barriles de fluido proporcionados por 360 pozos productores, los cuales son manejados en la planta de tratamiento de crudo, por tres separadores de agua libre o fwko. Tres tratadores termo electrostaticos, tres aero enfriadores de crudo , tres tanques de crudo y cuatro bombas de transferencia, teniendo una produccion de fluidos de 35225 BOD, 381 bwd y 2,2 mmsfcd.

Al realizar el seguimiento de la informacion con respecto a la cantidad del gas producido por los anulares de los pozos se pudo obtener según mediciones, que se aportan al balance de la planta 1,8 mmsfcd, el cual no se esta aprovechando.

**4.1.1 Sistema de manejo de gas y alivios.** Todo el gas producido en el campo proveniente tanto de los anulares de pozo como del tratamiento de crudo en el módulo 1 se mezcla y se ventea por medio del drenaje del recipiente vg-7532 hacia el separador api ba-7541 para las PSVS de equipos de tratamiento de crudo se tiene una línea independiente que direcciona los disparos de estas válvulas también hacia el api ba-7541 (Ver figura 4).

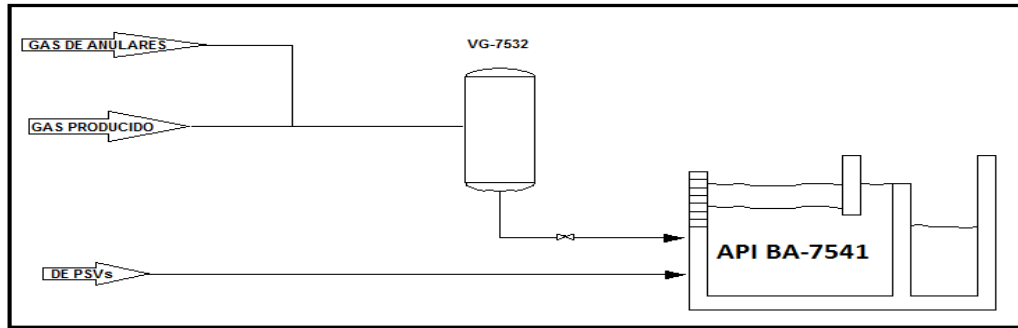


Figura 4. Manejo de gas actual en campo Teca-Cocorná. Adaptado de departamento de ingeniería ECP

#### 4.1.2 Acciones realizadas en el montaje de módulo 1. (Ver figura 5)

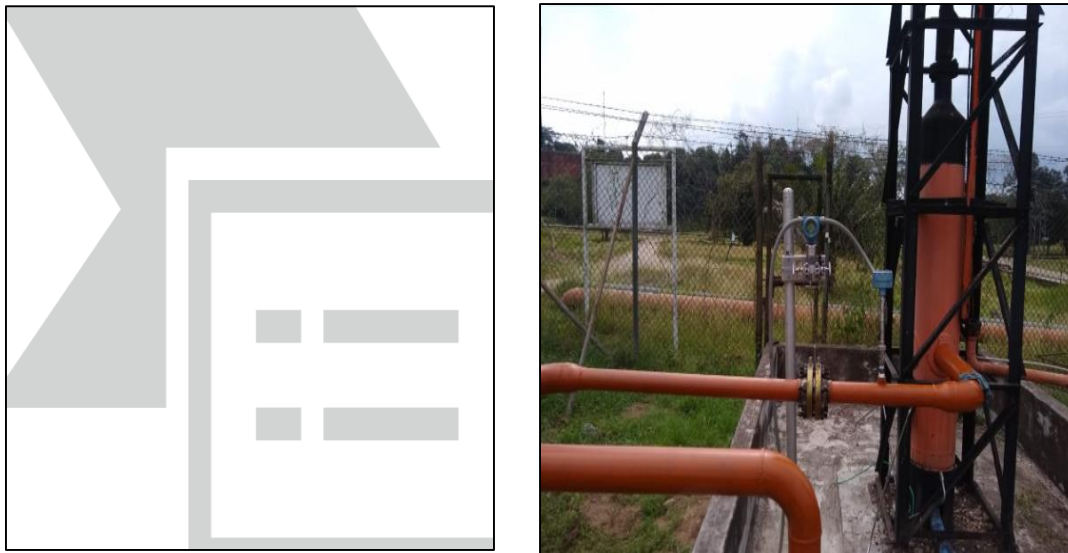
- Montaje mecánico y típicos eléctrico de la instrumentación
- Configuración del multivariable y pruebas de ajuste
- Configuración Scada – Iconics
- Arranque y puesta en marcha del sistema



