

Evaluación Integral de Alternativas para el uso del Gas de Teas en el Sector Petrolero
Colombiano

Danny Alirio Villamizar Meneses

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas

Director

PhD. William Mantilla Orduz

Doctor en Ciencias - Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

El presente trabajo es dedicado a mi esposa e hija

por el apoyo incondicional a mis sueños

Agradecimientos

Agradecido con Dios, con mi esposa e hija, con mis padres y hermanos, con la Universidad Industrial de Santander; la Escuela de Ingeniería de Petróleos y un gran Director de Tesis.

Tabla de Contenido

Introducción	19
1. Fundamentos de la investigación	21
1.1. Sistematización del problema	21
1.1.1. Pregunta de investigación	22
1.1.2. Hipótesis	22
1.2. Objetivos	22
1.2.1. Objetivo general	22
1.2.2. Objetivos específicos	22
1.3. Justificación	23
1.4. Marco práctico y legal	24
1.5. Enfoque	26
1.6. Alcance	27
1.7. Diseño de investigación	28
2. El gas quemado y venteado: panorama global y nacional	29
2.1. Panorama global del gas quemado y venteado	29
2.2. Panorama latinoamericano del gas quemado y venteado	35
2.3. Panorama colombiano del gas quemado y venteado	39
3. Impactos económicos, sociales y ambientales generados por la quema del gas producido en la industria del petróleo	46
3.1. Emisión de gases tóxicos	52
3.2. Afectación al medio ambiente	57
3.3. Afectaciones a la salud humana	60
4. Alternativas globales para el gas quemado y venteado	63
4.1. Inyección de gas	66
4.2. Captura y almacenamiento de CO ₂	71
4.3. Tecnología de inyección de CO ₂	73

4.4.	Sistema de levantamiento artificial con gas-lift (lag)	76
4.5.	Generación de energía eléctrica	78
4.6.	Fuente de energía y materia prima para plantas petroquímicas	81
4.7.	Gas natural licuado (gnl)	81
4.8.	Gas natural comprimido (gnc)	83
4.9.	Proyectos propuestos y desarrollados en el mundo	84
4.9.1.	Irán	84
4.9.2.	Indonesia	85
4.9.3.	Estados Unidos	85
4.9.4.	Canadá	86
4.9.5.	Nigeria	87
4.9.6.	Brasil	88
4.9.7.	Rusia	89
5.	Alternativas para el uso del gas quemado aplicables para Colombia.	90
5.1.	El recobro mejorado con gas	90
5.1.1.	Inyección de gas	92
5.1.2.	Inyección de gas lift.	94
5.2.	El gas como fuente de energía eléctrica	96
5.2.1.	Turbina de gas.	99
5.3.	Gas natural licuado	100
5.4.	Gas natural comprimido	103
5.4.1.	Utilización del gas natural como transporte	105
6.	Fiscalización y control de gas quemado y venteado en Colombia	115
6.1.	Fiscalización quema de gas	115
6.2.1.	Protocolo de Kioto	119
6.2.2.	El mercado del carbono	120
6.2.3.	Asociación mundial para la reducción de la quema de gas	120
6.2.4.	Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático	120
6.3.	Coalición del clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el metano.	120

7. Conclusiones	122
8. Recomendaciones	125
Referencias Bibliográficas	126
Apéndices	140

Lista de Figuras

Figura 1. Desarrollo de los aspectos específicos de la investigación.	27
Figura 2. Desarrollo de la investigación.	27
Figura 3. Consumo Mundial. Statistical Review of World Energy, BP (2018).....	29
Figura 4. Desarrollo Mundial de la Quema de Gas Asociado (Banco Mundial) y Producción de Petróleo. Hamso (2014).	30
Figura 5. Cantidades Mundiales de Quema de Gas Asociado con VIIRS. Elvidge et al. (2014)	32
Figura 6. Emisiones Estimadas de GEI.....	42
Figura 7. Emisiones Totales por Tipo de Fuente	43
Figura 8. Principales fuentes de emisiones de metano en el sector petrolero y gas	48
Figura 9. Partes Principales de un Quemador de Campo.....	59
Figura 10. Diagrama para Establecer la Factibilidad de un Proyecto de Recuperación de Gas Quemado.	65
Figura 11. Inyección de Gas	66
Figura 12. Proceso de Licuefacción del Gas.....	82
Figura 13. Esquema de una Unidad de Micro-refinería.....	87
Figura 14. Proyecto de Recobro Secundario en Colombia.....	91
Figura 15. Esquema de desplazamiento del petróleo por inyección de gas.....	93
Figura 16. Esquema de una Planta de Ciclo Combinado de Calor.	98
Figura 17. Turbina de Gas.	99
Figura 18. Matriz Pugh	109

Lista de Tablas

Tabla 1 Marco legal.	25
Tabla 2 Diseño metodológico.de la investigación	28
Tabla 3 Producción gas de TEAS en latinoamérica.....	36
Tabla 4 Registro de quema de gas por regiones en Colombia.....	43
Tabla 5 Composición de gas de llama recogido	64
Tabla 6 Condiciones del gas de llama recogido.....	64
Tabla 7 Propiedades de reservorios de prueba.....	70
Tabla 8 Resultados económicos de la inyección de gas	70
Tabla 9 Análisis de los escenarios frente al precio del petróleo (debido al precio de la energía) 70	70
Tabla 10 Producción de petróleo y gas utilizando un sistema de levantamiento de gas lift.....	77
Tabla 11 Volumen y composición (porcentaje molar) de gas recuperado.....	79
Tabla 12 Detalles de la inversión de capital para una planta eléctrica en un campo petrolero	80
Tabla 13 Composición del gas natural licuado	82
Tabla 14 Costos de inversión de capital	83
Tabla 15 Análisis inyección de gas.....	93
Tabla 16 Análisis inyección de gas lift.....	95
Tabla 17 Capacidad efectiva del sistema eléctrico colombiano	96
Tabla 18 Análisis fuente de energía eléctrica	99
Tabla 19 Potencial de demanda y costos de generación	100
Tabla 20 Propiedades del gas natural licuado.....	101
Tabla 21 Análisis gas natural licuado	103
Tabla 22 Análisis gas natural comprimido	104

Tabla 23 Análisis utilización del gas natural para transporte 107

Lista de Apéndices

Apéndice A Radicado al Ministerio de Minas y Energía.....	140
Apéndice B Respuesta Ministerio de Minas y Energía.....	143
Apéndice C RESPUESTA ECOPETROL	149
Apéndice D Respuesta Agencia Nacional de Hidrocarburos.....	151
Apéndice E Respuesta Comisión de Regulación de Energía y Gas.....	156

Glosario

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

Área Contratada: Superficie y su proyección vertical en el subsuelo identificada, en la cual el contratista está autorizado para efectuar las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

Área De Explotación: Porción del área contratada en la cual el contratista o ECOPETROL S.A., en los contratos de asociación, decide explotar comercialmente uno o más yacimientos de hidrocarburos.

Campo: Área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos.

Campo Productor: Es el área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos de los cuales se ha obtenido hidrocarburos.

Comprador Primario: Persona jurídica con la cual un Productor – Comercializador celebra un contrato para el suministro de gas natural, en los términos establecidos en la regulación vigente.

Condensado: Mezcla de hidrocarburo que permanece líquido a temperatura y presión estándar con alguna cantidad de propano y butano disueltos en la mezcla. Las gravedades de los crudos producidos están por encima de 40°API.

Condiciones Estándar: Condiciones de presión y temperatura de referencia para el petróleo. Para la temperatura es de quince grados y cinco décimas de grados de Celsius (15.5°C),

equivalente a sesenta grados fahrenheit (60°F), y para la presión es de catorce coma setenta y tres libras (14,73) por pulgada cuadrada. Las condiciones estándar del gas son: para la temperatura de quince grados y cinco décimas de grado Celsius (15.5°C), equivalente a sesenta grados fahrenheit (60°F) y para la presión es de catorce coma sesenta y cinco libras (14,65) por pulgada cuadrada.

Control de Pozo: Actividades implementadas para prevenir o mitigar la liberación involuntaria de fluidos de formación desde el pozo hacia sus alrededores.

Costa Afuera: Comprende el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental de la Nación, conforme a lo establecido en la ley 10 del 4 de agosto de 1978.

Estimulación: Tratamiento a la formación productiva de un pozo con el objetivo de mejorar su productividad.

Gas Libre: Gas natural que se encuentra en fase gaseosa a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

GOR (R.G.P) Relación Gas Petróleo: Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cúbico estándar, BP Netos).

Levantamiento Artificial: Técnicas y sistemas utilizados para llevar a superficie los fluidos que se encuentran en el pozo cuando su energía no es suficiente para conducirlos naturalmente (flujo natural) o cuando se pretenda incrementar los volúmenes de producción.

Metro Cúbico: Volumen de gas contenido en un metro cúbico a condiciones estándar. Un metro cúbico de petróleo es igual a 6,29 barriles.

Petróleo de esquisto: Conocido como “Shale oil”, el cual mediante pirolisis, hidrogenación o disolución térmica convierte a la materia orgánica contenida dentro de la roca (querógeno) en petróleo y gas.

Pozo: Obra especializada de la ingeniería de petróleos consistente, en un hueco perforado a través del subsuelo, con el objeto de conducir los fluidos de un yacimiento a superficie. Se diferencia de las obras civiles realizadas para la construcción del pozo, tales como vía de acceso, locaciones y edificaciones.

Pozo Inyector: Pozo que permite inyectar fluidos a un yacimiento o a una estructura expresamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía.

Pozo Productor: Pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento.

Precio Base de Liquidación: Es el valor unitario calculado por la ANH trimestralmente, el cual estará asociado al precio de comercialización en boca de pozo, teniendo en cuenta las condiciones generales señaladas sobre el particular en la normatividad y regulación vigente.

Precio de Venta: Es el precio de gas natural en el Punto de Entrada, establecido en los contratos de suministro y/o compraventa.

Productor – Comercializador: Es el productor de gas natural que a su vez lo vende en el mercado primario con entrega a comprador en un Punto de Entrega.

Quema: Combustión al aire libre de hidrocarburos líquidos o gaseosos recuperados durante pruebas de pozos y operaciones de producción y que no son técnica o económicamente aprovechables. La quema también puede ser utilizada para la despresurización de equipos durante mantenimientos rutinarios o de emergencia.

Sistema Nacional de Transporte: Conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con la puertas de ciudad, con los sistemas de distribución, con los usuarios no regulados, con las interconexiones internacionales de gas natural y sistemas de almacenamiento.

Yacimiento Convencional: Son todos aquellos donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Estos yacimientos presentan buenas porosidades y moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se les asocian reservas limitadas, explotables en poco años.

Yacimientos no Convencionales: Son todos aquellos donde la acumulación es predominante regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de altas tecnologías, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las áreas de gas, carbonatos apretados, gas de capa de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arena bituminosa, gas de lutitas.

RESUMEN

TITULO: EVALUACION INTEGRAL DE ALTERNATIVAS PARA EL USO DEL GAS DE TEAS EN EL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO.*

AUTOR: DANNY ALIRIO VILLAMIZAR MENESES**

Palabras Clave: Quema, venteo, gas, alternativas, gas, tea, petrolero, Colombia.

Actualmente el sector petrolero global viene desperdiciando el gas y el combustóleo producto de los diferentes procesos de extracción, producción y refinación, generalizando la disposición de dichos recursos a una simple quema originando así un impacto ambiental y social que va en contra de la planeación estratégica del sector. Esto genera un desaprovechamiento de recursos que pueden ser transformados en un activo para la empresa, sin afectar de forma significativa los costos, siendo una actividad positiva frente a la relación costo/beneficio, siempre y cuando sea posible superar las diferentes variables como falta de tecnología, normatividad, reglamentación, incentivos, entre otros.

Por lo anterior, en esta investigación se realizó una evaluación integral de alternativas para el uso del gas de TEAS, identificando cuáles pueden ser aplicados al sector petrolero colombiano, para lo cual fue necesario identificar las alternativas existentes para el uso del gas quemado en el mundo, además, se establecieron los impactos económicos, sociales y ambientales que se generan por la quema del gas producido en la industria del petróleo, y finalmente se definió la viabilidad de aplicación de las alternativas identificadas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: William Mantilla Orduz. PhD.

ABSTRACT

TITTLE: COMPREHENSIVE EVALUATION OF ALTERNATIVES FOR USE OF TEAS GAS IN THE COLOMBIAN OIL SECTOR.*

AUTHOR: DANNY ALIRIO VILLAMIZAR MENESES**

Keywords: Burning, venting, gas, alternatives, gas, tea, oil, Colombia.

Currently, the global oil sector has been wasting gas and fuel oil as a result of the different extraction, production and refining processes, generalizing the disposition of these resources to a simple burning, thus causing an environmental and social impact that goes against the strategic planning of the sector. This generates a waste of resources that can be transformed into an asset for the company, without significantly affecting costs, being a positive activity against the cost / benefit ratio, as long as it is possible to overcome the different variables such as lack of technology, regulations, regulations, incentives, among others.

Therefore, in this research, a comprehensive evaluation of alternatives for the use of TEAS gas was carried out, identifying which can be applied to the Colombian oil sector, for which it was necessary to identify the existing alternatives for the use of burned gas in the world, In addition, the economic, social and environmental impacts generated by the burning of the gas produced in the oil industry were established, and finally the feasibility of applying the identified alternatives was defined.

* Postgraduate Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Master in Oil and Gas Engineer. Director: William Mantilla Orduz. PhD in Sciences-Chemistry.

Introducción

En Colombia actualmente, en la mayoría de locaciones petroleras y gasíferas los residuos líquidos y gaseosos, son venteados y quemados a través de las chimeneas, situación que ocasiona impactos negativos sobre el medio ambiente y una percepción e imagen de productor contaminante ante la sociedad civil. Además se está perdiendo un recurso con potencial para ser transformado como un activo tangible para las empresas que explotan petróleo (económico) o intangible (ambiental, social) sin afectar de forma significativa la cadena de valor del proceso extractivo. Debido a esta situación problemática este proyecto de investigación planteó el interrogante, ¿Cuáles alternativas exitosas son aplicables en Colombia para la recuperación del gas venteado y dispuesto para la quema en el sector petrolero?

Partiendo de la necesidad de responder la pregunta formulada, en este documento se realiza una evaluación integral de alternativas para el uso del gas de TEAS y así saber cuáles pueden ser aplicadas al sector petrolero colombiano; utilizando un enfoque mixto (cualitativo-cuantitativo) y un diseño no experimental, realizando en primer lugar la identificación de las alternativas existentes para el uso del gas quemado en el mundo que pueden aplicarse en el contexto nacional, estableciendo unas características particulares del gas para cada alternativa frente a la composición, calidad, cantidad, temperatura, densidad, entre otros. En segundo lugar se establecieron los impactos económicos, sociales y ambientales que se generan por la quema del gas producido en la industria del petróleo, y finalmente, se definió la viabilidad de aplicación de las alternativas identificadas teniendo en cuenta los factores económicos, tecnológicos, ambientales, sociales y administrativos de la compañía.

El desarrollo de las etapas anteriormente mencionadas se presenta en cinco capítulos que permiten posteriormente concluir al respecto de cada uno de los objetivos específicos establecidos:

- Capítulo I – Fundamentos de la Investigación.
- Capítulo II – El Gas Quemado y Venteado: Panorama Global y de Colombia.
- Capítulo III – Impactos Económicos, Sociales y Ambientales Generados por la Quema del Gas Producido en la Industria del Petróleo
- Capítulo IV – Alternativas Globales para el Gas Quemado y Venteado.
- Capítulo V – Alternativas para el Uso del Gas Quemado Aplicables en Colombia.
- Capítulo VI – Fiscalización y Control de Gas Quemado y Venteado en Colombia.

Es importante resaltar que durante el desarrollo capitular se identifican varias potencialidades que benefician a la economía, sociedad y el medio ambiente, con la implementación de tecnologías que permitan disminuir las cantidades de gas quemado o venteado, además, se muestran las alternativas que pueden ser aplicadas al sector petrolero Colombiano.

1. Fundamentos de la Investigación

1.1. Sistematización del Problema.

De acuerdo a los datos del Banco Mundial (2016), anualmente se vienen quemando en el mundo más de 140 billones de metros cúbicos por año de gas a través de las chimeneas conocidas como TEAS. Localmente, Colombia, en la misma proporción de tiempo, ocupa el puesto 33 en el mundo en quema de gas con un total de más de 550 millones de metros cúbicos entre el 2013 al 2016. Igualmente, ocupa también el puesto 33 frente a la relación entre metros cúbicos quemados para la producción de un barril de petróleo, necesitando entonces quemar 5 metros cúbicos de gas para dicha producción.

Actualmente en Colombia, en la mayoría de locaciones petroleras y gasíferas, los residuos gaseosos, son venteados y quemados a través de las chimeneas (TEAS), ocasionando un impacto ambiental ante el entorno y una percepción de productor contaminante ante la sociedad civil. Esto conlleva a la pérdida de un recurso que puede ser transformado como un activo tangible para la empresa (económico) o intangible (ambiental, social) sin afectar de forma significativa la cadena de valor del proceso extractivo.

De acuerdo a lo anterior, dichos recursos no renovables y que en la industria son definidos como desechos del proceso, no han sido utilizados de manera eficiente, por lo tanto, al establecer alternativas para su utilización permitirá la creación de nuevos nichos de mercado o integrarlos a unos ya existentes, para satisfacer las necesidades de la población que se encuentra alrededor de los proyectos petroleros y al país en general.

1.1.1. Pregunta de investigación. ¿Cuáles alternativas exitosas son aplicables en Colombia para la recuperación del gas venteado y dispuesto para la quema en el sector petrolero?

1.1.2. Hipótesis. Colombia reducirá el venteo y quema de gas producto de la explotación de hidrocarburos por medio de alternativas económicas, ambientales y socialmente viables establecidas por las compañías para satisfacer las necesidades de la población civil, esto conllevará a que en el año 2030 se inscribirá en el programa del Banco Mundial.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General. Realizar una evaluación integral de alternativas para el uso del gas de TEAS y así saber cuáles pueden ser aplicados al sector petrolero colombiano.

1.2.2. Objetivos Específicos:

- Establecer qué impactos económicos, sociales y ambientales se generan por la quema del gas producido en la industria del petróleo.
- Identificar las alternativas existentes para el uso del gas quemado en el mundo que pueden aplicarse en el contexto nacional.
- Definir la viabilidad de aplicación de las alternativas identificadas teniendo en cuenta los factores económicos, tecnológicos, ambientales, sociales y administrativos.
- Analizar las características de fiscalización y control de gas quemado y venteado en Colombia.

1.3. Justificación

En las etapas iniciales de la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, se encaminó la política petrolera a fomentar el uso del gas que se extraía de los campos mientras se creaba y estabilizaba un mercado para éste, utilizándose primordialmente en la reinyección de campos y como insumo industrial (petroquímica o fuente de calor), limitando la quema del recurso. La dificultad que ha tenido el sector ha sido por el transporte del recurso en boca de pozo a los centros poblados y se ha querido estimular por medio de políticas de masificación (CONPES 2751 de 1991), por lo cual se hacen grandes inversiones en infraestructura de gasoductos y por ende se crea la empresa ECOGAS. Sin embargo, en la legislación colombiana se ha tomado el gas como un subproducto de la explotación petrolera, y debido a que no se cuenta con un mercado robusto, es permitida su quema, esto no quiere decir, que el país ha tratado de limitarla e incentivar el uso (CEPAL. 1999, p. 19).

Es así, como se evidencia la necesidad de realizar un minucioso análisis de todas las alternativas probables para recuperar el gas de quema que no pueda utilizarse en los campos petroleros y que sirvan para otras alternativas que pueden llegar a crear una utilidad adicional a la compañía como un ingreso al Estado y un beneficio a la población en aspectos ambientales y sociales. Igualmente, al momento de identificar dichas alternativas deben relacionarse las características específicas del gas para que dichas posibilidades sean viables en todos los aspectos respecto a cada escenario que se enfrente en la vida real y sean opciones reales para la toma de decisiones del sector.

Primero, realizar un análisis de la política pública existente para este caso robustecerla; segundo; establecer unas características mínimas que deba cumplir el gas para que sean viables las diferentes alternativas presentadas, y por último, e igualmente importante, desarrollar un

sistema de fiscalización el cual contribuya a controlar el venteo y quema de gas de los campos de producción de hidrocarburos colombianos con unos sistemas eficientes de registro, lo cual conllevaría a robustecer un mercado fuerte sobre este gas que antes era diseminado a la atmósfera escogiendo las mejores alternativas económica, social y ambientalmente viables para el país en cuestión de conversión.

1.4. Marco Práctico y Legal

Actualmente, el sistema de seguimiento y control del gas venteado y quemado en Colombia es muy precario ya que no se cuenta con el personal necesario y la tecnología para realizar la fiscalización de manera eficiente en los campos de producción de hidrocarburos en el país.

A menos que no se fortalezca la normatividad vigente sobre venteo y quema de gas en Colombia y se le dé herramientas a las instituciones del Estado para una cabal fiscalización de un recurso no renovable que está siendo tratado como un desperdicio, teniendo un costo económico, social y ambiental frente a la población, es necesario, para el caso del sector de hidrocarburos de Colombia, estimar un sistema de control real sobre el venteo y quema de gas el cual permita recuperar las regalías perdidas por la Nación y a su vez impulse alternativas para la utilización de este gas que se ha venido quemando, por medio de incentivos económicos que podrían ser establecidos por el gobierno.

Dicho lo anterior, es posible entonces analizar las diferentes alternativas existentes en el mundo para el aprovechamiento del gas venteado y de quema y cuáles aplicarían para el caso de Colombia, siendo las condiciones de cada región del país extremadamente variables en aspectos

socio-económicos, por tal razón, se permite con la presente investigación, definir unas características mínimas del gas para que cada alternativa escogida sea viable.

De ahí que, para Colombia en particular, es importante definir que cuenta con unos mercados ya establecidos y fuertes que se han venido desarrollado desde un tiempo atrás y que dependiendo de las alternativas viables bajo aspectos técnicos, sociales, ambientales y económicos, podrían impulsar sectores como el de la energía eléctrica, gas vehicular, producción de derivados de hidrocarburos, satisfacción de las necesidades de la población civil, disminuyendo al mismo tiempo el venteo y quema de gas, volviendo dichas actividades “verdes” o amigables al medio ambiente.

En cuanto por ser un tema tan específico y totalmente relacionado con el sector energético del país, se ha venido reglamentando la quema y venteo de gas en Colombia desde antes de la Constitución Política de 1991, ayudado esto más aún por lo movimientos ambientales que se vienen desarrollando en el mundo, he impulsados por las diferentes instituciones de cooperación internacional como la ONU, el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo, entre otros. Por lo anterior, se presenta la normatividad vigente para esta investigación:

Tabla 1.
Marco Legal

Norma	Descripción
Decreto 1895 del 15 de septiembre de 1973	Donde se estipuló la disminución y prohibición del venteo y quema de gas en Colombia
Constitución Política de Colombia	Es la base de la política petrolera en nuestro país
Decreto No. 948 del 5 de junio de 1995.	Prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire

Norma	Descripción
Resolución No. 619 del 7 de julio de 1997	Factores a partir de los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas
Resolución No. 601 del 4 de abril del 2006.	Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia.
Resolución No. 909 del 5 de junio de 2009	Normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas
Resolución No. 181495 del 2 de septiembre de 2009 expedida por el Ministerio de Minas y Energía	Se encuentra estipulado la prohibición de quema de gas y desperdicio en Colombia
Resolución 0760 del 20 de abril de 2010	Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas
Resolución 2153 del 2 de noviembre de 2010	Se ajusta el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas, adoptado a través de la Resolución 760 de 2010
Decreto No. 926 del 1° de junio de 2017 expedido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.	Impuesto Nacional al Carbono

1.5. Enfoque

La presente investigación tuvo un enfoque mixto, ya que busca analizar desde lo cualitativo y cuantitativo, un problema que existe de manera global como lo es el venteo y quema de gas en el sector de hidrocarburos y cómo ésta ha venido siendo reducida por parte de los Estados y las compañías por medio de sistemas de recuperación de dicho gas para aprovecharlo en diferentes alternativas que fueron analizadas bajo proyectos de éxitos en otros países y que podrían ser aplicados en Colombia.

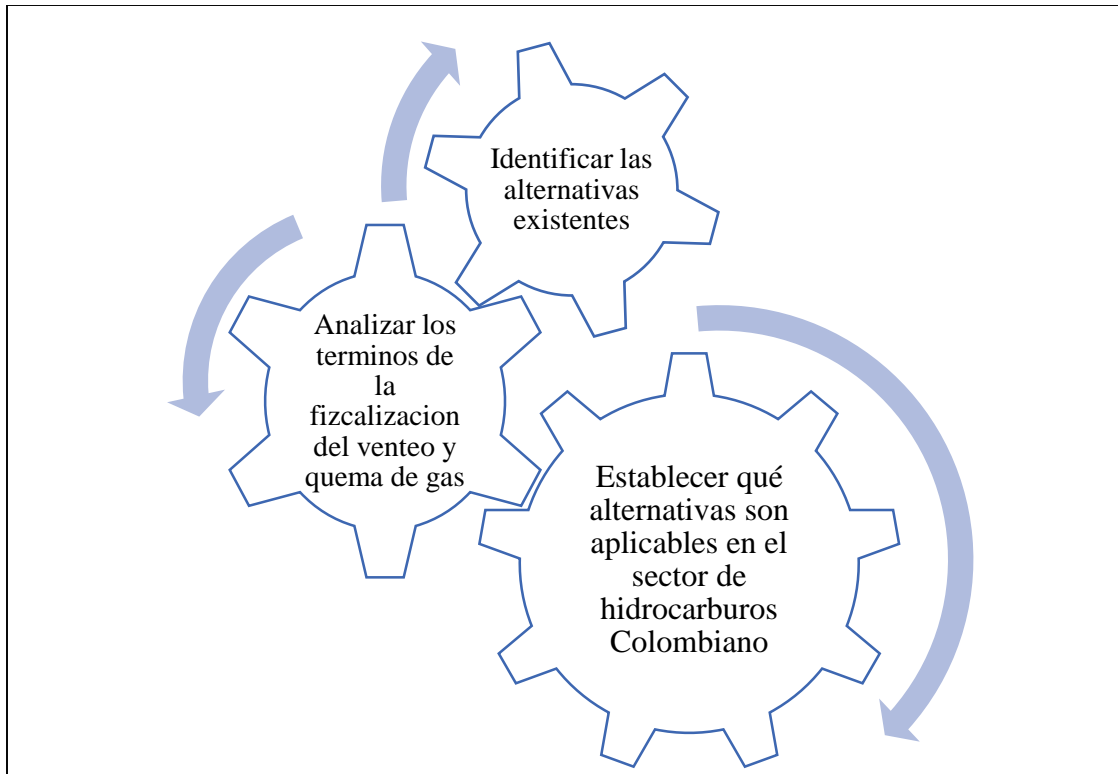


Figura 1. Desarrollo de los aspectos específicos de la investigación.

1.6. Alcance

El presente documento tendrá un alcance descriptivo el cual busca la definición de alternativas económicas, ambientales y socialmente viables para el sector de hidrocarburos colombiano referente a la recuperación de gas venteado y dispuesto para quemarlo, analizando a su vez la normatividad vigente del país y teniendo en cuenta proyectos exitosos establecidos en otros países con variables semejantes a las colombianas.

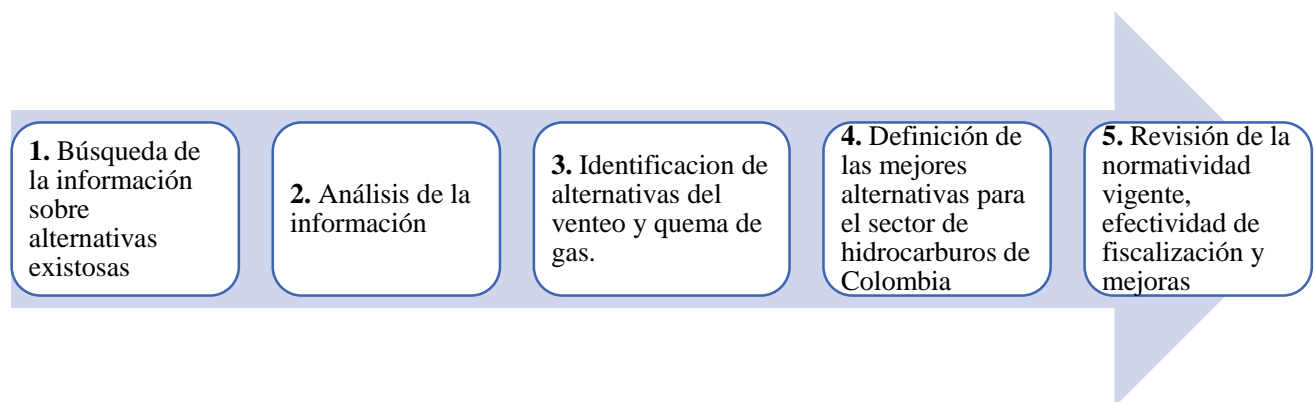


Figura 2. Desarrollo de la investigación.

1.7. Diseño de Investigación

Tabla 2.

Diseño Metodológico de la Investigación

Enfoque	Diseño	Fases Metodológicas
MIXTO	NO EXPERIMENTAL	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="716 373 1421 569">1. Identificación de alternativas: Se realizará una recolección bibliográfica de los casos exitosos donde se tomó el gas dispuesto para ventear o quemar y con su uso se generaron actividades cuyos beneficios pudieron ser económicos, financieros, sociales, tecnológicos, entre otros. <li data-bbox="716 596 1421 791">2. Determinación de alternativas: De acuerdo al análisis de las diferentes alternativas investigadas en el numeral primero y la reglamentación establecida en el país, se establecerán las alternativas económicas, financieras, ambientales y socialmente viables para el sector de hidrocarburos de Colombia. <li data-bbox="716 819 1421 1054">3. Análisis de la política de fiscalización del venteo y quema de gas: Se revisará la normatividad vigente frente a la fiscalización del venteo y quema de gas en el sector de hidrocarburos de Colombia, estableciendo su seguimiento y control y la eficiencia y eficacia del mismo, ayudando a construir una propuesta para el mejoramiento de la reglamentación actual.

2. El Gas Quemado y Venteado: Panorama Global y Nacional

2.1. Panorama Global del Gas Quemado y Venteado

Es importante establecer que actualmente en el mundo se viene presentando un aumento del valor del barril de los combustibles (petróleo y gas) que no se observaba desde el año 2016, igualmente, el promedio de consumo del petróleo aumentó 0,6 puntos porcentuales de acuerdo a la relación existente desde hace 10 años, así mismo, la producción de petróleo aumentó 0,6 millones de barriles por día, por debajo del promedio de años anteriores debido a la decreciente producción de Arabia Saudita y Venezuela (BP, 2018).

Un entorno muy diferente se ve en el mercado del gas donde la producción de este recurso no renovable aumentó en un 3% a comparación de años anteriores, con una tasa de comercio creciente del 6,2%, lo cual supera con creces la relación de ductos construidos.

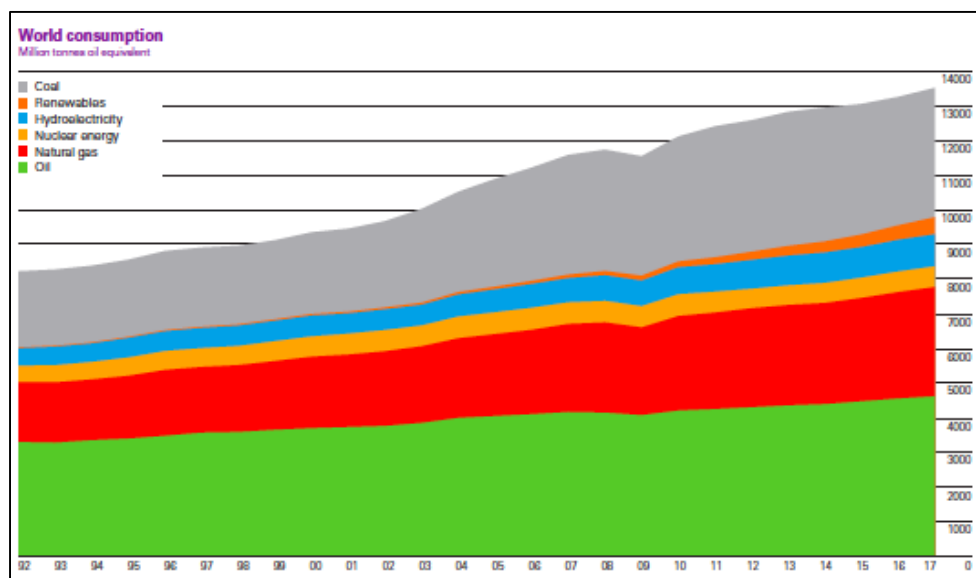


Figura 3. Consumo Mundial. Statistical Review of World Energy, BP (2018). Recuperado en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>

Por otra parte, en apoyo a la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, en adelante NOAA, analiza

durante la noche la intensidad de la luz proveniente de las antorchas de gas asociado en imágenes de satélite. Para ello, los datos de luz se calibran con mediciones locales. Los datos de la NOAA muestran que las cantidades quemadas entre 2005 y 2010 se redujeron en un 15% hasta por debajo de 140 billones de metros cúbicos (entre 16% y 28% de la cantidad mundial de gas asociado) para subir ligeramente después. Principalmente la creciente producción de petróleo de esquisto en los Estados Unidos es responsable por este cambio de tendencia. Allí, la cantidad de gas asociado quemada y liberada se ha casi triplicado en los últimos 10 años (Pieprzyk y Rojas, 2015).

