

**ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO
EN LA INDUSTRIA PETROLERA**

LAURA NATALIA DELGADO ROMERO

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACION EN GESTION AMBIENTAL
BOGOTA, D.C
2018**

**ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO
EN LA INDUSTRIA PETROLERA**

LAURA NATALIA DELGADO ROMERO

**Monografía para optar por el título de Especialista en
Gestión Ambiental**

**ASESOR (A)
DORA MARIA CAÑON RODRIGUEZ
Ingeniero químico**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACION EN GESTION AMBIENTAL
BOGOTA, D.C
2018**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma director especialización

Firma Calificador

Bogotá, D.C. Marzo de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García Peña

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suárez

Director de la Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narváez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documentos. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a Dios que bendice y protege cada proyecto de mi vida; a mi familia, cada logro en mi vida es por y gracias a ustedes.

A mis compañeros y amigos por su paciencia y apoyo en todo este proceso, por enseñarme a ser amiga.

“Nosotros somos, significamos un poco vida”; de cada uno depende lo grande de la nuestra. A esa persona que siempre estuvo para darme fuerza, confianza y amor, gracias por tu grandeza abuelito.

Laura Natalia Delgado Romero

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres y hermano por ser mi equipo ideal, por el apoyo y la fuerza que me brindan en los retos y obstáculos. A mi familia por creer en mí y permitir que gracias a nuestra unión seamos partícipes de los logros de cada uno de nosotros.

A mis amigos por preocuparse junto conmigo por el buen desarrollo de esta monografía, por las ideas que aportaron a la misma y por todas las enseñanzas que me han dado, ustedes son mis hermanos.

A la Universidad de América por permitirme hacer parte de su comunidad y adquirir los conocimientos que me permiten hoy presentar esta monografía, al ingeniero Edgar Camilo Luengas por su apoyo, enseñanzas y buena disposición durante y fuera de clase, a la ingeniera Dora María Cañón por su aporte y acompañamiento en la realización de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	22
OBJETIVOS	24
1. MARCO TEORICO	25
1.1. GAS NATURAL	27
1.1.1. Clasificación del gas natural	29
1.1.2. Ventajas y desventajas del gas natural como fuente energética	34
1.2. QUEMA DE GAS	36
1.2.1. Combustión del gas natural	37
1.3. VENTEO DE GAS	38
1.4. GASES EFECTO INVERNADERO	38
1.4.1. El potencial de calentamiento global	39
1.4.2. El forzamiento radiativo	39
1.4.3. Dióxido de carbono	40
1.4.4. Metano	40
1.4.5. Dióxido de nitrógeno	40
1.4.6. Monóxido de carbono	41
1.5. EFECTO INVERNADERO	42
1.6. CAMBIO CLIMÁTICO	44
1.7. CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (CMNUCC)	45
1.8. EL PROTOCOLO DE KYOTO	46
1.9. CUMBRE MUNDIAL SOBRE DESARROLLO SOSTENIBLE	46
1.9.1. Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR)	47
2. QUEMA Y VENTEO DE GAS	49
2.1. QUEMA DE GAS	49
2.1.1. Según la altura de la antorcha	50
2.1.2. Según el método de mejoramiento de quema	53
2.1.3. Según el número de puntos de quema	55
2.1.4. Descripción del proceso	57
2.2. VENTEO DE GAS	61
2.2.1. Mecanismos de alivio de presión	62
2.2.2. Venteo por fugas	64
3. PROBLEMAS ASOCIADAS A LA QUEMA Y VENTEO DE GAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	72
3.1. EMISIÓN DE GASES TÓXICOS	72
3.1.1. Emisión de dióxido de carbono	74
3.1.2. Emisión de metano	75
3.1.3. Emisión de óxido nitroso	75

3.1.4.Emisión de óxidos de nitrógeno	76
3.1.5.Emisión de monóxido de carbono	76
3.1.6.Emisión de dióxido de azufre	77
3.1.7.Otros compuestos orgánicos volátiles	77
3.1.8.Afectación al medio ambiente	78
3.1.9.Afectaciones a la salud humana	79
3.2.NO USO DE RECURSOS ENERGETICOS	80
4. ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LA QUEMA Y VENTEO DE GAS	81
4.1.REINYECCIÓN DE GAS PARA MANTENIMIENTO DE PRESIÓN	83
4.1.1.Inyección de gas	83
4.1.2.Inyección de gas lift	86
4.2.FUENTE DE ENERGIA ELECTRICA	90
4.2.1.Turbina de gas	91
4.3.GAS HIDRATADO	92
4.4.GAS NATURAL LICUADO	94
4.5.GAS NATURAL COMPRIMIDO	98
4.6.UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL COMO TRANSPORTE	100
4.7.TECNOLOGÍA GAS A LIQUIDO (GTL)	101
4.8.AUMENTO EN LAS EFICIENCIAS DE LOS EQUIPOS	106
4.9.PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO DI&M	107
4.10.NORMAS DE APLICACIÓN VOLUNTARIA PARA LA REDUCCIÓN DE QUEMA Y VENTEO DE GAS	117
4.10.1.Normas de cumplimiento del objetivo inicial en materia de venteo	120
4.10.2.Normas de cumplimiento del objetivo inicial en materia de quema	120
5. CASOS DE APLICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE QUEMA Y VENTEO DE GAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	128
5.1.NIGERIA	128
5.1.1.Reinyección de gas en Nigeria	129
5.1.2.Gas natural licuado y comprimido en Nigeria	129
5.1.3.Tecnología GTL en Nigeria	131
5.1.4.Otros proyectos	132
5.2.RUSIA	136
5.2.1.Procesamiento de gas en Rusia	137
5.2.2.Generación y venta de energía eléctrica en Rusia	137
6. CONCLUSIONES	140
7. RECOMENDACIONES	142
BIBLIOGRAFÍA	143

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1: Composición del gas natural en el golfo de México.	27
Cuadro 2: Potenciales de calentamiento global directos.	39
Cuadro 3: Concentración de GEI en la atmosfera.	41
Cuadro 4: Propiedades del gas natural licuado.	96
Cuadro 5: Elementos clave de las normas de aplicación voluntaria.	120
Cuadro 6: Cronograma de aplicación de las normas de reducción de quema y venteo de gas asociado.	128

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1: Reacciones de combustión.	37
Ecuación 2: Proceso de oxidación parcial.	102
Ecuación 3: Proceso de reformado por vapor.	102
Ecuación 4: Proceso de reformado auto térmico	102
Ecuación 5: Reacción Fischer Tropsch	102

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Diagrama de fases para gas seco.	29
Figura 2: Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo.	30
Figura 3: Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.	31
Figura 4: Distribución de gas asociado en capa de gas en el yacimiento.	33
Figura 5: Distribución del gas asociado disuelto en el yacimiento.	33
Figura 6: Principales fuentes de emisión de metano en el sector petróleo y gas.	35
Figura 7: Efecto invernadero.	44
Figura 8: Indicadores de cambio climático.	45
Figura 9 Sistema de quema de gas.	50
Figura 10: Sistema de quema de gas cerrado.	51
Figura 11: Sistema de quema de gas cerrado.	51
Figura 12: Tipos de sistema de quema elevado o abierto.	52
Figura 13: Sistema de quema asistido por vapor.	53
Figura 14: Antorcha en un sistema de quema asistido por vapor.	54
Figura 15: Sistema de quema asistido por aire.	54
Figura 16: Sistema de quema de punto único.	55
Figura 17: Sistema de quema de puntos múltiples cercanos.	56
Figura 18: Funcionamiento Sistema de quema con puntos múltiples cercanos.	56
Figura 19: Sistema de quema de puntos múltiples elevados.	57
Figura 20: Deposito de separación.	59
Figura 21: Funcionamiento de un sistema de quema asistido por vapor.	61
Figura 22: Válvula de alivio de presión.	63
Figura 23: Punto de medición de fuga en válvulas.	65
Figura 24: Puntos de medición fugas de final de línea.	66
Figura 25: Medición de fuga en bridas.	67
Figura 26: Medición conexión enroscada.	67
Figura 27: Venteo durante la deshidratación.	68
Figura 28: Venteo en compresores reciprocantes.	69
Figura 29: Venteo en compresores centrifugo.	70
Figura 30: Venteo en sistema de control neumático.	71
Figura 31: Esquema de desplazamiento del petróleo por inyección de gas.	84
Figura 32: Distribución de pozos inyectoros en inyección de gas interna.	85
Figura 33: Inyeccion de gas externa.	85
Figura 34: Configuración de un sistema de gas lift.	86
Figura 35: Sistema de levantamiento de gas lift.	87
Figura 36: inyección de gas lift en flujo continuo.	88
Figura 37: Sistema de inyección de gas lift en flujo intermitente.	89
Figura 38: Ciclo de inyección de gas lift en flujo intermitente.	90
Figura 39: Esquema de una planta de ciclo combinado de vapor.	91
Figura 40: Turbina de gas.	92
Figura 41: Estructura del gas hidratado.	92

Figura 42: Gas hidratado.	94
Figura 43: Proceso de licuefacción del gas.	95
Figura 44: Proceso gas a líquido.	101
Figura 45: Proceso GTL.	103
Figura 46: Procedimiento tipo árbol para tomar decisiones de reducción de quema.	121
Figura 47: Proceso tipo árbol de determinación de factibilidad de alternativas de utilización de gas asociado.	122
Figura 48: Esquema del proyecto de recuperación de gas asociado en la planta de procesamiento en Kwale.	133
Figura 49: Esquema del proyecto de almacenamiento de gas natural asociado.	134

LISTA DE GRAFICOS

	pág.
Gráfico 1: Producción y consumo total de gas de los 10 países de mayor producción en 2011.	26
Gráfico 2: Países con mayor presencia de quema en el mundo.	36
Gráfico 3 Emisiones de GEI por sector, en gigatoneladas por año.	42
Gráfico 4: Condiciones de estabilidad del gas hidratado.	93
Gráfico 5: Países con mayor producción de GLP (KTON/Año).	96
Gráfico 6: Consumo mundial de GLP por sectores 2015.	97
Gráfico 7: Comparación de los precios del GNC, gasolina y diesel.	99
Gráfico 8: Proyección de demanda nacional de gas natural en el sector vehicular.	100
Gráfico 9: Usos del gas asociado en Rusia	136
Gráfico 10 : Volúmenes de gas quemado en Rusia de 2006 a 2010.	139

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Propiedades del gas natural	28
Tabla 2: Gases tóxicos y sus impactos.	77
Tabla 3: Elementos básicos de un programa DI&M.	108
Tabla 4: Técnicas de detección y medición de fugas y venteos.	109
Tabla 5: Alternativas de reducción de emisión en compresores.	110
Tabla 6: Alternativas de reducción de emisión en deshidratadores.	111
Tabla 7: Alternativas de reducción de emisión en pozos.	112
Tabla 8: Alternativas de reducción de emisión en válvulas.	113
Tabla 9: Alternativas de reducción de emisión en tanques.	114
Tabla 10: Alternativas de reducción de emisión en tuberías.	115
Tabla 11: Alternativas de reducción de emisión en controles neumáticos	116
Tabla 12: Alternativas de reducción de emisión en otros equipos.	117
Tabla 13: Recientes logros de NLNG.	130
Tabla 14: Volúmenes de gas quemados en Nigeria.	135

RESUMEN

En esta monografía se describen las alternativas de reducción de quema y venteo de gas asociado, permite visualizar la importancia energética del gas asociado, los aspectos ambientales vinculados con las emisiones atmosféricas generadas y los obstáculos que impiden su disposición ambiental de una forma económicamente sostenible. Los procesos de quema y venteo de gas son estudiados junto con los equipos; Además se abordan normas y programas de reducción de fuentes de venteo y quema de gas, que entidades nacionales e internacionales han formulado e implementado como los casos de Ecopetrol junto con el Instituto Colombiano del petróleo quienes en el programa de Inspección y Mantenimiento Dirigido DI&M formulan la metodología de medición de fugas y venteo y los posibles métodos de mitigación; internacionalmente se presenta al Banco Mundial con las normas de aplicación voluntaria para la reducción de la quema y venteo de gas en las que se estipulan lineamientos técnicos. Para un mejor entendimiento de las alternativas, se describen los casos de aplicación de Rusia y Nigeria con variedad de alternativas desarrolladas pero reducciones de volúmenes de gas quemado y venteado no muy significativas.