Figura 5. Sistema de medición y tea módulo 1. Adaptado de: Departamento Ingeniería de ECP

#### 4.1.3 Acciones realizadas en el montaje de módulo 4. (Ver figura 6)

- Montaje mecánico y típico eléctrico de la instrumentación: 100% se realizó montaje de facilidades de tubería y el montaje de la instrumentación.
- Configuración del multivariable y pruebas de ajuste
- Se realiza la configuración del multivariable
- Configuración computador de flujo floboss 107
- Medición local en campo
- Arranque y puesta en marcha del sistema.



*Figura 6.* Sistema de medición y tea módulo 4. Adaptado de: Departamento Ingeniería de ECP

**4.1.4 Acciones facilidades de pozos.** En la gerencia GTA, las acciones relacionadas con facilidades de pozos que se han desarrollado, son:

Inicialmente se tiene para 70 pozos de Cocorná y módulo 4 de los cuales se tienen:

- Pozos a abandonar en 2020: 24 pozos

- Mejoramiento de facilidades: 46 pozos (Cocorná y módulo 4)
- Pozos con Caravaca instalado: 25
- Pozos con tapón instalado: 10
- Pozos mejorados a la fecha: 35 pozos
- Avance  $35/46 = 76\%$

Adicionalmente a estas acciones de facilidades a través de la coordinación de control de producción se está trabajando en la adecuación e instalación de medidor portátil (separador). Para los pozos que no aplica mejoramiento de facilidades, ya fueron fabricadas las conexiones requeridas para la instalación del separador pros al manifold 1 de Cocorná y se está en proceso de gestión para la capacitación y puesta en servicio del mismo.

Tabla 1.

*Registro mensual de quema de gas en campo teca año 2019*

<b>Unidades: KPCD</b>						
<b>Año/Mes</b>	<b>Suministrado Vasconia</b>	<b>Gas producido</b>	<b>Autoconsumos</b>	<b>Quemas</b>	<b>% Quema</b>	
2019	Enero	2500 kpcd aprox	283	111,3	171,7	60,70%
	Febrero		271,2	111,7	159,5	58,80%
	Marzo		264,6	113,5	151,1	57,10%
	Abril		258,3	98,1	160,2	62,00%
	Mayo		265,2	116,9	148,3	55,90%
	Junio		257,6	111,1	146,5	56,70%
	Julio		250,3	103,9	146,4	58,49%
	Agosto		242	106,2	135,8	56,12%
	Septiembre		256	112,9	143,1	55,90%
	Octubre		245,8	108,3	137,5	55,94%
	Noviembre		270,9	112,8	158,1	58,36%

Unidades: KPCD

Año/Mes	Suministrado Vasconia	Gas producido	Autoconsumos	Quemas	% Quema
Diciembre		265	129,5	135,5	51,13%

Nota: Adaptado de informes de produccion campo teca

En consecuencia a los puntos anteriormente mencionados (el no aprovechamiento del gas y la necesidad de generacion de vapor por medio de su consumo), se propone contar con una facilidad que permita el aprovechamiento de dicho gas, para evitar que este sea enviado a tea para ser quemando, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> y disminuir la compra que debe realizarse a vasconia. A continuacion de muestra un modelo de proceso.