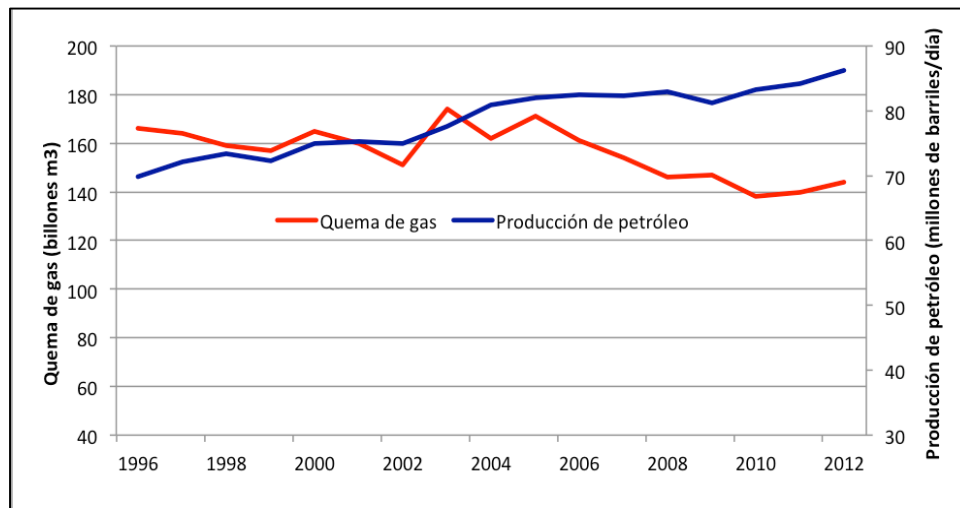


Figura 4. Desarrollo Mundial de la Quema de Gas Asociado (Banco Mundial) y Producción de Petróleo. Hamso (2014). Recuperado en: https://www.era-er.com/es/system/files/downloads/flaring_venting_es.pdf

Además, en otros países como Venezuela, Irak y Canadá se están incrementando las cantidades de quema. Con este crecimiento se compensan los éxitos continuos de las normas legales en Rusia. Generando entonces que la situación mundial se caracteriza por dos tendencias: mientras sobre todo campos petroleros más antiguos y de mayor tamaño utilizan más gas asociado en vez de quemarlo, en los muchos campos nuevos y más pequeños,

especialmente de petróleo de esquisto con muchas perforaciones necesarias, se presenta exactamente lo contrario. (Pieprzyk y Rojas, 2015)

La faltante infraestructura para la utilización del gas asociado conduce allí a altas cantidades de quema y dificulta su uso comercial. Razón por la cual es de esperarse que la quema y el venteo vayan a aumentar por la creciente producción de petróleo marginal. Los campos de petróleo marginal se encuentran principalmente en regiones alejadas, contienen menos petróleo y tienen que desarrollarse con tecnologías costosas que, como en el caso del petróleo de esquisto, requieren muchas perforaciones. El crecimiento de la quema en campos nuevos aislados en Siberia Oriental es un indicio más de este desarrollo (Kutepova et al., 2011).

Hasta ahora, los satélites han podido registrar solo antorchas de gran extensión y han sido perturbados por nubosidad y otras fuentes de luz (Leifer et al., 2013). Desde 2011, la quema se monitorea con una nueva tecnología de medición satelital, la VIIRS (Visible Infrared Imaging Radiometer Suite), que presenta menos problemas de medición y una mayor precisión en la medición (Elvidge et al., 2014). El resultado preliminar para 2012, de 165 billones de m³ de cantidad de quema, es claramente más alto que el valor de la NOAA, de 140 billones de m³. La comparación de la VIIRS con los valores de la NOAA muestra que los resultados individuales de los países en parte se diferencian enormemente. Los valores de VIIRS para Irak, Venezuela, Argelia, Libia y México son casi tres veces más altos que en los datos de la NOAA-Banco Mundial; los datos VIIRS para Rusia son aproximadamente 30% más bajos (Pieprzyk y Rojas, 2015), tal y como se observa en la Figura 5, presentada a continuación:

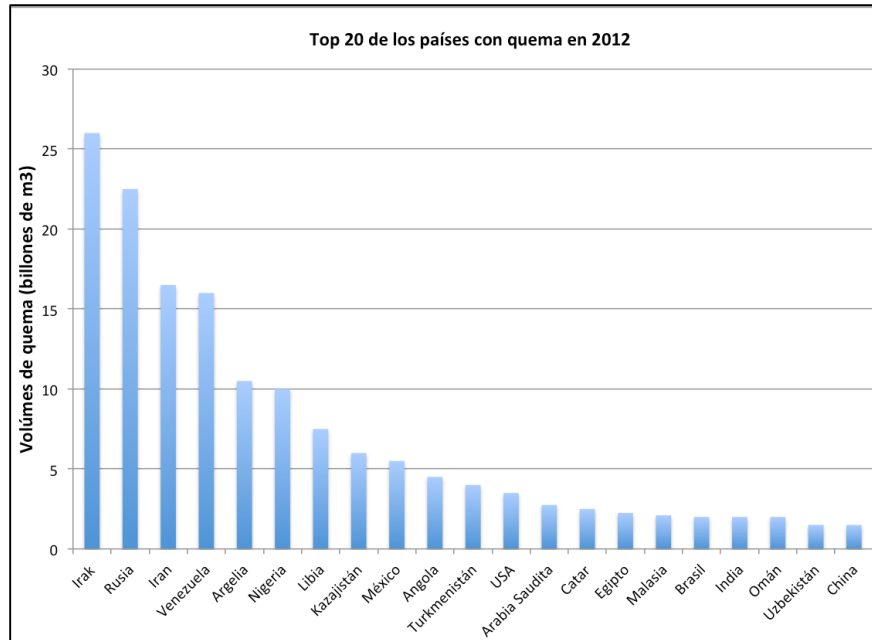


Figura 5. Cantidades Mundiales de Quema de Gas Asociado con VIIRS. Elvidge et al. (2014). Recuperado en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/14/htm>

Mientras que las cantidades de gas quemado pueden ser registradas de manera relativamente exacta con bases científicas, con la ayuda de datos satelitales, la medición de las emisiones de metano generadas por venteo es considerablemente más complejo (Bylin, 2013). El registro de las emisiones de metano se complica sobre todo con el hecho de que hay muchas y de varias fuentes tanto de producción como de almacenamiento de metano, fuentes que están esparcidas muy heterogéneamente a nivel mundial (Ito e Inatomi, 2012). En este punto es importante tener en cuenta que las emisiones de metano pueden ser de origen biogénico, termo génico o pirogénico.

Las fuentes biogénicas comprenden ambientes anaeróbicos como regiones húmedas naturales y campos de arroz, reservorios de agua fresca pobres en oxígeno, rumiantes y restos orgánicos. El metano termo génico, que se ha originado desde hace millones de años a través de procesos geológicos, se libera a través de la extracción de gas natural, petróleo y

carbón o de la erupción natural de los volcanes; y en cambio, el metano pirogénico se forma a partir de la combustión incompleta de biomasa y de combustibles fósiles (Ciais et al. 2013). En total, mundialmente se emiten entre 700 y 1.200 billones de m^3 de metano por año, de los cuales del 50% al 70% son generados por la presencia de los seres humanos en el planeta (Bosquet et al., 2011). El rango de las emisiones de metano provenientes de la producción total de energía fósil (petróleo, gas y carbón) es muy alto y comprende entre 107 y 171 billones de m^3 (Ciais et al., 2013).

Las emisiones de metano de la extracción de petróleo, al contrario de la quema, solo se pueden medir con satélites que trabajan con una muy buena resolución. La precisión máxima en la actualidad es de 10,5 x 10,5 km, con lo que las imágenes de satélite solo registran las emisiones acumuladas en diferentes fuentes biogénicas, termo génicas y pirogénicas, sin poder identificarlas ni separarlas (Leifer et al., 2013). Debido a esto, con la tecnología satelital no es viable calcular el porcentaje por la actividad de extracción del petróleo frente a las emisiones totales de metano.

Durante la quema se originan junto con dióxido de carbono, también sustancias nocivas para el aire como material particulado en forma de hollín, petróleo no quemado y monóxidos de carbono (especialmente cuando el valor calórico del gas de combustión es bajo), así como otros productos secundarios potenciales de la combustión incompleta. Cuando el gas de combustión crudo contiene ácido sulfhídrico (H_2S), puede producirse también dióxido de azufre (SO_2). (Pieprzyk y Rojas, 2015)

Las emisiones de hollín no son solo una carga tóxica para el ambiente, sino que también repercuten sobre el clima. En el Ártico, la quema provoca 42% de las emisiones totales de hollín

e intensifica así el calentamiento de esa región y el cambio climático mundial a través del derretimiento de los suelos permafrost y las cantidades liberadas de carbón del suelo (Stohl et al., 2013). Las emisiones de contaminantes tienen, junto a las repercusiones climáticas, efectos negativos adicionales sobre el ambiente, sobre los empleados de la industria petrolera y de gas y en caso de existir, sobre las poblaciones locales con las respectivas consecuencias para la salud (Donner y Winter, 2012).

Siendo el metano el componente principal del gas asociado, el venteo directo libera una cantidad considerable de este gas junto con H₂S y compuestos orgánicos volátiles (VOC) a la atmósfera. Debido a que el metano tiene un potencial de calentamiento climático 34 veces mayor que el CO₂, las emisiones de GEI son con ello significativamente más altas que a través de la quema del gas asociado (Johnson y Coderre, 2012). A través de las cantidades de quema y venteo de gas asociado se originan mundialmente las siguientes emisiones de GEI:

- Quema del gas asociado: 270 millones de toneladas de CO₂.
- Quema ineficiente (combustión incompleta): 26 hasta 881 millones de toneladas de CO₂eq.
La suposición para esto es, junto con el valor predeterminado para la eficiencia de quema de la US Environmental Protection Agency (EPA AP-42) de 99%, además una eficiencia significativamente más baja del 75% (es decir, 25% del gas asociado alcanzó la atmósfera sin quemarse) para representar el impacto de este factor sobre las emisiones totales.
- Venteo y fugas: 100 hasta 2.400 millones de toneladas de CO₂eq.

Para las emisiones específicas de los combustibles fósiles resultan entonces los valores siguientes:

- Quema del gas asociado: 1,45 g CO₂eq/MJ

- Emisiones de metano a través de la combustión incompleta: 0,14 – 4,77 g CO₂eq/MJ
- Venteo y fugas: 0,5 – 12,78 g CO₂eq/MJ
- El rango total de las emisiones de GEI provenientes de la quema y el venteo asciende así desde 2 hasta 19 g CO₂eq/MJ.

El valor de referencia global medio para el petróleo se incrementa así en el rango superior a más de 100 g CO₂eq/MJ (emisiones de la extracción, transporte, procesamiento y quema del combustible = Well to Wheel – WTW). Esto significa un incremento del 15% con respecto al valor WTW del estudio del JEC del diésel fósil. En países con altas cantidades de gas asociado no utilizado como Rusia y Nigeria, el nivel de emisión se incrementa con los nuevos cálculos de venteo incluso a 127 y 167 g CO₂eq/MJ respectivamente, lo que significa 45% y 90% más que el valor del JEC. Las mediciones de satélite en las regiones de petróleo de esquisto en los Estados Unidos revelan niveles de emisión de 158 g CO₂eq/MJ. Los niveles de emisión de petróleo en estas zonas yacen con ello significativamente por encima de las emisiones de combustibles provenientes de arenas asfálticas con aproximadamente 110 g CO₂eq/MJ. (Pieprzyk y Rojas, 2015)

2.2. Panorama Latinoamericano del Gas Quemado y Venteado

Actualmente, y de acuerdo a datos establecido por el Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente – PNMA y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, América Latina y el Caribe, producen el cinco por ciento de emisiones mundiales de gases invernadero, cuya gran proporción en los territorios petroleros se debe a la quema de gas.

El Banco Mundial ha venido recopilando información acumulada, entre los años 2013-2017, sobre los 60 países que más desarrollan la actividad de quema de gas con TEAS en el mundo, los latinoamericanos se encuentran ubicados de la siguiente manera:

Tabla 3.

Producción Gas de TEAS en Latinoamérica

Puesto	País	Gas quemado (Millones de metros cúbicos aproximado)
7	Venezuela	10.000
10.	México	5.000
25.	Brasil	1.900
26.	Ecuador	1.600
34.	Colombia	700
35.	Argentina	511
46.	Trinidad y Tobago	190
54.	Perú	76
57.	Guatemala	50

Banco Mundial. (2018). Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Recuperado en: <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#5>

En el escenario Latinoamericano, se identifican situaciones específicas como en Ecuador, donde las cuencas sedimentarias: Oriente y Guayaquil son explotadas desde 1972, presentando volúmenes comerciales de crudo medio ligero de 28 grados API, en promedio, y son los campos con la mayor cantidad de gas asociado de la Nación. En superficie, el gas natural es separado del petróleo en las estaciones de producción, constituyendo de esa manera la fuente nacional de gas natural. Sin embargo, el problema con las reservas de gas, es que se encuentran disgregadas en diferentes yacimientos del oriente ecuatoriano, y no es fácil ni rentable su captación.

Desde los comienzos de la actividad petrolera, existieron iniciativas en Ecuador de aprovechar el gas natural producido en el oriente. El más importante fue la construcción de la Planta de Gas Shushufindi en el año 1981, para producir Gas Licuado de Petróleo (GLP) y

gasolina natural, con una capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado y con capacidad para producir hasta 500 TM/día de GLP y 2.800 BPD de gasolina.

(Ayuso, 2017)

La producción de gas en Ecuador, en comparación con la producción de otros países de Latinoamérica, es relativamente baja, y es utilizada para la generación de energía eléctrica y para la recuperación de GLP en las plantas separadoras. El GLP producido, no es suficiente para cubrir la demanda local, por lo que más del 80% del consumo corresponde a gas importado, que tiene un costo seis veces más alto del precio al que se vende al consumidor. La diferencia entre el costo y el precio de venta es subsidiada por el Gobierno, con el fin de garantizar el consumo doméstico de los sectores más necesitados (Ayuso, 2017). A pesar de lo anterior, en los últimos 30 años, Ecuador ha quemado más de 100 millones de pies cúbicos de gas asociado por día, lo cual representa más de 14 mil millones de dólares en Barriles Equivalentes de petróleo (BEP) (Petroamazonas, 2016).

Por otra parte, uno de los países que aparece en los primeros lugares de los ya analizados datos mundiales de la generación de quema o venteo de gas asociado es Venezuela, este país latinoamericano posee unas reservas de gas natural que lo colocan en la octava posición en la escala mundial de países con mayores reservas del mundo, la industria nacional de este hidrocarburo no ha sido lo suficientemente desarrollada (Ayuso, 2017). Tal situación suele ser atribuida a las condiciones técnicas, económicas y situaciones políticas que por muchos años giraron en torno a la explotación del mismo.

Para entender las razones de la quema y venteo del gas asociado en Venezuela, es necesario posicionarse en el contexto histórico inicial de la explotación petrolera. La primera

producción de gas natural asociado al petróleo se inició en el año 1918, y no fue sino hasta 1938, cuando se registra oficialmente la primera medición y control del uso de la producción de gas, en un momento en el cual, tanto a nivel mundial, como para las trasnacionales que operaban en Venezuela, era considerado un elemento indeseable del crudo, sin ningún valor comercial, razón por la cual esta etapa se caracterizó por una baja utilización del gas y un alto desperdicio del mismo, hasta los años 40, cuando se inician las políticas de utilización y conservación del gas que promovieron, en primera instancia, la devolución de la producción a los yacimientos con fines de conservación y del aumento de la recuperación de crudo; años después en 1957, es cuando comienza la instalación del primer gasoducto Anaco - Caracas - Morón, en el marco de una política de industrialización del gas en Venezuela a través de la petroquímica y, en paralelo se inicia su uso de manera local, en el mercado doméstico, generación eléctrica y las cementeras en la Ciudad de Maracaibo (ANHI, 2009).

Las empresas manifestaron en su momento que los costos de instalar las facilidades de transporte y distribución desde los campos remotos, hasta los centros poblados e industriales, eran extremadamente altos. Así, históricamente, no se contempló el desarrollo de las reservas de gas asociado que representan el 80% de las reservas de gas totales del país, por lo tanto, la infraestructura para su explotación se circunscribió a la del crudo. Además, el bajo desarrollo del mercado local, con una demanda eléctrica cubierta casi en su totalidad con hidroelectricidad, y la regulación de los precios del gas en el mercado interno, muy por debajo de los mercados internacionales e insuficiente para garantizar la recuperación de las inversiones en infraestructura, no estimuló las inversiones necesarias para explotar el gas. Cabe destacar, que los recientes descubrimientos de gas natural económicamente explotable se encuentran costa

afuera, tanto en territorio nacional, como en yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, cuyos costos y acuerdos requeridos han retrasado su aprovechamiento. (Ayuso, 2017).

El caso de México es interesante ya que se encuentra dentro de los 20 principales productores de gas en el mundo, con uno de los menores costos de descubrimiento, producción y desarrollo, y una tasa de restitución de hidrocarburos cerca al 90% (Larraga, 2011). El problema del país azteca es logístico, ya que su infraestructura de tuberías para el transporte del gas se encuentra incompleta.

De acuerdo a la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE, en su revista enerLAC, estableció en un artículo (OLADE, 2017), que las prácticas de quema y venteo, ha alcanzado anualmente cerca de 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural a nivel mundial. Esta cifra representa la cuarta parte del consumo total de gas de Estados Unidos en un año, el 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea, el 75% de las exportaciones de gas de Rusia y casi la totalidad del consumo de gas de Latinoamérica y el Caribe.

2.3. Panorama Colombiano del Gas Quemado y Venteado

Según Mondragón (2015) las actividades de quema y venteo y por lo tanto, las emisiones de gases efecto invernadero en Colombia, son bajas comparándolas con países como Nigeria y Rusia, a pesar de esto, las afectaciones que tienen estas emisiones son de nivel global por lo que repercuten a países industrializados y no industrializados.

De igual manera, la Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana (UPME), el sector petroquímico es uno de los sectores que presenta mayor demanda de GLP, en 2014 la demanda global de GLP en este sector, alcanzó niveles de 76.2 MTON/Año. La demanda de GLP en el sector doméstico ha presentado un aumento en los últimos años, ya que se han

adherido aplicaciones como el uso de GLP en calefacción y en la preparación de alimentos. Los sectores industriales y de transporte, mantienen la demanda de GLP en los diferentes países.

En el caso Colombiano hasta inicios de 2005 se contaba con un único productor de GLP en el país, pero la producción de gas asociado en los campos petroleros, se contó con un nuevo suministro que dio un giro total a la producción de GLP, a pesar de esto, las fuentes no son suficientes para abastecer la demanda de este energético” (UPME, 2017). Según la Unidad de Planeación Minero Energética colombiana, en el caso colombiano el gas natural comprimido empezó a utilizarse como gas natural vehicular principalmente en la Costa Atlántica desde hace más de 20 años. La conversión de los vehículos en Colombia de gasolina diesel a gas natural vehicular se ha desarrollado de acuerdo a las necesidades de la población.

En los casos en los que los volúmenes generados y la energía contenida en ellos no son suficientes, es más factible hacer una revisión de los procesos y equipos en donde se genera gas asociado y establecer normas o planes que estén enfocados en la reducción de los volúmenes de gas asociado generados en los procesos o los elimine. Nacional e internacionalmente se han establecido criterios que contribuyen en la eficiencia de los equipos utilizados en los procesos; en Colombia Ecopetrol junto con el Instituto Colombiano del Petróleo crearon el programa de Inspección y Mantenimiento Dirigido que se desarrolla con el objetivo de reducir las fugas y venteos; por otro lado, el Banco Mundial creó las normas de aplicación voluntaria para la reducción de quema y venteo que establece buenos hábitos al realizar estos procesos. (Delgado, 2018)

Para el año 2010, las emisiones netas de metano de Colombia se estimaron en 66,64 MtonCO₂e, de las cuales 2,14MtonCO₂e corresponden a “emisiones fugitivas” de metano (EPA,

2016). Estas emisiones son equivalentes a más de 142Mm³ (5035 Mft³) de gas natural emitidos directamente a la atmósfera, cuyo valor económico puede ascender a más de 29,2 millones de dólares anuales (López et al., 2017).

Según la Vicepresidencia de Ecopetrol S.A., 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. (Sachica, 2015)

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%. (Sachica, 2015)

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 kilo toneladas 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 Figura 6). 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%.

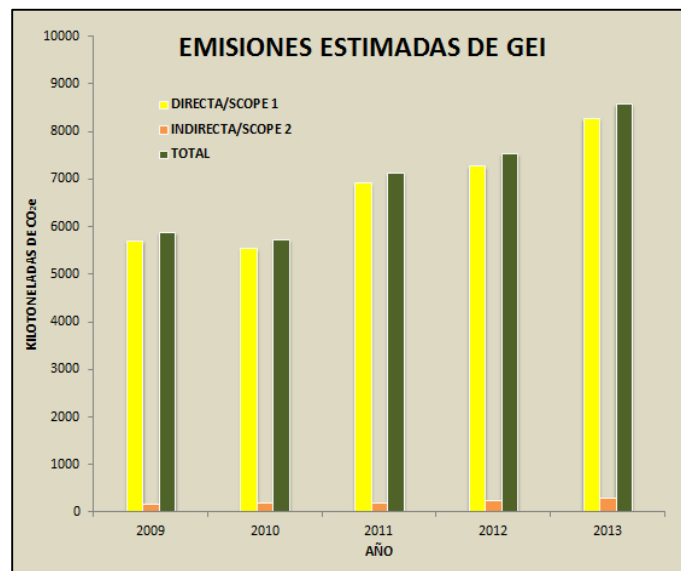


Figura 6. Emisiones Estimadas de GEI. Sachica, Jorge. (2015). Plan de gestión orientado a la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero en la vicepresidencia regional central de ECOPETROL S.A.

En la Figura 7, 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.

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. (Sachica, 2015)

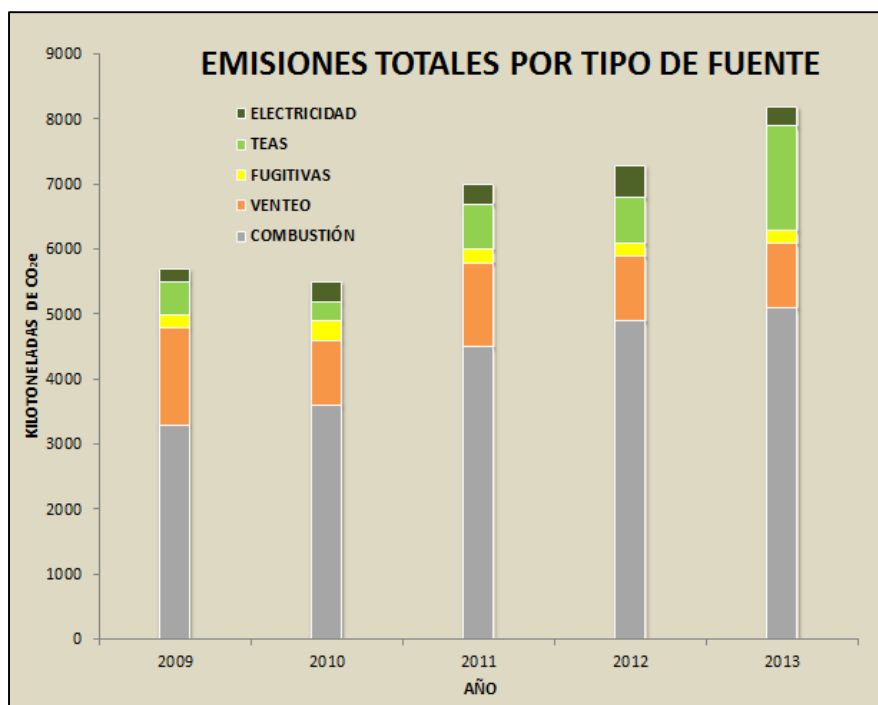


Figura 7. Emisiones Totales por Tipo de Fuente. Sachica, Jorge. (2015). Plan de gestión orientado a la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero en la vicepresidencia regional central de ECOPETROL S.A.

Teniendo en cuenta la información remitida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en el año 2018 se registró la quema de 20.475 millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale al 2,49% de la producción total recuperada en los diferentes campos del país, lo cual se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 4.
Registro de Quema de Gas por Regiones en Colombia

Zona	Producción	Quema (KPC)	Penalizado (KPC)	%Quema Producción	%Penalizado Quemado
Tibú	6.460.556,86	104.049,41	53.241,34	1,61%	51,17%
Guajira	86.949.528,36	115.218,17	-	0,14%	0,00%
Costa Norte	69.273.910,48	323.962,22	137.763,08	0,47%	42,52%
Arauca	16.169.841,9	1.387.335,31	808.374,61	8,58%	58,27%
Barranca – Catagallo	23.106.506,39	4.528.915,17	3.870.972,73	19,60%	85,47%
Provincia	529.978,28	236.778,66	141.140,94	44,68%	59,61%
Casanare	5.741.309,48	1.325.648,28	884.196,24	23,09%	66,70%
Cuasiana, Cupiagua y Piedemonte	588.552.687,63	2.564.100,22	692.960,25	0,44%	27,03%

Zona	Producción	Quema (KPC)	Penalizado (KPC)	%Quema Producción	%Penalizado Quemado
Meta	6.497.924,25	2.741.866,89	1.910.984,18	42,20%	69,70%
Cocorná	4.530.664,56	1.377.802,26	864.295,22	30,41%	62,73%
Huila	5.331.402,32	1.041.622,15	710.774,94	19,54%	68,24%
Tolima	3.649.448,22	402.564,50	212.347,27	11,03%	52,75%
Putumayo	5.073.872,22	4.325.380,84	3.018.065,27	85,25%	69,78%
Total Mes	821.867.631,02	20.475.247,07	13.305.116,08	2,49%	64,98%

Fuente: Bueno Serrano, 2019, Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, Radicado No. 20195010027801, Bogotá D.C.

Lo que podemos observar y de acuerdo a las bolsas de valores internacionales el pie cúbico de gas spot se viene negociando en un promedio de US\$2,60, esto equivale según la información de la tabla anterior que Colombia produce mensualmente más de 2 billones de dólares en gas pero a su vez quema o expulsa a la atmosfera 53 millones de dólares aproximadamente con una tasa de cambio de \$3.300 pesos colombianos equivalentes a un valor mensual de 175 mil millones de pesos.

Por último y teniendo como base la conclusión establecida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, donde se le preguntaba si era posible definir las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado por cuencas, da como respuesta que se pueden definir por medio de ensayos de laboratorio por el método de Cromatografía, la cual es realizada en cada campo ya que las características varían dependiendo de su composición. Por tal motivo, no es posible establecer estos parámetros a nivel de cuenta.

La respuesta anterior, aunque en principio es negativa nos lleva a concluir que la herramienta más fiable para cualquier campo o compañía para escoger una alternativa para el gas quemado y/o venteado que se produzca en su yacimiento deberá basarse en principio en la

composición química de éste y que a su vez sea compatible con las características necesarias para la alternativa a imponer.

3. Impactos Económicos, Sociales y Ambientales Generados por la Quema del Gas Producido en la Industria del Petróleo

Es preciso aclarar que el gas quemado y venteado no solo se da en el sector de hidrocarburos, sin embargo, es el de mayor participación en la tasa de quema; existen otras fuentes para dicha actividad como por ejemplo las plantas químicas.

Ahora bien, independientemente de las causas, y partiendo de las cantidades estimadas, estas prácticas representan un desaprovechamiento del recurso gaseoso de gran importancia debido a su valor de uso; algunos de ellos son: generación de calor para el uso doméstico (servicio público), combustible para generadores eléctricos industriales/domésticos (servicio público), insumo para industrias (refinación, petroquímica) y reinyección con fines de recuperación secundaria de crudo. (Ayuso, 2017)

Es pertinente destacar la condición de servicio público del gas doméstico y la electricidad, porque obliga a los Estados a garantizar la regularidad, continuidad, y el carácter universal y no discriminatorio del suministro (Rodríguez y Muñoz, 2008, p.155) , por lo tanto, cuando el gas natural no se encuentra disponible, debe ser reemplazado con alternativas de mayor valor comercial, como el diesel y el fuel oil en el caso de la electricidad, o el propano y butano para el gas doméstico, para evitar la pérdida de bienestar de la población. Estos puntos, reflejan un alto costo de oportunidad tanto económico, como social, de la quema y el venteo del gas para los Estados propietarios del recurso y, por lo tanto, un fuerte estímulo para que se desarrollen políticas públicas regulatorias al respecto. (Ayuso, 2017)

La Organización Latinoamericana de Energía (2017), estableció 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, como:

- Volumen: Cantidad baja de gas asociado, que no existen economías de escala que justifiquen la inversión (eficiencia económica).
- 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 LGN, de alto valor comercial, pueda favorecer las economías del proyecto; no obstante, la presencia de LGN adiciona costos en instalaciones de separación y fraccionamiento.
- Localización: Los retos para alcanzar la factibilidad técnica – 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).
- 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 y II) Las restricciones para utilizar la infraestructura existente.

- Comercialización, estructura y desarrollo de los mercados: Precios regulados del gas y la electricidad afectan la factibilidad económica de los proyectos. Así mismo, 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.

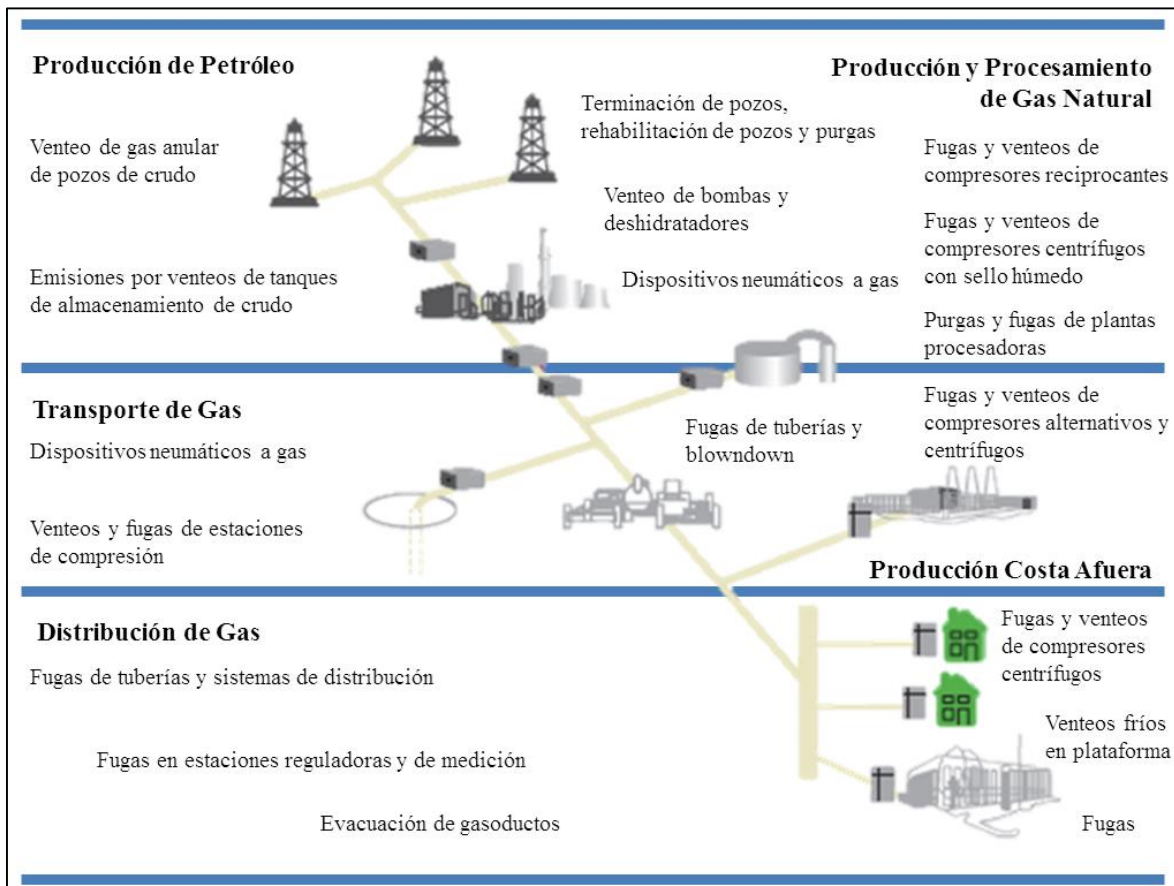


Figura 8. Principales fuentes de emisiones de metano en el sector petrolero y gas. Adaptado de la Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe de la Organización Latinoamericana de Energía. Volumen I. Número 1. Octubre 2017. ISSN 2602-8042.