Palabras claves: gas asociado, quema de gas, venteo de gas, reducción, industria petrolera sostenible.

ABREVIATURAS

ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos.

BP British Petroleum.

CFC Clorofluorocarbonados.

CMNUCC Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático.

COV Compuestos Orgánicos Volátiles.

DI&M Programa de Inspección y Mantenimiento Dirigido.

DPR Department of Petroleum Resources.

EGTL Escravos Gas-to-Liquids Project.

ENI Energy Company.

EPA Environmental Protection Agency.

FME Federal Ministry Environmental.

GEI Gases Efecto Invernadero.

GGFR Global Gas Flaring Reduction Partnership

GNC Gas Natural Comprimido.

GNL Gas Natural Licuado.

GTL Gas-to-Liquid.

IPCC Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático.

NAOC Nigerian Agip Company.

NLNG Nigeria LNG Limited.

ONU Organización de las Naciones Unidas.

OPEP Organización de Países Exportadores de Petróleo.

PF Perfluorocarbonados.

RPG Relación Petróleo Gas.

SPDC Shell Petroleum Development.

UPME Unidad de Planeación Minero Energética.

GLOSARIO

AGENTE ESPUMANTE: Reactivo que promueve la formación de espuma estable que en algunos casos es mas tarde removida junto con las partículas indeseadas flotantes adheridas a las burbujas.

ANEMOMETRO DE PALETAS: Dispositivo de medida de velocidad del viento o aire en ductos de ventilación.

ANTORCHA: Dispositivo del sistema de quema de gas que se encarga de la combustión de los fluidos.

CABEZAL DE RECUPERACION: Sistema de válvulas que controlan la presión de un pozo de producción.

CÁMARA DE FONDO DE POZO: Dispositivo utilizado en la inspección de pozos de petróleo.

CAMPO: Área con uno o varios yacimientos cercanos que presentan geología y estratigrafía similar.

CATALIZADOR: Sustancia utilizada para acelerar o retardar la velocidad de una reacción química.

CICLO COMBINADO: Existencia de dos ciclos termodinámicos al mismo tiempo en un mismo sistema.

CICLO REFRIGERANTE: Proceso que contribuye en la licuefacción del gas. El gas es sometido a bajas temperaturas hasta llegar a la temperatura de condensación.

CICLO TERMODINAMICO: Procesos en los que el sistema parte a condiciones iniciales y luego de ser sometido a cambios de presión, temperatura u otros, vuelve a su estado inicial.

CLOROFLUROCARBONADOS: También llamados clorofluorocarbonos, son derivados de hidrocarburos saturados que se producen por la sustitución de átomos de hidrogeno por átomos de flúor.

COMPONENTES ATROPOGÉNICOS: Componentes contaminantes generados por la actividad humana.

COMPUESTOS ORGNICOS VOLATILES: Hidrocarburos en estado gaseoso que al mezclarse con óxidos de nitrógeno forman ozono.

DETECTOR ULTRASONICO: Dispositivo que mide las distancias por medio de ondas ultrasónicas.

DEPLECIÓN: Reducción en la concentración de una sustancia en un organismo o superficie.

EMBOLO EN POZO: Dispositivo utilizado en pozo para operaciones de levantamiento artificial, que mediante el movimiento envía señales a la bomba de fondo de pozo.

ENVOLVENTE DE FASES: Representación del comportamiento de las fases de un yacimiento.

ESPACIO ANULAR: Espacio entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción de un pozo.

ETILMERCAPTANO: También conocido como etanotiol. Sustancia que se puede encontrar en fase gaseosa o líquida, tóxica y derivada del petróleo; es añadida al gas natural para darle olor y advertir de las fugas de gas.

FILTRO RADIATIVO: Dispositivo que impide u obstaculiza el paso de radiación.

FLAME FLASHBACK: Hace referencia al fenómeno en una mezcla inflamable de aire y gas, en donde la llama retrocede al punto de mezcla por bajas velocidades.

FLARE STACK: Tubería larga vertical utilizada para el transporte de gas no asociado a la antorcha.

FLARE TIP: Boquillas en la antorcha que contribuyen en la eficiencia de combustión.

FUERZA DE RADIACIÓN: Fuerza o presión ejercida a una superficie por la radiación electromagnética.

GAS RETRÓGRADO: Hidrocarburo líquido formado en un yacimiento de gas.

GAS DE SINTESIS: Combustible gaseoso formado por hidrógeno y monóxido de carbono y obtenido por la oxidación parcial a altas temperaturas de sustancias ricas en carbono.

HALOCARBONOS: Sustancias compuestas por carbono y halógenos (cloro, bromo, flúor e hidrógeno).

HIDROCARBURO: Sustancias químicas compuestas por carbono e hidrógeno.

INDICE PRODUCTIVIDAD: Indicador de la capacidad de producción de un fluido en un pozo.

KNOCKOUT DRUM: Dispositivo ubicado antes de la antorcha que se encarga de eliminar y almacenar los líquidos y condensados presentes en el gas.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: Utilización de medios artificiales con fines de aumento de presión y caudal de líquidos.

MANIFOLD: También llamado colector múltiple. Tuberías y válvulas diseñadas para controlar y monitorear el flujo de fluidos en el pozo.

OXIDACIÓN: Reacción química entre el oxígeno y otra sustancia.

PIROLISIS: Descomposición de materia orgánica que pasa por altas temperaturas.

PUNTO CRICONDENTERMICO: Punto de temperatura máxima de la curva envolvente de la región de dos fases.

PUNTO CRITICO: Punto de transición entre el estado líquido y gaseoso.

RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA: Combinación de campos eléctricos y magnéticos que se propagan a través de ondas.

RADIACIÓN TERRESTRE: Hace referencia a la radiación térmica emitida por la tierra.

ROTAMETRO: Dispositivo de medición de caudal de líquidos y gases.

SISTEMA DE DEPURACIÓN: Sistemas encargados de la limpieza y disposición de desechos.

TEMPERATURA CONDENSACION: Temperatura en la que el vapor se condensa.

TEMPERATURA DE IGNICIÓN: Temperatura mínima necesaria para que una materia combustible mantenga el proceso de combustión auto sostenido.

VÁLVULA: Dispositivo que permite o impide el paso de un fluido por un ducto superficie.

VASTAGO: Barra de hierro empleada para la perforación.

YACIMIENTO: Deposito de combustibles fósiles que pueden ser objeto de explotación.

INTRODUCCION

La industria petrolera además de ser un factor determinante en el desarrollo del mundo, representa grandes impactos al medio ambiente y la sociedad. Una de las causas de estos impactos es la generación de gas no asociado, que en la mayoría de casos no es utilizado ni comercializado y es dispuesto mediante quema o liberado a la atmosfera sin ningún tipo de tratamiento lo que es conocido como venteo. Se calcula que aproximadamente un tercio del gas asociado producido es quemado o venteado y que la quema y venteo de gas representan el origen de grandes emisiones de dióxido de carbono y metano a la atmosfera. En los últimos años la reducción de los procesos de quema y venteo de gas ha sido uno de los propósitos de distintas entidades ambientales y gobiernos; la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kyoto y la Cumbre Mundial del Desarrollo Sostenible, han atribuido a la quema y venteo de gas asociado, gran parte de las emisiones de gases efecto invernadero por lo que concluyen que estos procesos deben ser mitigados para reducir el calentamiento global y cambio climático. En 2002 el Banco Mundial creó la Asociación Mundial para la Reducción de la quema de Gas, la cual actualmente cuenta con el apoyo de importantes empresas petroleras y países que representan un alto porcentaje de procesos de quema en el mundo.

El banco mundial, la agencia de protección ambiental estadounidense y las naciones unidas junto otras entidades ambientales, se han encargado de la formulación e implementación de normas y alternativas encaminadas a la reducción de emisión de gases efecto invernadero y por lo tanto de procesos de quema y venteo. Estas alternativas tienen como finalidad, eliminar las fuentes de venteo de gas asociado que pueda ser utilizado o llevado a procesos de quema, y eliminar o reducir las fuentes de quema con excepción de casos de emergencia o seguridad. Conocer las alternativas permite que las compañías petroleras establezcan la rentabilidad de las mismas, teniendo en cuenta el beneficio al medio ambiente y la conservación de la energía y destinando una inversión en la investigación y mejoramiento de las mismas que este encaminada a aumentar su factibilidad y rentabilidad.

Las limitantes a tener en cuenta en la implementación de las alternativas son en la mayoría de los casos, las mismas razones por las que la quema y venteo de gas son los procesos más rentables y factibles en la disposición de gas asociado. Los precios bajos del gas, los requerimientos de infraestructura y la distancia entre los campos y los mercados, son algunas de los factores que reducen la rentabilidad y factibilidad del aprovechamiento del gas asociado en distintas aplicaciones. Por estas razones se continúa quemando y liberando alrededor de 150.000 metros cúbicos de gas natural asociado al año y emitiendo alrededor de 390 millones de toneladas de CO₂, los cuales promueven el efecto invernadero y sus implicaciones en el cambio climático global.

¿Cuáles son las alternativas de reducción de quema y venteo de gas en la industria petrolera?

Las normas y alternativas descritas en este documento, pueden ser diferenciadas según el objetivo al que están encaminadas. La mayoría de ellas están enfocadas en reemplazar los procesos de quema y venteo de gas mediante la utilización del gas asociado en métodos de recobro secundario (inyección de gas, gas lift) o generación de energía (energía eléctrica, gas comprimido, gas licuado, gas hidratado, tecnología gas a líquido y combustible para transporte). Sin embargo, existen otras alternativas o proyectos que están encaminados en la reducción de los volúmenes de gas asociados producidos mediante planes, proyectos y normas de prevención (aumento de eficiencia de equipos, programa DI&M y normas de aplicación voluntaria).

El interés actual respecto a la conservación de la energía y el cambio climático ha llevado a la comunidad internacional a hacer frente a esos problemas, los informes de los encuentros mundiales que trataron este tema, fueron de gran utilidad en la descripción del mismo y en la cualificación de la contribución de los procesos de quema y venteo de gas. Con respecto a la descripción detallada de los procesos de quema y venteo, se realizó una revisión documental de los informes y libros técnicos que los describen y de las empresas que los implementan. La Asociación Mundial para la Reducción de la quema de Gas creó normas de aplicación voluntaria enfocadas a la reducción de quema de gas, las cuales fueron de gran ayuda en la descripción de las alternativas junto con los planes de prevención y mitigación de fugas y venteos de las compañías petroleras. Existen variedad de artículos enfocados en la reducción de quema y venteo, muchos de ellos fueron escritos en Nigeria y Rusia que hacen parte de los países con mayores porcentajes de gas asociado quemado o liberado, por esta razón y por la extensa información disponible de este tema se tomaron sus casos de implementación como ejemplo.

Esta investigación busca concientizar al lector acerca de las grandes cantidades de gases tóxicos que están siendo emitidos a pesar de los múltiples esfuerzos internacionales en la reducción de la quema y venteo de gas. Existen variedad de alternativas que pueden reemplazar estos métodos de disposición, pero la inversión en la investigación y desarrollo de estas tecnologías no ha sido suficiente por lo que su implementación no es viable en la mayoría de casos. Por medio de esta monografía se puede realizar una comparación y evaluación de las alternativas propuestas eligiendo la más conveniente para los casos de estudio.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Establecer las alternativas para reducir la quema y venteo de gas metano en la producción petrolera.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir el proceso de quema y venteo de gas en la industria petrolera.
- Identificar las problemáticas asociadas a la quema y venteo de gas en la industria petrolera.
- Identificar las alternativas para la reducción de la quema y venteo de gas sus beneficios y desventajas en la producción petrolera.
- Describir los casos de aplicación de las alternativas de reducción de quema y venteo de gas en la producción petrolera.

1. MARCO TEORICO

Desde el descubrimiento del petróleo, este ha jugado un papel fundamental en el desarrollo científico y tecnológico del mundo. Ortuño¹, califica el uso del petróleo como el factor determinante en el crecimiento económico desde el siglo XIX y el protagonista de la historia hasta la actualidad. Por otra parte, dice que el desarrollo del sector petrolero se vio marcado por la invención del automóvil, lo cual generó un aumento en el consumo de gasolina y un mercado nuevo para los combustibles, que junto con la producción de energía promovieron la exploración de hidrocarburos.