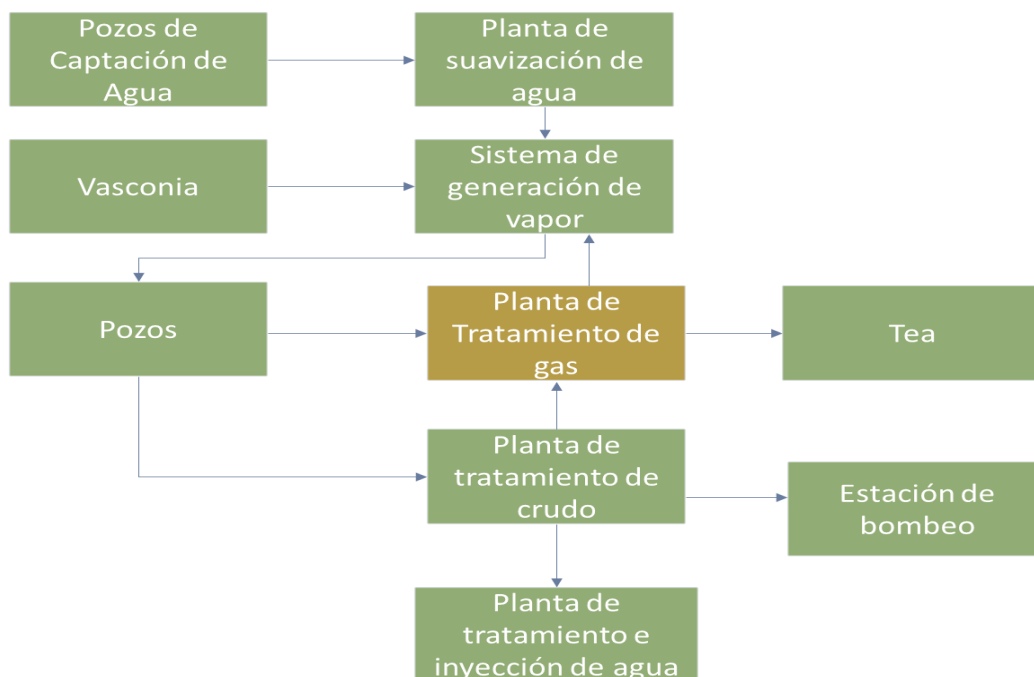


Figura 7. Descripción general del módulo 1 campo teca facilidad para aprovechamiento del gas.

## 4.2 Variables tecnológicas para el aprovechamiento de gas generado en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción TECA.

Las principales variables a tener en cuenta para el diseño tecnológico de la planta son:

- Volumen a manejar de gas
- Temperatura del gas
- Composición del gas

Para de esta manera tener claridad de las condiciones que deben tener los equipos y qué equipos se requieren para que el gas tratado cumpla los requerimientos de calidad para generación de vapor.

**4.2.1 Volumen a manejar.** Inicialmente el volumen a manejar podría estimarse en relación a la producción de gas que se generó para el año de 2019, pero por la expansión del campo y los planes de perforación, indican la posibilidad que se llegue a los 4 MMSCFD, por esta razón se considera partir de este volumen para el diseño.

**4.2.2 Temperatura del gas.** El gas al provenir de diferentes equipos posee temperaturas diferentes las cuales se relacionan en la

*Tabla 2:*

Tabla 2.

*Temperatura del gas producido*

Equipo	Temperatura (°f)
Fwko	256
Tratadores electrostáticos	260
Aero enfriador de crudo	180

Gas anular	80
------------	----

Nota: Adaptado de balance de masa de módulo 1

Por esta razón se decide partir de los 260 °f como punto de partida para el análisis, con esto se debe implementar un sistema de enfriamiento para que el gas reduzca su temperatura antes de ser comprimido.

**4.2.3 Composición del gas.** Para determinar la composición del gas se cuenta con la cromatografía del gas de este campo.


	GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO					
	CROMATOGRAFIA CAMPO TECA Y COCORNA					
LABORATORIO SUPERINTENDENCIA DE MARES						
Pbase (Psia)						
Tbase (°F)						
	SAMPLE 1	SAMPLE 2	SAMPLE 3	SAMPLE 4	SAMPLE 6	SAMPLE 7
<b>NOMBRE</b>	<b>TECA 517</b>	<b>GAS TGI</b>	<b>TECA 549</b>	<b>SALIDA FWKO</b>	<b>COCORNA 13</b>	<b>COCORNA 14</b>
<b>FECHA</b>	<b>23/10/2012</b>	<b>23/10/2012</b>	<b>23/10/2012</b>	<b>23/10/2012</b>	<b>23/10/2012</b>	<b>23/10/2012</b>
C1	91,894	82,036	90,976	90,541	95,905	93,607
C2	0,145	10,339	0,162	0,150	0,111	0,188
C3	0,087	3,791	0,012	0,013	0,007	0,017
IC4	0,014	0,580	0,003	0,006	0,003	0,017
NC4	0,005	0,214	0,001	0,001	0,001	0,003
IC5	0,006	0,109	0,001	0,003	0,003	0,008
NC5	0,005	0,068	0,001	0,003	0,003	0,007
C6+	0,228	0,117	0,077	0,129	0,109	0,138
O2	0,283	0,000	0,022	0,388	0,058	0,033
N2	4,649	0,622	4,552	4,490	1,254	1,406
H2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
CO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
CO2	2,883	2,124	4,193	4,276	2,547	4,575
H2S	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,00000
G ESPECIFICA	0,61132	0,68364	0,61745	0,62134	0,58863	0,61039
Dens, Lbs/Gl	0,04665	0,05217	0,04712	0,04742	0,04492	0,04658
Peso Molecular	17,66983	19,74057	17,84708	17,95935	17,01333	17,64099
GFM	0,09627	1,70172	1,70172	0,03971	0,03184	0,03184
BTU Neto Ideal	849,2533	1036,6947	1036,6947	832,1913	879,2334	879,23342
BTU Neto Real	850,9577	1039,8119	1038,7740	833,8696	881,0329	881,09339
BTU Bruto Ideal	939,8370	1136,2760	1141,8272	921,1351	968,0969	973,26162
BTU Bruto Real	941,723	1139,693	1144,117	922,993	970,078	975,321

Figura 8. Análisis cromatográfico gas campo Teca- Cocorná Adaptado de: Ecopetrol S.A.

El análisis cromatográfico del gas mostro un alto contenido de  $\text{CO}_2$ , se propone que el sistema debe tener unas torres descarbonadoras para no liberar este elemento en la combustión del gas ya que es nocivo.

#### 4.3 Diseño técnico operacional para el aprovechamiento de gas generado en campo teca perteneciente a la Gerencia de Desarrollo y Producción TECA.

Después del análisis de los factores tecnológicos se propone que la facilidad cuente con un KO DRUM, un sistema descarbonador, dos turbos enfriadores, unos compresores recíprocos y dos scrubbers, como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.9.**