Por último, la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE en el 2017, realiza un análisis económico de costo-beneficio para la implementación de alternativas para el gas quemado y venteado, donde concluye que los costos de capital unitario tienen un rango muy amplio para dichos proyectos, basándose en estudios realizados en Irak, Nigeria y Rusia que

están alrededor de 6-9 dólares/pie cúbico de gas por día para proyectos continentales y mucho más cuantioso en instalaciones off shore.

Igualmente en el caso de los ingresos con un precio tan bajo cercano a los 2.6 dólares como se viene negociando actualmente en las bolsas de valores, bajo un costo de capital unitario diario para mitigar la quema entre 7-9 dólares/pie cúbico de gas por día, se vuelve una alternativa muy costosa para un país en eliminar la quema y el venteo totalmente, ya que por ejemplo, al Ecuador le costaría el 17% de sus reservas internacionales, a México, el 2% y a Venezuela el 61%.

La Global Gas Flaring Reduction Partnership, en adelante GGFR en su sección de preguntas y respuestas del programa “Zero Routine Flaring by 2030” menciona otro posible impacto social importante de la quema y venteo de gas natural: Se sabe que las llamaradas de gas emiten una variedad de componentes peligrosos para la salud, incluyendo partículas de carbono, monóxido de nitrógeno, monóxido de carbono (todos los cuales pueden causar problemas respiratorios), benceno (que es cancerígeno) y compuestos orgánicos volátiles e hidrocarburos aromáticos policíclicos que pueden causar una variedad de dolencias. Sin embargo, hay pocos datos sobre cómo la proximidad a las llamaradas, la duración de la exposición, etc., están vinculadas a problemas de salud reales, ya que se han realizado pocos estudios sobre el impacto en la salud de la quema (GCFR, sección Q&A, número 24).

En cuanto a las consecuencias ambientales, las prácticas de quema y venteo de gas, liberan un conjunto de contaminantes que son considerados responsables, en gran medida, del cambio climático (de allí se deriva la importancia en el área ecológica ambiental). El grado de este impacto ambiental negativo, depende de varios factores a saber: a) la composición del gas

asociado (proporción de elementos contaminantes), b) el método de disposición, quema o venteo y c) la eficiencia del quemador (Buzcu et al., 2010).

Al respecto, es oportuno diferenciar el impacto ambiental de la quema en comparación al del venteo. La quema de gas asociado ocurre por medio de instalaciones especiales de combustión, llamadas flare stacks, y es particularmente generadora de CO₂, mientras que el venteo es la emisión directa del gas, principalmente compuesto por metano. El efecto invernadero del venteo es mucho más alto que el de la quema, debido a que el Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés) del metano es entre 28 y 36 veces mayor que el del CO₂ (EPA, 2017).

Además, se ha determinado que cada metro cúbico de gas asociado deriva en cerca de 2,5 kilogramos de emisiones de CO₂. Lo anterior, suponiendo una eficiencia ideal de combustión del 98% (es decir, aproximadamente 2% de gas no quemado que termina venteado a la atmósfera), pues funcionando menos eficientemente, pueden quemar tan poco como 60-70% del gas. Este cálculo, no considera otros componentes del gas (GCFR, sección Q&A); entonces, si consideramos los actuales volúmenes mundiales de quema y venteo de gas, equivalentes a 145 MMMm³, esto da como resultado unos 363 millones de toneladas anuales de emisiones de CO₂.

Se considera que estas prácticas contribuyen a las emisiones de gases de efecto de invernadero y resultan además en la pérdida de un valioso recurso energético. En este sentido, y como se ha mencionado anteriormente, es necesario realizar inversiones en infraestructura para reducir al mínimo la quema y el venteo de gas, las cuales, debido a los precios internos del gas, son cuesta arriba realizar. Al respecto, actualmente es posible financiar proyectos de inversión en infraestructura para la recuperación del gas venteado y/o quemado, en el marco del protocolo de

Kioto y el Acuerdo de París, dado que estas iniciativas son catalogadas como proyectos de disminución de gases de efecto invernaderos (GEI). (Ayuso, 2017)

Además, una vez reducidos los gases, se podrían vender bonos de carbono en el mercado y recibir ingresos adicionales por ello (lógicamente esto requiere de un profundo estudio para validar su factibilidad política, legal y económica). Es importante mencionar nuevamente, que el Protocolo de Kioto estará vigente hasta el 2020 y, es posible que, en el Acuerdo de París alcanzado durante la COP21 y que entrará en vigencia a partir del 2018, estos mecanismos sean reestructurados, cambien las condiciones actuales, o sean reemplazados por otros. A pesar de lo anterior, vale la pena revisar las condiciones actuales, bajo las cuales el Protocolo de Kioto facilita financiamiento y que podría aplicar a proyectos de recuperación de gas natural asociado quemado y venteado. De acuerdo a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio Climático (en inglés United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), el Protocolo de Kioto cuenta con medidas para contribuir a lograr los objetivos individuales de reducción de emisión de GEI, dependiendo del grado de desarrollo del país (UNFCCC, 2014).

En las operaciones de extracción, producción, tratamiento y transporte de petróleo y gas, se producen volúmenes de gas en bajas cantidades o con un bajo contenido de hidrocarburos, por lo que no es factible ni rentable su comercialización o uso como combustible, este gas producido es llamado gas asociado. El gas asociado está compuesto principalmente por gas metano y en un alto porcentaje no es reutilizado por lo que es dispuesto mediante quema cerca de pozos de extracción o la liberación directa a la atmósfera. (Pieprzyk, 2015)

La quema y venteo de gas como procesos que contribuyen en la emisión de gases efecto invernadero y que disponen altas cantidades de gas que pueden ser utilizadas; estas razones y el

actual y creciente interés respecto a la conservación de la energía y el cambio climático han hecho que los procesos de quema y venteo sean motivo de investigación en el mundo actual. (Grupo del Banco Mundial, 2004)

Por otra parte, las actividades de quema y venteo y por lo tanto las emisiones de gases efecto invernadero en Colombia, son bajas comparándolas con países como Nigeria y Rusia, (Mondragon, 2015) a pesar de esto, las afectaciones que tienen estas emisiones son de nivel global por lo que repercuten a países industrializados y no industrializados; algunas de estas repercusiones son:

3.1. Emisión de Gases Tóxicos

Los gases generados en la disposición del gas asociado. En la mayoría de los casos, los gases tóxicos son generados por ineficiencias en los procesos o afectaciones del viento o el valor de calentamiento del combustible; uno de los procesos en los que se generan más ineficiencias y por lo tanto mayor cantidad de gases tóxicos es la combustión, en este caso, las fallas en el proceso dependen de factores como el caudal del gas quemado, la velocidad del viento, la turbulencia en el ambiente y la presencia de gotas de hidrocarburo o agua en la llama. (Ismail, 2012)

En operaciones de combustión la mayoría de reactivos son convertidos en dióxido de carbono y agua. A pesar de esto en la mayoría de casos dependiendo de la composición del gas asociado, se generan emisiones de gases distintos al dióxido de carbono, que resultan gracias a la combustión ineficiente, entre los gases generados están CO, NO_x y óxidos de azufre. (Ismail, 2012)

La agencia de protección ambiental escocesa habla de los mecanismos de formación de gases contaminantes:

- Oxidación: Por medio de este mecanismo se forman los óxidos de carbono (CO_x) y óxidos de azufre (SO_x), consiste en la oxidación de carbono o azufre, según la composición del hidrocarburo, por el oxígeno. (Scottish Environment Protection Agency, 2002)
- Pirolisis o descomposición térmica: Se da en zonas de bajo contenido de oxígeno y genera la formación de hidrocarburos aromáticos policíclicos, dioxinas y furanos. (Scottish Environment Protection Agency, 2002)
- Oxidación a altas temperaturas: Se da en combustibles de bajo contenido de hidrocarburo a altas temperaturas, genera la formación de óxidos de nitrógeno NO_x por medio de la oxidación del nitrógeno presente en el aire.

El mecanismo que rige la quema de gas es la oxidación a altas temperaturas, los hidrocarburos reaccionan con el oxígeno de la atmósfera formando dióxido de carbono y agua. Durante este proceso de combustión se forman productos intermedios como monóxido de carbono (CO), hidrogeno, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos que escapan a la atmosfera. (Ismail, 2012)

A pesar de la reciente reducción del 15% de quema y venteo de gas mundial entre 2005 y 2010, se continúan quemando alrededor de 140mil millones de metros cúbicos de gas anualmente, lo que representa la emisión a la atmósfera de alrededor de 260 millones de toneladas de CO_2 anual. El venteo por su parte, representa grandes emisiones de gas metano que no son fácilmente reconocidas y calculadas ya que provienen de fugas principalmente y su control y medición se realiza a nivel del suelo; a través del venteo se producen mayores

cantidades de gases efecto invernadero que en la quema y se calcula que las emisiones de metano en la industria petrolera son de alrededor de 4mil a 100mil millones de metros cúbicos.

(Pieprzyk, 2015)

Los mecanismos de formación y el impacto de los gases tóxicos son diferentes para cada gas toxico, por lo cual la generación del mismo es más propensa en un proceso que en el otro. A continuación, se detallan las condiciones necesarias de formación de cada gas y su principal fuente de emisión entre la quema y el venteo.

❖ **Emisión de dióxido de carbono.**

Las estimaciones mundiales de emisiones de CO₂ por quema y venteo de gas, las cuales representan el 1% del total generado por la actividad humana (Henderson, 2015). En el caso del venteo las mediciones son inexactas pero se calculan de hasta 2400 millones de toneladas de CO₂ (Pieprzyk, 2015).

En la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático se explicó, que las emisiones de dióxido de carbono por quema se originan durante la combustión. A condiciones ideales de combustión, el contenido total de carbono de los combustibles se convierte en CO₂, pero estas condiciones ideales no suceden, por lo que se generan cantidades de carbono oxidado y no oxidado, el cual no se quema y permanece en forma de hollín y ceniza o se emite en forma de distintos gases. La fracción no oxidada de carbono es del 1% en gas natural y entre el 1 y 1,5% en el petróleo. (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre del Cambio Climático, 1994)

Las emisiones de la fracción no oxidada de carbono (hollín y ceniza) además de ser tóxicas para el ambiente y las personas, generan afectación en el clima. Por ejemplo, en el Ártico

la quema provoca el 42% de las emisiones totales de hollín, lo cual, intensifica el calentamiento de la región y el cambio climático mundial por el derretimiento de los suelos. Por otra parte el CO₂ oxidado generado por la combustión ineficiente es de 26 a 881 millones de toneladas el cual, es considerado un volumen alto en este mecanismo de formación. (Pieprzyk, 2015)

Los países con mayor volumen de quema y que a su vez generan el mayor porcentaje de emisiones de CO₂ son Nigeria, Rusia y Arabia Saudita, Nigeria presenta la mayor emisión con 167 g CO₂/MJ (gramos de dióxido de carbono sobre Megajulio) seguido de Rusia que emite 127g CO₂/MJ anualmente. (Pieprzyk, 2015)

❖ **Emisión de metano.** El metano tiene una mayor afectación que el CO₂ ya que el potencial de cambio climático de un kg de metano es 21 veces mayor que el de 1 kg de dióxido de carbono, esto se debe a que sus efectos son más duraderos. (Ismail, 2012)

Según estimaciones mundiales, la quema y venteo de gas representan el 4% del total de emisiones de metano (Henderson, 2015). Según lo dicho en la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, en el caso de la quema las emisiones de metano son producidas debido a la combustión incompleta de los hidrocarburos, lo cual, indica ineficiencias en el proceso y depende de las condiciones del mismo como la temperatura; cuando se tiene una combustión eficiente la tasa de emisión de metano es muy baja, mientras que en combustión sin llama la tasa de emisión es alta. (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre del Cambio Climático, 1994)

Las emisiones de metano en el venteo son de una proporción mucho más alta ya que en este caso el gas no se quema y llega a la atmosfera directamente, la medición de estas emisiones son muy inexactas pero se dicen que son de 4 a 100mil millones de metros cúbicos anuales que

corresponden a una tasa de fuga de 01% a 2,5%, esta cifra es muy alta teniendo en cuenta la inseguridad de medida. (Pieprzyk, 2015)

❖ **Emisión de óxido nitroso.** El óxido nitroso es un gas de efecto invernadero indirecto. El proceso que más contribuye a la generación de óxido nitroso es la quema de combustibles a temperaturas bajas de combustión se generan cantidades de este gas que a pesar de no ser muy considerables contribuyen en la afectación a la atmósfera y el medioambiente.

(Convención Marco de las Naciones Unidas sobre del Cambio Climático, 1994)

❖ **Emisión de óxidos de nitrógeno.** Según la agencia de protección ambiental escocesa, el principal óxido nitroso formado en las operaciones de combustión es el óxido de nitrógeno (NO) el cual puede ser transformado después en dióxido de nitrógeno (NO₂). Son tres los mecanismos de formación de NO_x (Scottish Environment Protection Agency, 2002):

- Formación de NO_x térmico por la presencia del nitrógeno en la combustión del aire y temperaturas de alrededor de 1,200°C.
- El NO_x formado por los componentes de nitrógeno en el combustible.
- El NO_x formado al inicio de la llama por la reacción de radicales del hidrocarburo con el nitrógeno.

En la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático se resaltó que las actividades de quema son la fuente más significativa de NO_x ya que contribuyen a la formación de NO térmico mediante la fijación del nitrógeno de la atmosfera en los procesos de combustión. (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre del Cambio Climático, 1994)

- ❖ **Emisión de monóxido de carbono.** El monóxido de carbono es un gas de efecto invernadero indirecto. Las emisiones de CO son generadas en la quema ya que este es un producto intermedio de la combustión que se produce en procesos de combustión ineficientes generados por poderes caloríficos bajos del gas de combustión. La emisión de CO está ligada con el funcionamiento de las TEA's y su mantenimiento. (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre del Cambio Climático, 1994)

- ❖ **Emisión de dióxido de azufre.** Las emisiones de dióxido de azufre son generadas cuando el gas hidrocarburo de la combustión contiene ácido sulfhídrico (H₂S) en operaciones de quema. (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre del Cambio Climático, 1994)

3.2. Afectación al Medio Ambiente

Los sistemas de producción de petróleo y gas natural son diversos y complejos, las tasas de emisión fugitiva de estas pueden variar según: i) el tipo de petróleo o gas que se produce, procesa o manipula, ii) la etapa del sistema; iii) el tipo y antigüedad de la instalación; iv) el régimen de funcionamiento, mantenimiento y diseño y v) la normatividad local y la aplicación de las leyes (Ramírez & Marmolejo, 2014).

Es así como Ramírez & Marmolejo, en su tesis establecen que un millón de BTU equivale a 1000 pies cúbicos de gas, que es lo que se requiere para generar 293 kWh, un dato muy interesante para trasladarlo entonces a los datos mundiales y locales. En el mundo actualmente, se está quemando 140 billones de metros cúbicos lo cual equivaldría a 41 trillones 40 mil billones de kWh/año, en relación a la proyección de XM de la demanda eléctrica para el consumo de Colombia en el 2019 equivalente a 12 millones de kWh/año.

La combustión de las TEAS, producen sustancias nocivas para el medio ambiente y la salud y más aún cuando los quemadores tienen los siguientes problemas: i) combustión incompleta, ii) radiación térmica, iii) humo; iv) mal olor; v) ruido; vi) formación de hollín; vii) lluvia de fuego; viii) concentración de fláméales y tóxicos a nivel de piso y ix) afectación cuando se apaga la flama; lo cual produce problemas en la piel, intoxicación, afectación al tracto E respiratorio y formación de nubes explosivas.

Igualmente, en las zonas donde se encuentran las TEAS de combustión, se producen lluvias ácidas con elevado contenido de hidrocarburos; al llegar al suelo contaminan a pesar de la variedad de compromisos asumidos por diferentes países en convenciones como la convención del cambio climático de las naciones unidas, las emisiones de CO₂ y CH₄ continúan aumentando y con ellas la concentración de gases efecto invernadero en la atmósfera, el cambio climático y el calentamiento global; los cuales son factores que de no ser controlados, pueden generar grandes repercusiones en el medio ambiente.

Al contribuir con las emisiones de gases efecto invernadero, la quema y venteo de gas generan distintas afectaciones en el medio ambiente a nivel local, regional y mundial. Durante las operaciones de quema y venteo se genera dióxido de carbono y metano los cuales son los principales gases de efecto invernadero, estos gases generan cambios en el clima afectando la calidad del ambiente. (Aregbe, 2017)

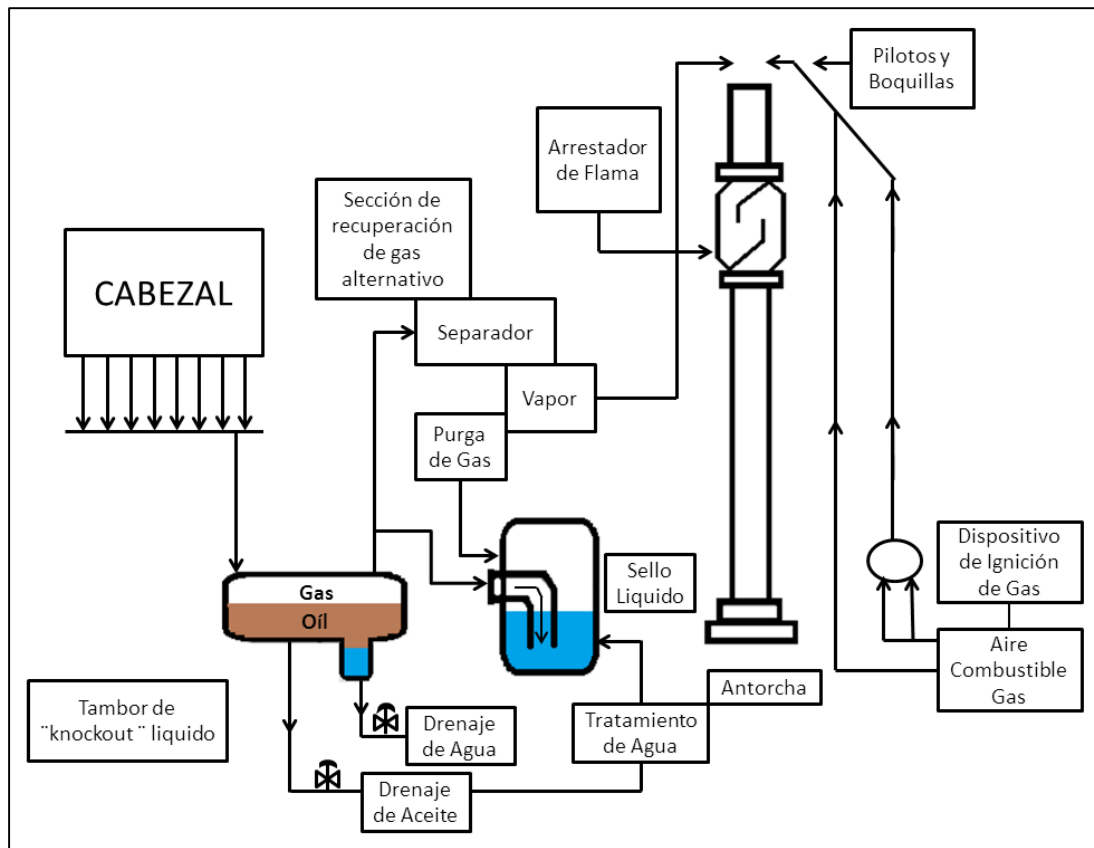


Figura 9. Partes Principales de un Quemador de Campo. Adaptado de Ramírez, Gabriel y Marmolejo, Emigdio. (2014) La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería.

Un problema de tipo local y regional generado por la quema de combustibles es la lluvia ácida, la cual genera degradación en la agricultura, los bosques, lagos y otros ecosistemas ya que genera erosión, contaminación y acidificación del aire y suelo (Ismail, 2015). Las principales causas de lluvia ácida son las emisiones de dióxido de azufre y óxido de nitrógeno generadas por la quema de gas con contenido de azufre y nitrógeno que al encontrarse en la atmósfera y combinarse con la humedad y componentes de la atmósfera (O_2 Y H_2O) generan ácido sulfúrico y nítrico (Aregbe, 2017). Esta afectación local y regional predomina en Nigeria en donde la lluvia acida ha afectado la flora y fauna local (Ismail, 2015).

Además de la lluvia ácida, la quema y el venteo generan afectaciones para la agricultura por las emisiones de óxidos de nitrógeno, carbono y azufre. Estos contaminantes acidifican el suelo y agotan los nutrientes presentes en él, por estas razones en la mayoría de casos alrededor de las TEAS no hay vegetación debido al calor producido y la naturaleza ácida del suelo. (Aregbe, 2017)

Lo anterior permite que los compuestos solventes se filtren, y los sólidos y grasas permanezcan en la superficie o sean acarreados hacia tierras más bajas, provocando la destrucción de microorganismos y desequilibrio ecológico, como la disminución de insectos que, atraídos por la luminosidad de las antorchas, se incineran; por otra parte, se han registrado muertes entre los animales domésticos que están en contacto con aguas contaminadas y en el caso del ganado hay un alto número de abortos en vacas. (Tarbuck, 2015).

3.3. Afectaciones a la Salud Humana

Las afectaciones a la salud humana de los gases contaminantes, se expanden con gran facilidad ya sea por los alimentos que se producen en los países contaminados o los altos niveles de contaminación en el aire. En los procesos de quema y venteo de gas se generan variedad de contaminantes reconocidos; son 250 las toxinas liberadas en estos procesos dentro de las que se encuentran compuestos cancerígenos como; benzopireno, benceno, sulfuro de carbono (CS_2) y tolueno; además de metales como; mercurio, arsénico y cromo; H_2S , SO_2 y óxidos de nitrógeno. (Ismail, 2015)

Por otra parte, se agrega que la exposición de los humanos a los diferentes gases contaminantes emitidos por el venteo y la quema de gas, pueden generar además de cáncer distintos efectos negativos de carácter neurológico, reproductivo y de desarrollo. Se han

presentado deformidades en los niños, problemas en los pulmones y daños en la piel por los cambios hematológicos generados. La agencia de protección ambiental de Estados Unidos, estableció que la exposición con benceno puede causar además de asma y bronquitis, leucemia y variedad de problemas en la sangre. Por otro lado, información del Banco Mundial sugiere que las actividades de quema en Bayelsa, Nigeria pudieron haber sido causantes de 49 casos de muerte prematura, 4960 enfermedades respiratorias en niños y 120 ataques de asma. Los compuestos de azufre que incluyen sulfuro de hidrógeno, sulfuro de carbono y ácido sulfúrico, por su parte, pueden estar asociados con abortos espontáneos. (Aregbe, 2017)

3.4. El Mercado de Bonos de Carbono

Los mercados de bonos de carbono es un mecanismo para la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) a nivel mundial. Nace del Protocolo de Kioto, donde los países se han venido comprometiendo en la disminución de expulsar contaminantes a la atmosfera.

Actualmente existen tres clases de mecanismos para ser beneficiario de los conocidos bonos de carbono: mecanismo de desarrollo limpio (MDL), mecanismo de acción conjunta (AC) y el comercio internacional de emisiones e igualmente y en paralelo se establecía un precio común para los gases de efecto invernadero. (Lopez-Toache; Romero-Amado; Toache-Berttolini & Garcia-Sanchez, 2016)

A se vez, dichos bonos de carbono pueden ser transados en los dos mercados existentes y creados por el Protocolo de Kioto:

- Mercado de cumplimiento regulado: Es el utilizado por entidades públicas y privadas que por la regulación existente deben rendir cuentas de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Están regulados por regímenes legales obligatorios, ya sean nacionales, regionales o internacionales.

En este mercado existen 3 tipos de bonos que pueden ser intercambiables: i) la unidad de la cantidad atribuida (AAU); ii) certificados por la reducción de emisiones y; iii) Unidad de reducción de emisiones (ERU). (Seeberg-Elverfeldt, 2010).

- Mercado voluntario: Son las actividades desarrolladas por entidades privadas o publico privadas, que están interesadas en el comercio de créditos o bonos de carbono motivadas por sus programas de responsabilidad social empresarial o corporativa, las relaciones publicas, los beneficios ambientales y sociales.

Los bonos atribuidos a este mercado son los VER (Verified Emission Reductions), los cuales puedes ser transados con los CER o ERU. (Giraldo Quintero, 2017)

En Colombia, a partir de 2016 se dio inicio al funcionamiento del Mercado Voluntario de Carbono, a través de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC), plataforma que permite a las empresas adquirir Unidades de Reducción de Gases de Efecto Invernadero (UGEIs) o los conocidos VER.

El precio de los bonos de carbono es fluctuante ya que depende de los proyectos y del territorio donde se estén desarrollando, sin embargo, es de tener en cuenta que el 85% de las emisiones no están incluidas en la fijación de precios del carbono, por tal razón, el precio del bono previsto para el año 2020 será entre USD\$40 a USD\$80 por tonelada de CO₂. (Banco Mundial, 2019)

Cabe destacar que cuando hablamos de gases de efecto invernadero (GEI), nos referimos a los 6 gases que recoge el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono, metano, óxido de nitrógeno; hidrofluorocarburos; perfluorocarburos y hexafluoruro de azufre.

4. Alternativas Globales para el Gas Quemado y Venteado

Durante la extracción de petróleo se producen grandes cantidades de gas. Este gas asociado contiene sobre todo gas metano y a pesar de las grandes cantidades, no se utiliza y, o se quema cerca de los pozos de extracción, se libera directamente a la atmósfera o culmina en ella a través de fugas (venteo). Las cantidades de gas asociado que se queman mundialmente se redujeron en un 15% entre 2005 y 2010, sin embargo, permanecen en un nivel de aproximadamente 140 billones de metros cúbicos. A través de ello, 260 millones de toneladas de CO₂ son emitidas a la atmósfera. La disminución de la quema de gas en Rusia se compensa sobre todo con la creciente extracción de petróleo de esquisto en los Estados Unidos, a través de la cual la quema de gas asociado se ha triplicado en los últimos diez años. (Pieprzyk, 2015)

Son muchos los países que contribuyen a la producción de gas asociado y su posterior quema o venteo, a pesar de esto son los países de menor inversión tecnológica los que contribuyen en porcentajes más altos ya que no consideran métodos de re-utilización u otros métodos de disposición más amigables con el medio ambiente. Entre los países con mayor presencia de quema de gas esta Rusia y Nigeria. (Ismail, 2012)

Según el origen y volumen del gas asociado y los equipos disponibles para realizar su tratamiento, son múltiples los tipos de alternativas que pueden ser utilizadas para reducir los impactos. En los casos en los que el volumen de gas asociado producido es muy grande y no es posible una reducción del mismo, se utilizan métodos que permiten reutilizar o reinyectar este gas disminuyendo los requerimientos de quema y venteo y las emisiones que afectan la atmósfera y el ambiente, las cuales se presentarán en el presente capítulo.

Ahora la composición y condiciones de del gas de TEA es el siguiente:

Tabla 5

Composición del gas de llama recogido

Componente	Fracción molar (%)
Metano	85,231
Etano	5,432
Propano	1,997
Nitrogeno	3,551
CO2	1,929
i-Butano	0,369
n-Butano	0,571
i-Pentano	0,182
n-Pentano	0,160
H2O	0,057
H2S	0,518

Fuente: Zolfaghari, M., Pirouzfard, V., & Sakhaeinia, H. (2017). Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants. *Energy*, 124481-491. doi:10.1016/j.energy.2017.02.084

Tabla 6

Condiciones del gas de llama recogido

Condiciones	Value
Temperatura (°C)	34.19
Presión (Kpa)	305
Flujo molar (Kgmol/h)	17.760
Flujo de masa (Kg/h)	337.600
Entalpía molar (Kj/Kgmol)	-7.981e+004
Entropía molar (Kj/Kgmol °C)	178.0
Flujo de calor (Kj/h)	-.1417e+009

Fuente: Zolfaghari, M., Pirouzfard, V., & Sakhaeinia, H. (2017). Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants. *Energy*, 124481-491. doi:10.1016/j.energy.2017.02.084

En primer lugar, es importante conocer cuál es el proceso para determinar la factibilidad de alternativas para la disminución y utilización del gas quemado en otros procesos: Es importante establecer el diagrama de flujo sobre cómo se puede definir una alternativa, para el

gas quemado, analizando su factibilidad en todos sus aspectos.

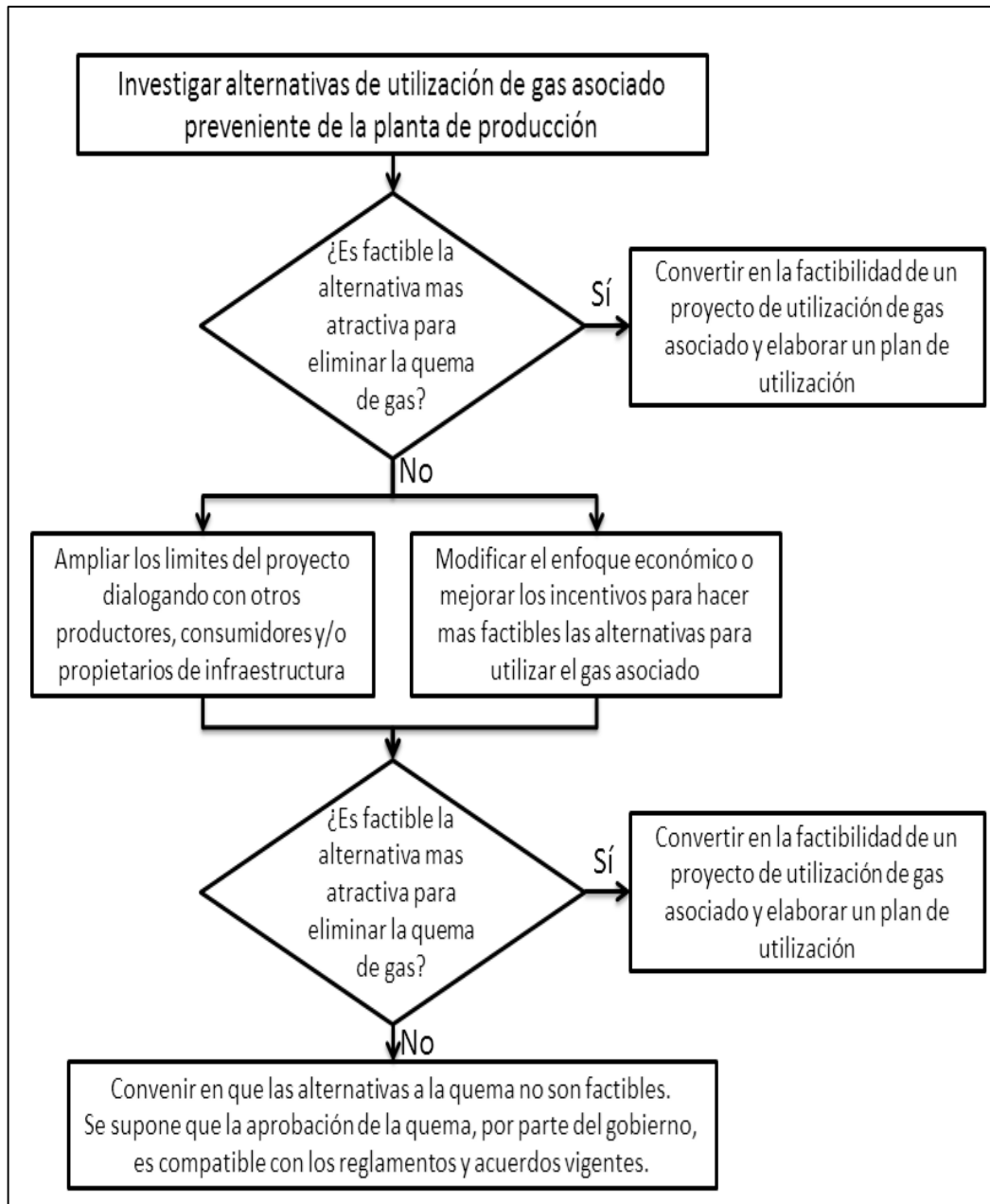


Figura 10. Diagrama para Establecer la Factibilidad de un Proyecto de Recuperación de Gas Quemado. Campbell, L., Phillips, F., Lague, J., Broekhuijsen, J. (2004). Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas. Washington D.C. – USA: Banco Mundial. Recuperado en: <http://documentos.bancomundial.org/curated/es/686751468780272317/Normas-de-aplicacion-voluntaria-para-la-reduccion-mundial-de-la-quema-y-venteo-de-gas>

4.1. Inyección de Gas

El propósito de la inyección de gas consiste en contrarrestar la pérdida de presión del yacimiento para sostener la producción de petróleo, puede realizarse con o sin desplazamiento miscible, que consiste en la inyección a alta presión de hidrocarburos ligeros. Si existe casquete de gas, la inyección incrementa la presión de éste y empuja el petróleo hacia los pozos productores; si no existe casquete, el gas inyectado fluye radialmente y presiona directamente al petróleo.