Ortuño² resalta, que la creación de industrias petroleras inicio principalmente por una serie de descubrimientos de hidrocarburos durante el siglo XX, en zonas como Irán (1901), Texas (1901), California (1903), México (1910), Venezuela (1922), Irak (1927), Arabia Saudita (1033 a 1938) y el Mar del Norte (1969), entre otros. Estos descubrimientos, además de generar la creación de industrias petroleras, conllevaron a la creación de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la cual fue fundada por Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela y a la que posteriormente se añadieron Qatar, Indonesia, Libia, los Emiratos Árabes, Argelia y Nigeria; el auge petrolero, genero un incrementó en la explotación tanto en las áreas en donde se había descubierto como en nuevas regiones, destacando hallazgos entre 1970 y 1980 en el Golfo de México, Brasil, África y en la región del Caspio y el Cáucaso.

En el caso del gas natural Mokhabat³ resalta los sucesos más importantes en su historia cómo; su descubrimiento en 1815 en Estados Unidos durante la excavación de un pozo de salmuera en Virginia; la producción del primer pozo de gas natural en 1821 en Estado Unidos y la fundación de la primera empresa de gas natural en 1858 llamada “ The Fredonia Gas Light Company”. Dice además que el siglo XIX es el siglo en donde inició la industria del gas, por el hallazgo de grandes cantidades de gas en Texas y Oklahoma.

Luego de su descubrimiento, el gas natural ha tenido variables en cuanto a producción y comercialización. Estos cambios han sido generados por distintos factores, por ejemplo, Cranganu⁴ añade que en los años 2008 y 2009 gracias a la

¹ORTUÑO ARZATA, Salvador. El Mundo Del Petróleo: Origen, Usos y Escenarios. México, D.F.: FCE - Fondo de Cultura Económica, 2009. 17 p. (Colección la ciencia para todos; no 224). ISBN 978-607-16-0152-0.

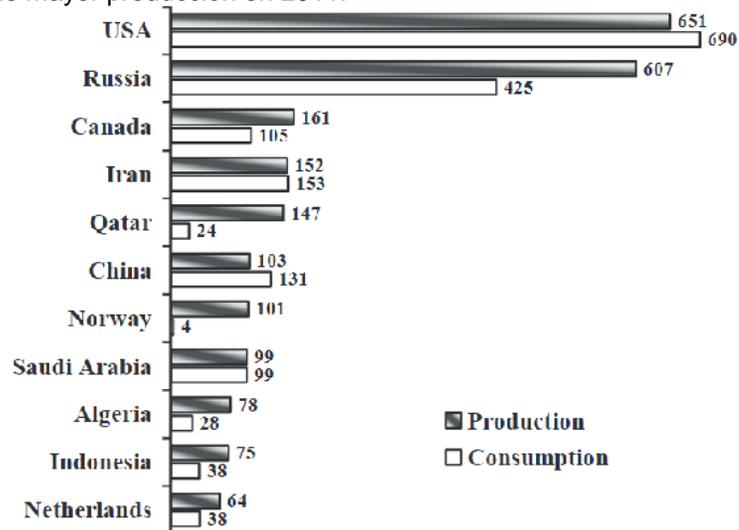
²Ibid., p. 18.

³MOKHATAB, Saeid y POE, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2 ed. Waltham, Mass.: Gulf Professional Publishing, 2012. 2 p. ISBN 978-0-12-386914-2.

⁴CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 108 p. ISBN 978-1-62808-540-2.

recesión mundial de la época la demanda de gas natural tuvo una disminución de casi el 4%. Esta crisis luego fue superada gracias a la estabilización del crecimiento económico por lo que la demanda de gas ha tenido un aumento paulatino, alcanzando un consumo en 2010 de 113.1 trillones de pies cúbicos en el mundo y superando los niveles de consumo anual antes de la recesión económica. Estados Unidos mantuvo hasta 2011 la máxima capacidad de producción de gas natural en el mundo (650 billones de metros cúbicos) junto con el consumo más alto (690 billones de metros cúbicos). El gráfico 1 muestra el consumo y la producción total de gas de los 10 países de mayor producción en 2011.

Gráfico 1: Producción y consumo total de gas de los 10 países de mayor producción en 2011.



Fuente: CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 105 p. ISBN 978-1-62808-540-2.

Cranganu⁵ resume además que según uno de los informes realizados por La British Petroleum en 2012, Rusia figura como el principal productor de gas natural en la última década con un promedio de 569 billones de pies cúbicos mientras que la producción promedio de Estados Unidos represento 550 billones de metros cúbicos en los últimos 10 años. Explica que el dominio de producción de Rusia se presentó en los últimos años con excepción de 2009 a 2011 en donde Rusia no mantuvo su promedio y Estados Unidos tuvo una producción promedio de 616 billones de pies cúbicos contra 575 billones de pies cúbicos producidos por Rusia. Otros países importantes como Oriente medio, Irán y Arabia Saudita mantienen un equilibrio entre la producción y consumo ya que presentan valores similares, mientras que Qatar y Noruega son exportadores netos.

⁵CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 106 p. ISBN 978-1-62808-540-2.

1.1. GAS NATURAL

Mokhatab y Poe⁶ en su libro definen el gas natural como un fluido inodoro, incoloro, insípido y que no tiene forma; dicen que es ligeramente soluble en agua y su densidad relativa es menor a la del aire lo que hace que sea más liviano por lo que se disipa rápidamente en la atmosfera y dificulta explosiones. Cranganu⁷ añade, que el gas es utilizado como fuente de energía y está compuesto por hidrocarburos livianos en estado gaseoso, su principal componente es el metano (CH₄), además de otros hidrocarburos gaseosos como etano (C₂H₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀), pentano (C₅H₁₂), pequeñas partes de hexano (C₆H₁₄), otros hidrocarburos pesados, y otros componentes que no son de mayor utilidad o impurezas como el vapor de agua, sulfuro de hidrogeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), helio (He), entre otros, que son removidos antes de su comercialización. El cuadro 1 detalla la composición del gas natural en el golfo de México.

Cuadro 1: Composición del gas natural en el golfo de México.

Component	Formula	Production Sales Mole %	Inlet to gas processing plant Mole %
Methane	CH ₄	88.023	90.00
Ethane	C ₂ H ₆	5.824	4.65
Propane	C ₃ H ₈	3.292	2.50
Isobutane	C ₄ H ₁₀	0.936	0.50
n-Butane	C ₄ H ₁₀	0.537	0.75
Isopentane	C ₅ H ₁₂	0.249	0.20
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	0.236	0.40
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	0.149	0.20
n-Heptane	C ₇ H ₁₆	0.189	0.10
n-Octane	C ₈ H ₁₈	0.098	0.05
n-Nonane	C ₉ H ₂₀	0.036	-
Nitrogen	N ₂	0.262	0.40
Carbon dioxide	CO ₂	0.169	0.25

Fuente: CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 103 p. ISBN 978-1-62808-540-2.

El gas natural generalmente no pasa por ningún proceso de transformación desde que se extrae del yacimiento hasta que llega a los puntos de consumo, Mokhatab y

⁶ MOKHATAB, Saeid y POE, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2 ed. Waltham, Mass.: Gulf Professional Publishing, 2012. 6 p. ISBN 978-0-12-386914-2.

⁷ CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 103 p. ISBN 978-1-62808-540-2.

Poe⁸ consideran esta característica como una ventaja, junto con que al tener una estructura molecular simple permite que antes de pasar por procesos de combustión no sea procesado y que luego de pasar por los mismos no genere partículas sólidas ni azufre. Por estas razones el gas es considerado como una de las fuentes de energía fósiles que requiere menor infraestructura para su utilización y más limpia.

La tabla 1 muestra las propiedades del gas natural.

Tabla 1: Propiedades del gas natural

Propiedad	Valor
Masa molar relativa	17-20
Contenido de carbono, peso %	73.3
Contenido de hidrogeno, peso %	23.9
Contenido de oxígeno, peso %	0.4
Relación automática Hidrogeno/ carbono	3.0-4.0
Densidad relativa, 15°C	0.72-0.81
Punto de burbuja °C	-132
Temperatura auto ignición °C	540-560
Numero octano	120-130
Numero metano	69-99
Relación estequiométrica aire/ combustible, peso	17.2
Valor límites de inflamabilidad , volumen	5-15
Limites inflamabilidad	0.7-2.1
Calentamiento bajo/ Valor calorífico MJ/Kg	38-50
Valor de calentamiento inferior	2.75
Concentración de metano, volumen %	80-99
Concentración de etano, volumen %	2.7-4.6
Concentración de nitrógeno, volumen %	0.1-15
Concentración de dióxido de carbono, volumen %	1-5
Concentración sulfuro, peso % ppm	<5

Fuente: MOKHATAB, Saeid y POE, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2 ed. Waltham, Mass.: Gulf Professional Publishing, 2012. 7 p. ISBN 978-0-12-386914-2.

⁸ MOKHATAB, Saeid y POE, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2 ed. Waltham, Mass.: Gulf Professional Publishing, 2012. 8 p. ISBN 978-0-12-386914-2.

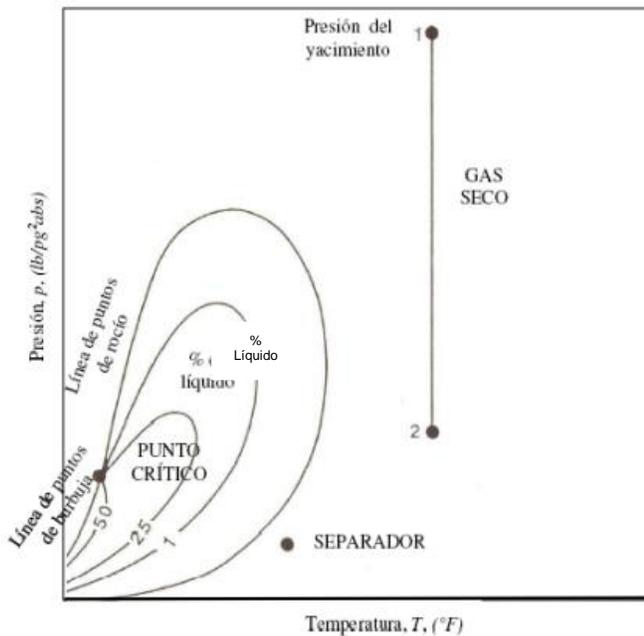
1.1.1. Clasificación del gas natural

El gas puede clasificarse según diferentes características dentro de las que se resalta la fase en la que se encuentra, el contenido de azufre contenido en él, la manera en que se encuentra en el yacimiento, entre otras. En esta monografía explicaremos las clasificaciones de gas natural de mayor importancia, el gas natural se clasifica en gas seco, húmedo o condensado según el contenido de metano que contiene.

1.1.1.1. Gas seco

“El gas seco se compone principalmente de gas metano, con algunas cantidades pequeñas de componentes intermedios. No se forman líquidos en el yacimiento, ni tampoco en la superficie, por lo que la mezcla de hidrocarburos solo se encuentra en estado gaseoso, y la trayectoria de producción a condiciones de yacimiento y superficie no cruza la envolvente de fases”⁹. La figura 1 muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas seco.

Figura 1: Diagrama de fases para gas seco.



Fuente: MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 7 p.

⁹ MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 6 p.

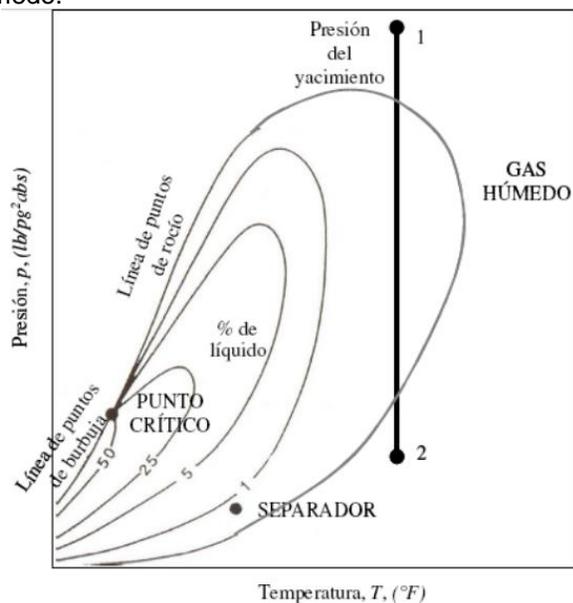
Según Martínez y Valdez¹⁰ las características más importantes del gas seco son:

- El gas se encuentra siempre en fase gaseosa dentro del yacimiento.
- Temperatura de yacimiento > a la cricondentérmica.
- Punto crítico a la izquierda del punto cricondentérmico.
- La presión del yacimiento nunca entra a la región de dos fases.