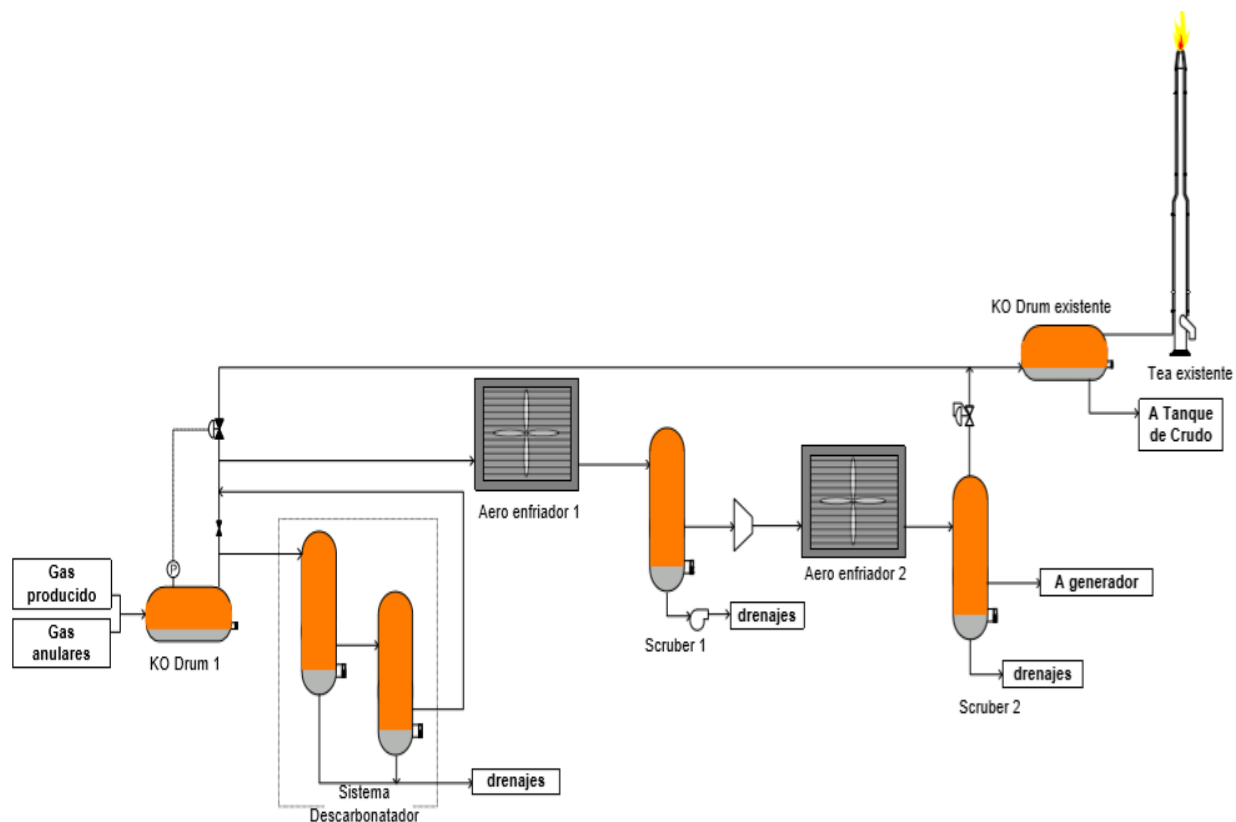


Figura 9. Diagrama de proceso planta tratamiento de gas.

**4.3.1 Condiciones operacionales.** El sistema inicia en un manifold recolector del gas tanto de proceso como de anulares este gas es llevado al KO DRUM 1 el cual deberá operar a 15 psi y 180 °f, este equipo separara el líquido condensado del gas, además contara con un lazo de control el cual permitirá el envío de gas directamente a tea en caso de una sobre presión, el gas será enviado al sistema descarbonatador el cual por medio de un compuesto químico retira los carbonatos oxidables.

Este contara con un medidor de caída de presión en cada uno de los recipientes, este debe operar con una caída de presión máxima de 4 psi, lo cual indicara un cambio del compuesto, luego de pasar por las dos torres descarbonatadoras, el gas se conduce al AERO ENFRIADOR 1, el cual deberá reducir la temperatura a 120°f para proceder al envío del gas al SCRUBBER de gas 1, el cual removerá los condensados provocados por el AERO ENFRIADOR, estos condensados serán drenados automáticamente cuando el nivel sea mayor a 2 pies, esto para proteger el compresor 1, el compresor 1 debe tener una presión de succión de 14,6 psi para su óptimo funcionamiento el cual generara 65 psi de descarga, este gas será recibido por el SCRUBBER 2 el cual se encargara de retirar los condensado y mantener una presión constante para el envío del gas al generador, si la presión en el SCRUBBER es mayor a 70 psi el gas será enviado por una válvula auto regulada al sistema de tea.

**4.3.2 Análisis de la viabilidad de la planta de tratamiento de gas.** Para este análisis se pretende mostrar el ahorro que se puede obtener en la compra de gas aprovechando el recurso que en este momento se está quemando, para esto se tomaran unos datos base para los cálculos obtenidos desde Ecopetrol S.A.:

- Costo del SCF de gas: 46.37 COP

- Consumo neto diario de gas: 20 MMSFCD
- Valor del dólar: 3124 COP
- Gas de proceso: 4 MMSFCD

#### 4.3.3 Cálculo línea base

$$\text{Costo mensual de consumo de gas (u\$)} = (((\text{Consumo diario de gas}) * 30) * (\text{Costo del scf de gas})) / (\text{valor del dolar})$$