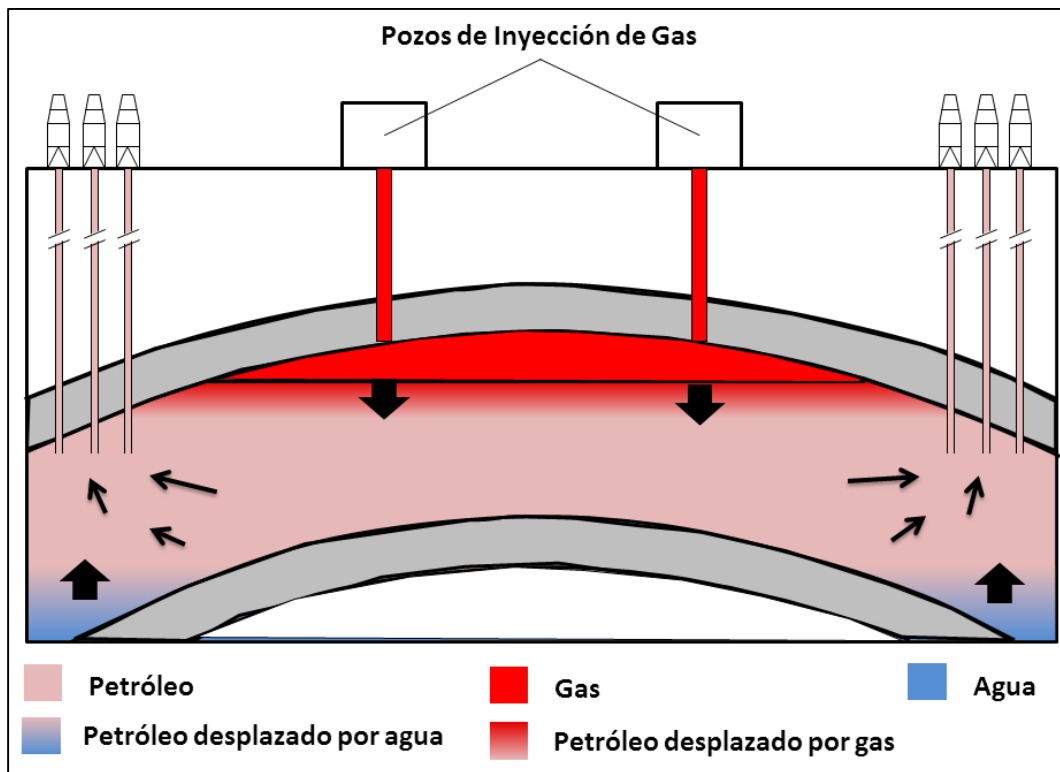


Figura 11. Inyección de Gas. Ramírez, Gabriel y Marmolejo, Emigdio. (2014) La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería.

No se recomienda la inyección de N_2 por ser cara; ni de aire porque existe oxidación de los componentes del petróleo, con riesgos de explosión. Las ventajas de inyección de gas natural son: 1) producción elevada: el gas forma una capa artificial y al ser liviano sostiene la presión 2)

gran disponibilidad: desde el mismo yacimiento o de otras fuentes, 3) fácil inyección: porque no reacciona con las rocas y 4) capacidad de almacenamiento: se puede inyectar y después disponer de éste. Las desventajas son: 1) pérdidas de petróleo en estratos poco permeables: el gas pasa rápidamente a los estratos de alta permeabilidad, pero deja petróleo atrapado en los menos permeables, una cierta cantidad se recupera inundando con agua y 2) baja rentabilidad por elevado costo de mantenimiento (Ramírez y Emigdio, 2014). En la Figura 11 se muestra un esquema de la inyección de gas.

Según, Ramírez y Emigdio (2014) la inyección de gas, se clasifica en dos tipos: 1) interna o dispersa y 2) externa.

- 1) **Interna o dispersa:** consiste en inyectar gas hacia la zona de aceite, se utiliza en yacimientos sin casquete o de empuje por gas disuelto. Presenta las siguientes características: a) la selección de los pozos de inyección (y arreglo) depende de: el número y posición de pozos, continuidad de sitios permeables como en arenas y variación de porosidad y permeabilidad. b) se aplica en yacimientos homogéneos con bajo buzamiento (inclinación) y espesor. c) se requieren varias zonas de inyección para colocar los pozos y formar un arreglo apropiado para distribuir el gas. *Ventajas:* a) el gas de inyección se sincroniza con la producción y b) se puede colocar en las zonas apropiadas. *Desventajas:* a) la recuperación es independiente de la estructura o del drenaje por gravedad, b) para flujos elevados la recuperación es menor (por canalización) y c) aumento en costos de operación por los pozos requeridos, c) el barrido es menor que en la externa.
- 2) **Inyección externa:** se inyecta en la cresta de la estructura (casquete de gas), por lo que el crudo se desplaza hacia abajo. Características: a) se usa en yacimientos con alta

permeabilidad \geq a 200 md. b) deben presentar alto buzamiento (Paris de Ferrer, 2001).

Ventajas: a) el barrido es más eficaz por ser vertical y b) existe mayor recuperación debido al drene por gravedad. Desventajas: a) debe existir alta permeabilidad, b) no se recomienda para lutitas.

Factores que determinan la recuperación por inyección de gas y agua:

1. Geometría del yacimiento: la estratigrafía determina la localización de los pozos,
2. Profundidad del yacimiento: a mayor profundidad más presión y espaciamiento.
3. Continuidad en la porosidad y permeabilidad, el flujo es en dirección de los planos de estratificación y determina si se inyecta agua o gas.
4. Propiedades de los fluidos: temperatura, densidad y viscosidad.

Por otra parte, se encuentran los factores que controlan la recuperación por inyección de gas, los cuales se listan a continuación (Paris de Ferrer, 2001):

1. Altas tasas de inyección reducen el efecto gravitacional formándose canales de gas.
2. Variación en las propiedades de la roca: la heterogeneidad disminuye el barrido, la permeabilidad es determinante
3. La segregación gravitacional mantiene el frente de gas uniforme,
4. Viscosidad del petróleo: la inyección de gas se usa en yacimientos con petróleo de baja viscosidad, para favorecer movilidad y desplazamiento,
5. Desplazamiento: la alta movilidad del gas, en relación a la de petróleo, provoca menor desplazamiento en comparación con el agua,
6. Buzamiento alto: sucede mayor desplazamiento por el efecto gravitacional,
7. Presión: a mayor presión de inyección más gas en solución y mejor desplazamiento,

8. Tiempo óptimo para inicio de inyección: es cuando la presión del yacimiento es menor a la de burbujeo.

Cada uno de estos factores deberá ser tenido en cuenta en el capítulo que se desarrollará a continuación de éste, pues en él se establecerán las alternativas que pudieran ser aplicadas para Colombia.

Es importante, a su vez, tener en cuenta el impacto económico de establecer dicho sistema de recuperación para un proyecto de extracción, ya que existen unas variables que deben ser tenidas en cuenta en cuanto a los ingresos: El sitio donde se encuentra el petróleo y el precio de petróleo.

El sitio donde se encuentra el petróleo debe ser óptimo no solamente para la extracción de hidrocarburos, sino que los reservorios de gas deben encontrarse a una distancia establecida en el proyecto para poder inyectar el gas sin ningún contratiempo técnico ni económico que pueda poner en peligro la viabilidad.

Igualmente, el precio de petróleo, tiene relevancia para determinar los ingresos de un proyecto, el cual tiene dos variables: i) cambio en el precio del petróleo debido a la reducción del precio de la energía y/o ii) cambio en el precio del petróleo del yacimiento debido a la impureza del gas inyectado, lo que lleva a una reducción en la calidad.

Hay que tener en cuenta que los costos de una planta de recuperación varían dependiendo de varias variables donde las más importantes son: el tipo del reservorio y de petróleo que se piensa extraer, por ejemplo:

Tabla 7

Propiedades de reservorios de prueba

Reservorio	Porosidad	Permeabilidad	Fracturación de porosidad	Facturación de permeabilidad	Reservas (Mb)	API	Presión inicial del reservorio (psi)
(A)	10	50	0,5	100	241,93	43	4100
(B)	15	20	0,5	50	343,2	43	4100

Fuente: Adaptada de Mojtaba Mirzaee, Mohammad Hossein Ahmadi, Emin Acıkkalp, Mohammad Rahimzadeh, Sensitivity analysis of technical and economic parameters for natural gas management in enhanced oil recovery projects, International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 14, Issue 1, March 2019, Pages 1–9, <https://doi.org/10.1093/ijlct/cty047>

Hay que tener en cuenta que dichos escenarios se evaluaron donde los reservorios de gas se encontrarían a una distancia aproximada entre 150 a 200 kilómetros para inyectarle al pozo y poder recuperar aceite, teniendo unos costos establecidos:

Tabla 8

Resultados económicos de la inyección de gas

Reservorio	Costos de la estación (USD)	Costo de perforación (USD)	Costo de tubería (USD)	Costo de combustible (USD)	Costo del gas (USD)	Producción (USD/año)	Costo total anual (USD/año)
(A)	18,2067 x 10 ⁸	6.0 x 10 ⁷	4,5000 x 10 ⁷	7,307 x 10 ⁶	3,7979 x 10 ⁸	2,4469 x 10 ⁸	9,6384 x 10 ⁸
(B)	3,0878 x 10 ⁸	6,0 x 10 ⁷	12.000 x 10 ⁷	12,3923 x 10 ⁶	4,3737 x 10 ⁸	2,1080 x 10 ⁹	1,2207 x 10 ⁹

Fuente: Adaptada de Mojtaba Mirzaee, Mohammad Hossein Ahmadi, Emin Acıkkalp, Mohammad Rahimzadeh, Sensitivity analysis of technical and economic parameters for natural gas management in enhanced oil recovery projects, International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 14, Issue 1, March 2019, Pages 1–9, <https://doi.org/10.1093/ijlct/cty047>

Como se muestra en la siguiente tabla se consideraron varios escenarios donde el precio del petróleo oscila entre 50 a 100 dólares el barril, y se puede observar que cuando el precio del aceite se encontraba en lo más alto, el tiempo de recuperación es menor.

Tabla 9

Análisis de los escenarios frente al precio del petróleo (Debido al precio de la energía)

Escenario	Precio del petróleo (USD/B1)	Costo de capital (USD)	Costo anual (USD)	Ingresos (USD)	Utilidades (USD)	Punto de equilibrio (año)
1	100	6,5369 x 10 ⁹	2,8762 x 10 ⁹	5,0304 x 10 ⁹	2,1542 x 10 ⁹	3,03
2	90	6,5365 x 10 ⁹	2,8761 x 10 ⁹	4,5273 x 10 ⁹	1,6512 x 10 ⁹	3,96

3	80	$6,5359 \times 10^9$	$2,8761 \times 10^9$	$4,0242 \times 10^9$	$1,1481 \times 10^9$	5,69
4	70	$6,5353 \times 10^9$	$2,8760 \times 10^9$	$3,5211 \times 10^9$	$6,4512 \times 10^8$	10,13
5	60	$6,5344 \times 10^9$	$2,8759 \times 10^9$	$3,0180 \times 10^9$	$-,3,609 \times 10^8$	45,98
6	50	$6,5333 \times 10^9$	$2,8758 \times 10^9$	$2,5149 \times 10^9$		

Fuente: Adaptada de Mojtaba Mirzaee, Mohammad Hossein Ahmadi, Emin Acıkkalp, Mohammad Rahimzadeh, Sensitivity analysis of technical and economic parameters for natural gas management in enhanced oil recovery projects, International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 14, Issue 1, March 2019, Pages 1–9, <https://doi.org/10.1093/ijlct/cty047>

Podemos concluir entonces que sería viable dicha alternativa siempre y cuando el precio del petróleo oscile entre USD\$100 a USD\$70 dólares donde el punto de equilibrio sería entre los 10 y 3 años de instalada la planta de inyección para el campo.

4.2. Captura y Almacenamiento de CO₂

Las emisiones de CO₂ provienen del transporte, generación eléctrica e industria. Existen tres tipos de captura; Pre-combustión, Post-combustión (secuestro de CO₂) y Oxidación. La selección de cada método depende de la concentración de CO₂, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza. (Pans, 2013)

❖ **Captura de CO₂ en pre-combustión:** Esta tecnología separa el CO₂ antes de la combustión y se emplea en combinación con la gasificación de carbón y oxígeno para producir gas de síntesis que contiene H₂ y CO, éste último reacciona con agua para generar H₂ y CO₂; se aprovecha el H₂ para quemarlo y generar electricidad. Este sistema está ligado con la producción de H₂, en los hidrotamientos de las refinerías: síntesis de amoníaco, generación de energía eléctrica o calor (produciéndose únicamente vapor de agua) y fertilizantes. La combustión en turbina tiene problemas de retroceso de llama y alta temperatura, y se hace necesario diluir con N₂. (Pans, 2013)

La captura final del CO₂ es similar a la de postcombustión; se realiza: 1) una separación criogénica del CO₂, que se condensa a temperaturas bajas, para convertirse en líquido y

almacenarlo, no es económica por consumir gran cantidad de energía para enfriar, 2) adsorción en vez de presión (PSA): se aplica para H₂ puro, 3) separación de membrana: separa H₂, la selectividad de las membranas disponibles para CO₂/H₂ es baja, existe poco desarrollo para su uso, 4) absorción química: tecnología para remover el CO₂, usando solución de monodietanolmelamina (MDEA) y 5) absorción física: se usa Rectisol (metanol frío), tiene ventaja a alta presión parcial de CO₂ y se adapta para productos de gasificación (Pans, 2013). Las ventajas de captura en pre-combustión son: 1) el gas de síntesis también se puede tratar, 2) el transporte es económico, 3) se tienen pocas impurezas en los gases y 4) se utilizan diversos combustibles fósiles. Las desventajas son: a) poca disponibilidad para plantas de carbón, b) es más cara que una planta de combustión de carbón pulverizado.

- ❖ **Captura de CO₂ en post-combustión:** En estos sistemas los gases de combustión contienen pequeñas fracciones de CO₂, mismo que se captura al inyectarlos en un líquido que absorbe CO₂; al calentar el líquido cargado o bajar la presión, el CO₂ se libera y almacena en un depósito, el resto de los gases se envían a la atmósfera. Se implementan en plantas de combustión de gas natural, petróleo y carbón para generar electricidad. (Pans, 2013)
- ❖ **Captura de CO₂ en oxi-combustión:** Se usa O₂ puro en lugar de aire para quemar el combustible, resultando una mezcla de vapor de agua y 90% de CO₂, por enfriamiento y compresión el vapor se separa del CO₂; mediante una buena circulación se disminuye la temperatura de combustión y no se forman NO_x ni llamas. Por medio de dos métodos se separa el aire, vía criogénica y por combustión en bucle químico, la primera es costosa y, la segunda consiste de dos etapas, se emplea un portador de O₂ (Ni, Fe, Mn, Cu) y se oxida con aire, forma un óxido caliente, después se reduce con el gas combustible en otro reactor;

posteriormente, los gases se enfrían y desulfuran, una parte pueden enviarse a una turbina y, finalmente forman CO₂, se purifican y comprimen para capturarse. (Chen y Rubin, 2003)

Como ventajas se destacan: 1) Reducción de NO_x. 2) Calderas más compactas. 3) Utilización de otros combustibles convencionales. 4) No se requiere unidad de desulfuración (FGD). Como desventajas se tienen: 1) Reducción del porcentaje de reacción y corrosión en zonas de radiación. 2) Se requieren apropiados diseños de turbinas de gas. (Chen y Rubin, 2003)

4.3. Tecnología de inyección de CO₂

Es un método de recuperación mejorada con posible miscibilidad, según las condiciones del crudo y yacimiento, con el que se inyecta gran cantidad de CO₂; sin suficiente presión de inyección no existe miscibilidad y, solo se extraen los componentes livianos e intermedios; el CO₂ se obtiene por combustión del gas natural (u otro combustible) y recupera desde filtros (que separan agua) y tamices moleculares (absorben gases y líquidos) ocasiona: 1) disminución de viscosidad del petróleo, 2) miscibilidad, 3) reducción de tensión interfacial entre el petróleo y el CO₂ y 4) el barrido del crudo.

Las características para el desarrollo de la inyección del CO₂, son: 1) profundidad, es superior a 600 m, se estima con base a la presión mínima de miscibilidad y es > 85 kg/cm² para un crudo con 30 °API y > 320 kg/cm² para crudos pesados, 2) viscosidad del crudo, va de 10 a 12 cp, 3) permeabilidad promedio, varía de 1 a 5 mD , 4) tipo de formación, carbonatos o areniscas poco fracturados y alta permeabilidad, 5) composición del crudo, % alto de hidrocarburos intermedios (C₅ –C₁₂), 6) saturación de crudo ≥ 30 % , 7) espesor neto delgado, 8) temperatura < 250 °F, no crítica y 9) presión de 85 a 105 kg/cm² . Limitaciones: 1) gran demanda de CO₂ por barril extraído, 2) la baja viscosidad del CO₂ dificulta el control de la

movilidad, 3) baja disponibilidad de CO₂, 4) se requiere separar el CO₂ del hidrocarburo extraído, 5) temprana segregación del CO₂, 6) re presurización de CO₂ para reciclarlo y 7) corrosión en pozos productores.

Actualmente, existen varios proyectos pilotos e investigaciones que vienen dando buenos resultados a nivel mundial, sobre la captura, almacenamiento e inyección del CO₂ bajo tierra, sin embargo, el enfoque parece alentar el uso continuo de combustibles fósiles para utilizar dichos pozos posteriormente y llenarlos de CO₂ por medio un sistema de inyección. Se estima que hasta el 90% de las emisiones de carbono de uso industrial de combustibles fósiles podrían ser capturados por esta tecnología, por otro lado, existen dudas sobre las consecuencias de dicha actividad, como la producción de algún escape de dichos gases o sismicidad inducida por la presión que se genere bajo tierra. (O'Callaghan, 2018.)

Desde el año 2017 se viene desarrollando un proyecto llamado CarbFix2 en Islandia, capturando, transportando y almacenando carbono como mineral; el CO₂ se captura en la planta, se transporta a través de tuberías y luego se almacena a cientos de metros bajo tierra.

Para lidiar con los problemas de fugas, en el presente proyecto se disuelve el CO₂ en agua antes de que se inyecte bajo tierra, lo que significa que se almacena como un líquido y se utiliza en yacimientos de roca basáltica el cual reacciona con el carbono para formar calcita. (O'Callaghan, 2018)

Actualmente, se está planteando una tecnología conocida como recobro mejorado de CO₂ (CO₂-EOR), actualmente tratan el CO₂ como un insumo costoso y, por lo tanto, tratan de minimizar la cantidad de CO₂ almacenado como parte del proceso de recuperación de petróleo. Sin embargo, en el contexto de la política de gestión del carbono, estos proyectos pueden recibir

créditos de carbono u otros tipos de subsidios por cualquier CO₂ que almacenen. Debido a que estos subsidios se convierten en una nueva fuente de ingresos, adicionales a los ingresos del petróleo, surge la pregunta de cómo los operadores de campos petroleros "co-optimizarán" la recuperación de petróleo y el almacenamiento de CO₂.

Es importante destacar que cuando el subsidio al almacenamiento de CO₂ es igual al "valor social del carbono", en esencia el valor de los daños relacionados con el cambio climático evitados mediante el almacenamiento de una tonelada de CO₂, los operadores deben analizar y maximizar a que el Valor Presente Neto se alinee completamente con el objetivo de mejorar el bienestar social. Un informe reciente del Banco Mundial estima que este valor social será de al menos USD\$40–80/tCO₂ para 2020 y USD\$50-100/tCO₂ para 2030.

Se afirma que los parámetros claves que determinan el funcionamiento técnico y económico de un sistema de absorción de dióxido de carbono, son los siguientes:

- Caudal de los gases de combustión: determinan el tamaño del reservorio y este representa una contribución importante al coste total.
- Contenido de CO₂ en los gases de combustión.
- Eliminación del CO₂: Las recuperaciones se encuentran entre el 80% y el 95%, entre más alta sea la columna de absorción, mayor energía y por ende, mayores costos.
- Caudal disolvente: Determina el tamaño de los equipos y también las concentraciones de CO₂.
- Requerimiento de energía: El consumo de energía es la suma de la energía térmica necesaria para regenerar los disolventes y la eléctrica requerida para operar bombas de líquido y el ventilador y la energía adicional para el bombeo y compresión. (Metz, 2005).

Para la fase de transporte, los parámetros a tener en cuenta, cuando es en tubería son: i) Costos de construcción, ii) costos de operación y mantenimiento; iii) costos de diseño, administración, honorarios, entre otros.

Los primeros proyectos pilotos se centran en un coste entre 35-50E/TonCO₂, los proyectos actuales y a menor escala se centran en probar la tecnología, sin embargo, actualmente los costos de desarrollar y aplicar dicha tecnología se hacen con el conocimiento de que el precio por emitir CO₂ es menor al de aplicar la tecnología en los campos petroleros o almacenamiento geológico. (Du & Nojabaei, 2019)

4.4. Sistema de Levantamiento Artificial con gas-lift (LAG)

Para el transporte de fluidos del yacimiento a superficie, la energía necesaria está contenida en el propio yacimiento, sin embargo, sí es insuficiente para obtener el caudal deseado, puede complementarse por una fuente externa, éste es el principio de todos los sistemas de levantamiento artificial, el de gas “lift”, también llamado bombeo neumático. Es el más utilizado para aumentar la producción en pozos petroleros sin necesidad de una bomba; consiste en inyectar gas natural a una presión relativamente alta (mínima presión de ~250 lb/pg² como mínima) en la TP o el espacio anular del pozo, ya sea de manera continua para aligerar la columna hidrostática en la tubería de producción, o a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquidos. (Maggiolo, 2004)

El gas inyectado desplaza el fluido hasta superficie por las siguientes causas: a) Reduce la presión de la carga de fluido contra la formación por disminución de la densidad del mismo, b) expansión del gas inyectado y desplazamiento de fluido. Su fundamento consiste en disminuir la densidad del aceite en la tubería de producción, al mezclarse el gas inyectado en el líquido

existente y al aumentar la relación gas /líquido se disminuye el peso de la columna y ocasiona que la energía del yacimiento sea suficiente para la producción. Se debe inyectar el gas lo más abajo posible para reducir considerablemente el peso de la columna e inyectar a una tasa conveniente para contrarrestar la fricción de la corriente multifásica. (Maggiolo, 2004)

Es importante establecer que existen algunas variables que se deben tener en cuenta para un análisis económico superficial: i) el campo donde se va aplicar este método debe ser en pozos donde se disminuyó o la producción de petróleo no volvió a fluir fuera de pozo; ii) debe existir una infraestructura ya instalada, iii) debe existir la disponibilidad de grandes cantidades de gas; iv) debe existir características específicas de presión y temperatura para el gas inyectado y la infraestructura para ello; (hornos, bombeo tubería entre, otros.); v) Dependiendo de la producción de agua se necesitara más o menos gas inyectado para el levantamiento del pozo.

El escenario que se plantea es un campo donde sus pozos tienen una profundidad entre 7400 – 8300 pies, con una producción de gas 30 millones de metros cúbicos por día (MMSCFD), del cual es utilizado para su inyección de 2 – 3 millones de metros cubico por día por pozo y una presión en boca de pozo de 450 psia. (Sarvestani, Moazami Goodarzi & Hadipour, 2019)

Tabla 10

Producción de Petróleo y gas utilizando un sistema de levantamiento de gas lift.

Producción de agua %	Temperatura °C	Producción de petróleo STB/D	Producción de Gas MSCFD
0	50	120.211,2	43.212,5
	10	123.695,4	37.449,5
20	50	93.890,6	33.747,4
	10	96.598,5	29.188,0
50	50	56.227,2	20.185,0
	10	58.038,9	16.724,5

Fuente: Sarvestani, Arman & Goodarzi, Ali & Hadipour, Ali. (2019). Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of surface and well facilities. Petroleum Science. 10.1007/s12182-019-00356-6.

Se puede concluir entonces que utilizando el sistema de levantamiento de gas la tasa de producción de petróleo aumentaría entre un 7,8% y 16%, adicionalmente se toma como precio base de costos en mantenimiento y operación de USD\$7/STB y de venta del petróleo en USD\$60/STB. (Sarvestani, Moazami Goodarzi & Hadipour, 2019).

La inversión de capital de un proyecto de levantamiento por gas lift se debe dar por: i) la unidad de producción (USD\$7.000.000), la unidad de compresión (USD\$35.000.000); El sistema de levantamiento de gas lift (USD\$36.000.000); costos indirectos (USD\$22.000.000) para un total de USD\$100.000.000. Sin embargo, el análisis más importante que se realiza es que el retorno de dicha inversión se da aproximadamente a los 3 meses, ya que la producción con el sistema de levantamiento aumentaría de una forma considerable en los pozos establecidos para tal fin en el campo. (Sarvestani, Moazami Goodarzi & Hadipour, 2019)

4.5. Generación de Energía Eléctrica

La electricidad se obtiene artificialmente en centrales eléctricas y se transporta hasta el lugar de consumo; no se trata de una fuente de energía primaria como en el caso del petróleo, carbón o gas natural (cuya combustión directa permite obtener calor y/o luz), se genera a partir de la transformación de recursos de origen fósil (o renovables) como el agua, viento, sol y biomasa y no renovables como el uranio, por esta razón, la electricidad es una fuente de energía secundaria.

El CH₄ es el combustible ideal para generar electricidad, por ser económico, de alto rendimiento y de bajo impacto ambiental. Las centrales de electricidad se basan en dos dispositivos clave: 1) la turbina, que aprovecha la energía térmica (transmitida por la fuente de energía primaria) para convertirla en energía mecánica y 2) el generador, que transforma la

energía mecánica en electricidad. Como se comentó, el gas natural por sus propiedades fisicoquímicas es un combustible limpio (más que cualquier derivado del petróleo); es apropiado para máquinas térmicas convencionales (por cada pie cúbico de gas natural se obtienen 1.088 BTU, así las unidades del consumo de gas natural son en pie³ o en m³). Una turbina de gas con potencia de 100 MW y rendimiento de 10.500 BTU / kWh, consume 23 millones de pie³ /d, la misma máquina con un rendimiento de 14 kWh / galón de diésel, consume 170 000 galones al día. (Sapón, 2007)

En los últimos años se ha incrementado el consumo del gas natural para la producción de energía eléctrica, así como para procesos industriales. Los factores que determinan el tipo de combustible para generación eléctrica son: 1) disponibilidad, 2) fuente económica, 3) variación de precio, 4) regulación. En los próximos años los combustibles de mayor relevancia para generar electricidad serán el gas natural y el carbón (a nivel mundial) y disminuirá el combustóleo, esto obedece a los precios y a la disponibilidad de tecnología eficiente. (Sapón, 2007)

Actualmente, el ciclo de generación es simple, se quema el gas para producir gases calientes y pasarlos por una o varias turbinas para generar energía. El ciclo de Brayton, es uno de los más eficientes y simples para generar energía por medio de turbinas de gas. Este sistema consiste en compresor, cámara de combustión y la turbina de gas; sin contar con las instalaciones y la manera de transportar la energía al usuario final, sin embargo, se comprueba una eficiencia de 50.2% (Jansohn, 2013).

Tabla 11

Volúmen y composición (porcentaje molar) de gas recuperado.

Componente	Valor
CO₂	0.095

N2	0.301
H2S	0.269
CH4	70.480
C2H6	15.770
C3H8	8.680
i-C4H10	0.980
n-C4H10	2.050
i-C5H12	0.325
n-C5H12	0.292
C6H14	0.375
C7H16	0.037
C8H18	0.009
C9H20	0.009
C10H22	0.004
C11H24	0.001
C12+	0.000
Total	100.000
Tasa de producción, MSCFD	34.375,5

Fuente: Sarvestani, Arman & Goodarzi, Ali & Hadipour, Ali. (2019). Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of surface and well facilities. Petroleum Science. 10.1007/s12182-019-00356-6.

Es preciso indicar desde el volumen y composición del gas producido no es lo mismo para diferentes escenarios, la cantidad de la energía generada puede diferir significativamente. Además, se estudió el efecto de la temperatura y el corte de agua sobre la generación de energía. Por ejemplo, genera electricidad en verano con 20% de corte de agua es de 216,9 MW y 269,2 MW, respectivamente teniendo una inversión en capital de la siguiente manera:

Tabla 12

Detalles de la inversión de capital para una planta eléctrica en un campo petrolero

Escenario	Costos, millón USD				TOTAL CAPEX
	Unidad de producción	Unidad de compresión	Planta eléctrica	Costos indirectos	
Generación de energía eléctrica	6	28	96	35	165

Fuente: Sarvestani, Arman & Goodarzi, Ali & Hadipour, Ali. (2019). Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of surface and well facilities. Petroleum Science. 10.1007/s12182-019-00356-6.

4.6. Fuente de Energía y Materia Prima para Plantas Petroquímicas

En la mayoría de los casos, el gas natural se conoce como “combustión limpia” porque produce menos subproductos indeseables por unidad de energía que el carbón o el petróleo. Sin embargo, su quema emite dióxido de carbono, pero aproximadamente la mitad de la cantidad de carbón por kilovatio/hora de electricidad generada y su eficiencia es mejor.

Igualmente, el gas natural podría ser una fuente eficiente de cogeneración eléctrica, por medio de turbinas de gas y vapor en un ciclo combinado y a su vez asociándolo con fuentes de energía renovables como la eólica o solar.

Así mismo, para fines domésticos, puede generar temperaturas superiores a 1.100 °C, lo que lo convierte en potente cocina doméstica y combustible de calefacción.

Por último, para el sector petroquímico, es utilizado para la producción de amoníaco, a través del proceso Haber, para hacer fertilizantes, también se utiliza para producir hidrogeno, con un método común por medio del reformador de hidrogeno (Aregbe, 2017).

4.7. Gas Natural Licuado (GNL)

Los procesos de licuefacción se basan en enfriar el gas natural asociado a una temperatura que permita que el metano, el cual es el principal componente de gas, sea licuado a la presión atmosférica, estas temperaturas son aproximadamente de -161 °C. El contenido de agua en el gas debe ser removido junto con los químicos inorgánicos (azufre, nitrógeno, dióxido de carbono). Luego de ser tratado, el gas es enfriado a -35 °C permitiendo que los hidrocarburos pesados se separen por densidad. El gas resultante (metano y etano) se envía a la planta de licuefacción donde se enfría empleando a un ciclo refrigerante hasta la temperatura de condensación para enviarlo a almacenamiento. (Duran, Arnone & Baldes, 2009). (Ver figura 12)

Es así como la composición de gas refrigerado o Gas Natural Licuado es el siguiente:

Tabla 13

Composición de gas natural licuado

Componente	Valor
N2	0.2
CO2	0
H2S	0
C1	0,26
C2	0,28
C3	0
i-C4	0
n-C4	0,26
i-C5	0
n-C5	0
C6	0
C7+	0

Fuente: Barekat-Rezaei, E., Farzaneh-Gord, M., Arjomand, A., Jannatabadi, M., Ahmadi, M. H., & Yan, W.-M. (2018). Thermo-Economical Evaluation of Producing Liquefied Natural Gas and Natural Gas Liquids from Flare Gases. *Energies* (19961073), 11(7), 1868.