1.1.1.2. Gas húmedo

“Existe únicamente como gas en el yacimiento a lo largo de la explotación con su respectiva caída de presión. La caída de presión en el yacimiento es isotérmica, por lo que no se forma líquido a condiciones de presión y temperatura en el yacimiento”¹¹. Contiene metano en menor proporción y mayor contenido de hidrocarburos pesados que a condiciones de superficie se condensan, formando una fase líquida durante la producción. La figura 2 muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo.

Figura 2: Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo.



Fuente: MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 6 p.

¹⁰MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 7 p.

¹¹Ibid., p. 6.

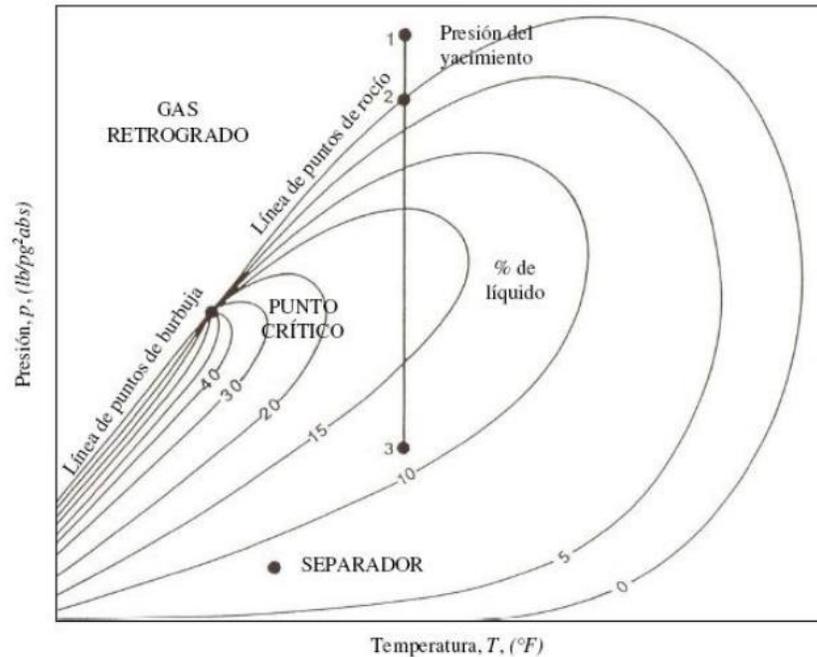
Según Martínez y Valdez¹² las características más importantes del gas húmedo son:

- Temperatura de yacimiento > a la cricondentérmica.
- Punto crítico a la izquierda del punto cricondentérmico.
- En el yacimiento la mezcla siempre se encuentra en estado gaseoso.

1.1.1.3. Gas condensado

“La composición hace que se contenga una cantidad menor de hidrocarburos pesados de forma gaseosa”¹³. También llamado gas retrogrado, contiene alto contenido de hidrocarburos pesados y metano en muy baja proporción, se separa y forma una fase líquida y gaseosa a condiciones de superficie. La figura 3 muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.

Figura 3: Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.



Fuente: MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 5 p.

¹² MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 6 p.

¹³ Ibid., p. 6.

Según Martínez y Valdez¹⁴ las características más importantes del gas seco son:

- Temperatura del yacimiento entre temperatura cricondentérmica y crítica.
- Punto crítico a la izquierda de cricondentérmico.
- Presenta condensación retrograda.

El gas natural puede encontrarse en el yacimiento como gas asociado al petróleo, es decir, como un subproducto que se encuentra en menores cantidades y contribuye a la extracción del crudo; o como gas no asociado, en donde se encuentra en mayor proporción y por lo tanto es el objetivo de la extracción.

1.1.1.4. Gas asociado

Parra¹⁵ define al gas asociado como el gas natural que fue encontrado en asociación con petróleo y se encuentra en menor o igual proporción en el yacimiento, puede estar presente como una capa libre de gas arriba del petróleo o como gas disuelto en el petróleo.

1.1.1.4.1. Capa de gas

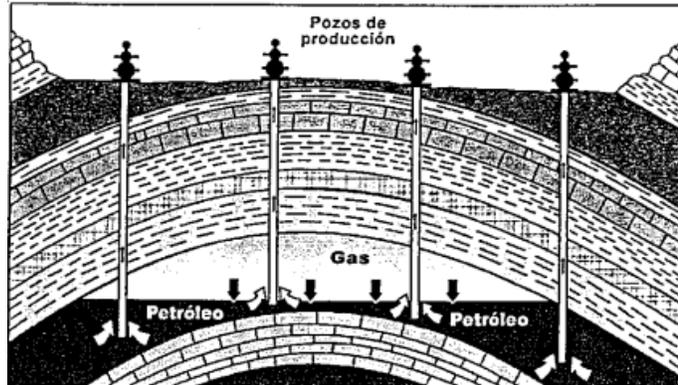
Consiste en una porción de gas libre encima del petróleo que se encuentra bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos. De Ferrer¹⁶ dice que al iniciar la producción la presión en el yacimiento baja haciendo que el gas se desprenda y expanda llegando así a superficie luego del petróleo. La figura 4 muestra la manera en la que encuentra presente en el yacimiento.

¹⁴ MARTÍNEZ, Ricardo y VALDEZ, Jorge. Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2011. 6

¹⁵ PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. Madrid.: Ediciones Akal, 2005. 327 p. ISBN 84-460-1768-7.

¹⁶ DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 6 p. ISBN 980-296-792-0.

Figura 4: Distribución de gas asociado en capa de gas en el yacimiento.

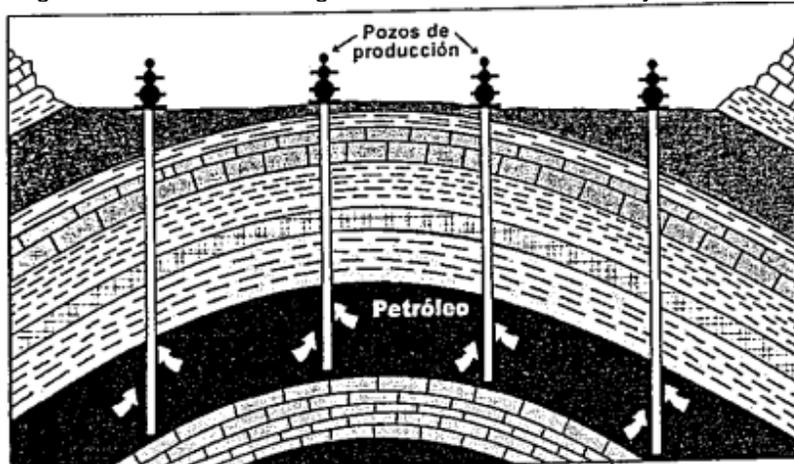


Fuente: DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 7 p. ISBN 980-296-792-0.

1.1.1.4.2. Gas disuelto

Consiste en una porción de gas que se encuentra disuelta en el petróleo en el yacimiento a condiciones de presión y temperatura determinadas. De Ferrer¹⁷ dice que al iniciar la producción se expande sin desprenderse del petróleo contribuyendo con la producción del mismo. La figura 5 muestra la manera en la que se encuentra presente en el yacimiento.

Figura 5: Distribución del gas asociado disuelto en el yacimiento.



Fuente: DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 6 p. ISBN 980-296-792-0.

¹⁷DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 6 p. ISBN 980-296-792-0.

1.1.1.5. Gas no asociado

Hace referencia al gas natural que proviene de los pozos que producen solo gas natural de los yacimientos en los que hay poco o nada de petróleo crudo. Puede provenir de pozos de gas y condensado.

1.1.2. Ventajas y desventajas del gas natural como fuente energética

1.1.2.1. Ventajas

El uso de gas natural como fuente energética ha aumentado en los últimos años gracias a las ventajas que ofrece frente a las otras fuentes de energía. Cranganu¹⁸ resalta que la emisión de gases contaminantes como azufre, carbono y nitrógeno es menor en el uso de gas natural en relación al uso de aceite y carbón, además de que el gas natural luego de su combustión genera una menor cantidad de ceniza, por lo que es llamado el combustible fósil más limpio.

Ecopetrol en su página web (2014) señala que dentro de las ventajas del gas natural esta que los requerimientos de infraestructura y mantenimiento para el uso y procesamiento de gas natural son menores ya que no requiere procesamiento en el punto de consumo como en el caso del carbón; además, en el caso de fugaz presenta mayor seguridad ya que tiene mayor dispersión en el aire generando menor posibilidad de explosión por altas concentraciones.

1.1.2.2. Desventajas

García y García¹⁹ detallan los factores que limitan el crecimiento del uso del gas natural como combustible, como por ejemplo: los valores menores de poder calorífico y rendimiento energético que presenta; los residuos generados en su cadena productiva que generan contaminación en aire y suelo; el incremento en la generación de gases contaminantes por fugas de metano (venteo) y la implementación de quema para disposición.

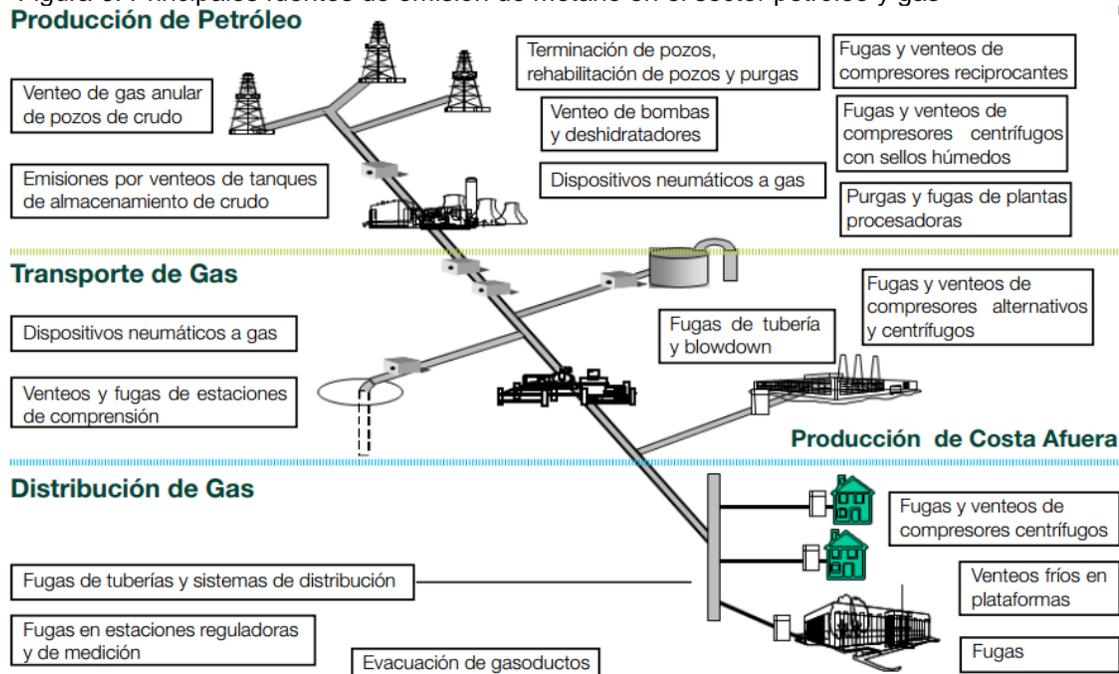
“La quema y venteo de gas emiten distintas clases de gases efecto invernadero. En el caso del venteo, el gas principal de emisión es el metano y lo emite mediante; fugas no intencionales en los equipos, procesos de evaluación de pozos o venteos

¹⁸ CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 103 p. ISBN 978-1-62808-540-2.

¹⁹ GARCÍA JUÁREZ, Mario y GARCÍA SALINAS, Víctor Manuel. Origen de los energéticos y sus efectos. México, D.F.: Instituto Politécnico Nacional, 2005. 138 p. ISBN 978-970-36-0455-5.

con finales de seguridad para alivio de presión”²⁰. La figura 6 muestra las principales fuentes de emisión de metano en el sector petróleo y gas.

Figura 6: Principales fuentes de emisión de metano en el sector petróleo y gas



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 11 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Pieprzyk y Rojas²¹ enumeran los casos en los que es utilizado el método de quema de gas para la disposición del mismo.