Reemplazando:

$$\text{Costo mensual de consumo de gas (u\$)} = ((20 \text{ MMSFCD}) * 30) * (46.37) / 3124$$

Tenemos que el costo mensual es:

$$\text{Costo mensual de consumo de gas (u\$)} = \$8,905,889.88$$

#### 4.3.4 Cálculo de ahorro

$$\begin{aligned} \text{Costo mensual de ahorro de gas (u\$)} \\ = (((\text{Consumo diario de gas} - \text{gas de proceso}) * 30) \\ * (\text{Costo del SCF de gas})) / (\text{valor del dolar}) \end{aligned}$$

Reemplazando:

$$\begin{aligned} \text{Costo mensual de ahorro de gas (u\$)} \\ = ((20 \text{ MMSFCD} - 4 \text{ MMSFCD}) * 30) * (46.37) / 3124 \end{aligned}$$

Tenemos que el costo mensual es:

$$\text{Costo mensual de ahorro de gas (u\$)} = \$7,124,711.91$$

#### 4.3.5 Ahorro mensual

**Ahorro mensual (u\$)**

**= costo mensual de consumo de gas (u\$)**

**– costo mensual de ahorro de gas (u\$)**

Reemplazando:

$$\text{Ahorro mensual (u\$)} = \$8,905,889.88 - \$7,124,711.91$$

Tenemos que el ahorro mensual es:

$$\text{Ahorro mensual (u\$)} = \$1,781,177.09$$

Con el cálculo anterior se evidencia que la planta generaría un ahorro de \$1,781,177.09 dólares al mes por aprovechamiento de gas para la generación de vapor.

#### 4.4 Permisos de emisión atmosférica para fuentes fijas.

El artículo 2.2.5.1.7.2. Del decreto 1076 de 2015 y las industrias, obras, actividades o servicios en atención a las descargas de humos, gases, vapores, polvos o partículas, provenientes del proceso de producción, de la actividad misma, de la incineración de residuos, o de la operación de hornos o calderas, de conformidad con los factores y criterios previstos en la resolución 619 del 7 de julio de 1997, emanada del Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible.

El permiso de emisiones atmosféricas para fuentes fijas deberá ser otorgado por la CAR por un término no superior a cinco (5) años y podrá ser renovado por el mismo periodo indefinidamente.

En Ecopetrol se tiene identificado que las fuentes de gases efecto invernadero directas son aquellas que tienen combustión fija, como lo son las teas, los venteos y posibles emisiones fugitivas.

Las emisiones estimadas de GEI fueron para el año de 2013 8.580 kilo toneladas de Co<sub>2</sub>, estas representan un incremento desde el año 2010 a razón del aumento en la producción de HC en Ecopetrol S.A.

Las emisiones indirectas tienen un aporte de 3.2% a comparación de las emisiones directas que aportan el 96.8%

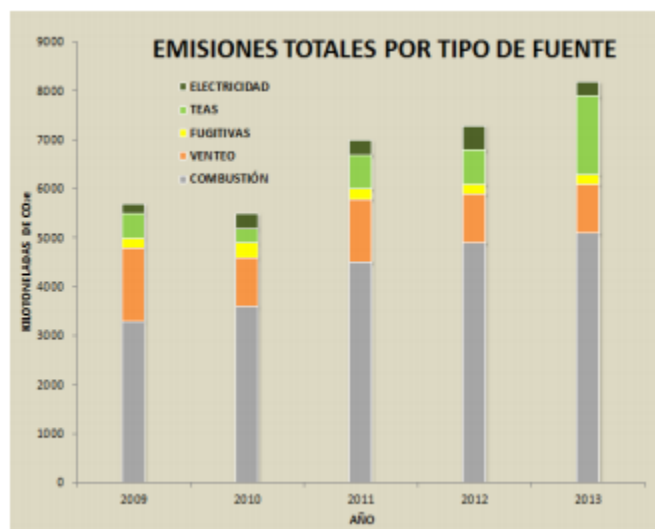


Figura 10. Emisiones totales por tipo de fuente. Adaptado de Informe de gestión ECP año 2013

Se puede concluir que el gas producido en campo Teca-Cocorná solamente para el año 2019, se está desaprovechando aproximadamente en un 57%, debido a que no se cuenta con la facilidad que permita darle el tratamiento y uso adecuado a este gas y pueda ser incluido en el proceso de

generación de vapor que se utiliza en para la extracción del crudo en los distintos pozos productores.