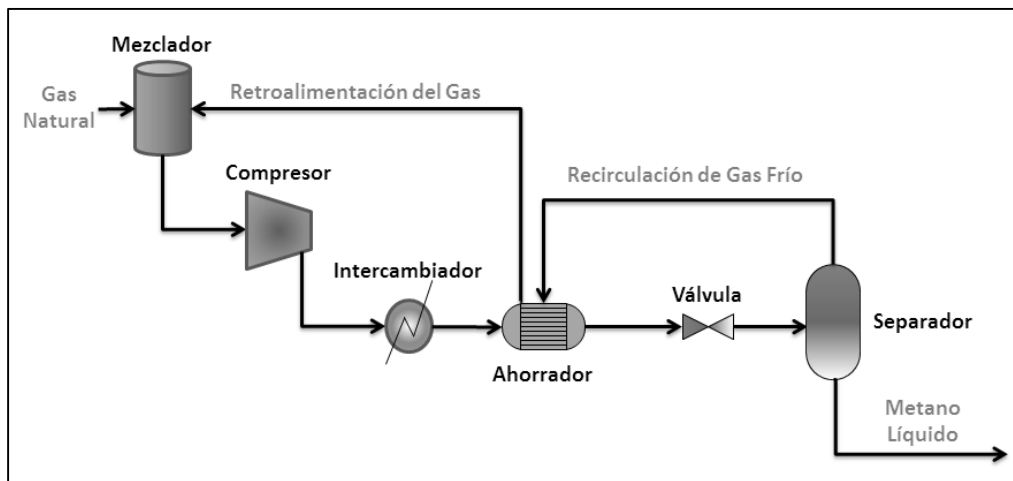


Figura 12. Proceso de Licuefacción del Gas. Durán, Gilberto; Arnone, Vicente y Baldés, José. Evaluación de Refrigerantes Binarios para su Uso Potencial en la Licuefacción de Gas Metano. San Cristóbal, Venezuela: Latin American Caribbean Conference of Engineering and Technology; 2009.

Ahora, hay que tener en cuenta los costos de la inversión de capital (CAPEX) de los equipos del sistema de recuperación para la generación de gas natural licuado (GNL) para una evaluación económica.

Tabla 14

Costos de inversión de capital

Componentes	Costos (USD)
Equipos (Compresores, intercambiadores de calor, separadores)	1.489.923
Instalación de equipos	496.607,7
Instrumentación y controles (Instalados)	297.964,6
Tubería (Instalada)	595.929,2
Sistema eléctrico (instalado)	148.982,3
Edificios (incluido servicio)	397.286,1
Mejora de patio	99.321,5
Instalaciones de servicio (instaladas)	397.286,1
Ingeniería y supervisión	496.607,7
Gasto de construcción	446.946,9
Honorarios de los contratistas	148.982,3
Imprevistos	397.286,1
Total	5.413.024,0

Fuente: Barekat-Rezaei, E., Farzaneh-Gord, M., Arjomand, A., Jannatabadi, M., Ahmadi, M. H., & Yan, W.-M. (2018). Thermo-Economical Evaluation of Producing Liquefied Natural Gas and Natural Gas Liquids from Flare Gases. *Energies* (19961073), 11(7), 1868.

4.8. Gas Natural Comprimido (GNC)

Se define como gas metano almacenado en alta presión, generalmente comprimiéndolo al 1% del volumen que ocupa con la presión atmosférica natural, lo que permite su fácil transporte y distribución. Dicho sistema es utilizado generalmente para las zonas apartadas donde no existe alguna tubería domestica donde se pueda prestar el servicio o publico o para los vehículos que adaptan un sistema para poder consumir dicho combustible, igualmente, las casas automotrices han venido evolucionando sus sistemas para que los vehículos puedan ser propulsados por gas natural o un sistema mixto.

Así mismo, la eficiencia de la combustión del gas en los motores de los vehículos es óptima ya que produce muy poco hollín y subproductos, igualmente, no lavan la lubricación de las paredes del cilindro y del anillo por lo cual el desgaste es casi cero. (Aregbe, 2017).

El Gas Natural Comprimido recuperado de gas para su quema o venteo requiere de las siguientes etapas:

1. La compresión: se toma el gas natural del campo de producción, de un gasoducto de transporte o de una red de distribución y mediante compresores se aumenta la presión del gas que se deposita en cilindros o tanques diseñados. La presión máxima utilizada es de 3.600 PSI.
2. El transporte y almacenamiento: Los cilindros o tanques se transportan en vehículos terrestres, fluviales, marítimos, entre otros.
3. La descompresión: utilizando válvulas para expandir el gas se reduce la presión y se inyecta el gas a las redes de distribución para llevarlo al usuario final. (GREG).

Por último, la tecnología ha aumentado no solo para la producción del metanol como combustible para los automóviles, tanto así, que hoy existe hasta un torneo automovilístico de primer nivel basado en dichos avances tecnológicos, igualmente vehículos de carga han venido adaptándose para recorrer distancias locales y regionales dependiendo del suministro del gas.

4.9. Proyectos Propuestos y Desarrollados en el Mundo

- 4.9.1. Irán.** Se proyecta construir una refinería gigante de gas, donde se incluirán los métodos de licuefacción, producción de GLP y unidad de compresión de gas, con el gas extraído de los yacimientos petroleros, gas condensado, licuado y metanol. (Zolfaghari, Pirouzfard & Sakhaeinia. 2017)

El análisis económico de dicha propuesta arroja que la inversión para los tres métodos es de aproximadamente 20 millones de dólares, donde se concluye que la

unidad de licuefacción y producción de GLP son más beneficiosas y requieren menos inversiones de capital que la de compresión.

Es así como los ingresos anuales de una refinería gigante de gas pueden alcanzar los 60 millones de dólares aproximadamente, con una utilidad bruta de 41 millones de dólares y neta de 33 millones de dólares aproximadamente, incluyendo una tasa de crecimiento del 186,9% en promedio en el peor de los escenarios.

(Hajizadeh, Mohamadi-Baghmolaei; Azin; Osfouri & Heydari. 2018).

4.9.2. Indonesia. Dicha región cuenta con 587 MMSCFD el cual es quemado pero podría ser potencialmente utilizado, la mayor limitante es el poco caudal y la ubicación remota del gas. Por tales razones vienen desarrollando un proyecto sobre gas natural absorbido, que en pocas palabras, es introducir el elemento en un cuerpo poroso a alta presión.

Dicha tecnología será óptima para el gas con alto contenido de metano y bajo contenido de impurezas. La económica de la utilización del gas de combustión utilizando la absorción del gas natural será factible si el patrón de financiamiento es la cooperación entre los privados y el Estado, donde la parte del capital de los costos sea compartido. (Muharan, Giffari & Mahendra. 2018).

4.9.3. Estados Unidos. En Dakota del Norte todas las empresas productoras deben registrarse al índice que establece la Comisión Industrial de Dakota del Norte – NDIC sobre gas quemado o venteado. La compañía produce 33.000 boe de gas en pozos de shale oil o petróleo de esquisto.

A raíz de esto la compañía movilizó 1.500 millones de pies cúbicos por día, a una de las plataformas en producción y gracias a unas características técnicas como la de 1.500 btu por pie cúbico y rendimientos de 4-5 galones de gas natural licuado por millón de pies cúbicos; se está generando entre 6.000 y 7.500 galones de GNL por día, por lo cual le genera al operador entre US\$3.300 a US\$4.125 por día y a su vez el mismo gas por combinación de otras alternativas alimenta el proceso de la energía necesaria para producción.

Introduciendo así una solución modular que sea de rápida instalación y desinstalación para generar Gas Natural Licuado – GNL. (Getuit, 2018).

4.9.4. Canadá. En dicho país se viene presentando una propuesta de una micro-refinería, teniendo como base los siguientes datos: i) El venteo de gas (CH_4) es 20 veces más dañino que la quema del mismo (CO_2); ii) El 4% total de la producción de gas es equivalentemente quemado o venteado; iii) Todo este gas podría proporcionar 750 mil millones de hWh, lo cual es suficiente para el consumo anual del continente africano. Por tal razón, se diseña una micro-refinería adaptada al cabezal del pozo para la producción de gas natural líquido (GNL).

La composición y la capacidad de gas varían de un pozo a otro. El parámetro más importante para las emisiones de gases de efecto invernadero es el volumen de gas tratado. Se estima que en Alberta, Canadá, con la adopción generalizada de dicha tecnología para gases quemados y ventilados, generará la reducción de emisiones de CO_2 que aumentara gradualmente de 0,1% a 44% en los primeros 5 años. (Ma, Trevisanut, Neagoe; Boffito; Jazayeri; Jagpal & Patience, 2016.) (Ver Figura 13).

4.9.5. Nigeria

❖ **Generación eléctrica.** Actualmente, la generación eléctrica del país africano se encuentra basada en plantas térmicas, las cuales contribuyen alrededor del 60% del total de las centrales eléctricas e hidroeléctricas que generan alrededor del 30% de la canasta energética del país, por ello, la generación eléctrica basada en el gas quemado es una prioridad para el Estado nigeriano.

Es así como el 42,6% del gas producido por Nigeria a diario es quemado, siendo la materia prima para solucionar el déficit sector energético de un país que lo necesita para su crecimiento. (Adekomaya, Jamiru, Sadiku; Huan & Sulaiman, 2016).

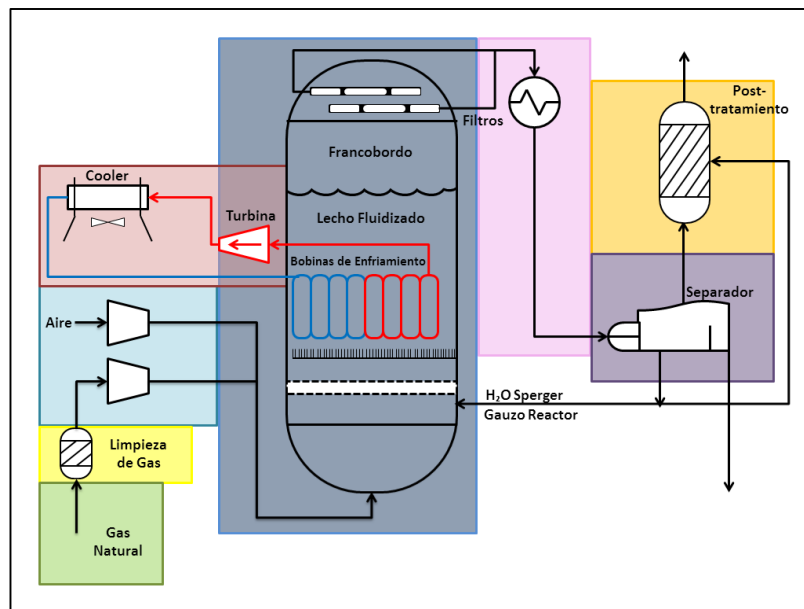


Figura 13. Esquema de una Unidad de Micro-refinería. Zhenni, M., Trevisanut, C., Neagoe, C., Boffito, D., Jazayeri, S., Jagpal, C., & Patience, G. (2016). A micro-refinery to reduce associated natural gas flaring. *Sustainable Cities And Society*, 27116-121. doi:10.1016/j.scs.2016.06.012

❖ **Implementación de gas natural vehicular.** A nivel mundial el sector del transporte representa más de un billón de vehículos livianos, el cual es el mayor consumidor de petróleo

equivalente a más del 60%, por otro lado, en el mundo se encuentran rodando más de 19 millones de vehículos de gas natural.

Actualmente, en Nigeria el sector transporte consume más del 77% del total del petróleo producido, con un costo adicional, que es la importación de productos finales para la demanda de los vehículos.

Los escenarios propuesto para generar un desarrollo basado en la implementación de la política de transporte vehicular a gas conllevaría a la eliminación de subsidios por parte del Estado hacia la gasolina o diesel, lo que ayudaría a que existiera un remanente de dinero público para satisfacer otras necesidades de la ciudadanía, igualmente, establecería una canasta de combustibles más económica ya que entraría un nuevo competidor que sería el gas natural y sería entre 60 y 70% más barata que la gasolina y el diesel, lo cual lo permite ser un proyecto viable. (Giwa, Nwaokcha & Odufuwa, 2017).

4.9.6. Brasil. El Estado Amazónico cuenta con las mayores reservas de gas del país carioca y a su vez la matriz energética muestra un 85% de dependencia a los combustibles líquidos para la generación eléctrica. La propuesta es una planta piloto con una capacidad instalada de 155 MW donde 63 MW para alimentarla de combustible pesado; 17 MW un ciclo dual (combustible y gas) y 75 MW a gas natural.

Es una alternativa con un efecto positivo justificado por la reducción de los costos de energía generada y de las emisiones al medio ambiente. (Ferreira, Campos, Moya-Rodriguez & Cabral Leite, 2014).

4.9.7. Rusia. La eficiencia de Rusia para utilizar el gas extraído es de más del 48%, produciendo gas comprimido, licuado y condensado, cuya capacidad actualmente es de 5 billones de metros cúbicos anuales. (Carbon limits, 2013).

5. Alternativas para el Uso del Gas Quemado Aplicables para Colombia.

5.1. El Recobro Mejorado con Gas

El recobro mejorado en Colombia no ha sido una práctica extendida en el país, de ahí que solo han existido 23 proyectos comerciales de recobro mejorado (inyección de agua, gases o hidrocarburos livianos). Las aplicaciones a campo se reducen a inyecciones cíclicas de vapor en la cuenca del valle del Magdalena medio y pilotos de inyección cíclica de CO₂, proceso que en su momento fueron exitosos pero abandonados por la poca disponibilidad de gas.

El factor de recobro en Colombia es de aproximadamente un 19% y alrededor del 90% de los campos del país se encuentran en la fase primaria de producción y muchos de ellos con alto grado de agotamiento de energía, por tal razón, la necesidad de aplicar la tecnología necesaria para la recuperación mejorada, como lo es en este caso específico la utilización del gas para la quema en TEAS.

Actualmente, solo en cuatro campos en el país, se vienen desarrollando pilotos para recobro mejorado con inyección de gas en la cuenca de los Llanos Orientales: Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur y Área Pauto.

Sin embargo, una gran proporción de los 280 campos que tiene el país actualmente, han venido siendo explotados por alrededor de más de 40 años, presentando un bajo nivel de recobro. La producción acumulada equivale a un 19% del petróleo original en sitio, mientras las reservas probadas son del 5%. Por otro lado, se estima que el 43% es petróleo residual y 36% restante es petróleo móvil no contactado. (Maya, Castro, Lobo; Ordoñez; Sandoval; Mercado; Trujillo; Soto & Pérez, 2015).

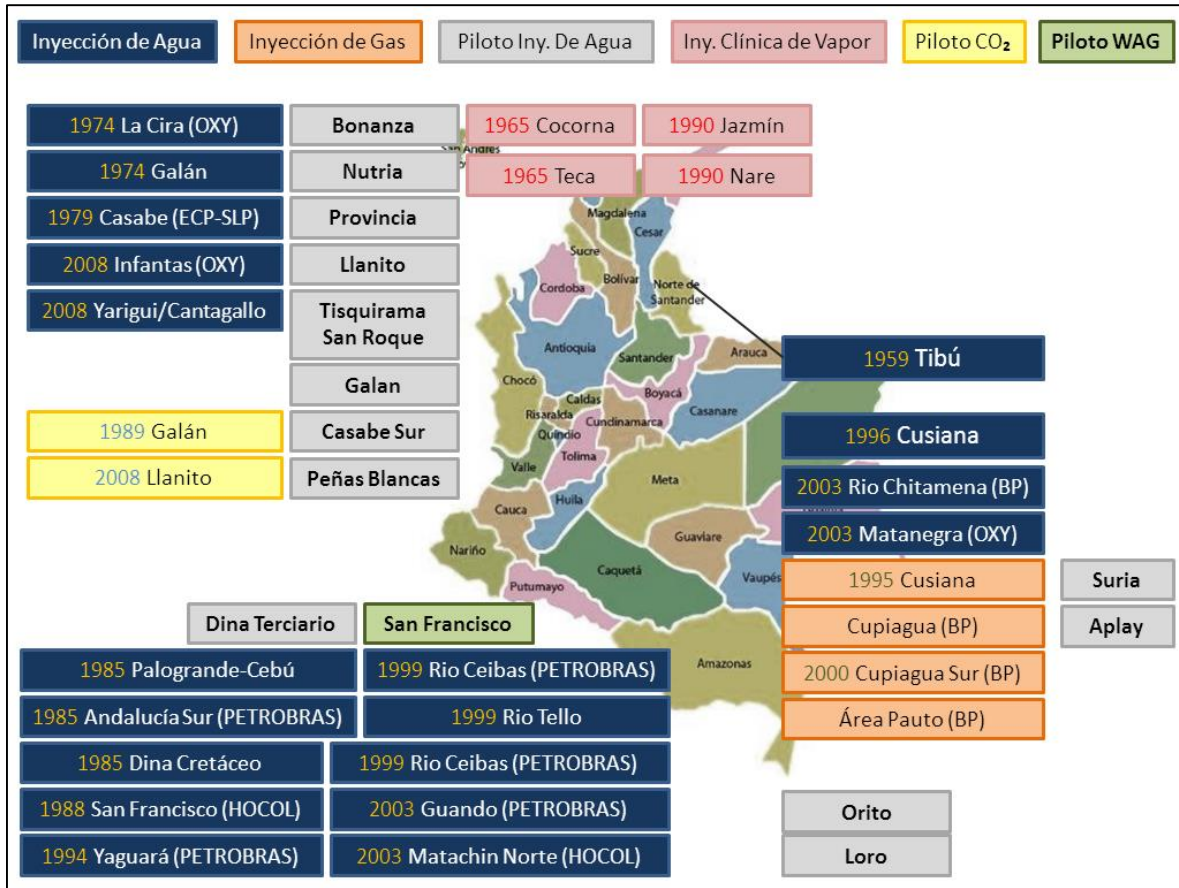


Figura 14. Proyecto de Recobro Secundario en Colombia. Adaptado de Ecopetrol S.A. Recuperado en: http://oilproduction.net/files/eor_ecopetrol.pdf

La reutilización del gas natural en procesos de inyección de gas y gas lift es una alternativa que además de mitigar la emisión de gases tóxicos, genera una rentabilidad mayor, comparada con los procesos de quema y venteo de gas. El gas, es el fluido más utilizado en esta clase de procesos ya que el aire puede deteriorar o modificar las propiedades del crudo. (Aregbe, 2017)

Aregbe describe la inyección de gas como un proceso que tiene como principal objetivo el aumento de producción en un yacimiento, lo cual se logra mediante el aumento de presión generado por la inyección de gas directamente en el yacimiento. En el caso del gaslift el gas es inyectado en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento y no

directamente en el yacimiento. Además de generar un aumento de presión, el gas inyectado en estos procesos se disuelve y expande en el crudo disminuyendo su viscosidad y favoreciendo el flujo. (Aregbe, 2017)

5.1.1. Inyección de gas. Son dos las aplicaciones de la inyección de gas en yacimientos petrolíferos, por un lado, se utiliza con fines de mantenimiento de presión y posteriormente fue utilizada también en proyectos de recuperación secundaria gracias a que el gas inyectado además de aumentar la energía, desplaza el petróleo obteniendo un recobro adicional del mismo. (De Ferre, 2001)

Dentro de los factores que intervienen en la cantidad de petróleo adicional que puede obtenerse por la inyección de gas, los más importantes son: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la presión del yacimiento; al ser el gas más liviano que el petróleo forma una capa de gas definida; que contribuye en la conservación de energía, el mantenimiento de producción y la disminución del tiempo de recobro; además de formar la capa el gas puede disolverse en el petróleo disminuyendo su viscosidad, aumentando el flujo y manteniendo una tasa de flujo mayor (De Ferre, 2001). La Figura 15, muestra el desplazamiento del petróleo con la ayuda del gas por el medio poroso.

La inyección de gas se puede clasificar en dos alternativas una es la inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa. (Ver Figura 15).

- ***Inyección de gas interna:*** La inyección de gas se realiza dentro de la zona de petróleo, se utiliza en yacimientos con empuje de gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no

hay tendencia a desarrollarse capa de gas secundaria. El gas natural sale a superficie junto con el petróleo. (De Ferre, 2001)

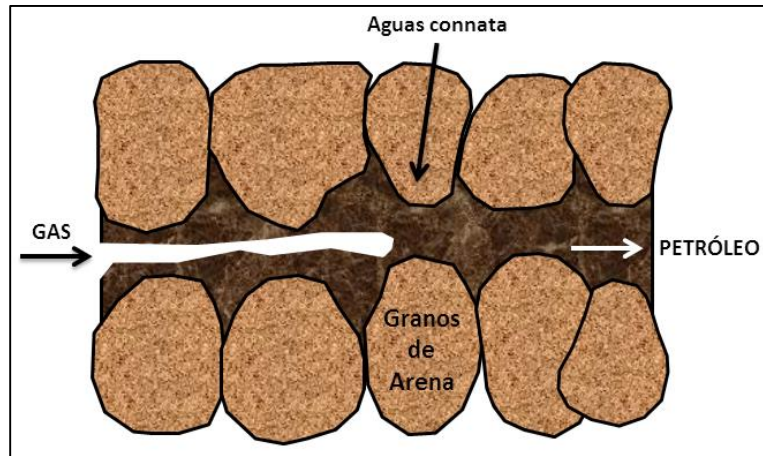


Figura 15. Esquema de desplazamiento del petróleo por inyección de gas. De Ferrer, Magdalena Paris. (2001) Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, p. 15. ISBN 980-296-792-0.

- **Inyección de gas externa:** La inyección de gas se realiza en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, este tipo de inyección se utiliza en yacimientos con segregación gravitacional. (De Ferre, 2001)

En la TABLA 15 se presentan las ventajas, desventajas y rentabilidad para la alternativa de inyección de gas, como tratamiento para la disminución de la quema y venteo de gas.

Tabla 15
Análisis Inyección de Gas

Ventajas	Desventajas	Rentabilidad
El gas asociado no es desperdiciado, es reutilizado en mantenimiento de presión.	Requiere de buena permeabilidad de yacimiento.	El gas inyectado conlleva volúmenes de petróleo (32bbl de petróleo por mmpc de gas).
Se obtienen mayores eficiencias de barrido areal en los yacimientos en donde se utiliza	Requiere separación del petróleo y gas luego de producción	(Schlumberger, 2007)
Se obtienen mayores beneficios de drenaje por gravedad	Se requiere de una fuente de gas asociado cercana.	

5.1.2. Inyección de gas lift. El método de inyección de gas lift como un sistema de levantamiento artificial en el que se inyecta gas a alta presión en el espacio anular presente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. La inyección de este gas reduce la densidad del fluido y su presión hidrostática, permitiendo que la presión del yacimiento sea mayor y levante los fluidos (Flatern, 2016). Un sistema de gas lift consiste en una estación de compresión de gas, un manifold de inyección de gas con choques de inyección y controladores del ciclo en superficie, una tubería con válvulas de descarga y de operación y una cámara de fondo de pozo. (Guo, 2007)

La disponibilidad del gas y los costos de compresión son los factores determinantes en la viabilidad de este proceso. Por esta razón, la mayoría de pozos en donde se realiza este método de levantamiento, se encuentran cerca de un pozo productor de gas que alimenta el sistema; otro factor a tener en cuenta es la disponibilidad de equipos de separación de los fluidos que permitan que luego de que estos sean producidos puedan ser separados y el gas retorne al espacio anular manteniendo así el volumen de gas y presión requeridos. (Flatern, 2016)

El recorrido del gas inyectado inicia en los equipos de compresión, luego pasa a los pozos a través de una red de distribución de donde sale con el fluido producido. Desde los pozos pasa al separador liquido-gas y vuelve al sistema de compresión. Una fracción de gas vuelve a ser comprimida y reutilizada, otra se utiliza en el levantamiento de otros pozos y el restante se comercializa. (Ramírez, 2014)

La inyección de gas lift puede ser mediante flujo continuo o intermitente:

Inyección de gas lift en flujo continuo: Es el método más utilizado, se realiza con fuentes de gas en el sitio y mediante flujo estacionario de los fluidos desde la formación a la superficie. Para su funcionamiento, requiere de una fuente de gas a alta presión continua, en la mayoría de los casos las fuentes de gas bajan su producción antes de terminar con el barrido del yacimiento, por lo que se debe buscar una fuente externa. (Flatern, 2016)

Se recomienda este método en pozos de gran volumen con altas presiones estáticas de fondo (BHP) y en pozos marinos que se producen mediante inundación de agua, que poseen alta productividad (PI) y altas relaciones gas/petróleo (RPG's) (Flatern, 2016). “Los índices de productividad PI se consideran bajos cuando son menores a 0.5 y altos cuando son mayores a 0.5. (Guo, 2007)

Inyección de gas lift en flujo intermitente: El gas es inyectado en la sarta de perforación de forma periódica para desplazar los tapones de fluido mediante la expansión del gas luego de llegar a la tubería. Este método es utilizado para complementar la inyección de gas lift en flujo continuo y no es recomendado en pozos que producen más de 30 m³/d ya que puede ocasionar tapones y fuerzas mayores sobre la formación que pueden desestabilizarla y generar formación de arenas.

En la TABLA 16 se presentan las ventajas, desventajas y rentabilidad para la alternativa de inyección de gas lift, como tratamiento para la disminución de la quema y venteo de gas.

Tabla 16
Análisis Inyección de Gas Lift

Ventajas	Desventajas	Rentabilidad
Útil en levantamiento artificial de pozos fracturados.	Se requiere de una fuente de gas de alta presión	El gas inyectado representa mayor
Aumenta la productividad de pozos de alto ángulo y alta rgp.	Se requiere tratamiento del gas inyectado	recobro en los yacimientos (Ramírez,
Puede mantener la presión en toda la	No es aplicable en pozos de crudo	2014)

vida productiva del pozo	viscoso o parafinoso.
--------------------------	-----------------------

5.2. El Gas como Fuente de Energía Eléctrica

La matriz energética de Colombia está conformada por 69,6% por generación hidroeléctrica, seguido por la generación de centrales terminas con un 25,26% y centrales térmicas a carbón con una participación alrededor de 4,53%. El factor climático es el que más incide en la generación eléctrica en el país ya que por los fenómenos del “niño” o la “niña” se ven etapas de inviernos o sequias largas, generando una volatilidad en los precios de energía.

Particularmente, en Colombia la confiabilidad del sistema es de suma importancia desde el racionamiento vivido en los años noventa y por tal razón, el sistema eléctrico nacional se ha transformado en uno de los más desarrollados en América Latina, en todos sus ámbitos, generación, transporte, comercialización, transformación, entre otros.

Así es como el Estado crea un cargo por confiabilidad que en otras palabras, es una remuneración a los generadores que aporten al sistema eléctrico, el cual representa un ingreso fijo, independiente de su participación en el mercado mayorista, en contra prestación, los generadores deberán garantizar la disponibilidad de sus activos y de generación cuando se presente escenarios de escases.

Tabla 17
Capacidad Efectiva del Sistema Eléctrico Colombiano

Sistema Eléctrico	Capacidad efectiva neta promedio (MW)	Participación
Hidráulica	11.458,55	70,0%
Térmica	4.823,85	29,4%
Cogeneración	77,20	0,5%
Viento	18.42	0,1%
TOTAL	16.378,02	100%

Fuente: Urrea, Angélica & Castillo, Jorge. (2016). Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018. Avances Investigación en Ingeniería. 13. 10.18041/1794-4953/avances.2.249.

Actualmente, dentro de la generación termoeléctrica, la generación a gas es la que lidera con más del 33% de la producción, la proyección de la demanda para el año 2019 es de 78.955 GWh, el aumento se da por los Grandes Consumidores Especiales (GCE), como Ecopetrol S.A., OXY, Cerro matoso; Cerrejón; entre otros, cuya demanda ha venido en aumento.

La limitante de la generación eléctrica por medio termoeléctricas es la regulación en el precio, y la creación de una subasta anual que por el cargo de confiabilidad se le da un precio de escasez a la energía y estos saldos se subastan para las plantas que tienen un precio menor o igual a dicho valor establecido por el Estado y si existe una demanda que no haya sido cubierta se le dará dicho cupo a las generadoras que tienen un precio mayor al “precio de escasez”.

Por las condiciones país que se están presentando en el territorio nacional por un déficit de energía eléctrica como consecuencia de la no iniciación de generación eléctrica por parte de Hidroituango ha desarrollado un déficit de oferta y ha vuelto atractivo cualquier proyecto que permita igualar o superar la producción esperada por el proyecto antioqueño. (Aldana & Grueso, 2016).

Técnicamente, la electricidad es una fuente de energía secundaria ya que se genera por medio de la transformación de recursos renovables de origen fósil (agua, viento, sol) y no renovables (uranio). Los factores que determinan el tipo de combustible utilizado en la generación de energía eléctrica son la disponibilidad, fuente económica, variación de precio y la regulación. (Ramírez, 2014)

El reciente objetivo de diversificar el origen de la generación de la energía eléctrica y reducir las emisiones contaminantes, ha generado un aumento en la utilización del gas natural como fuente de energía primaria en la producción de energía eléctrica a gran escala. La generación de energía eléctrica a gran escala se realiza mediante ciclos combinados gas-vapor con altos rendimientos. (Muñoz, 2014)

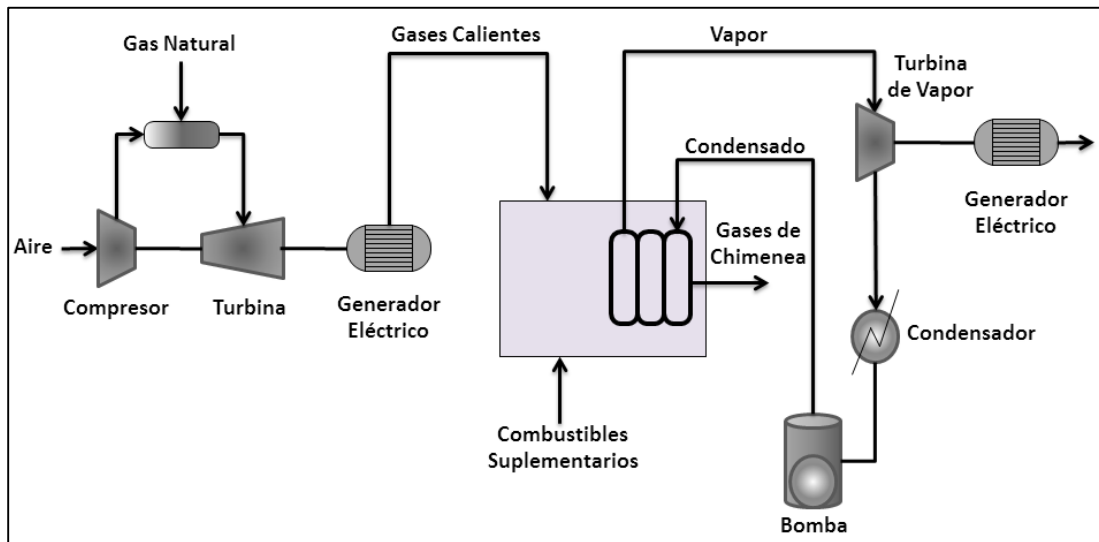


Figura 16. Esquema de una Planta de Ciclo Combinado de Calor. Ramírez, Gabriel y Marmolejo, Emigdio. (2014) La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería.

Los ciclos combinados gas-vapor son empleados en la generación de energía eléctrica y alcanzan rendimientos de hasta 60%. Consiste en la integración de dos o más ciclos termodinámicos de producción de potencia y está constituido por una turbina de gas, una caldera de recuperación de calor y un ciclo de vapor (Muñoz, 2014). La Figura 16 muestra el esquema de una planta de ciclo combinado de vapor.

En la TABLA 18 se presentan las ventajas, desventajas y rentabilidad para la alternativa del gas como fuente de energía eléctrica, como tratamiento para la disminución de la quema y venteo de gas.

Tabla 18

Análisis Fuente de Energía Eléctrica

Ventajas	Desventajas	Rentabilidad
Menor impacto ambiental, comparado con otras fuentes de energía eléctrica	Emisión de gases contaminantes por combustión	Los costos de operación y mantenimiento de la turbina de gas son muy bajos comparados con un generador diésel. (Obando, 2014)
Los equipos y procedimientos necesarios para generar energía eléctrica a partir de gas no son costosos.	Rendimientos del gas natural bajos.	
Altas eficiencias del gas natural.	Emisión de agua caliente en ecosistemas fluviales.	

5.2.1. Turbina de gas. La turbina de gas como las encargadas del ciclo de alta temperatura y de recibir el combustible, en este caso gas natural, como fuente de calor. La turbina de gas, además se encarga de la producción de la potencia y de ceder a la caldera los gases de combustión a una temperatura tan alta para producir vapor que recupera el calor en la caldera ay producen la potencia que mediante un alternador es convertida en energía eléctrica. La FIGURA 17 muestra el esquema de una turbina de gas. (Energy.gov, 2019)

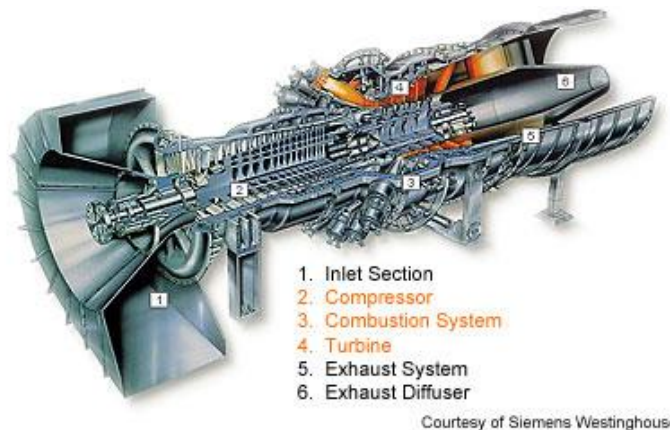


Figura 17. Turbina de Gas recuperado en: www.energy.gov

5.3. Gas natural Licuado

Actualmente, Colombia no tiene un mercado establecido de gas natural licuado, de lo cual se puede inferir que la demanda a un periodo de 5 años según la UPME será para los siguientes segmentos viables:

- Generación de energía eléctrica: Serviría para algunas zonas no interconectadas siempre y cuando el Estado apoye dicha generación como complemento de confiabilidad para el sistema ya que se competiría con el GNL importado.