- Precios de gas bajos, que no hacen rentable su comercialización.
- Costos de inversión altos generados por falta de red de almacenamiento.
- Presencia de componentes tóxicos en el gas.
- Dificultades en el almacenamiento del gas por razones sociales o políticas.
- Altos costos de licuefacción o compresión.
- No disponibilidad de un mercado cercano para comercializar.

²⁰ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 11 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

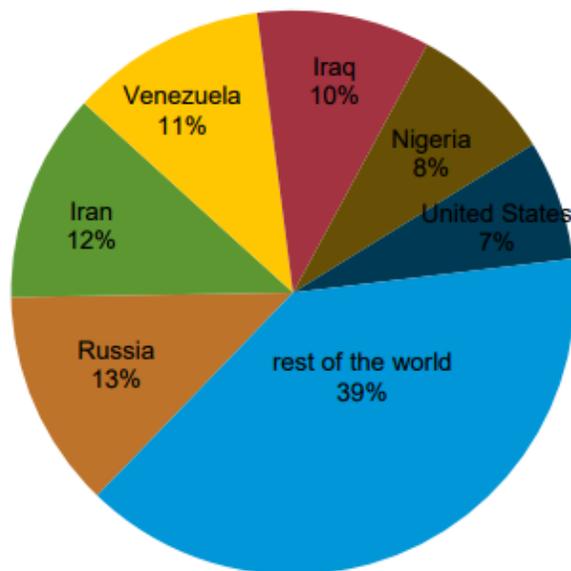
²¹ PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y ventdeo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015. 6 p.

1.2. QUEMA DE GAS

Kearns²² describe la quema de gas como el proceso utilizado como método de disposición de gas en las operaciones de producción de gas y petróleo, que es visible y genera calor y ruido. Dice que se realiza por medio de la combustión del gas natural en una TEA, la cual, es un sistema compuesto por ductos que colectan y conducen los gases hacia un quemador que es asistido, en algunos casos, por vapor.

Los volúmenes de gas asociado quemados en cada país son un factor determinante en las emisiones de gases efecto invernadero y en la contribución del mismo en el calentamiento global. El gráfico 2 muestra los países con mayor presencia de quema de gas en el mundo en 2014.

Gráfico 2: Países con mayor presencia de quema en el mundo.



Fuente: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Country Analysis Brief: Nigeria. [s.l.]: la Institucion, 2016. 14 p.

Henderson²³ enumera los principales gases producidos y emitidos durante los procesos de quema los cuales son, dióxido de carbono (CO₂) y dióxido de nitrógeno

²² KEARNS, John, et al. Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. [s.l.]: International association of oil and gas producers, 2000. 1 p. Report No: 2.79/288.

²³ HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2015. 4 p. ISBN 978-1-63463-882-1.

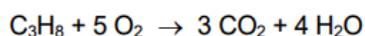
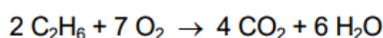
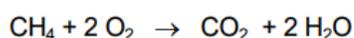
(NO₂). En ocasiones, cuando hay presencia de líquidos y la mezcla entre el gas natural y el aire no es correcta, la combustión es incompleta por lo que se pueden producir gases como metano (CH₄) y monóxido de carbono (CO).

1.2.1. Combustión del gas natural

Sánchez²⁴ describe en su libro el proceso de combustión como en una reacción química de oxidación, en donde los reactivos que en este caso son aire, carbón, hidrogeno y azufre en menor proporción sufren la ruptura de enlaces químicos y la formación de otros nuevos, generando así productos que alcanzan un alto nivel térmico y emiten radiación electromagnética. Los procesos de ruptura y formación de enlaces generan liberación de energía térmica, esta liberación ha permitido un desarrollo de la combustión como un método de transformación de la energía química de los combustibles en energía térmica

Villaflor, Morales y Velasco²⁵ describen el proceso de combustión en gas natural, donde el metano contenido en el reacciona con el oxígeno contenido en el aire, produciendo dióxido de carbono y agua. El porcentaje de nitrógeno contenido en el gas natural no afecta la cantidad necesaria de aire para la combustión ni la cantidad de gases producidos, pero es un factor determinante desde el punto de vista ambiental por la formación de óxidos de nitrógeno. Las ecuación 1 representa las reacciones de combustión.

Ecuación 1: Reacciones de combustión.



Fuente: VILLAFLO, Gloria; MORALES, Graciela V. y VELASCO, Jorge. Variables significativas del proceso de combustión del gas natural. Salta, Argentina.: Instituto de Beneficio de Minerales; Instituto de Investigaciones para la Industria Química, 2008. 59 p. Vol.19 (4).

²⁴ SÁNCHEZ NARANJO, Consuelo. Teoría de la combustión. Madrid.: UNED - Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2007. 73 p. ISBN 978-84-362-5510-2.

²⁵ VILLAFLO, Gloria; MORALES, Graciela V. y VELASCO, Jorge. Variables significativas del proceso de combustión del gas natural. Salta, Argentina.: Instituto de Beneficio de Minerales; Instituto de Investigaciones para la Industria Química, 2008. 59 p. Vol.19 (4).

Los factores necesarios para un proceso de combustión ideal son la mezcla adecuada de aire y combustible que permita que cada partícula de combustible tenga aire a su alrededor, una temperatura de ignición y una porción adecuada de los reactivos según las ecuaciones químicas. Estos elementos son necesarios ya que una combustión incompleta genera humo y menor rendimiento en la operación.

1.3. VENTEO DE GAS

Kearns²⁶ describe las operaciones de venteo como la liberación de gas natural directamente a la atmósfera. Dice que las operaciones de venteo; no son visibles pero en ocasiones causan ruido dependiendo de la presión y el caudal del gas que está siendo liberado, las operaciones de venteo son seguras cuando el gas es liberado a altas presiones y es más liviano que el aire promoviendo así una mejor mezcla entre los gases hidrocarburos con el aire y disminuyendo la concentración y la probabilidad de explosión.

Henderson²⁷ plantea que los procesos de venteo generan principalmente gas metano y son útiles cuando el gas contiene altas concentraciones de gases inertes, cuando no se tiene el contenido suficiente de hidrocarburos para tener una quema eficiente o durante procesos de deshidratación, mantenimiento o control de presión.

La quema y venteo de gas natural se ha considerado por muchos años como un procedimiento eficaz de disposición, sin embargo, esta práctica ha sido un factor de preocupación cada vez más fuerte por su contribución a las emisiones de gases efecto invernadero.

1.4. GASES EFECTO INVERNADERO

Galván²⁸ los define como aquellos componentes gaseosos de la atmosfera, tanto naturales como antropogénicos (producidos por la actividad humana), que absorben y emiten radiación infrarroja. Molina, Sarukhan y Carabias²⁹ dicen que los gases efecto invernadero atrapan la energía del sol emitiéndola hacia todas las direcciones y regresando una parte a la superficie, los más importantes son el dióxido de carbono (CO₂) y el agua (H₂O), los demás son llamados gases traza por su baja

²⁶KEARNS, John, et al. Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. [s.l].: International association of oil and gas producers, 2000. 2 p. Report No: 2.79/288.

²⁷HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2015. 4 p. ISBN 978-1-63463-882-1.

²⁸ GALVÁN MERAZ, Francisco. Diccionario Ambiental y De Asignaturas Afines. México, D.F.: Ediciones Arlequín, 2009. 125 p. ISBN 978-607-95172-8-1.

²⁹ MOLINA, Mario; SARUKHAN, José y CARABIAS Julia. El cambio climático. Causas, efectos y soluciones. México, DF.: Fondo de Cultura Económica, 2017. 30 p. ISBN 978-607-16-5077-1.

presencia en la atmosfera y entre ellos se encuentra el metano, el dióxido de nitrógeno, los clorofluorocarbonos (CFC) entre otros.

Rubio y Rodríguez³⁰ hablan acerca de la manera en que cada gas contribuye de manera diferente en el calentamiento del planeta ya sea por la manera en que permanecen en la atmosfera por miles de años o por las propiedades de absorción y reemisión de radiación infrarroja. Se tienen en cuenta varias características de los GEI para cuantificar su contribución en el calentamiento global, los factores que determinan esa contribución se describen a continuación.

1.4.1. El potencial de calentamiento global

De acuerdo a Rubio y Rodríguez³¹ el potencial de calentamiento global describe el impacto de la fuerza de radiación de un gas efecto invernadero en la atmosfera para un periodo determinado de tiempo. La medición del potencial se hace en base a la unidad de masa de CO₂ equivalente. El cuadro 2 muestra los potenciales de calentamiento global de los principales gases de efecto invernadero.

Cuadro 2: Potenciales de calentamiento global directos.

Compuesto	Fórmula	Tiempo de vida medio (años)	Potencial de calentamiento global				
			100-años (1995)	20-años (2007)	100-años (2007)	20-años (2013)	100-años (2013)
Dióxido de carbono	CO ₂	—	1	1	1	1	1
Metano	CH ₄	12,4	21	72	25	84 (85) ¹	28 (30) ¹
Óxido nitroso	N ₂ O	121	310	289	298	264	265

Fuente: RUBIO SÁNCHEZ, Agustín y RODRÍGUEZ OLALLA, Ana. Conceptos Básicos De La Huella De Carbono. Madrid.: AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, 2015. 26 p. ISBN 978-84-8143-894-9.

1.4.2. El forzamiento radiativo

Martínez y Fernández³² Lo definen como el cambio en el balance entre la radiación solar que entra y la radiación infrarroja que sale de la tierra, debido a alteraciones en la concentración de dióxido de carbono en la atmosfera o en cambios en la

³⁰ RUBIO SÁNCHEZ, Agustín y RODRÍGUEZ OLALLA, Ana. Conceptos Básicos De La Huella De Carbono. Madrid.: AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, 2015. 25 p. ISBN 978-84-8143-894-9.

³¹ Ibid., p. 25 .

³² MARTINEZ, Julia y FERNANDEZ, Adrian. Cambio climático: una visión desde México. México, DF.: Instituto Nacional de Ecología, 2004. 88 p. ISBN 968-817-704-0.

energía solar que incide en el planeta. Se expresa en Watts por metro cuadrado (Wm^{-2}). Desde 1750 al 2000 el forzamiento radiativo alcanzó un valor de $2.43 Wm^{-2}$ de los cuales $1.46 Wm^{-2}$ son atribuidos al CO_2 , $0.48 Wm^{-2}$ al CH_4 , $0.34 Wm^{-2}$ a los halocarbonos y $0.15 Wm^{-2}$ al N_2O .

Estas características permiten dimensionar los impactos de los gases efecto invernadero en la atmósfera y su contribución en el cambio climático. Son una herramienta útil para jerarquizar los gases y caracterizarlos, Los GEI generados por las operaciones de quema y venteo de gas son:

1.4.3. Dióxido de carbono

Rubio y Rodríguez³³ lo definen como el principal causante del calentamiento global, se produce en la naturaleza por la putrefacción aeróbica de las plantas y por la acción del hombre debido a la combustión de combustibles fósiles para la producción de energía, procesos industriales, deforestación y quema de la biomasa vegetal.

1.4.4. Metano

Según Rubio y Rodríguez³⁴ es el segundo gas efecto invernadero por su importancia en el calentamiento global. Se produce de manera natural por la putrefacción anaeróbica de las plantas, y su concentración aumenta gracias a la agricultura en terrenos inundados, las fugas en el uso de combustibles fósiles, la descomposición de los residuos de rellenos sanitarios y la digestión anaerobia de carbohidratos por el ganado.

1.4.5. Dióxido de nitrógeno

Lopez³⁵ dice que se produce a altas temperaturas en tormentas eléctricas y que el aumento de su concentración se debe a los procesos de combustión a altas temperaturas y con presencia de nitrógeno atmosférico. El contaminante generado es el monóxido de nitrógeno (NO) del cual una parte se oxida y convierte en dióxido de nitrógeno (NO₂), estos dos contaminantes al ser liberados a la atmósfera mediante reacciones fotoquímicas generan ozono.

³³ RUBIO SÁNCHEZ, Agustín y RODRÍGUEZ OLALLA, Ana. Conceptos Básicos De La Huella De Carbono. Madrid.: AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, 2015. 25 p. ISBN 978-84-8143-894-9.

³⁴Ibid., p. 25.