Este porcentaje es desfavorable para ECOPETROL SA, no solo por el valor económico que representa al tener que pagar a un tercero el suministro del gas requerido para la generación de vapor, si no por el aporte en el incremento de los GEI que alteran la capa de ozono del planeta.

## 5. Conclusiones

Los procesos de quema de gas son utilizados como disposición final del mismo y están asociados al generado por actividades petroleras. La quema de gas pasa a ser la única opción donde no existe un mercado cercano para comercializarlo y no se cuenta con la infraestructura adecuada para utilizarlo.

Se pudo determinar las variables operativas necesarias para realizar la propuesta de aprovechamiento del gas, evitando que este sea dispuesto al ambiente, minimizando las emisiones de gases efecto invernadero mediante el venteo de gas en campo teca.

Se generó una propuesta de planta de tratamiento de gas acorde al fluido a manejar, su composición, las diferentes temperaturas del gas para que no afectase su compresión.

Con el análisis financiero realizado, es posible afirmar y justificar los beneficios que ofrecerían la implementación de la planta de autogeneración con la reducción de los 4 MMSCFD, dando un resultado de ahorro de \$1,781,177.09 de dólares al mes

## 6. Recomendaciones

La necesidad que se evidencia al no estar aprovechando el gas combustible proveniente de campo Teca-Cocorná, dentro del proceso de inyección de vapor para el mismo campo, impulsa la idea de establecer una mejora que garantice la disminución en la emanación de (GEI) a la atmosfera. De manera que por medio de un estudio se logre determinar el comportamiento de dichas emisiones en la zona, donde se establezca un balance entre lo que se está quemando actualmente y la disminución que se lograría obtener, es decir el impacto positivo generado sobre el medio ambiente y las comunidades con la implementación del proyecto.

Además de esto, una de las variables adicionales es la reducción de costos, donde en un plazo mediado de tiempo se estaría obteniendo un proceso sano, seguro y limpio, con ganancias económicas satisfactorias al poder tener un aprovechamiento exitoso del gas que actualmente se quema en el campo y no compararlo a un tercero que además establece un costo considerable.

### Referencias Bibliográficas

Caballero, C., & Reinstein, D. (2003). *Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia*.

Caruso, N., & Argentina, E. S. (2003). *Componente: gas natural y derivados*. Buenos Aires.

Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., & Huggins, C. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. *Oilfield Review*, 23, 32-55.

Delgado Romero, L. N. (2018). *Alternativas de reducción de quema y venteo de gas asociado en la industria petrolera*.

Ecopetrol. (2014). *Qué es el gas natural*. Obtenido de [https://www.Ecopetrol.com.co/wps/portal/es/Ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/que-es-el-gas-natural!/ut/p/z0/04\\_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8z](https://www.Ecopetrol.com.co/wps/portal/es/Ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/que-es-el-gas-natural!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8z)

[http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-2-reservas-extraccion-y-produccion#\\_ftn21](http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-2-reservas-extraccion-y-produccion#_ftn21)

Energía G. A. L. P., & Limpia, M. (2008). *Gas natural. Evite ficar em trabalhos ao realizar obras na via pública*.

Fonseca Gómez, J. M., & Sánchez Burbano, M. A. (2017). *Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff ocho pozos en el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica (Trabajo de grado)*.

MUNDIAL, G. D. B. (2004). *Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas*.

Salager, J. L. (2005). *Recuperación mejorada del petróleo*.

Vargas, D. (2018). *Diseño de un sistema de recuperación de líquidos de la corriente de gas en los gasoductos del campo lisama que llegan a la compresora lisama de la gerencia de operaciones de mares GMA*. Obtenido de Trabajo de grado.