Las zonas no interconectadas (ZNI) son áreas que no hacen parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN), por tal razón cuentan con un suministro de energía aislado y dedicado, compuesto por una generación y distribución de energía, para atender a un grupo de personas específica.

Es así como en el estudio de “Plan Indicativo de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017” desarrollado por la UPME se establece una demanda de 92 kWh/mes de las viviendas de dichas zonas apartadas.

Tabla 19
Potencial de Demanda y Costos de Generación

Departamento	VSS No.	Demanda kWh/mes	Costo generación Diesel \$/kWh	Precio indiferencia GLP \$/gal	Cantidad demandada GLP Gal/día
Meta	14.759	1.357.828	949,1	8.012	4.764
Vaupés	2.667	245.364	1.105,1	9.494	861
Vichada	5.714	525.688	756,8	6.185	1.845
Guainía	2.686	247.112	1.115,2	9.590	867
Putumayo	36.193	3.329.756	827,4	6.856	11.683
Cauca	46.404	4.269.168	835,0	6.928	14.980
Choco	24.519	2.255.748	794,6	6.545	7.915
Amazonas	6.375	586.500	1.105,1	9.494	2.058
Total	139.317	12.817.164			44.973

Fuente: Informe de Gestión. Unidad de Planeación Minero Energetica - UPME,. (2017),

La viabilidad de esta alternativa se da siempre y cuando existan incentivos del Estado para que los privados inviertan no solamente en las plantas sino a su vez en las redes necesarias para llevar a cabo dichos proyectos.

- Gas domiciliario: Desde el punto de vista de la salud y protección ambiental sería un sistema viable, siempre y cuando este apoyado por subsidios estatales para su desarrollo.

En pocas palabras, la alternativa se resume en licuar el gas y almacenarlo en tanques como gas natural líquido, este método es más rentable que la quema y el venteo de gas y el gas en esta fase es más seguro. (Aregbe, 2017). Los procesos de licuefacción se basan en enfriar el gas natural asociado a una temperatura que permita que el metano, el cual es el principal componente del gas, sea licuado a la presión atmosférica, estas temperaturas son aproximadamente de -161°C . El contenido de agua en el gas debe ser removido junto con los químicos inorgánicos (azufre, nitrógeno, dióxido de carbono). Luego de ser tratado, el gas es enfriado a -35°C permitiendo que los hidrocarburos pesados se separen por densidad. El gas resultante (metano y etano) se envía a la planta de licuefacción donde se enfría empleando un ciclo refrigerante hasta la temperatura de condensación para enviarlo a almacenamiento (Duran, 2009).

El gas natural licuado es almacenado y distribuido en cilindros de alta presión (10 atm) que pueden ser de 5, 11, 15 o 45 kg. Inicialmente este fluido es inodoro, pero durante su tratamiento se adiciona etilmercaptano para que pueda ser detectado por el olfato. En la TABLA 20 muestra algunas propiedades del gas natural licuado. (Meléndez, 2007)

Tabla 20

Propiedades del Gas Natural Licuado.

Propiedad	Unidad	Cantidad
Poder calorífico superior (masa)	KJ/Kg	51.000
Poder calorífico superior (volumen)	Kcal/m ³	22.400
Poder calorífico inferior (masa)	KJ/Kg	47.500
Poder calorífico inferior (volumen)	Kcal/m ³	20.500
Densidad relativa	Adimensional	1,57
Densidad absoluta	Kg/m ³	1,86
Presión de Servicio	mm.c.a.	280
Incidencia de Wobbe	Kcal/m ³	19.525

Fuente: Meléndez, Elizabeth. 2007 Análisis comparativo, energético y ambiental, en calefones de uso doméstico que operan con gas licuado de petróleo y gas natural. Trabajo de grado Ingeniero de ejecución en ambiente. Santiago de Chile.: Universidad de Santiago de Chile. Facultad de ingeniería. Departamento de ingeniería geográfica.

Los principales productores de GLP son Estados Unidos, Arabia Saudita y China. Según las estimaciones, en 2014 la brecha entre la producción y el consumo mundial de GLP supero valores de hasta 12 millones de toneladas al año, el gráfico 5 muestra la producción de GLP en 2014 y 2015. (UPME, 2017)

Según la Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana (UPME), el sector petroquímico es uno de los sectores que presenta mayor demanda de GLP, en 2014 la demanda global de GLP en este sector, alcanzo niveles de 76.2 MTON/Año. La demanda de GLP en el sector doméstico ha presentado un aumento en los últimos años, ya que se han adherido aplicaciones como el uso de GLP en calefacción y en la preparación de alimentos. Los sectores industriales y de transporte mantienen la demanda de GLP en los diferentes países. (UPME, 2017)

En el caso colombiano, hasta inicios de 2005 se contaba con un único productor de GLP en el país, pero la producción de gas asociado en los campos petroleros, se contó con un nuevo suministro que dio un giro total a la producción de GLP, a pesar de esto las fuentes no son suficientes para abastecer la demanda de este energético. (UPME, 2017)

En la TABLA 21 se presentan las ventajas, desventajas y rentabilidad para la alternativa de gas natural licuado, como tratamiento para la disminución de la quema y venteo de gas.

Tabla 21
Análisis Gas Natural Licuado

Ventajas	Desventajas	Rentabilidad
Menos corrosión y mantenimiento de equipos.	Bajo poder calorífico,	Reduce costos de 25-30\$ por barril (UPME, 2013)
Fácil distribución y acceso al gas.	Mayores costos por tratamiento.	
Menor afectación por derrames y menor contaminación de agua y suelo.	Mayores requerimientos de almacenamiento	

5.4. Gas Natural Comprimido

Las características de expansión del gas natural, limitan la cantidad de energía por unidad de volumen que se puede obtener en un espacio determinado. Este factor junto con que el gas natural tiene menor densidad de energía que el petróleo líquido son la mayor limitante en el mercado del gas, ya que hacen que el transporte de gas sea costoso comparado con otros energéticos; lo que genera que en los casos en los que la demanda de gas es pequeña y las distancias son largas, el gas natural comprimido es una alternativa a tener en cuenta. (CREG, 2004)

El gas natural comprimido como el metano almacenado a altas presiones (entre 20 y 25 MPa) y comprimido a menos del 1% del volumen que ocupa a la presión atmosférica (Aregbe, 2017). El gas es almacenado y distribuido en tanques de forma cilíndrica o esférica, en donde se mantiene en forma gaseosa e incrementa la energía por unidad de volumen transportado. El proceso del gas natural comprimido es el siguiente (CREG, 2004):

- **Compresión:** Se aumenta la presión del gas mediante compresores, luego va a cilindros o tanques diseñados a altas presiones, de hasta 3600 psig.

- Transporte y almacenamiento: Lo cilindros o tanques son transportados mediante vehículos en vías terrestres o en vía fluvial.
- Descompresión: Se utilizan válvulas que disminuyen la presión y por lo tanto permiten la expansión del gas que es inyectado en las redes de distribución destinadas a los usuarios finales.

El GNC es utilizado en la combustión interna de automóviles que han sido modificados o diseñados para utilizar gas como fuente de energía. La utilización de gas natural como fuente de energía de automóviles ha aumentado en los últimos años, debido al incremento en los precios de la gasolina, en ciudades como Irán, Pakistán y algunas partes de sur américa, Europa y Norte América. (Aregbe, 2017)

En el caso colombiano el gas natural comprimido empezó a utilizarse como gas natural vehicular principalmente en la Costa Atlántica desde hace más de 20 años. La conversión de los vehículos en Colombia de gasolina diésel a gas natural vehicular se ha desarrollado de acuerdo a las necesidades de la población. (CREG, 2004)

En la TABLA 22 se presentan las ventajas, desventajas y rentabilidad para la alternativa de gas natural comprimido, como tratamiento para la disminución de la quema y venteo de gas.

Tabla 22
Análisis Gas Natural Comprimido

Ventajas	Desventajas	Rentabilidad
Menor cantidad de gases contaminantes comparado con otros combustibles.	Bajo poder calorífico	Los costos de procesamiento de gas comprimido son 40% menores. (CREG, 2004)
El costo del gas comprimido es 40% menor al de otros combustibles.	Costos adicionales por descompresión.	
Requiere de menores tratamientos.	Mayor espacio ocupado y dificultad de almacenamiento.	

5.4.1. Utilización del gas natural como transporte. El sector transporte se constituye en Colombia como el segundo en importancia sobre el consumo total de energía final y el de mayor contaminación atmosférica. (UPME, 2002), sin embargo, la tasa de crecimiento de conversión de los vehículos no ha sido la esperada y la disminución en la competitividad de los precios del GNV han tenido un impacto negativo sobre el sector (CONCENTRA, 2017).

Fue así como en todo el mundo en un periodo comprendido entre el 2000 y 2013 se dio un crecimiento exponencial acumulando la conversión de 24 millones de vehículos con 26.666 estaciones de servicio para proveer gas. Actualmente, Colombia hace parte de los 10 países con mayor número de conversiones vehiculares a nivel mundial y ocupa el tercer puesto en Latinoamérica. (CONCENTRA, 2017).

Sin embargo, es primordial la vinculación del Estado, por medio de incentivos, normatividad y vigilancia y control para dicha alternativa tienda a crecer de manera sucesiva en el tiempo.

En la actualidad Colombia cuenta con 556.548 vehículos convertidos a gas y una red de infraestructura de 790 estaciones de servicio distribuidas en 22 departamentos (Ministerio de Minas y Energía, 2016), sin embargo, los incentivos que existían anteriormente, como la exención de IVA para los equipos y un precio no regulado ayudo a que este sector tuviera un avance importante. Hoy no se cuentan con dichos incentivos, por otro lado, los equipos son facturados al precio del mercado, los costos de trámites son excesivos y la competitividad del precio del gas natural con la baja del precio del petróleo no es llamativo para el consumidor final.

Sería una solución para los altos precios del combustible donde se encuentran los campos petroleros que queman y ventean gas en el territorio nacional ya que la mayoría se están en zonas apartadas donde el combustible líquido tiene un sobre costo por transporte en carro tanque.

Son tres maneras en las que el gas natural puede reemplazar el petróleo en el mercado del transporte:

- La producción de metanol utilizando gas como materia prima, ya que el metanol es un alcohol que posee propiedades similares a las del etanol por lo cual puede ser utilizado en la combustión interna de motores modificados de automóviles. (Aregbe, 2017)
- En vehículos de carga liviana y mediana, que posean motores modificados que utilicen gas natural comprimido a alrededor de 3000 psi. Una desventaja de esta alternativa, es que los tanques de almacenamiento de gas requieren mayor espacio por lo que los vehículos tendrían que almacenar menor cantidad de combustible y recorrer distancias menores. (Aregbe, 2017)
- En vehículos de carga pesada y mediana se puede utilizar GNC o GNL a bajas temperaturas ($> 160^{\circ}\text{C}$). En el caso del gas natural licuado se requiere un 30% menos de espacio de almacenamiento por lo que los vehículos pueden recorrer distancias mayores utilizando este combustible, a pesar de esto el GNL no es muy utilizado por costos. (Aregbe, 2017)

En la TABLA 23 se presentan las ventajas, desventajas y rentabilidad para la alternativa de utilización del gas natural como transporte, como tratamiento para la disminución de la quema y venteo de gas.

Tabla 23
Análisis Utilización del Gas Natural para Transporte.

Ventajas	Desventajas	Rentabilidad
GNC y GNL más económicos que la gasolina.	La utilización de gas en el motor, representa pérdida de potencia y problemas mecánicos.	Los costos de procesamiento de gas son menores. (Aregbe, 2017)
Emisiones de NO reducidas en un 68% y las de CO2 en un 15%. Menores desgastes en el motor.	La utilización de gas en el motor, requiere de adaptaciones. El consumo de volúmenes de gas en transporte es mayor que el de otros combustibles.	

5.5. Matriz de decisión (Análisis Pugh)

Esta herramienta se utiliza para la toma de decisiones sobre el desarrollo de un producto o servicio y a su vez para diferenciar los criterios que van aportar más valor de una manera cuantitativa, es decir, una manera rápida de poder priorizar las características de varios escenarios que se pretender escoger.

Igualmente, puede ser utilizada para escoger la mejor opción de un problema; es decir, se basa en el estudio comparativo de las diferentes alternativas para llegar a la opción más beneficiosa para la organización, paralelamente, permite observar los puntos fuertes y las limitaciones que se llegaran a presentar, sobre la base de una alternativa raíz desde la que se comparan el resto.

Una matriz de decisión básica – Pugh, consiste en establecer un conjunto de opciones de criterios que se valoran y se suman para obtener una puntuación total que pueda entonces

clasificarse y ponderarse, cuyos resultados reflejan las variables mejor calificadas para la toma de decisiones.

Este mecanismo permite observar cuales son los puntos fuertes y las limitaciones que presentan las posibles alternativas al problema, en base a una alternativa raíz desde la que se comparan el resto, pudiendo optar por la de mayor impacto y deshacerse de las más débiles. La ventaja de una Matriz Pugh es acercar una toma de decisión subjetivas a una objetiva y cuantitativa. (González, González, 2017).

5.6. Caso particular

Se inicia construyendo la matriz analizando las diferentes variables que se desarrollarían con los objetivos generales y específicos de la investigación y otras que fueron saliendo en el desarrollo del documento: i) impacto ambiental; ii) impacto social, iii) CAPEX; iv) mercado de carbono; v) transporte; vi) retorno de la inversión; vii) Logística; viii) tecnología.

Igualmente, en la matriz se encuentran las diferentes alternativas planteadas para el escenario de Colombia y las cuales podrían desarrollarse en el sector petrolero analizadas por variables de: mercado, distancia, tecnología; logística e inversión.

Indistintamente, en cada casilla se podrá comprar la alternativa con las variables y se pondrá un valor de +1 si es positivo, de 0 si no hay ningún cambio en las variables y de -1 si es negativo; por ejemplo: si la variable es que hay un impacto ambiental positivo se valora dicha casilla en +1, en cambio, si el impacto ambiental es negativo se califica en -1 y por el contrario si el impacto es igual a que ocurre hoy en día será el 0.

Luego en el grado de relevancia se le da una ponderación subjetiva a cada variable dependiendo de la importancia que se le quiera dar para la elección de la mejor variable a aplicar y dependiendo mucho de los datos obtenidos en la investigación.

En este documento en particular se le dio gran importancia a CAPEX, al retorno de la inversión, Logística, transporte e impacto ambiental, sin embargo, es posible modificarlo y darles importancia a las variables que cualquier persona que vaya a utilizar la matriz desee para direccionar la decisión a sus intereses.

		Alternativas para uso de gas quemado y venteado aplicables para Colombia					
		Recobro mejorado	Inyección de gas lift	Generación de energía eléctrica	Gas Natural Licuado (GLP)	Gas natural comprimido	Grado de relevancia
variables	Impacto ambiental	1	1	1	-1	-1	4
	Impacto social	0	0	1	1	1	3
	CAPEX	1	-1	0	1	1	5
	Mercado de carbono	1	-1	1	1	1	2
	Transporte	-1	-1	1	-1	-1	4
	Retorno de la inversión	-1	1	-1	1	1	5
	Logística	0	0	1	0	0	4
	Tecnología	0	1	0	1	1	3
	Total	1	0	4	3	3	
Ponderado	2	1	12	10	10		

Figura 18. Matriz Pugh

5.7. Analisis de resultados:

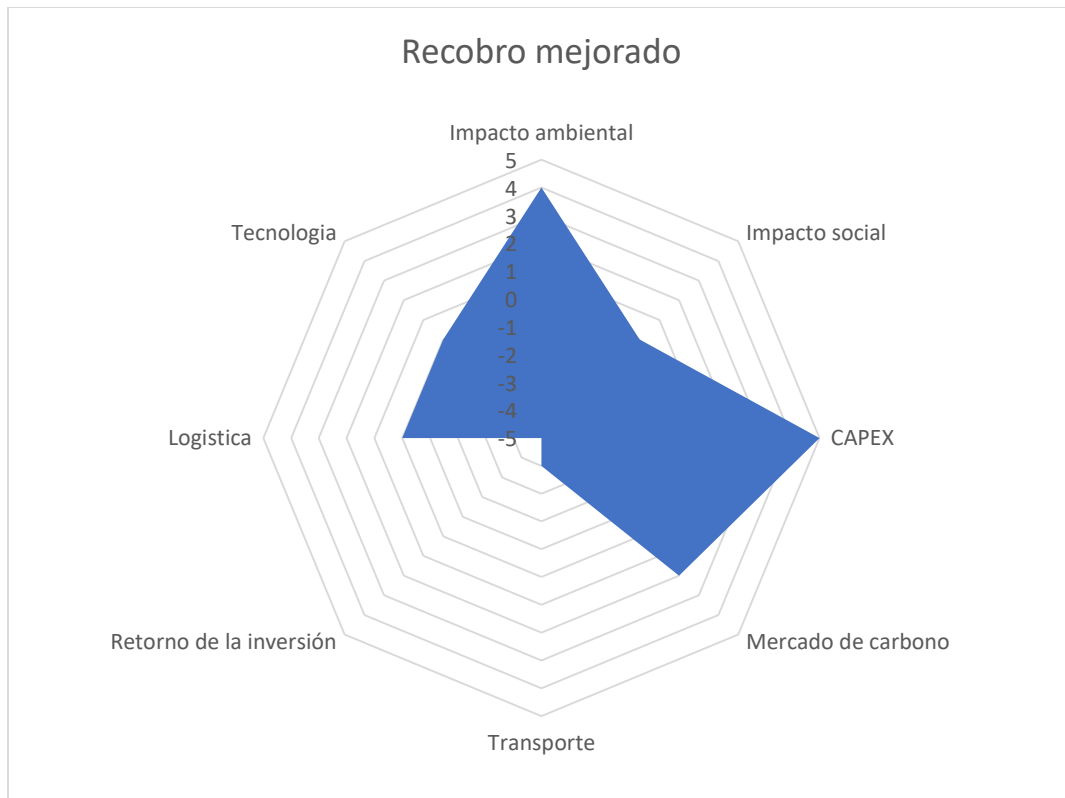


Figura 19. Recobro Mejorado

En el presente analisis se puede deducir que el impacto ambiental es positivo ya que se inyectara el gas producido para su quema y venteo a unos reservorios en el subsuelo, lo cual permitira que no hayan emisiones a la atsmesfera, el impacto social realmente es muy pequeño ya que no satisfscera ninguna necesidad de las comunidades aledañas al proyecto, es una tecnica que es apoyada por el Mercado de Carbono y tendria una tuilidad adicional al generar bonos negociables, el problema de dicha alternativa radica en los altos cargos de transporte logistica y que el retorno de la inversion, es muy lento o a veces nulo.

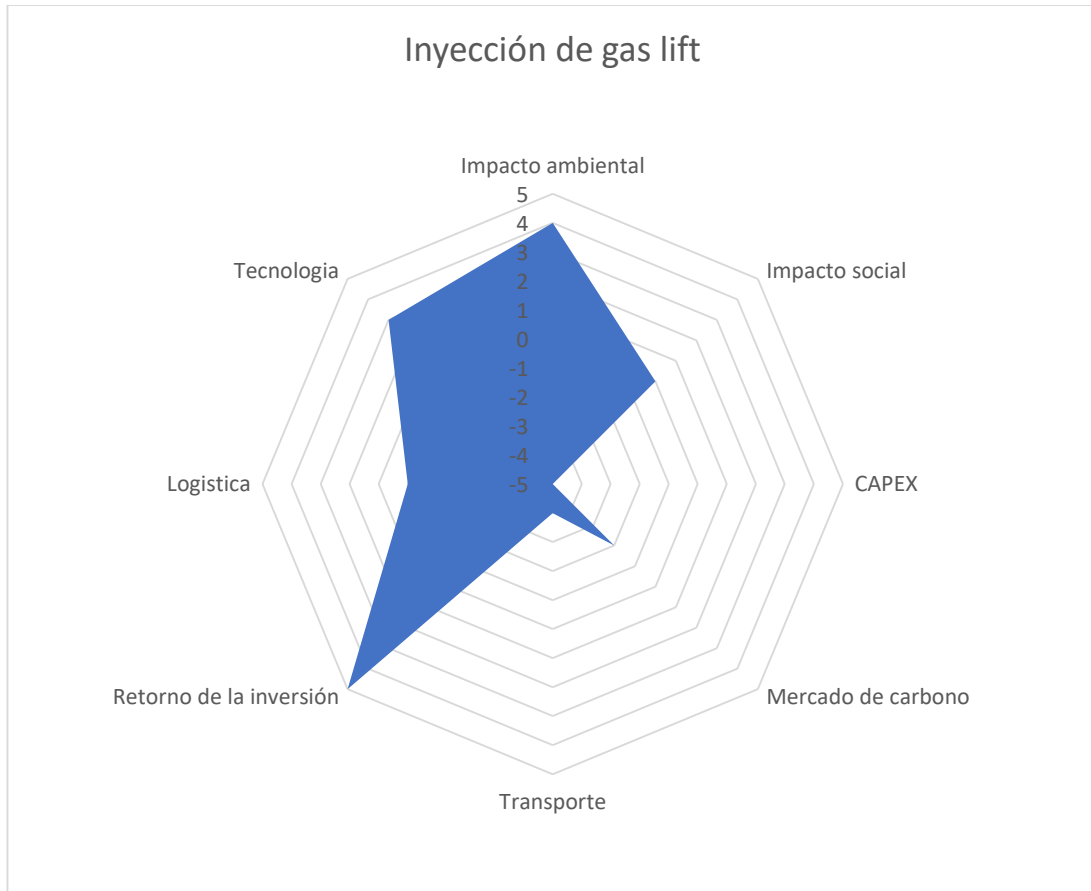


Figura 20. Inyección de gas lift

En la inyección de gas lift el resultado que podemos observar, es que permite que el impacto ambiental que se llegue a darse con esta alternativa es positivo ya que, similar al anterior, se reinyectara el gas producido para la quema y el venteo para el aumento de producción de unos campos limitados, el impacto social es nulo ya que las comunidades aledañas no se beneficiaran, la inversión de capital es alta por el equipamiento y construcciones adicionales que se deben hacer, es un mecanismo que aun no es tomado en cuenta para la certificación de bonos de carbono, existen altos costos de transporte del gas, logística y tecnología, sin embargo, el retorno de la inversión es sumamente rapido ya que se inyectara un gas que se quemaba y se pagaba regalías por este a producir barriles de petróleo.

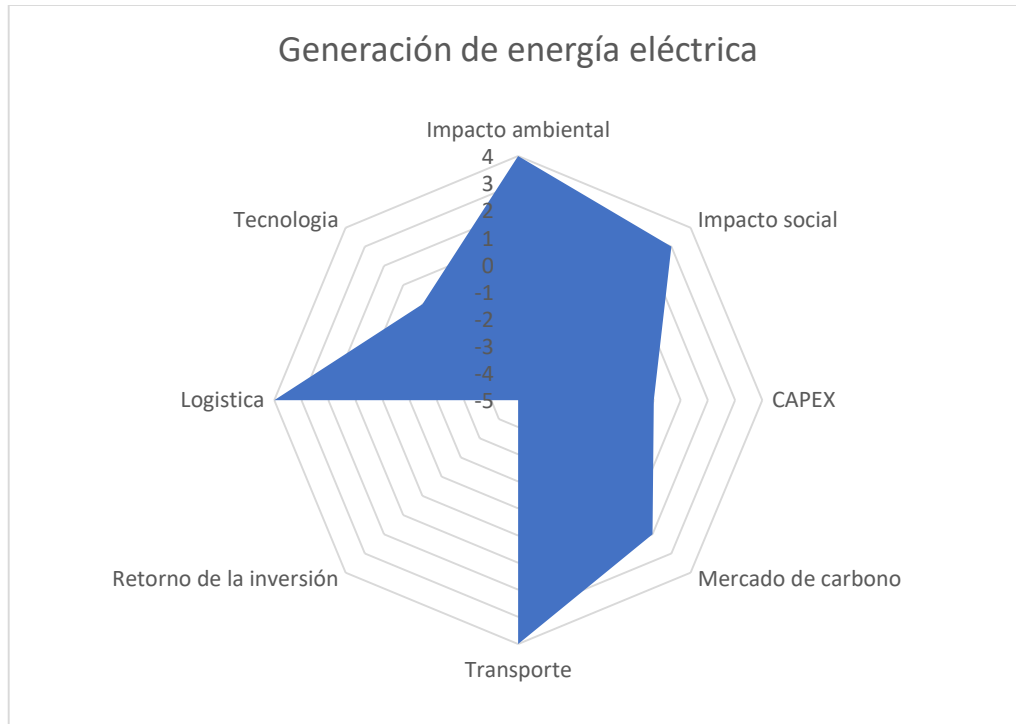


Figura 21. Generación de energía eléctrica

En el presente escenario podemos observar y de acuerdo a la investigación realizada, que el impacto ambiental de esta alternativa es positivo, tiene un recibo social ya que beneficiario a las comunidades aledañas y no interconectadas del sistema nacional a recibir un servicio como el de la energía eléctrica, la inversión no está cuantiosa, es un mecanismo viable de desarrollo limpio que puede ser candidato para generar bonos de carbono, su transporte es barato y eficiente ya que después de su transformación a energía este podrá hacerse por medio de la red nacional o red propia lo cual conlleva a un costo menor comparado con una tubería, sin embargo, el retorno de la inversión es muy lento.

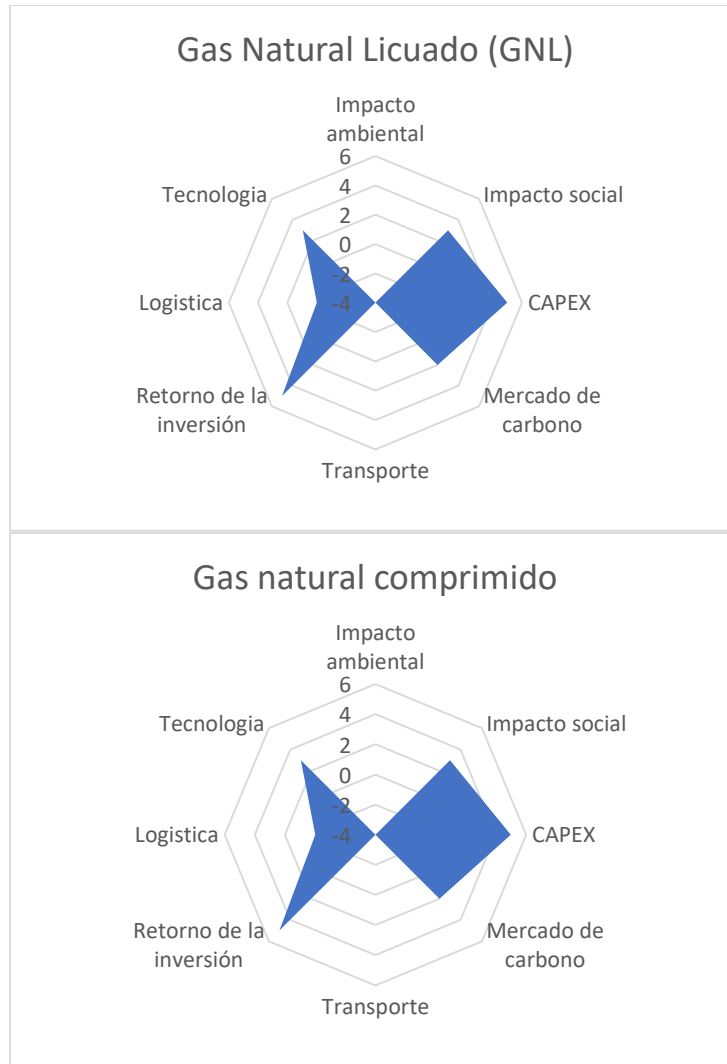


Figura 22. Gas Natural Licuado y Gas Natural Comprimido

Se ponen dichas alternativas juntas, ya que aunque son diferentes en su producción, sus mercados en Colombia son similares y compiten entre si, por tal razón podemos ver que el impacto ambiental que general es negativo, a diferencia de su impacto social y costos de inversión de capital que son muy positivos ya que en el primero, genera la satisfacción de las necesidades de una población en el sentido de generar un gas domiciliario para la conexión de alimentos y como combustible para el sector del gas vehicular.

A diferencia de que no son mecanismo de desarrollo limpio porque son productores de CO₂ que son expulsados a la atmósfera, sus costos de transporte son elevados ya que debe ser por tubería o por transporte terrestre o fluvial, paralelamente se ha venido desarrollando tecnología nueva para implementarla y el retorno de la inversión es rápido siempre y cuando se tenga un mercado establecido.

6. Fiscalización y Control de Gas Quemado y Venteado en Colombia

Según datos obtenidos de la ANH, para el año 2018, se registró la quema de 20.475 millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale al 2,49% de la producción total recuperada en los diferentes campos del país.

Las razones por las cuales se quema y ventea gas en los campos petroleros son: i) razones de seguridad de la operación (baja presión, trabajos de mantenimiento, manejo de gas o pozos fuera de control); ii) Por su composición, ya que algunos tienen alto contenido de dióxido de carbono y ácido sulfúrico lo cual tendría una gran complejidad y altos costos para su beneficio; iii) distancia de los campos a las líneas de transferencia de los gasoductos recolectores o no existe infraestructura logística; iv) Baja producción de algunos campos; v) Altas tarifas del transporte. (ANH, 2019)

6.1. Fiscalización Quema de Gas

Según lo dispuesto en la Resolución 181495 de 2009, Artículo 52, y salvo en los casos exceptuados en dicha disposición, toda quema, desperdicio o emisión a la atmósfera de gas está prohibida y será objeto del pago de regalías. Adicionalmente, el Artículo 53 de la misma norma establece qué y bajo qué condiciones se considera que se está desperdiciando el recurso energético. Es importante resaltar que debido a que se han venido presentando inconvenientes en relación con la determinación del volumen de producción gravable por concepto de quema de gas en los campos, lo cual viene afectando significativamente el proceso de liquidación de regalías y, en orden a garantizar el cabal cumplimiento de dicha disposición, entre otros, para asegurar la correcta determinación del volumen de gas sujeto al pago de regalías por dicho

concepto los ingenieros asignados a las diferentes Zonas de Fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán observar estratégicamente las siguientes instrucciones, con el fin de garantizar un resultado eficiente y justo para los actores involucrados (Estado – compañía):

1. La regla general establecida en la norma es que toda quema de gas debe ser técnica y económicamente justificada por el respectivo operador del campo y debe ser previamente aprobada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos; esto último en virtud de delegación de funciones efectuada por el Ministerio de Minas y Energía en la ANH.
2. Excepcionalmente, no se requiere la autorización previa por parte de la ANH, cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de gas o pozos fuera de control que hagan necesaria la quema de gas; no obstante, inmediatamente a la ocurrencia del imprevisto el operador deberá presentar a la ANH un informe escrito que dé cuenta del problema operacional presentado debidamente soportado y del volumen del gas quemado con ocasión del mismo.
3. Toda solicitud de autorización de quema de gas deberá ser presentada por escrito por representante legal del operador del campo, dirigida a la Vicepresidencia de Operaciones Regalías y Participaciones de la ANH y radicada en la Oficina de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH y radicada en la Oficina de Correspondencia de la Agencia, incluyendo la siguiente información:
 - Contrato / Campo / Operador.
 - Tipo de quema: Puntual o Continua.
 - Causa y justificación debidamente soportada de la quema cuya autorización se pretende.

- Tiempo máximo de duración.
 - Volumen estimado de la quema.
 - Fecha de operación.
4. Las solicitudes de autorización de quema de gas presentadas se resolverán por escrito por la Gerencia de Fiscalización – Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones y, en caso de que haya lugar a ello, la autorización se otorgará por campo establecido de manera expresa, como mínimo:
 - El volumen máximo de gas que se autoriza a quemar.
 - El tiempo máximo durante el cual estará vigente dicha autorización.
 - La determinación respecto a si el volumen de gas cuya quema se autoriza debe o no gravarse para efectos del pago de regalías.
 5. La ANH cuenta con una base de datos de las autorizaciones de quema otorgadas y su vigencia y, dentro de los primeros siete días calendario de cada mes, la enviará a todos los Ingenieros de Zona a efectos de que cuenten con la información actualizada de quemas de gas autorizadas vigentes para el mes inmediatamente anterior.
 6. Es pertinente precisar que sin excepción, cualquiera sea la cantidad de gas producida en un campo, dicho volumen debe ser reportado por los operadores tanto en la forma 30SEE física, como en la que debe cargar en el SUIME, dentro de los primeros siete días de cada mes, respecto de las actividades de producción realizadas en el mes inmediatamente anterior.
 7. Durante el proceso de aprobación de la Forma Oficial de Producción 30SEE para cada campo y periodo, el respectivo Ingeniero de Zona debe verificar en la forma física y en la cargada por el Operador en el SUIME el volumen total producido, el volumen total de gas quemado, el volumen gravado y el volumen no gravable.