³⁵LÓPEZ, Gustavo. El dióxido de nitrógeno como contaminante. [s.l].: El Cid Editor, 2009. 12 p.

1.4.6. Monóxido de carbono

De acuerdo a Téllez, Rodríguez y Fajardo³⁶ el monóxido de carbono se forma por la combustión incompleta de material orgánico en poca presencia de oxígeno y que las principales fuentes productoras de monóxido de carbono son los vehículos automotores que utilizan gasolina o diésel como combustibles, los incendios forestales y urbanos y la incineración de materia orgánica.

El cuadro 3 muestra la concentración de GEI en 1750, actualmente y su incremento porcentual.

Cuadro 3: Concentración de GEI en la atmosfera.

GAS	CONCENTRACIÓN EN 1750	CONCENTRACIÓN ACTUAL	INCREMENTO PORCENTUAL
Bióxido de carbono (CO ₂)	280 ppm	400 ppm	43%
Metano (CH ₄)	0.7 ppm	1.8 ppm	163%
Óxido nitroso (N ₂ O)	280 ppb	330 ppb	17%

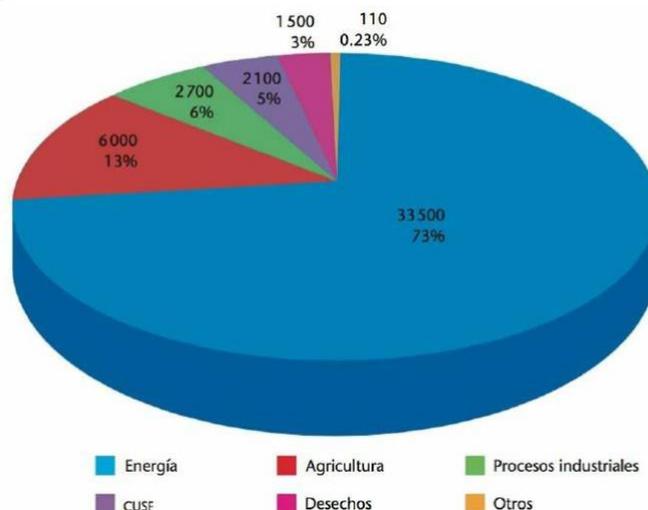
Fuente: MOLINA, Mario; SARUKHAN, José y CARABIAS Julia. El cambio climático. Causas, efectos y soluciones. México, DF.: Fondo de Cultura Económica, 2017. 30 p. ISBN 978-607-16-5077-1.

Según Molina, Sarukhan y Carabias³⁷ las emisiones mundiales de gases efecto invernadero causadas por actividades humanas aumentaron en un 60% entre 1970 y 2011 y que las principales actividades que generan los GEI son la quema de combustibles (73%), las actividades agrícolas y sus insumos (13%), procesos industriales (6%), el cambio de uso de suelo y la degradación de ecosistemas forestales (5%) y los residuos sólidos (3%). El grafico 3 muestra cómo se distribuyen las emisiones de GEI según el tipo de industria.

³⁶TÉLLEZ, Jairo; RODRÍGUEZ, Alba y FAJARDO, Álvaro. Contaminación por monóxido de carbono: un problema de salud ambiental. En: REVISTA DE SALUD PÚBLICA. 2006, vol. 8, no. 1.

³⁷ MOLINA, Mario; SARUKHAN, José y CARABIAS Julia. El cambio climático. Causas, efectos y soluciones. México, DF.: Fondo de Cultura Económica, 2017. 30 p. ISBN 978-607-16-5077-1.

Gráfico 3 Emisiones de GEI por sector, en gigatoneladas por año.



Fuente: MOLINA, Mario; SARUKHAN, José y CARABIAS Julia. El cambio climático. Causas, efectos y soluciones. México, DF.: Fondo de Cultura Económica, 2017. 105 p. ISBN 978-607-16-5077-1.

1.5. EFECTO INVERNADERO

De acuerdo a Garduño³⁸ las ondas electromagnéticas son el medio por el cual todos los cuerpos emiten radiación. Se caracterizan por su longitud de onda y frecuencia, las cuales son inversamente proporcionales ya que una onda larga es de baja frecuencia y una corta es de alta frecuencia. Un factor determinante de la longitud y frecuencia de las ondas es la temperatura, que al aumentar hace que aumente también la cantidad de radiación y frecuencia por lo que la longitud disminuye.

Garduño³⁹ describe los dos tipos de radiación que actúan en la atmósfera: la luz originada del sol y la radiación infrarroja emitida por la tierra. Entre ellas existen muchas diferencias entre las cuales está que la luz emitida por el sol es visible, mientras que la radiación infrarroja emitida por la tierra es invisible; además, existe una gran diferencia de temperaturas de emisión entre ellas, el sol emite una radiación de 6mil °C mientras que los elementos de la tierra como el mar, las nubes, los casquetes polares entre otros emiten radiación a temperaturas de alrededor de 0°C, por lo que podemos decir que la radiación emitida por el sol es de longitud corta y la emitida por la tierra es de longitud larga.

³⁸GARDUÑO, René. ¿Qué es el efecto invernadero?. En: MARTINEZ, Julia y FERNANDEZ, Adrian. cambio climático: una visión desde México. México, DF.: Instituto Nacional de Ecología, 2004. 29 p. ISBN 968-817-704-0.

³⁹Ibid., p. 29.

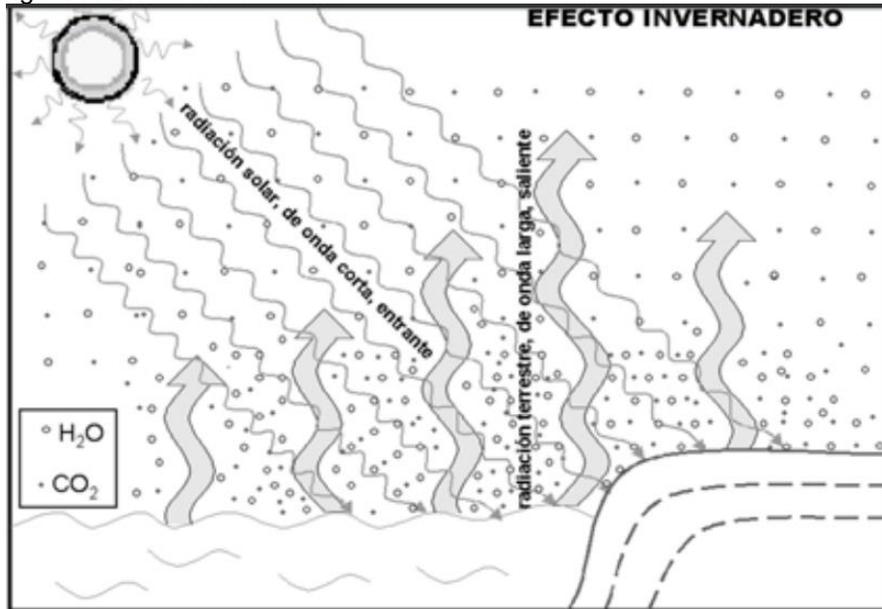
Según Garduño⁴⁰ la atmosfera es un filtro radiactivo que permite el paso de la radiación solar ya que el aire es demasiado transparente para la radiación de onda corta es decir la radiación solar, pero muy opaco para la radiación de onda larga por lo que absorbe la radiación terrestre. La llegada de los rayos solares a la tierra produce su absorción por la superficie de la tierra y causa el calentamiento de la misma y posterior emisión de radiación terrestre, la cual, es absorbida por la atmosfera y las nubes. Las capas atmosféricas absorben el aire mientras que se calientan y reemiten radiación térmica procedente de la tierra lo que produce que la atmosfera superficial que es cálida se vaya enfriando al aumentar la altura en ella, generando así la convección atmosférica que consiste en que al calentarse el aire inferior por el contacto directo con la radiación de la tierra se dilata y aligera por lo que sube mientras que las porciones frías que están más arriba bajan en un proceso continuo de mezcla vertical. El resultado de esto es que a pesar de que el sol sea la fuente original de calor contenido en la atmosfera esta no se calienta por arriba sino desde abajo, esto a pesar de que no toda la radiación solar es absorbida por la tierra ya que una porción es reflejada y devuelta hacia el espacio exterior y no toda la radiación terrestre es atrapada tampoco ya que una parte se fuga y va hacia el espacio. El efecto invernadero es producido por la fracción absorbida de ambas radiaciones.

La figura 7 muestra el proceso del efecto invernadero. Garduño⁴¹ describe La radiación solar atravesando la atmosfera y llegando a la superficie en donde es absorbida mientras que esta se calienta y emite radiación terrestre que es absorbida por el vapor de agua y el CO2 contenidos en la atmosfera. Como la radiación terrestre va de abajo hacia arriba y los gases que la absorben se atenúan en la misma dirección, la radiación terrestre disminuye en la misma dirección.

⁴⁰GARDUÑO, René. ¿Qué es el efecto invernadero?. En: MARTINEZ, Julia y FERNANDEZ, Adrian. cambio climático: una visión desde México. México, DF.: Instituto Nacional de Ecología, 2004. 32 p. ISBN 968-817-704-0.

⁴¹Ibid., p. 33.

Figura 7: Efecto invernadero.



Fuente: GARDUÑO, René. ¿Qué es el efecto invernadero?. En: MARTINEZ, Julia y FERNANDEZ, Adrián. Cambio climático: una visión desde México. México, DF.: Instituto Nacional de Ecología, 2004. 34 p. ISBN 968-817-704-0.

El efecto invernadero es uno de las principales causas del cambio climático ya que la acumulación de radiaciones en la atmósfera genera calor en las mismas lo cual causa un aumento prologando de la temperatura en el planeta.

1.6. CAMBIO CLIMÁTICO

Según Molina, Sarukhan y Carabias⁴² son los cambios acelerados de las características del sistema global como la temperatura de la superficie terrestre, la distribución de la precipitación, entre otros. La mayoría de cambios son causados por la actividad humana en la tierra y se pueden evidenciar sobretodo en el cambio del clima. El cambio climático hace referencia a la tendencia a largo plazo de cambio en el clima, se da alrededor de muchas décadas y es evidente año tras año.

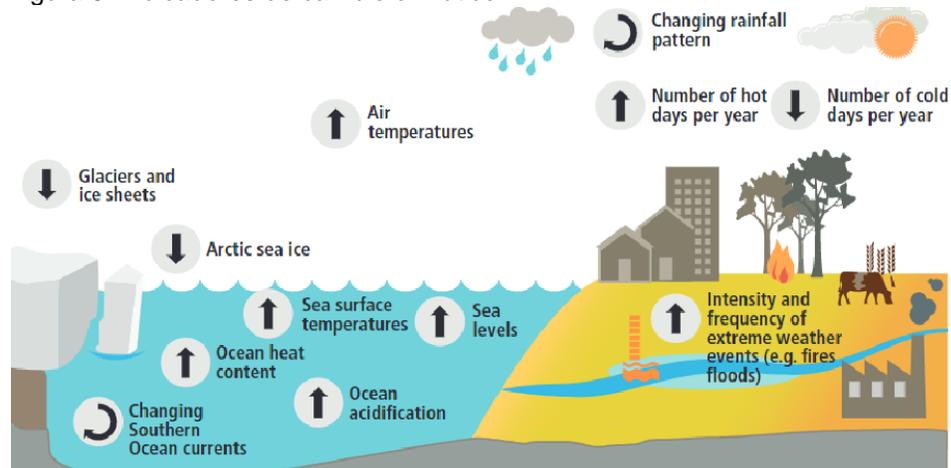
“Dentro de los factores generadores del cambio climático se encuentran principalmente: el crecimiento poblacional de los humanos, la creciente demanda de energía y recursos de cada habitante de la tierra y el tipo de tecnologías utilizadas actualmente en pro del desarrollo industrial y económico. Estos tres factores unidos

⁴² MOLINA, Mario; SARUKHAN, José y CARABIAS Julia. El cambio climático. Causas, efectos y soluciones. México, DF.: Fondo de Cultura Económica, 2017. 47 p. ISBN 978-607-16-5077-1.

son el principal causante de las afectaciones a la atmosfera y los recursos del planeta⁴³.

Healy⁴⁴ enumera las evidencias que muestran que el sistema del clima ha cambiado dentro de las que se encuentran; la temperatura del aire la cual ha aumentado alrededor de 0.85 grados centígrados desde 1880, el nivel del mar y los océanos, catástrofes naturales, entre otras que son evidenciadas en la figura 8.

Figura 8: Indicadores de cambio climático.



Fuente: HEALEY, Justin. The Climate Change Crisis. Thirroul, N.S.W Australia.: Spinney Press, 2014. 6 p. ISBN 9781922084514.

Las emisiones de Gases Efecto invernadero se han mantenido a pesar de los múltiples acuerdos internacionales sobre el cambio climático, de los cuales, los principales son:

1.7. CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (CMNUCC)

Viana de Araujo⁴⁵ la describe como el principal acuerdo internacional enfocado al cambio climático que nace luego del primer informe del panel intergubernamental del cambio climático (IPCC) en 1990. Cuenta con la participación de 195 países y tiene como meta principal la estabilización de la concentración de GEI en la atmosfera evitando su interferencia en el sistema climático.

⁴³Ibid., p. 49.

⁴⁴ HEALEY, Justin. The Climate Change Crisis. Thirroul, N.S.W Australia.: Spinney Press, 2014. vol 375. ISBN 9781922084514.

⁴⁵ VIANA DE ARAUJO, Bruno Manuel. La Respuesta Del Derecho Internacional Al Problema Del Cambio Climático. Valencia.: Editorial Tirant Lo Blanch, 2013. 79 p. ISBN 978-84-9033-694-6.

“Tras un periodo de negociación la CMNUCC fue adoptada el 9 de mayo de 1992, dentro de la declaración final se establecen recomendaciones que incluyen, la responsabilidad predominante de los países industrializados, la necesidad de transferir recursos financieros y tecnológicos a los países en desarrollo, el principio de precaución y la importancia de los bosques”⁴⁶.

1.8. EL PROTOCOLO DE KYOTO

“Fue creado por los estados que negociaron la CMNUCC con el objetivo de fortalecer los compromisos de la convención, por lo que establecieron un calendario de reducción de las emisiones de GEI para algunos países desarrollados. Fue redactado en 1997 y entro en vigor el 16 de Febrero de 2005”⁴⁷.

Viana de Araujo⁴⁸ enumera los seis Gases Efecto Invernadero objeto de regulación en el protocolo de Kyoto, esta lista incluye el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆). Además determina las obligaciones de las partes que han ratificado el Protocolo de Kyoto y los sectores involucrados en la emisión de estos gases. Dentro de los sectores involucrados se encuentra la energía que se divide en dos categorías: la quema de combustibles y las emisiones fugitivas de combustibles por lo que la quema y el venteo de gas hacen parte fundamental de los sectores que deben contribuir en el cumplimiento de las obligaciones consignadas en el documento.

1.9. CUMBRE MUNDIAL SOBRE DESARROLLO SOSTENIBLE

En los resultados de la cumbre dados por la organización mundial de la salud⁴⁹, se informa que fue realizada del 26 de Agosto al 4 de septiembre de 2002 en Johannesburgo, Sudáfrica. En la cumbre se ratifica la importancia de la inversión en la población y la salud como factor fundamental en el desarrollo sostenible. Dentro de los objetivos principales de la cumbre estada la creación de fórmulas de colaboración entre el sector privado, el público y la sociedad civil que busquen la ejecución y promoción de mecanismos que equilibren lo económico, social y medioambiental del desarrollo sostenible.

⁴⁶ VIANA DE ARAUJO, Bruno Manuel. La Respuesta Del Derecho Internacional Al Problema Del Cambio Climático. Valencia.: Editorial Tirant Lo Blanch, 2013. 78 p. ISBN 978-84-9033-694-6.

⁴⁷ Ibid., p. 150.

⁴⁸ Ibid., p. 34.

⁴⁹ CUMBRE MUNDIAL SOBRE EL DESARROLLO SOSTENIBLE. (111: 26, agosto- 4, septiembre, 2002: Johannesburgo, Sudáfrica). Resultados de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible e implicaciones para el seguimiento. [s.l.]: Organización mundial de la salud, 2002. 1 p.

La Organización de las Naciones Unidas (ONU)⁵⁰, describe los objetivos de la cumbre en cuanto a la quema y venteo de gas:

- Estabilizar las concentraciones de gases efecto invernadero en la atmosfera evitando las interferencias al sistema climático. Contribuyendo a que el desarrollo económico sea sostenible mediante soluciones tecnológicas, observación sistemática de la atmosfera, asistencia financiera y técnica a los países en desarrollo, aplicación de estrategias nacionales, regionales e internacionales para vigilar la atmosfera, entre otros.
- Apoyar las medidas para reducir las llamaradas o fugas de gas asociadas con la producción de petróleo crudo. Proporcionando apoyo financiero y técnico a los países en desarrollo con la ayuda del sector privado.

El objetivo principal de la cumbre de creación de fórmulas de colaboración entre sectores público y privado y la población civil, contribuyo a la creación de la Asociación de los sectores público y privado para la reducción mundial de la quema de gas (GGFR).

1.9.1. Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR)

El grupo del banco mundial⁵¹ en las normas de aplicación para la reducción de quema y venteo, cuenta que la GGFR nació en Agosto de 2002 y fue creada por el Banco Mundial en la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible en agosto de 2002. La asociación reúne a representantes de los gobiernos de países productores de petróleo, empresas estatales y principales compañías petroleras internacionales con el objetivo de intercambiar prácticas y programas que busquen reducir la quema y venteo de gas asociado y superar los principales obstáculos que impiden la reducción de la quema de gas en el mundo, apoyándose en la superación de las dificultades que se les presente. En el resumen hecho acerca de la asociación, el Grupo del Banco Mundial⁵² muestra que la asociación es de conformación público-privada y que los países y empresas que la conforman son:

- Argelia (Sonatrach), Angola (Sonangol), Azerbaiyán, Camerún (SNH), Ecuador (Petroecuador), Guinea Ecuatorial, Francia, Gabón, Indonesia, Iraq, Kazajstán, Khanty-Mansiysk (Rusia), México (SENER), Nigeria, Noruega, Qatar, Estados Unidos (DOE) y Uzbekistán.

⁵⁰CUMBRE MUNDIAL SOBRE EL DESARROLLO SOSTENIBLE. (111: 26, agosto- 4, septiembre, 2002: Johannesburgo, Sudáfrica). Informe de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible. Nueva York: Naciones Unidas ONU, 2002. 18 p.

⁵¹GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 3 p.

⁵² THE WORLD BANK. Global Gas Flaring Reduction Partnership. [s.l.]: World Bank, 2006. 2 p.

- British Petroleum (BP), Chevron, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, Marathon Oil, Maersk Oil & Gas, PEMEX, Qatar Petroleum, Shell, Statoil, Total, Unión europea y el grupo del banco mundial.

La entrada en vigor de estos acuerdos y la creación de la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas, género en la mayoría de países la preocupación referente a este tema y así mismo la creación de estrategias que tienen como objetivo principal la disminución de emisiones de gases efecto invernadero para lo cual uno de los mecanismos es la reducción de la quema y venteo de gas. Estas estrategias en la mayoría de caso no han generado efectos por lo que en los distintos países se ha recurrido a nuevas herramientas como la legislación.

En el caso Colombiano la resolución 181495⁵³ creada en el año 2009 tiene como objeto regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos. En el artículo 52 hace referencia a la quema de gas de la siguiente manera:

Se prohíbe la quema, desperdicio o emisión de gas a la atmosfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de has que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía⁵⁴.

La ANH es la autoridad encargada de velar por el cumplimiento de este artículo, cabe anotar que dentro de la resolución 181495⁵⁵ se aclara también que esta autorización no es requerida en caso de que se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas mecánicas en los equipos de procesamiento y mantenimiento de gas y/o en pozos fuera de control que hagan necesaria la quema de gas.

Alrededor del mundo se han implementado mecanismos que tienen como objetivo prevenir el calentamiento global. La quema y venteo de gas contribuyen en esta problemática, por esta razón es muy importante conocer detalladamente estos procesos para poder establecer mecanismos de reducción.

⁵³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18149. (2, septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Bogotá, D.C., 2009. no.47.462. 1 p.

⁵⁴ Ibid., p. 50.

⁵⁵ Ibid., p. 50.

2. QUEMA Y VENTEO DE GAS

Los procesos de quema y venteo de gas son responsables de la emisión de gran cantidad de gases tóxicos que son emitidos a la atmosfera. La quema por su parte es utilizada como mecanismo de disposición de gas asociado en los casos en que este gas no representa cantidades de volumen y energía suficiente para ser utilizado; el venteo se origina generalmente por fallas operacionales o por requerimientos de alivio de presión, el venteo representa volúmenes menores que la quema pero también gases más contaminantes. Es importante poder diferenciar y conocer los procesos de quema y venteo de gas a la hora de establecer estrategias de mitigación y prevención de los mismos.

2.1. QUEMA DE GAS

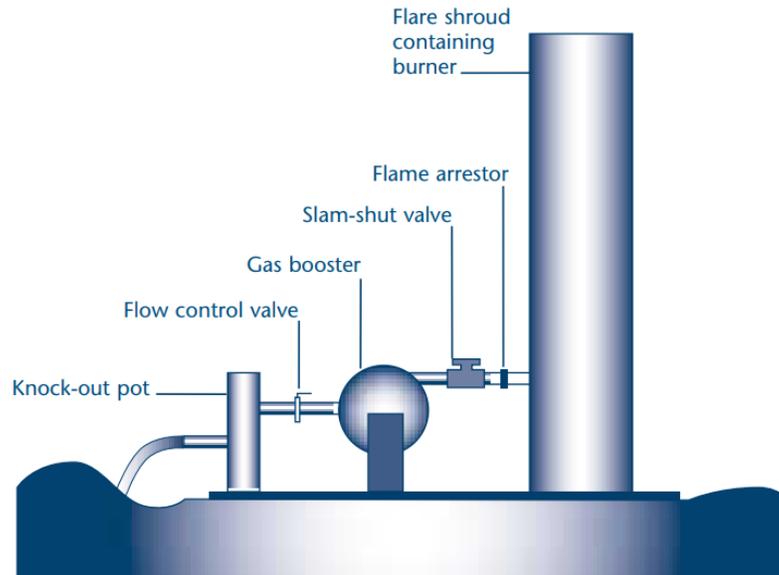
De acuerdo a Stone⁵⁶ la quema de gas es el proceso en el cual los gases orgánicos volátiles generados en operaciones de producción de gas y petróleo crudo son acumulados y dirigidos a ser transformados por procesos de combustión. Durante los procesos de quema de gas además de vapores de agua y dióxido de carbono generados por la combustión se genera ruido y calor. La combustión es eficiente dependiendo de: la mezcla ideal entre el gas y el aire, la ausencia de líquido, la temperatura de la llama y el tiempo de residencia en la zona de combustión; una combustión eficiente contribuye a la destrucción de los compuestos volátiles casi completa (98%).

Según Kearns⁵⁷ el objetivo fundamental de los sistemas de quema de gas es la quema eficiente de combustibles gaseosos, generando la menor cantidad de humo posible y convirtiendo combustibles contaminantes en productos de combustión menos tóxicos; están ubicados generalmente cerca de un pozo productor o una planta de refinería de gas y consisten en una TEA también llamada flare stack y tubos que colectan y llevan los gases para ser quemados. La antorcha o flare tip está ubicada al final de la TEA y está diseñada para contribuir en la entrada de aire y llevar a cabo los procesos de combustión. Dentro de las TEAs también se encuentran sellos que impiden que la llamarada se extienda y recipientes de almacenamiento en la base de la TEA que almacenan y remueven los líquidos que contiene el gas quemado. La figura 9 muestra la estructura básica de un sistema de quema de gas.

⁵⁶STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 333.

⁵⁷KEARNS, John, et al. Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. [s.l.]: International association of oil and gas producers, 2000. 2 p. Report No: 2.79/288.

Figura 9 Sistema de quema de gas.



Fuente: SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 19 p. ISBN 1844320278.

Los sistemas de quema de gas se diferencian por tres características principales: la altura en la que está ubicada la antorcha, el método por el que se mejora la mezcla en la antorcha y el número de puntos de quema.