Para efectos de la determinación del gas gravable deberá, en cada caso, verificar respecto del volumen quemado reportado por el operador con autorización previa debidamente otorgada y vigente de quema de gas respecto del campo y para el periodo de que se trate.

En caso de que la quema de gas no esté debidamente autorizada y vigente, o de que estando autorizada la quema se haya previsto en la autorización que se debe pagar regalías sobre el volumen quemado, la totalidad de dicho gas debe gravarse y aparecer registrado, en la Forma 30SEE que carga el Operador en el SUIME.

En el caso de que el operador cuente con autorización debidamente otorgada y vigente de quema de gas para el campo de que se trate, el Ingeniero de Zona para validar y/u obtener el correspondiente volumen gravable restará el volumen de quema de gas autorizado del volumen total quemado y el resultado que obtenga de dicha operación corresponderá al volumen gravable que debe registrarse en la Forma 30SEE que carga el Operador en el SUIME.

- 8.** Cada Ingeniero de Zona debe comprobar que la información contenida en la Forma 30SEE que apruebe, corresponda íntegramente a la registrada y aprobada en el Modulo de Producción de SUIME.

Es así, como en el año 2017 se aprobaron 37 autorizaciones retroactivas para la quema de gas de 274 autorizaciones generadas, que corresponden al 13,5%, sin embargo, existen hallazgos en la auditoría que comprueba que la fiscalización de dichas quemas se han realizado sin conceptos técnicos por parte de la autoridad competente, donde además se comprueba ausencia de procedimientos y registro dentro del sistema de gestión de calidad, para la autorización de quema de gas, igualmente, ausencia de gestión para la administración de riesgos del MECIe incumplimiento de normas de gestión documental de las entidades

públicas, a su vez, en los distintos informes se observan diferencias en el volumen del gas penalizado lo cual impacta de forma negativa las regalías liquidadas a partir del volumen penalizado de gas. (ANH, 2018).

Actualmente, el control de la explotación de petróleo y gas se realiza por medio del Grupo de Fiscalización de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH, la cual se encarga de realizar visitas de aseguramiento a los campos y pozos del país. El control de los volúmenes es registrado a través de las formas mensuales de producción en las cuales se discrimina el volumen total y cada uno de los usos del gas. Adicionalmente, se vigila la producción de gas del país diariamente por medio del sistema informe diario de producción – IDP, el cual es cargado por las operadoras en campo.

6.2. Acuerdos para Reducir el Venteo y Quema de Gas.

6.2.1. Protocolo de Kioto. Fue adoptado en el año de 1997 y entró en vigor en el año 2005 donde se establecen compromisos por los países integrantes para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, donde se comprometían a reducir las emisiones al 5,2% en un periodo de 4 años.

Se les facilitaba a los países que emitían pocos gases de efecto invernadero negociar con los que emitían en gran cantidad tecnologías para dicho fin y así cumplir las metas propuestas, actualmente, en Sudáfrica, se renovó dicho protocolo para un término de 8 años más. (Ramírez & Emigdio, 2014).

- 6.2.2. El mercado del carbono.** Es un sistema de comercio en que los gobiernos, empresas o individuos pueden adquirir o vender reducción de emisiones de gases efecto invernaderos.
- 6.2.3. Asociación mundial para la reducción de la quema de gas.** Es una iniciativa del Banco Mundial con los Estados y particulares, que facilita y respalda los esfuerzos para utilizar el gas que actualmente se quema y vende, a través de cambio en las políticas estatales.
- 6.2.4. Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático.** Es una iniciativa de Colombia por generar electricidad cumpliendo con los parámetros establecidos en los objetivos de desarrollo sostenible sobre cambio climático, aprovechando los elementos que se desperdician en algún proceso industrial.
- 6.3. Coalición del Clima y Aire Limpio de las Naciones Unidas para la Reducción del Metano.** Es una asociación voluntaria de gobiernos, organizaciones intergubernamentales, empresas, instituciones científicas y organizaciones de la sociedad civil, que busca mejorar la calidad del aire y proteger el clima a través de acciones para reducir los contaminantes climáticos de corta vida tales como el metano, del cual hace parte ECOPETROL S.A., desde el 2018.

Para el sector del petróleo y gas la iniciativa trata de reducir la exposición del metano como quema y/o venteo al medio ambiente, actualmente, hacen parte, BP, Engie E&P, Eni, Equinor, Pemex, PTT Public Company Limited, Repsol, Shell y Total S.A.

Los compromisos de Ecopetrol S.A. son: i) preparar un plan de implementación, ii) identificar y cuantificar las principales fuentes de metano; iii) evaluar cada una de estas oportunidades e implementar las opciones más factibles. (Ecopetrol S.A., 2019).

7. Conclusiones

Por medio de la Visible Infrared Imaging Radiometer Suite (VIIRS), se logró determinar de manera preliminar que durante el año 2012 el gas quemado fue de 165 billones de m³, siendo más elevado que el valor de la establecido por la NOAA, de 140 billones de m³; con base en lo anterior y en general con todos los documentos e investigaciones analizadas, en el presente documento se identificó una deficiencia en la determinación y medición de cantidades reales del gas quemado, este solo se logra por medio de una visualización satelital de las llamas, sin embargo, múltiples factores ambientales y técnicos, no permiten conocer cifras reales, todos los datos obtenidos son aproximaciones.

Por lo anterior, las aproximaciones muestran datos elevados que según varios autores las cantidades de gas quemado y venteado son mayores a las actualmente estimadas, por las diferentes entidades de orden internacional, lo cual permite definir que existe una necesidad absoluta de buscar alternativas tecnológicas para el manejo de estos gases, y cumplir con los objetivos de interés global.

La Organización Latinoamericana de Energía – OLADE en el 2017, realizó un análisis económico de costo-beneficio para la implementación de alternativas para el gas quemado y venteado, donde concluye que los costos de capital unitario tienen un rango muy amplio para dichos proyectos, basándose en estudios realizados en Irak, Nigeria y Rusia que están alrededor de 6-9 dólares/pie cúbico de gas por día para proyectos continentales y mucho más cuantioso en instalaciones off shore, como lo es el caso del sector petrolero en Colombia.

Son múltiples los impactos negativos que sufre el medio ambiente y la salud humana con las actividades de quema y venteo de gas, emisión de gases constante que debido a su cantidad, que ni siquiera se logran tener datos certeros de cuantos m³ se liberan a nivel mundial complicando aún más el establecimiento de metas globales o control por parte de los entes internacionales.

Se logró la identificación de varias alternativas para aprovechamiento o manejo del gas asociado, entre las más comunes y eficientes se encuentra, la inyección de gas, captura y almacenamiento de CO₂, tecnología de inyección de CO₂, sistema de levantamiento artificial con gas-lift (LAG), generación de energía eléctrica, fuente de energía y materia prima para plantas petroquímicas, gas natural licuado (GNL) y el gas natural comprimido (GNC). Sin embargo, solo algunas de estas alternativas pueden ser aplicadas en la industria petrolera de Colombia, teniendo en cuenta las limitantes de sistemas de producción, características del petróleo, aspectos normativos, entre otros, dichas alternativas son: dentro del recobro mejorado con gas, se identificó la inyección de gas y de gas lift, además, se plantean muy buenos fundamentos y ventajas para utilizar el gas como fuente de energía eléctrica por medio de la instalación de turbinas de gas; por otra parte está el gas natural licuado, el gas natural comprimido y la utilización del gas natural como transporte. Es visible entonces que a pesar de tener limitantes se pueden aplicar múltiples alternativas para disminuir la quema y venteo de gas por parte de la industria petrolera colombiana.

En cuanto a la fiscalización de la quema y venteo de gas, Colombia hace parte de varios acuerdos frente a los cuales debe incorporarse de manera activa y transparente, el Protocolo de Kioto, el mercado del carbono, la asociación mundial para la reducción de la quema de gas y el estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático, son instrumentos base para

fundamentar la gestión de recursos para la disminución de los efectos negativos sobre el medio ambiente y la sociedad. Además, internamente Colombia posee normatividad vigente que se enfoca en la fiscalización de la quema y venteo de gas, tal y como lo es la Resolución 181495 de 2009, cuyo seguimiento y verificación de cumplimiento está a cargo de los procedimientos y profesionales asignados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

8. Recomendaciones

Es importante gestionar e impulsar investigaciones que contemplen el análisis de las características físicas y químicas con las cuales debe contar un gas para ser implementada una determinada alternativa para el manejo de este producto.

Contar con un análisis financiero de una empresa que se constituya con el único fin de aprovechar de manera viable los gases de teas, será pues otra alternativa de investigación que nace con el análisis de la información recopilada para el desarrollo de este proyecto.

Es imprescindible contar con reformas normativas que limiten y obliguen a la industria petrolera a disminuir las emisiones por gas quemado o venteado, en las diferentes etapas de cada uno de sus procesos productivos.

Referencias Bibliográficas

- Adekomaya, O., Jamiru, T., Sadiku, R., Huan, Z., & Sulaiman, M. (2016). Gas flaring and its impact on electricity generation in Nigeria. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 291-6. doi:10.1016/j.jngse.2015.12.042
- Alarcón, Andrea (2014). Características del mercado de gas natural en Colombia: análisis de condiciones de libre competencia. *Investigación en Derecho Privado de la Facultad de Derecho de la Universidad Militar Nueva Granada*.
- Aldana, Angélica y Grueso, Jorge (2016). Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. *Retos y perspectivas 2015-2018*.
- Amanze R., E. (2013). GAS FLARING IN NIGERIA: COSTS AND POLICY. *Energy & Environment*, (6), 983.
- Mojtaba Mirzaee, Mohammad Hossein Ahmadi, Emin Acıkkalp, Mohammad Rahimzadeh, Sensitivity analysis of technical and economic parameters for natural gas management in enhanced oil recovery projects, *International Journal of Low-Carbon Technologies*, Volume 14, Issue 1, March 2019, Pages 1–9, <https://doi.org/10.1093/ijlct/cty047>
- Anejionu, O. C., Whyatt, J. D., Blackburn, G. A., & Price, C. S. (2015). Contributions of gas flaring to a global air pollution hotspot: Spatial and temporal variations, impacts and alleviation. *Atmospheric Environment*, 118184-193. doi:10.1016/j.atmosenv.2015.08.006
- Aregbe, Azeez G. *Natural Gas Flaring—Alternative Solutions*. En: *Scientific Research Publishing*. Febrero, 2017. vol. 5, p. 146

Ayuso, María. (2017). Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: obstáculos y avances en Latinoamérica, ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (66-105).

Banco Mundial. (2018). Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Recuperado en: <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#5>

Barekat, Ehsan; Farzaneh, Mahmood; Arjomand, Alireza; Jannatabadi, Mohsen; Hossein, Mohammad y Wei-Mon Yan (2018). Thermo–Economical Evaluation of Producing Liquefied Natural Gas and Natural Gas Liquids from Flare Gases. *Energies* 2018, 11, 1868; doi:10.3390/en11071868

Bousquet, P.; Ringeval, B.; Pison, I.; Dlugokencky, EJ.; Brunke, EG.; Carouge, C.; Chevallier, F.; Fortems---Cheiney, A.; Frankenberg, C.; Hauglustaine, DA. et al. (2011): Source attribution of the changes in atmospheric methane for 2006–2008. *Atmos. Chem. Phys.*, 11: 3689–3700.

Bylin, C. (2013): Methane and Black Carbon Emissions from the Global Oil and Gas Industry. U.S. Environmental Protection Agency, 31 Enero 2013.

Cámara de Comercio de Bogotá (2017). Guía No. 5, de la transformación, fusión y escisión de sociedades.

Campbell, L., Phillips, F., Lague, J., Broekhuijsen, J. (2004). Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas. Washington D.C. – USA: Banco Mundial. Recuperado en:

<http://documentos.bancomundial.org/curated/es/686751468780272317/Normas-de-aplicacion-voluntaria-para-la-reduccion-mundial-de-la-quema-y-venteo-de-gas>

Cebull, B. (2018). Reducing gas flaring delivers economic and environmental benefits. *World Oil*, 239(1), 54-56.

Chen C. Rao – Rubin E. S., 2003, Comparative assessment of CO₂ capture option For existing coal fire power plants, Second National Conference on Carbon Sequestration, USA.

Ciais, P., C. Sabine, G. Bala, L. Bopp, V. Brovkin, J. Canadell, A. Chhabra, R. DeFries, J. Galloway, M. Heimann, C. Jones, C. Le Quéré, R.B. Myneni, S. Piao and P. Thornton, 2013: Carbon and Other Biogeochemical Cycles. In: *Climate Change 2013*.

Jansohn P. Modern gas turbine systems: high efficiency, low emission, fuel flexible power generation. Amsterdam: Elsevier; 2013.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (2004). Compresión y transporte de gas natural comprimido GNC: Propuesta regulatoria para consulta. CREG- 048: 2004. [s.l.]. El Instituto, p.63.

Sarvestani, Arman & Goodarzi, Ali & Hadipour, Ali. (2019). Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of surface and well facilities. *Petroleum Science*. 10.1007/s12182-019-00356-6.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (2013). Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas con plantas térmicas. Volumen 1 - Recopilación de Información.

Documento No. AN-C-882-03.

CONCENTRA (2018). Evolución y caracterización del gas natural vehicular comprimido (GNVC) en Colombia.

Convención marco de las naciones unidas sobre del cambio climático. (21, Marzo, 1994: Nueva York). Manual del sector de la energía, quema de combustibles. Inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. [s.l.]: Grupo consultivo de expertos sobre las comunicaciones nacionales de las partes no incluidas en el anexo 1 de la convención (GCE). 5 p.

Contraloría General de la Republica (2018). El desarrollo del GLP en Colombia: ¿Avizorando una oportunidad hacia el futuro?. Documento 86113-059-05.

Collett, Timothy; Lewis, Rick and Uchida, Takashi. El creciente interés en los hidratos de gas. [s.l.]: Oilfield Review, 2000. p.48.

De Ferrer, Magdalena Paris. (2001) Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, p. 15. ISBN 980-296-792-0.

Determining the geographic effect of gas flaring using multi-SAR azimuth processing. (2012). 2012 2nd International Conference on Advances in Computational Tools for Engineering Applications (ACTEA), Advances in Computational Tools for Engineering Applications

(ACTEA), 2012 2nd International Conference on, 215.

doi:10.1109/ICTEA.2012.6462870

Dinkpa, N. E. (2016). Corporate Governance And Behavioral Change In The Oil And Gas Industry: - The Case Of Gas Flaring. *International Journal Of Arts & Sciences*, 9(3), 311-321.

Donner, S. y Winter, A. (2012): Das Abfackeln (gas flaring) und Ablassen (gas venting) von Begleitgasen bei der Erdölförderung. Carta de información WD 8 – 3010 – 047/12, Bundestag Alemán.

Durán, Gilberto; Arnone, Vicente y Baldés, José. Evaluación de Refrigerantes Binarios para su Uso Potencial en la Licuefacción de Gas Metano. San Cristóbal, Venezuela: Latin American Caribbean Conference of Engineering and Technology; 2009. 4 p.

EPA US, (2006). Global Anthropogenic Non- CO₂ Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020, Office of Atmospheric Programs Climate Change Division U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC.

Elvidge, C., Bazilian, M., Zhizhin, M., Ghosh, T., Baugh, K., & Hsu, F. (2018). The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets. *Energy Strategy Reviews*, 20156-162. doi:10.1016/j.esr.2017.12.012

Estrada, J. (2010). Disposiciones técnicas para evitar o reducir la que y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. Recuperado en:

http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1268075357274/6844507-1268075379153/1105-1130_Javier_Estrada_Estrada.pdf

Fawole, O. G., Cai, X., & MacKenzie, A. (2016). Review: Gas flaring and resultant air pollution: A review focusing on black carbon. *Environmental Pollution*, 216182-197.
doi:10.1016/j.envpol.2016.05.075

Ferreira, Wagner; Campos, Lucila; Moya, Jorge y Cabral-Leite, Jandecy (2015). Impacto económico y ambiental del uso del gas natural en la generación de electricidad en El Amazonas: Estudio de caso. *DYNA* 82 (190), pp. 89-95. Abril, Medellín. ISSN 0012-7353 Printed, ISSN 2346-2183 Online DOI:
<http://dx.doi.org/10.15446/dyna.v82n190.43178>

Flatern, Rick V. Levantamiento artificial por gas. En: *Oilfield Review*. Enero, 2016. vol. 28, no. 1, 57 p.

Giwa, S. O. (1), Nwaokocha, C. N. (1), & Odufuwa, B. O. (2). (n.d.). Mitigating gas flare and emission footprints via the implementation of natural gas vehicles in Nigeria. *Energy Policy*, 111, 193–203. Recuperado en:
<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1016/j.enpol.2017.09.027>

Grupo Argos (2017). Aviso de fusión abreviada por absorción.

Grupo del Banco Mundial. (2004), Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas. 29555. Washington, D.C.: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

GGFR Zero Routine Flaring by 2030, sección Q&A. Recuperado de

<http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routineflaring-by-2030#7>

Guo, Boyun; Lyons, William C. and GHALAMBOR, Ali. (2007) Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Burlington, USA.: Elsevier Inc., 182 p. ISBN 978-0-7506-82701.

Hajizadeh, A., Mohamadi-Baghmolaei, M., Azin, R., Osfouri, S., & Heydari, I. (2018). Technical and economic evaluation of flare gas recovery in a giant gas refinery. *Chemical Engineering Research & Design: Transactions Of The Institution Of Chemical Engineers Part A*, 131506-519. doi:10.1016/j.cherd.2017.11.026

Urrea, Angélica & Castillo, Jorge. (2016). Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018. *Avances Investigación en Ingeniería*. 13. 10.18041/1794-4953/avances.2.249.

Henderson, L. R. (2015). Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York: Nova Science Publishers, Inc.

Ismail, Saheed O. and Umukoro, Ezaina G. (2012) Global impact of gas flaring. En: *Scientific Research Publishing*. Julio. vol. 4, no. 04, 292 p.

Ito, A. e Inatomi, M. (2012): Use of a process-based model for assessing the methane budgets of global terrestrial ecosystems and evaluation of uncertainty. *Biogeosciences*, 9: 759–773.

Johnson, MR. y Coderre, AR. (2011): An Analysis of Flaring and Venting Activity in the Alberta Upstream Oil and Gas Industry. *J. Air & Waste Manage. Assoc.* 61: 190–200.doi: 10.3155/1047--- 3289.61.2.190.

Kenneth, Maurice y Andrew, Tracy (2012). Determining the Geographic Effect of Gas Flaring using Multi-SAR Azimuth Processing. 2nd International Conference on Advances in Computational Tools for Engineering Applications (ACTEA). 978-1-4673-2489-2/12/\$31.00 ©2012 IEEE

Kutepova, EA.; Knizhnikov, AY. y Kochi, KV. (2011): Associated Gas Utilization in Russia: Issues and Prospects. Annual Report, Issue 3, WWF-Russia-KPMG, Moscú, Rusia.

Leifer, I.; Culling, D.; Schneising, O.; Farrell, P.;Buchwitz, M. y Burrows, JP. (2013): Transcontinental methane measurements: Part 2, Mobile surface investigation of fossil fuel industrial fugitive emissions. *Atmospheric Environment* 74: 432-441.

López, Fredi; Arias, Álvaro; Garavito, Fredy; Blanco, Henry; Manrique, Víctor y Acevedo, Oscar. (2017). Experiencia Colombiana en Evaluación y Cuantificación Confiable de Emisiones Fugitivas de Metano de la Red de Transporte de Gas Natural de TGI S.A. ESP.

Maggiolo Ricardo, Marzo del 2004, Gas Lift Básico, International Training Group Venezuela, p.152

Manzanares. L., Keer, A., Manzanares. E., (2011). Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte. Quebec, Canadá: Comisión para la Cooperación Ambiental. Recuperado en:

- http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1268075357274/6844507-1268075379153/1105-1130_Javier_Estrada_Estrada.pdf
- ECOPETROL S.A. (2015). Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia.
- Meléndez, Elizabeth. 2007. Análisis comparativo, energético y ambiental, en calefones de uso doméstico que operan con gas licuado de petróleo y gas natural. Trabajo de grado Ingeniero de ejecución en ambiente. Santiago de Chile.: Universidad de Santiago de Chile. Facultad de ingeniería. Departamento de ingeniería geográfica. p. 37.
- Mondragon, Julián A. (2015). Propuesta de guía ambiental para el quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia. Trabajo de grado especialista en gerencia ambiental. Bogotá D.C.: Universidad Libre de Colombia. Facultad de ingeniería. Instituto de posgrados. 8 p.
- Muharam, Y., Giffari, F., & Mahendra, M. (2018). Techno-economic feasibility of flare gas utilization using adsorbed natural gas. IOP Conference Series: Earth And Environmental Science, 105012022. doi:10.1088/1755-1315/105/1/012022
- Muñoz, Marta y Rovira, Antonio J. (2014). Maquinas Térmicas. Madrid.: Universidad Nacional de Educación a Distancia. 435 p. ISBN 978-84-362-6SS6-7.
- Navarro, I. (2011). Proyecto de Recuperación de Gas De Antorcha en una Instalación de Producción de Crudo. España: Escuela de Organización Industrial. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. CIDC. Recuperado en: <https://www.eoi.es/es/savia/publicaciones/19378/proyecto-fin-de-master-proyecto-de-recuperacion-de-gas-de-antorcha-en-una-instalacion-de-produccion-de-crudo>

NATURGAS (2018). Gas natural: La energía de hoy y del mañana – Indicadores 2018

NATURGAS (2017). Análisis de la competitividad del Gas Natural Vehicular GNV en vehículos convertidos

Obando, Antonio (2014). El aprovechamiento del gas asociado como combustible para la generación energética. Bogotá D.C. 18, marzo, p.1.

Ojijiagwo, E., Oduza, Chike. F., Emekwuru, N. (2016). Economics of gas to wire technology applied in gas flare management. United Kingdom: Engineering Science and technology, an International Journal. Recuperado en:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098616307765>

Paris de Ferrer Magdalena, Inyección de Gas y Agua en Yacimientos petrolíferos, Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleo de Venezuela. 2001, p.418

Petri, Y., Juliza, H., & Humala, N. (2018). Technical and economic analysis use of flare gas into alternative energy as a breakthrough in achieving zero routine flaring. IOP Conference Series: Earth And Environmental Science, 126012132. doi:10.1088/1755-1315/126/1/012132

Petroamazonas, Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (2016). Generando sostenibilidad en el ámbito de la energía no renovable. Recuperado de <http://red-lac-ee.org/wp-content/uploads/2016/03/Presentacion-OGEEE-Espanol-Ejecutiva-Rev-11.pdf>

Pieprzyk, Bjorn y Rojas, Paula. (2015). Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles.

Portilla, Ingrid y Virgüez, Edgar. (2016). ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO, Conveniencia del Gas Natural Vehicular en Colombia: Caso de estudio para el sector de transporte público. Universidad de Los Andes.

PROMIGAS (2018). Informe del sector gas natural en Colombia 2018 – Cifras 2017.

Ramírez, Gabriel y Marmolejo, Emigdio. (2014) La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 83 p.

Rodríguez, Jaime y Muñoz, Arana. (2008). Derecho Administrativo Español, Tomo I.

Rosas, D., Cardona, C., Rivas, E. (2014). Primera aproximación para el aprovechamiento y generación de energía con gas natural desde mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Manizales, Colombia: Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Revista Científica. Recuperado en: <https://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/revcie/article/view/8455>

Sachica, Jorge. (2015). Plan de gestión orientado a la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero en la vicepresidencia regional central de ECOPETROL S.A.

Sapón Velasquez Jorge, 2007, Tratamiento y Utilización del Gas Natural para la Generación de Energía Eléctrica, Universidad de San Carlos, Guatemal, p.179

Schlumberger. (2003) Conversión de gas natural a líquidos. En: Oilfield Review. Febrero. p.37.

Scottish Environment Protection Agency. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 17 p. ISBN 1844320278.

Silva, W. F., Campos, L. S., Moya-Rodríguez, J. L., & Cabral-Leite, J. (2015). Environmental and economic impact of the use of natural gas for generating electricity in The Amazon: A case study. *Dyna*, 82(190), 89-95. doi:10.15446/dyna.v82n190.43178

Barekat-Rezaei, E., Farzaneh-Gord, M., Arjomand, A., Jannatabadi, M., Ahmadi, M. H., & Yan, W.-M. (2018). Thermo–Economical Evaluation of Producing Liquefied Natural Gas and Natural Gas Liquids from Flare Gases. *Energies (19961073)*, 11(7), 1868.

Soltanieh, M., Zohrabian, A., Gholipour, M. J., & Kalnay, E. (2016). Review: A review of global gas flaring and venting and impact on the environment: Case study of Iran. *International Journal Of Greenhouse Gas Control*, 49488-509. doi:10.1016/j.ijggc.2016.02.010

Stohl, A.; Klimont, Z.; Eckhardt, S.; Kupiainen, K.; Shevchenko, VP.; Kopeikin, VM. y Novigatsky, AN. (2013): Black carbon in the Arctic: The underestimated role of gas flaring and residential combustion emissions. *Atmos. Chem. Phys.*, 13, 8833–8855, 2013.

Tan, E., Zhang, Y., Schuetzle, D., Hanbury, O., & Schuetzle, R. (2018). Reduction of greenhouse gas and criteria pollutant emissions by direct conversion of associated flare gas to synthetic fuels at oil wellheads. *International Journal Of Energy And Environmental Engineering*, 1-17. doi:10.1007/s40095-018-0273-9

Unidad de Planeación Minero Energética. (2003). Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia: la Institución.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2004). Una visión del mercado eléctrico colombiano

Unidad de Planeación Minero Energética. (2017) Cadena del gas licuado del petróleo (GLP).

Bogotá D.C., Colombia: la Institución.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). Análisis de la situación de abastecimiento de GLP en el país.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). Construcción de un modelo para Colombia de aprovechamiento u oxidación de gas metano de los ductos de ventilación (VAM) de las minas subterráneas de carbón.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). Boletín estadístico de minas y energía 2016 – 2018.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático.

Universidad Nacional de Colombia – Facultad de Ingeniería (2014). Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte.

XM (2018). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017.

Yunusa, N., Idris, I., Zango, A., & Kibiya, M. (2016). Gas flaring effects and revenue made from crude oil in Nigeria. *International Journal Of Energy Economics And Policy*, 6(3), 617-620.

Zadakbar, O.; Vatani, A. y Karimpour, K. (2008). Flare Gas Recovery in Oil and Gas Refineries.

Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 63 (2008), No. 6, pp. 705-711

Zhenni, M., Trevisanut, C., Neagoe, C., Boffito, D., Jazayeri, S., Jagpal, C., & Patience, G.

(2016). A micro-refinery to reduce associated natural gas flaring. Sustainable Cities And Society, 27116-121. doi:10.1016/j.scs.2016.06.012

Zolfaghari, M., Pirouzfard, V., & Sakhaeinia, H. (2017). Technical characterization and economic

evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants. Energy, 124481-491.

doi:10.1016/j.energy.2017.02.084

Lista de Apéndices

Apéndice A Radicado al Ministerio de Minas y Energía

30/1/2019 Recibidos [1/695] - Correo Camara de Representantes - Oscar.villamizar <oscar.villamizar@camara.gov.co>

Acuse de recibo Minminas Re: Derecho de petición

De: "Ministerio de Minas y Energía" <menergia@minenergia.gov.co> 01/30/19 11:33
A: SRS0+f7a4ba150d7cc35c=QG=camara.gov.co=oscar.villamizar@camara.gov.co

Estimado Ciudadano(a)

Su mensaje o solicitud fue recibida y será gestionada oportunamente.


Se informa que el Ministerio de Minas y Energía da cumplimiento a los lineamientos definidos en la Ley de Habeas Data y la política de privacidad y tratamiento de la información personal, con el fin de proteger la confidencialidad de los datos personales que son proporcionados libre y voluntariamente por los usuarios al momento de realizar toda solicitud de información o al enviar un mensaje a través de sus canales de comunicación, por lo tanto se entiende que está autorizando expresamente a que el Ministerio de Minas y Energía de tratamiento de sus datos personales para las siguientes finalidades:

- 1) En desarrollo de las actividades propias de la entidad.
- 2) Para realizar notificaciones e informes de trámites específicos o respuestas a consultas realizadas por los ciudadanos relacionadas con los temas que por su función Minminas debe realizar.
- 3) Para realizar convocatorias a espacios de participación y realizar contactos tendientes a la medición del nivel de satisfacción de los servicios que Minminas le presta a través de sus diferentes dependencias.

Para el ejercicio de los derechos a conocer, actualizar, rectificar o suprimir su información, nos puede contactar al correo menergia@minminas.gov.co o en la [Calle 43 No. 57 - 31 CAN - Bogotá D.C.](#), o en la Línea gratuita de atención al ciudadano 018000919180

--
Cordial saludo,

Hernando Rodríguez Otálora
Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano
Ministerio de Minas y Energía.
menergia@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57-31 CAN
PBX (57 1) 2 20 03 00
Bogotá D.C., Colombia.

 **El futuro es de todos** Minminas

<http://correo.camara.gov.co:8080/webmail/> 1/1



Bogotá D.C, enero 22 de 2019

Señores
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá

REF: Solicitud de informe (art. 258 de la ley 5ª de 1992).

Por medio de la presente y de acuerdo a las atribuciones establecidas en la normatividad vigente, específicamente las de control y vigilancia en las que estamos investidos los Congresistas de la República y atendiendo el Artículo 258 de 1992, solicitud de informes por los Congresistas: "Los senadores y Representantes pueden solicitar cualquier informe a los funcionarios autorizados para expedirlo, en ejercicio del control que corresponde adelantar al Congreso. En los cinco (5) días siguientes deberá procederse a su cumplimiento", me permito realizar el siguiente cuestionario respecto al gas quemado y venteado que se viene produciendo en el sector petrolero del país, ya que es del interés de los colombianos conocer que adelantos se han venido desarrollando frente a las características de este evento, la fiscalización, las alternativas, el daño ambiental que se está produciendo y cuáles son las soluciones.

De acuerdo al artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se establece que toda quema, desperdicio o emisión a la atmósfera de gas está prohibida y será objeto del pago de regalías, de acuerdo a lo anterior pregunto:

1. ¿Cómo se lleva a cabo el control y fiscalización de la quema y venteo de gas del sector petrolero en Colombia?
2. ¿Cuál es la normatividad vigente y jurisprudencia que sustenta esta vigilancia y control?
3. ¿Cuáles son las cifras del año 2018 respecto al total de gas quemado y venteado del sector petrolero en Colombia?
 - Cantidades
 - Valores
 - Es posible dividirlo por cuencas la información.
4. ¿Cuáles son las causas técnicas y económicamente justificables por las compañías petroleras para la quema y el venteo de gas?
5. ¿Es posible definir las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado por cuencas?

Correo: oscar.villamizar@camara.gov.co
Calle 10 # 7 -50 Capitolio Nacional Oficina 303
Correspondencia: Carrera 7 # 8-68 Edificio Nuevo del Congreso
Tel: (091) 4325100 ext. 5361

Twitter: @OscarVillamiz
Facebook: Oscar Villamizar Meneses
Instagram: oscarvillamiz
Bogotá D.C.



6. ¿Existe algún estudio por parte de las entidades para donde se establezcan alternativas para la utilización del gas quemado y/o venteado?
7. ¿Dichas alternativas son aplicables a las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado en Colombia?
8. ¿Se podrían definir las características y especificaciones técnicas necesarias que debería tener el gas para la utilización de cada alternativa viable?
9. ¿Existe algún estudio financiero o viabilidad financiera de las alternativas viables para la utilización de gas quemado y/o venteado?
10. ¿Existe algún plan piloto de dichas alternativas viables?
11. ¿Existe un proyecto de alguna de dichas alternativas para el aprovechamiento del gas quemado y/o venteado en desarrollo o ya establecido?
12. ¿Existe algún plan piloto y/o proyecto de alguna alternativa para las zonas no interconectadas?
13. ¿De qué trata la coalición de clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el Metano firmado por Ecopetrol? y ¿en qué se comprometió?

Agradezco de antemano su pronta respuesta y pongo a su disposición, para efecto de una asertiva comunicación, el correo electrónico oscar.villamizar@camara.gov.co

Cordialmente

OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES
Representante a la Cámara por el Partido Centro Democrático
Departamento de Santander

Correo: oscar.villamizar@camara.gov.co
Calle 10 # 7 -50 Capitolio Nacional Oficina 303
Correspondencia: Carrera 7 # 8-68 Edificio Nuevo del Congreso
Tel: (091) 4325100 ext. 5361

Twitter: @OscarVillamiz
Facebook: Oscar Villamizar Meneses
Instagram: oscarvillamiz
Bogotá D.C.

Apéndice B Respuesta Ministerio de Minas y Energía

1



Ministerio de Minas y Energía
Origen: VICEMINISTERIO DE ENERGIA
Rad: 2019009740 14-02-2019 02:11:29 PM
Anexos: CINCO FOLIOS
Destino: CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA
Serie: 0.3 - NO APLICA

3

Bogotá D.C.,

Doctor
OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES
Honorable Representante
Congreso de la República
Carrera 7 N° 8 – 68
Bogotá D.C.

Al responder cite radicado: 20193.20026042 Id: 4266
Folios: 6 Fecha: 2019-02-15 14:17:55
Anexos: 0
Remitente : MINISTERIO DE MINAS
Destinatario: OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES

Asunto: Respuesta a su solicitud de información relacionada con “gas quemado y venteado que se viene produciendo en el sector petrolero del país”.

Respetado Representante Villamizar:

De manera atenta, remito la respuesta a su solicitud de información relacionada con “gas quemado y venteado que se viene produciendo en el sector petrolero del país”.

Esperamos haber atendido de manera satisfactoria la petición, señalando que de requerirse alguna solicitud de información adicional con gusto será atendida.

Cordialmente.



DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía

Anexos: Cinco (5) Folios.

Copia: Grupo de Asuntos Legislativos

Elaboró UPME: Yudy Andrea Linares Flórez
Elaboró ANH: Nadia Carolina Plazas Fajardo
Elaboró: Alejandra Nohemí Rodríguez Higuera
Compiló: Laura Camila Ávila Jiménez
Revisó y Aprobó: Alberto Bocanegra Palacio
Revisó y Aprobó: José Manuel Moreno Casallas
Revisó y Aprobó: Claudia Escobar Oliver
Revisó y Aprobó: Miguel Lotero Robledo

Enlace Rad. N° 2019005735 del 30/01/2019, 2019005895 del 30/01/2019, 2019007299 del 05/02/2019 y 2019006770 del 01/02/2019

TRD: (102.94)

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Página 1 de 1





El futuro
es de todos

Minminas

RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA FRENTE A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN PRESENTADA POR EL REPRESENTANTE OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESAS RELACIONADA CON “GAS QUEMADO Y VENTEADO QUE SE VIENE PRODUCIENDO EN EL SECTOR PETROLERO DEL PAÍS”.

1. *¿Cómo se lleva acabo el control y fiscalización de la quema y venteo de gas del sector petrolero en Colombia?*

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante Resolución N° 18 0877 del 7 de junio de 2012, delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, incluido el control y seguimiento a los requisitos y obligaciones establecidos en la Resolución N° 18 1495 del 2 de septiembre de 2009.

De conformidad con la Resolución mencionada anteriormente se suscribió entre la ANH y el MME, el Convenio Interadministrativo N° 040 para el ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y demás funciones delegadas en la Agencia. Así mismo, a través de la Resolución N° 9 0973 del 14 de noviembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía prorrogó la delegación hasta el 31 de diciembre de 2014.

Ahora bien, con el objeto de continuar con la delegación por 2 años más la de delegación de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a la ANH, el MME expidió la Resolución N° 9 1537 de diciembre 24 de 2014, y el Convenio N° 001 de enero 2 de 2015.

Asimismo, con la expedición de la Resolución N° 41250 del 23 de diciembre de 2016 y el Convenio Interadministrativo N° 146 de 2017, la ANH continuó hasta el 15 de febrero de 2019, con la función de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

De ésta manera, el control a la explotación de petróleo y gas se realiza por medio del Grupo de Fiscalización de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH, la cual se encarga de realizar visitas de aseguramiento a los puntos de medición oficial en cada uno de los campos o pozos del país.

El control de los volúmenes es registrado a través de las Formas Mensuales de Producción en las cuales se discrimina el volumen total y cada uno de los usos del gas (consumos, quemas, ventas entre otros). Adicionalmente, se vigila la producción de gas del país diariamente por medio del sistema Informe Diario de Producción -IDP, el cual es cargado por las operadoras en una plataforma destinada para ello.

De acuerdo con lo anterior, la Agencia Nacional de Hidrocarburos por medio de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, realiza el control a los volúmenes de quemas de gas por medio autorizaciones, las cuales deben estar justificados por las operadoras de acuerdo a los requisitos establecidos en la Circular

Página 1 de 5

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
 Conmutador (57 1) 2200 300
 Código postal 111321
www.minminas.gov.co





El futuro
es de todos

Minminas

N° 18 del 21 de agosto del 2014, expedida por esta entidad y la Resolución N° 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía.

2. *¿Cuál es la normatividad vigente y jurisprudencia que sustenta esta vigilancia y control?*

El numeral 3 del Artículo 7 de la Ley 1530 de 2012, establece dentro de las funciones del Ministerio de Minas y Energía, fiscalizar la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables. Igualmente, el Artículo 13 dispone que la fiscalización es el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías –SGR.

Ahora bien, mediante Resolución N° 4 0072 del 25 de enero de 2019, el Ministerio de Minas y Energía delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012 y demás disposiciones aplicables. Actualmente, se encuentra vigente el Convenio de Delegación N° 146 del 15 de febrero de 2017, suscrito entre el MME y la ANH, el cual delega dichas funciones hasta el 15 de febrero de 2019.

Los aspectos técnicos relacionados con la fiscalización y prohibición de quema de gas y desperdicio se encuentran regulados en la Resolución N° 181495 de 2009 y la Circular ANH N° 018 del 21 de agosto de 2014.

3. *¿Cuáles son las cifras del año 2018 respecto al total de gas quemado y venteado del sector petrolero en Colombia?*

- *Cantidades.*
- *Valores.*
- *Es posible dividirlos por cuencas la información.*

A continuación, la Agencia Nacional de Hidrocarburos remite la información discriminada del volumen y porcentaje de producción y quema en cada una de las zonas petroleras, durante el año 2018:

ZONA	PRODUCCIÓN (KPC)	QUEMADO (KPC)	PENALIZADO (KPC)	% Quema / Producción	% Penalizado / Quemado
1- Tibú	6.460.556,86	104.049,41	53.241,34	1,61%	51,17%
2- La Guajira	86.949.528,36	115.218,17	-	0,13%	0,00%

Página 2 de 5

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co



El futuro
es de todos

Minminas

ZONA	PRODUCCIÓN (KPC)	QUEMADO (KPC)	PENALIZADO (KPC)	% Quema / Producción	% Penalizado / Quemado
3-Costa Norte	69.273.910,48	323.962,22	137.763,08	0,47%	42,52%
4-Arauca	16.169.841,97	1.387.335,31	808.374,61	8,58%	58,27%
5-Barranca-Cantagallo	23.106.506,39	4.528.915,17	3.870.972,73	19,60%	85,47%
6-Provincia	529.978,28	236.778,66	141.140,94	44,68%	59,61%
7-Casanare	5.741.309,48	1.325.648,28	884.196,24	23,09%	66,70%
8-Cusiana, Cupiagua y Piedemonte	588.552.687,63	2.564.100,22	692.960,25	0,44%	27,03%
9-Meta	6.497.924,25	2.741.866,89	1.910.984,18	42,20%	69,70%
10-Cocorná	4.530.664,56	1.377.802,26	864.295,22	30,41%	62,73%
11-Huila	5.331.402,32	1.041.622,15	710.774,94	19,54%	68,24%
12-Tolima	3.649.448,22	402.567,50	212.347,27	11,03%	52,75%
13-Putumayo	5.073.872,22	4.325.380,84	3.018.065,27	85,25%	69,78%
TOTAL MES	821.867.631,02	20.475.247,07	13.305.116,08	2,49%	64,98%

KPC (Miles de Pies Cúbicos)

4. ¿Cuáles son las causas técnicas y económicamente justificables por las compañías petroleras para la quema y el venteo de gas?

Existen diferentes razones por las cuales es necesario quemar el gas producido en los campos, pero especialmente resaltan las siguientes:

- Por razones de seguridad de la Operación como: Gas de baja presión, trabajos de mantenimiento o reparación, fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso, manejo de gas o de pozos fuera de control.
- Composición del gas producido: Muchos de los gases producidos en el país tienen alta composición de dióxido de carbono o ácido sulfúrico, lo que genera que este no sea aprovechable debido a su alta complejidad y altos costos en el tratamiento.
- Distancia de los campos a las líneas de transferencia de los gasoductos recolectores, o no se cuenta con la infraestructura vial, fluvial o terrestre para su transporte.
- Baja producción de algunos campos en el país lo cual hace inviable económicamente su comercialización o aprovechamiento interno.
- Altas tarifas en el transporte de gas.

Página 3 de 5

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
 Conmutador (57 1) 2200 300
 Código postal 111321
 www.minminas.gov.co





El futuro
es de todos

Minminas

5. *¿Es posible definir las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado por Cuencas?*

Las características y especificaciones del gas se pueden definir por medio de ensayos de laboratorio por el método de Cromatografía, la cual es realizada en cada campo ya que las características varían dependiendo de su composición. Por tal motivo, no es posible establecer estos parámetros a nivel de cuenca.

6. *¿Existe algún estudio por parte de las entidades para donde se establezcan alternativas para la utilización de gas quemado y/o venteado?*

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME no cuentan con un estudio de alternativas para la utilización de gas quemado y/o venteado.

7. *¿Dichas alternativas son aplicables a las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado en Colombia?*

En concordancia con la respuesta a la pregunta N° 6, no es posible responder la pregunta debido a que la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética no cuentan con un estudio de alternativas para la utilización de gas quemado y/o venteado.

8. *¿Se podría definir la características y especificaciones técnicas necesarias que debería tener el gas para la utilización de cada alternativa viable?*

En concordancia con la respuesta a la pregunta N° 6, no es posible responder la pregunta debido a que la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética no cuentan con un estudio de alternativas para la utilización de gas quemado y/o venteado.

9. *¿Existe algún estudio financiero o viabilidad financiera de las alternativas viables para la utilización de gas quemado y/o venteado?*

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME no cuentan con un estudio de viabilidad financiera para las alternativas viables para la utilización de gas quemado y/o venteado.

10. *¿Existe algún plan piloto de dichas alternativas viables?*

Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos no existen planes pilotos para alternativas viables al gas quemado y/o venteado en este momento.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Página 4 de 5





El futuro
es de todos

Minminas

11. *¿Existe un proyecto de alguna de dichas alternativas para el aprovechamiento de del gas quemado y/o venteado en desarrollo o ya establecido?*

Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos no existen planes pilotos para alternativas viables al gas quemado y/o venteado en este momento.

12. *¿Existe algún plan piloto y/o proyecto de alguna alternativa para las zonas no interconectadas?*

Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos no existen planes pilotos para alternativas viables al gas quemado y/o venteado en este momento.

13. *¿De qué trata la coalición de clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el Metano firmado por Ecopetrol? y ¿en qué se comprometió?*


Por tratarse de un asunto de su competencia, este numeral fue trasladado a Ecopetrol con Radicado MinMinas N° 2019005862. Adicionalmente, anexo a esta respuesta se envía copia de la respuesta dada por Ecopetrol el 1/02/2019 con Radicado MinMinas N° 2019006769.

Apéndice C RESPUESTA ECOPETROL


6

Radicación Nro: 2-2019-093-1436 Para responder citelo
Ecopetrol - CGC SAN MARTIN
Fecha: Feb 1 2019 2:55PM
Dependencia: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Destino: ALBERTO ERNESTO BOCANEGRA PALACIO
Original Folios: 1 Anexos: 1

Mónica Jiménez González
Secretaría General
+57 (1) 234 4116
secretaria.general@ecopetrol.com.co



2-2019-093-1436



Bogotá D.C., febrero 1 de 2019

Doctor
Alberto Ernesto Bocanegra Palacio
Coordinador Grupo de Asuntos Legislativos
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN

Ciudad


Asunto: Respuesta pregunta N° 13 de la Solicitud de Información del Representante Óscar Villamizar Meneses, trasladada a Ecopetrol por el Ministerio de Minas y Energía el 31 de enero de 2019.

Respetado Doctor Bocanegra:

De manera atenta y en cumplimiento del plazo establecido, remito para su información la respuesta que se envió al Representante a la Cámara Óscar Villamizar Meneses, con relación a la pregunta N° 13 del Derecho de Petición relacionado con el gas quemado y venteado que se viene produciendo en el sector petrolero del país.

Quedamos atentos a cualquier solicitud o comentario adicional.

Cordialmente,



DANIEL SUÁREZ MEJÍA
Secretario General (e)

Ministerio de Minas y Energía
Origen: ECOPEPETROL
Rad: 2019006769 01-02-2019 03:49:41 PM
Anexos: 1 FOLIO
Destino: GRUPO DE PARTICIPACION Y SERVICIO AL CIUDADANO
Serie:

RESPUESTA DE ECOPETROL AL DERECHO DE PETICIÓN PRESENTADO POR EL REPRESENTANTE A LA CÁMARA ÓSCAR VILLAMIZAR MENESES, SOBRE LA COALICIÓN DE CLIMA Y AIRE LIMPIO DE LAS NACIONES UNIDAS.

13. ¿De qué trata la coalición de clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el Metano firmado por Ecopetrol? y, ¿en qué se comprometió?

De conformidad con la información remitida por la Gerencia de Desempeño Ambiental de la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible, la Coalición de Clima y Aire Limpio (CCAC) es una asociación voluntaria de gobiernos, organizaciones intergubernamentales, empresas, instituciones científicas y organizaciones de la sociedad civil, que busca mejorar la calidad del aire y proteger el clima a través de acciones para reducir los contaminantes climáticos de corta vida tales como metano, carbón negro y HFC's.

La CCAC tiene 11 iniciativas, 4 transversales (apoyo a las acciones nacionales sobre contaminantes de corta vida, financiación, política y salud) y 7 específicas por sector (oil&gas, transporte pesado, residuos, ladrilleras, refrigeración y aire acondicionado, energía en hogares y agricultura) que están dirigidas y diseñadas para promover acciones transformadoras en busca de la reducción de metano, el carbón negro y los HFC. Para el sector de oil&gas, la iniciativa busca acelerar las reducciones de metano y carbón negro específicamente.

La iniciativa de oil&gas del CCAC, tiene 4 líneas de acción: i) Asociación de metano en la industria de oil&gas, ii) Desarrollo y demostración de nuevas tecnologías para reducir el carbón negro de las quemadas de gas, iii) Medición de las emisiones de metano de la infraestructura de petróleo y gas, y iv) Asistencia técnica a los responsables de la formulación de políticas y los reguladores de los países en desarrollo.

Ecopetrol se adhirió en diciembre de 2018 a la iniciativa de oil&gas en la línea de acción "Asociación de metano en la industria de oil&gas (OGMP por sus siglas en inglés) de la CCAC", liderada por Naciones Unidas, con el fin de evaluar las fuentes de metano e implementar tecnologías y prácticas rentables para su reducción. El metano tiene un potencial de calentamiento global (GWP) 25 veces mayor que el CO₂.

Con esta adhesión Ecopetrol hace parte de las diez petroleras del mundo que han suscrito este compromiso, junto con BP (Reino Unido), Engie E&P (Francia), Eni (Italia), Equinor (Noruega), Pemex (México), PTT Public Company Limited (Tailandia), Repsol (España), Shell (Holanda) y Total S.A. (Francia).

Los compromisos adquiridos por Ecopetrol con la adhesión a esta iniciativa son: i) participar activamente en la iniciativa, ii) preparar un plan de implementación (6 meses a partir de la adhesión), iii) identificar y cuantificar las principales fuentes de metano, iv) evaluar cada una de estas oportunidades e implementar las opciones más factibles, y v) reportar anualmente a CCAC los avances del plan de implementación.

Apéndice D Respuesta Agencia Nacional de Hidrocarburos



Bogotá D.C., 07 de febrero de 2019

Doctor
OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES
Representante a la Cámara por el Centro Democrático
Congreso de la República
Carrera 7 No. 8-68. Edificio nuevo del Congreso



Asunto: Respuesta a derecho de petición. ID 364633.

Respuesta a traslado derecho de petición por parte de Ecopetrol. ID 365691.

Respetado Honorable Representante:

En respuesta a su derecho de petición nos permitimos enviar a continuación respuesta al formulario de preguntas.

1. ¿Como se lleva acabo el control y fiscalización de la quema y venteo de gas del sector petrolero en Colombia?

El Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 180877 del 7 de junio de 2012, delegó, en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, incluido el control y seguimiento a los requisitos y obligaciones establecidos en la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009.

El 8 de marzo de 2013 se suscribió entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía, el Convenio Interadministrativo N° 40 para el ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y demás funciones delegadas en la Agencia, cuya ejecución inició el 2 de mayo de 2013. A través de la Resolución 9 0973 del 14 de noviembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía prorrogó la delegación hasta el 31 de diciembre de 2014.

En el marco de la Resolución 41250 de 2016 y el Convenio Interadministrativo 146 de 2017, la función de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos fue delegada por el Ministerio de Minas y Energía a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.

De ésta manera, el control a la explotación de petróleo y gas se realiza por medio del Grupo de



GOBIERNO
DE COLOMBIA



MINMINAS

Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co



Fiscalización de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH, la cual se encarga de realizar visitas de aseguramiento a los puntos de medición oficial en cada uno de los campos o pozos del país.

El control de los volúmenes es validado por medio de las Formas Mensuales de Producción en las cuales se discrimina el volumen total y cada uno de los usos del gas (consumos, quemas, ventas entre otros). Adicionalmente, se vigila la producción de gas del país diariamente por medio del sistema IDP (Informe Diario de Producción), el cual es cargado por las operadoras en una plataforma destinada para ello.

De acuerdo con lo anterior, la ANH por medio de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, realiza el control a los volúmenes de quemas de gas por medio autorizaciones, las cuales deben estar justificadas por las operadoras de acuerdo a los requisitos establecidos en la Circular N° 18 del 21 de agosto del 2014, expedida por esta entidad y la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía.

2. ¿Cuál es la normatividad vigente y jurisprudencia que sustenta esta vigilancia y control?

- Los actos administrativos que actualmente enmarcan el ejercicio de las labores de seguimiento y control y los que definen parámetros frente a la quema de gas, son los siguientes: Resolución Minminas 41250 de 2016 y Convenio Interadministrativo GCC 146 de 2017
- Resolución Minminas 181495 de 2009, Art 52. Prohibición de Quema de gas y desperdicio.
- Circular ANH 18 del 21 de agosto de 2014. Fiscalización - Quemadas de gas.

3. ¿Cuáles son las cifras del año 2018 respecto al total de gas quemado y venteado del sector petrolero en Colombia?

Durante el 2018 se registró la quema de 20.475 millones de pies cúbicos de gas, lo que equivale al 2,49% de la producción total recuperada en los diferentes campos del país. A continuación, se discrimina el volumen y porcentaje de quema en cada una de las zonas petroleras:



Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co



Al contestar cite Radicado 20195010027801 Id: 367229
Folios: 5 Fecha: 2019-02-07 15:15:39
Anexos: 1 CD
Remite: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
Destinatario: CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA - CAMARA DE REPRESENTANTES - OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES

ZONA	PRODUCCIÓN (KPC)	QUEMADO (KPC)	PENALIZADO (KPC)	%quem a / Producción	%Penalizado / Quemado
1-Tibú	6.460.556,86	104.049,41	53.241,34	1,61%	51,17%
2-Guarija	86.949.528,36	115.218,17	-	0,13%	0,00%
3-Costa Norte	69.273.910,48	323.962,22	137.763,08	0,47%	42,52%
4-Arauca	16.169.841,97	1.387.335,31	808.374,61	8,58%	58,27%
5-Barranca-Cantagallo	23.106.506,39	4.528.915,17	3.870.972,73	19,60%	85,47%
6-Provincia	529.978,28	236.778,66	141.140,94	44,68%	59,61%
7-Casanare	5.741.309,48	1.325.648,28	884.196,24	23,09%	66,70%
8-Cusiana, Cupiagua y Piedemonte	588.552.687,63	2.564.100,22	692.960,25	0,44%	27,03%
9-Meta	6.497.924,25	2.741.866,89	1.910.984,18	42,20%	69,70%
10-Cocorná	4.530.664,56	1.377.802,26	864.295,22	30,41%	62,73%
11-Huila	5.331.402,32	1.041.622,15	710.774,94	19,54%	68,24%
12-Tolima	3.649.448,22	402.567,50	212.347,27	11,03%	52,75%
13-Putumayo				85,25%	69,78%



GOBIERNO DE COLOMBIA



MINMINAS

Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co



Al contestar cite Radicado 20195010027801 Id: 367229
 Folios: 5 Fecha: 2019-02-07 15:15:39
 Anexos: 1 CD
 Remite: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
 Destinatario: CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA - CAMARA DE REPRESENTANTES - OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES

	5.073.872,22	4.325.380,84	3.018.065,27		
TOTAL MES	821.867.631,02	20.475.247,07	13.305.116,08	2,49%	64,98%

KPC (Miles de Pies Cúbicos)

4. ¿Cuáles son las causas técnicas y económicamente justificables por las compañías petroleras para la quema y el venteo de gas?

- Existen diferentes razones por las cuales es necesario quemar el gas producido en los campos, pero especialmente resaltan las siguientes: Por razones de seguridad de la Operación como: gas de baja presión, trabajos de mantenimiento o reparación, fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso, manejo de gas o de pozos fuera de control.
- ≠ Composición del gas producido: Muchos de los gases producidos en el país tienen alta composición de dióxido de carbono o ácido sulfúrico, lo que genera que este no sea aprovechable debido a su alta complejidad y altos costos en el tratamiento.
- ≠ Distancia de los campos a las líneas de transferencia de los gasoductos recolectores, o no se cuenta con la infraestructura vial, fluvial o terrestre para su proceso.
- ≠ Baja producción de algunos campos en el país lo cual hace inviable económicamente su comercialización o aprovechamiento interno.
- ≠ Altas tarifas en el transporte de gas.

5. ¿Es posible definir las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado por Cuencas?

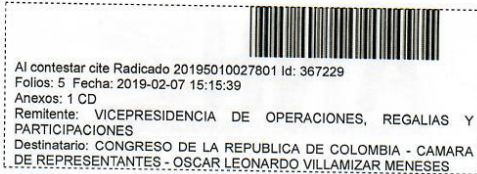
Las características y especificaciones del gas se pueden definir por medio de ensayos de laboratorio por el método de Cromatografía, la cual es realizada en cada campo ya que las características varían dependiendo de su composición. Por tal motivo, no es posible establecer estos parámetros a nivel de cuenca.

6. ¿Existe algún estudio por parte de las entidades para donde se establezcan alternativas para la utilización del gas quemado y/o venteado?

7. ¿Dichas alternativas son aplicables a las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado en Colombia?



Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
 Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
 Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co



8. ¿Se podrían definir las características y especificaciones técnicas necesarias que debería tener el gas para la utilización de cada alternativa viable?
9. ¿Existe algún estudio financiero o viabilidad financiera de las alternativas viables para la utilización de gas quemado y/o venteado?
10. ¿Existe algún plan piloto de dichas alternativas viables?
11. ¿Existe un proyecto de alguna de dichas alternativas para el aprovechamiento del gas quemado y/o venteado en desarrollo o ya establecido?
12. ¿Existe algún plan piloto y/o proyecto de alguna alternativa para las zonas no interconectadas?

Adjuntamos traslado de las preguntas numeral 6 al 12, realizado a la CREG y a la UPME, considerando que esta entidad no ha realizado estudio sobre el tema en mención.

13. ¿De qué trata la coalición del clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el Metano firmado por Ecopetrol? y ¿en qué se comprometió?

En respecto a la pregunta número 13, adjuntamos traslado por ser competencia de Ecopetrol.

Cordialmente

Edgar Orlando Bueno Serrano
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones (E)
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Revisó: Manuel Montealegre – Experto VORP. *MM*

Aprobó: Luz Mireya Raymond Angel – Gerente de Regalías (E) *LRA*

Proyectó: Carlos Augusto Osorio - Contratista VORP. *CAO*



Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co

Apéndice E Respuesta Comisión de Regulación de Energía y Gas



Bogotá, D.C.,

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
RADICADO : S-2019-000898 13/Feb/2019
No. REFERENCIA: E-2019-001497
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 4 ANEXOS: NO
DESTINO OSCAR LEON VILLAMIZAR MENESES
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

Señor
OSCAR LEONARDO VILLAMIZAR MENESES
Representante a la Cámara por el Partido Centro Democrático
Oscar.villamizar@camara.gov.co
diego.sanadoval@anh.gov.co
Carrera 7 # 8-68 Edificio Nuevo del Congreso
Bogotá

Asunto: Solicitud de informe (art. 258 de la ley 5ª de 1992).
Radicado E-2018-008628

Respetado señor Villamizar:

La Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH con radicado 20196410026901 de dicha entidad, nos da traslado de su comunicación donde pregunta lo siguiente:

De acuerdo al artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se establece que toda quema, desperdicio o emisión a la atmósfera de gas está prohibida y será objeto del pago de regalías, de acuerdo a lo anterior pregunto:

1. *¿Cómo se lleva a cabo el control y fiscalización de la quema y venteo de gas del sector petrolero en Colombia?*
2. *¿Cuál es la normatividad vigente y jurisprudencia que sustenta esta vigilancia y control?*
3. *¿Cuáles son las cifras del año 2018 respecto al total de gas quemado y venteado del sector petrolero en Colombia?*
 - Cantidades
 - Valores
 - Es posible dividirlo por cuencas la información.
4. *¿Cuáles son las causas técnicas y económicamente justificables por las compañías petroleras para la quema y el venteo de gas?*
5. *¿Es posible definir las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado por cuencas?*
6. *¿Existe algún estudio por parte de las entidades para donde se establezcan alternativas para la utilización del gas quemado y/o venteado?*
7. *¿Dichas alternativas son aplicables a las características y especificaciones técnicas del gas quemado y/o venteado en Colombia?*
8. *¿Se podrían definir las características y especificaciones técnicas necesarias que debería tener el gas para la utilización de cada alternativa viable?*



Av. Calle 119 No. 7-16 Int. 2, Oficina 601
Edificio Cusezer Bogotá, D.C. Colombia
Tel: (1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
Email: creg@creg.gov.co
Web: www.creg.gov.co



Señor
Oscar Leonardo Villamizar Meneses
2 / 4

9. *¿Existe algún estudio financiero o viabilidad financiera de las alternativas viables para la utilización de gas quemado y/o venteado?*
10. *¿Existe algún plan piloto de dichas alternativas viables?*
11. *¿Existe un proyecto de alguna de dichas alternativas para el aprovechamiento del gas quemado y/o venteado en desarrollo o ya establecido?*
12. *¿Existe algún plan piloto y/o proyecto de alguna alternativa para las zonas no interconectadas?*
13. *¿De qué trata la coalición de clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el Metano firmado por Ecopetrol? y ¿en qué se comprometió?*

Antes de dar respuesta a su solicitud, nos permitimos manifestarle que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene competencia para expedir la regulación de los sectores de electricidad y gas combustible, en el contexto de servicios públicos domiciliarios, según las funciones señaladas en las leyes 142 y 143 de 1994, y para emitir conceptos de carácter general y abstracto sobre los temas materia de su regulación.

Por tal razón, es importante precisar que en desarrollo de la función consultiva, la CREG no resuelve casos particulares o concretos, pues ello corresponde a las autoridades competentes mediante los procedimientos de rigor y, en tal virtud, tanto las preguntas como las respuestas deben darse o entenderse en forma genérica, de tal manera que puedan predicarse de cualquier asunto en circunstancias similares.

De otra parte, la función de control del cumplimiento de las resoluciones expedidas por parte de la CREG, las leyes y demás actos administrativos a que están sujetos los prestadores de servicios públicos domiciliarios, le competen por ley a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio en temas de derecho de la competencia.

Es importante señalar que la regulación económica que adopta la CREG no incluye el desarrollo de normas técnicas, ambientales o de seguridad aplicables a la infraestructura utilizada para la prestación de los servicios regulados, ni para el sector petrolero.

En la regulación que aprueba la Comisión se adoptan los reglamentos o normas técnicas, ambientales o de seguridad que aprueben las entidades competentes cuando sea del caso.

Respecto a sus inquietudes a continuación se responden:



Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2. Oficina 901
Edificio Cusezar Bogotá, D.C. Colombia
(1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
ereg@ereg.gov.co
www.ereg.gov.co



Señor
Oscar Leonardo Villamizar Meneses
3 / 4

Preguntas 1,3,4,5,6,7,8,9,10,11 y 12

Debido a que la Comisión no tiene la competencia para responder estas inquietudes, su consulta es trasladada al Ministerio de Minas y Energía, quien es el órgano encargado de definir la normatividad técnica en estos aspectos.

Pregunta 2 ¿Cuál es la normatividad vigente y jurisprudencia que sustenta esta vigilancia y control?

Rta: Para el caso particular del transporte de gas natural la CREG aprobó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT (Res. CREG 071 de 1999), en el que se establecen las siguientes disposiciones relacionadas con normas y estándares:

“6. Estándares y normas técnicas aplicables

Los estándares, normas técnicas y de seguridad que deberán aplicar para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y puesta en marcha del Sistema Nacional de Transporte, tomarán en consideración la compilación del Código de Normas Técnicas y de seguridad efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

6.1 Cumplimiento de normas y estándares

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos por las normas técnicas colombianas, expedidas por el ICONTEC o, en su defecto, las aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía, el cual las compilará en un Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible. En caso de no disponerse de normas fijadas por estas entidades, se adoptarán las normas aplicables emitidas por una de las siguientes agremiaciones:

- AGA: American Gas Association
- ANSI: American National Standards Institute
- API: American Petroleum Institute
- ASME: American Society of Mechanical Engineers
- ASTM: American Society for Testing and Materials
- AWS: American Welding Society
- DOT: Department of Transportation
- IEC: International Electrotechnical Commission
- NACE: National Association of Corrosion Engineers
- NEMA: National Electrical Manufacturing Association
- NFPA: National Fire Protection Association
- UL: Underwrite Laboratories Inc.



Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2. Oficina 601
Edificio Cusezar Bogotá, D.C. Colombia
(1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
creg@creg.gov.co
www.creg.gov.co



Señor
Oscar Leonardo Villamizar Meneses
4 / 4

En materia de seguridad también deberá acogerse el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía y a toda la reglamentación que sobre la materia expida el Ministerio de Minas y Energía.

Las normas ambientales a las que deberán acogerse todos aquellos a los cuales aplique este Reglamento, serán aquellas expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4º Numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen; o aquellas que establezcan otras autoridades ambientales competentes.

(...)"

Adicionalmente debido a que la Comisión no tiene la competencia para responder sus inquietudes respecto al gas de venteo, en cuanto a otros agentes de la cadena de valor, su consulta es trasladada al Ministerio de Minas y Energía, quien es el órgano encargado de definir la normatividad técnica.

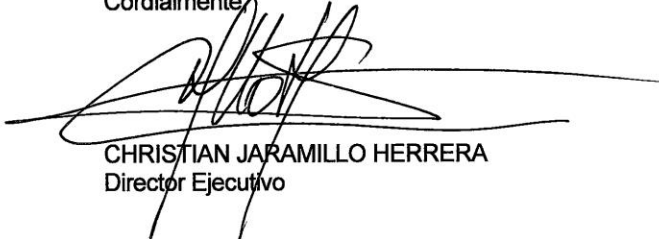
13. ¿De qué trata la coalición de clima y aire limpio de las Naciones Unidas para reducir el Metano firmado por Ecopetrol? y ¿en qué se comprometió?

Rta: Debido a que la comisión no tiene la competencia para responder su inquietud respecto de la coalición de clima y aire limpio de las Naciones Unidas suscrito por Ecopetrol, daremos traslado de la misma a la entidad en mención.

El texto completo de la normatividad mencionada en la presente comunicación puede consultarlo en la página web de la Comisión, www.creg.gov.co, bajo el vínculo "Regulaciones" y luego "Resoluciones".

En los anteriores términos damos por atendida su solicitud. Los conceptos aquí emitidos tienen el alcance previsto en los artículos 73.24 de la Ley 142 de 1994 y 28 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Cordialmente,



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

Copia: Sr. Luis Miguel Morelli Navia. Presidente. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Avenida Calle 26 No. 59-65 | Bogotá, Colombia



Av. Calle 116 No. 7-15 Int. 2, Oficina 901
Edificio Cusezar Bogotá, D.C. Colombia
☎ (1) 6032020 / Fax: (1) 6032100
✉ creg@creg.gov.co
🌐 www.creg.gov.co