2.1.1. Según la altura de la antorcha

2.1.1.1. Sistema de quema al suelo cerrado

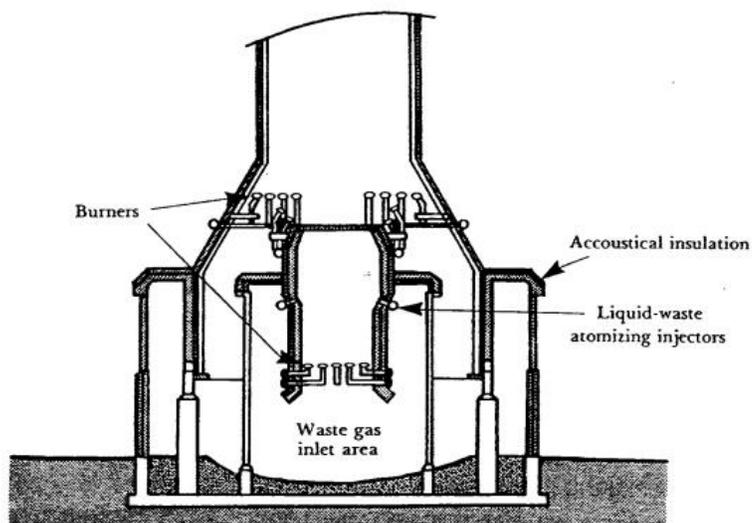
La agencia de protección ambiental escocesa⁵⁸ los describe como sistemas verticales, cilíndricos en donde la antorcha y la zona de combustión se encuentran al nivel del suelo. El sistema de quema está cubierto por una capa refractaria que permite la reducción del ruido, luminosidad y radiación de calor y protege al sistema del viento.

Stone⁵⁹ dice que tienen capacidades menores que los sistemas de quema abierto por lo que son utilizados para volúmenes bajos y corrientes de flujo constante. Contienen control de combustión y reducen las pérdidas del calor por estar cerrados por lo que permiten temperaturas altas de funcionamiento. La figuras 10 y 11 muestran el funcionamiento de un sistema de quema cerrado.

⁵⁸SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 12 p. ISBN 1844320278.

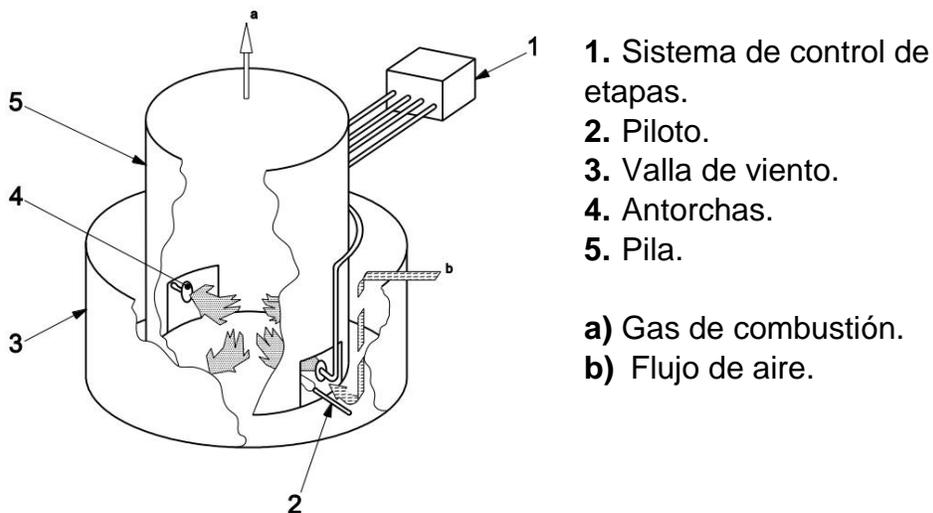
⁵⁹ STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 334.

Figura 10: Sistema de quema de gas cerrado.



Fuente: SECTION 8.0.FLARES. [Anónimo]. [s.l.]:sec. Publicaciones, 2009. 8-3 p.

Figura 11: Sistema de quema de gas cerrado.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008. 26 p.

2.1.1.2. Sistema de quema elevado o abierto

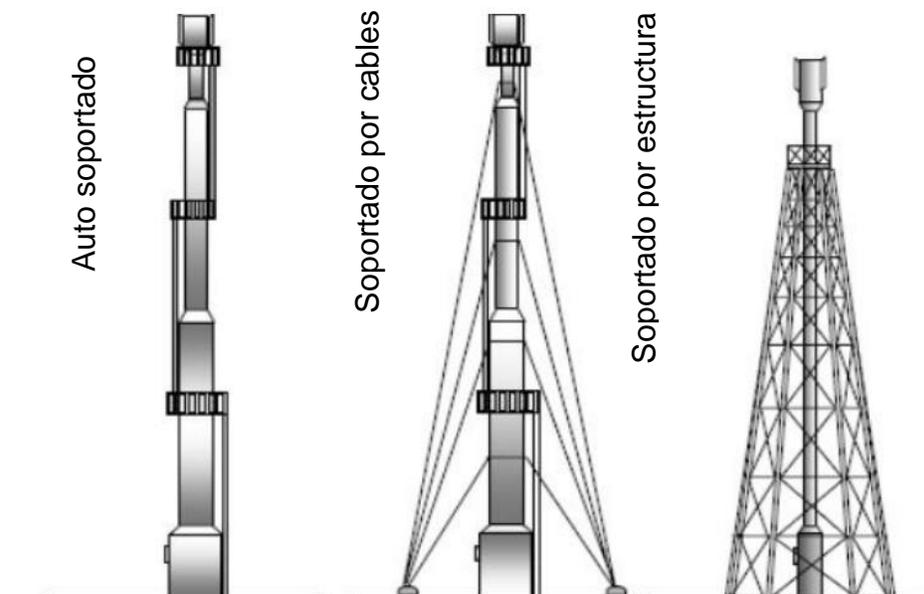
“Realizan el proceso de quema hacia arriba y el punto de descarga esta elevado en comparación al punto de entrada de los gases. Está compuesto por un acumulador de gases que lleva los gases a un depósito de separación o knockout drum en donde se remueven los líquidos y posteriormente se dirigen los gases a la TEA. Entre el depósito de separación y la TEA se debe encontrar un dispositivo que impida el paso de la llama al sistema de acumulación de gases. La TEA es un tubo hueco y

el diámetro de la misma es determinado por el volumen de gas que va a ser quemado, en su parte superior se encuentra la antorcha en donde se encuentra la mezcla de aire y gas y donde se lleva a cabo el proceso de combustión”⁶⁰.

La agencia de protección ambiental escocesa⁶¹ nombre una de las desventajas de este tipo de sistemas la cual es que se encuentra expuesto a factores como el viento y la lluvia que pueden causar problemas de operación; dentro de las ventajas de este sistema está que la llama elevada puede prevenir daños en el suelo y los productos de combustión se disuelven con mayor facilidad en el área reduciendo los efectos de ruido, humo y olor.

“Existen tres tipos de sistema de quema: elevadas autos soportados, en las que todo el peso de la estructura es soportada en la base del equipo; soportada por cables y soportada por estructura. La figura 12 muestra los 3 tipos de sistemas de quema”⁶².

Figura 12: Tipos de sistema de quema elevado o abierto.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008. 29-31 p.

⁶⁰SECTION 8.0.FLARES. [Anónimo]. [s.l.].: Sec. Publicaciones, 2009. 8-2 p.

⁶¹SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 12 p. ISBN 1844320278.

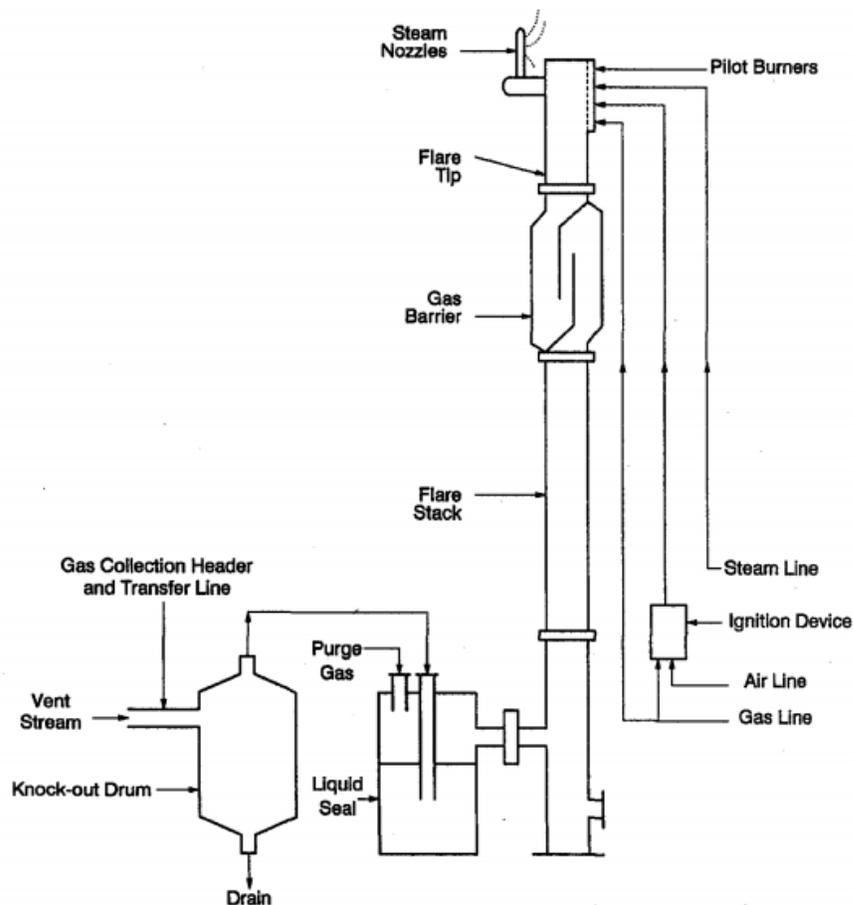
⁶²AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008. 29-31 p.

2.1.2. Según el método de mejoramiento de quema

2.1.2.1. Asistido por vapor

Stone⁶³ califica este diseño como el más utilizado. Las antorchas se encuentran elevadas y utilizan vapor con el fin de obtener una mayor entrada de aire y una buena mezcla, el vapor es inyectado en la zona de combustión y contribuye en la turbulencia para el mezclado y la llegada del aire a la llama. La figura 13 muestra un sistema de quema de gas asistido por vapor y la figura 14 muestra la antorcha de un sistema de quema asistido por vapor.

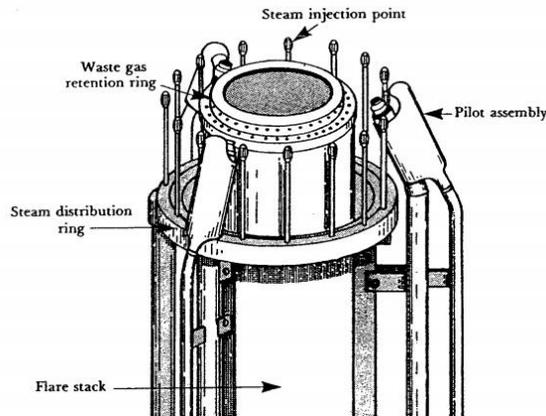
Figura 13: Sistema de quema asistido por vapor.



Fuente: STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 335.

⁶³STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 333.

Figura 14: Antorcha en un sistema de quema asistido por vapor.

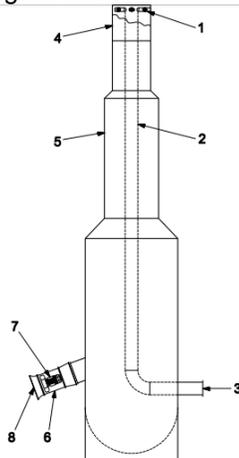


Fuente: SECTION 8.0.FLARES. [Anónimo]. [s.l.]:sec. Publicaciones, 2009. 8-5 p.

2.1.2.2. Asistidos por aire

Stone⁶⁴ dice que son comunes en facilidades donde no hay vapor disponible. Un ventilador es instalado en la base del acumulador elevado y utilizado para dar aire al proceso de combustión. Usualmente este tipo de TEA's es pequeño ya que no es económicamente sustentable mover grandes volúmenes de aire. La cantidad de aire de combustión varía por la velocidad del ventilador y las boquillas de aire. La figura 15 muestra un esquema de este sistema.

Figura 15: Sistema de quema asistido por aire.



1. Puertos de descarga de gas.
2. Elevador de gas.
3. Entrada de gas.
4. Antorcha.
5. Elevador de aire de baja presión.
6. Quemador de aire de baja presión.
7. Motor de dos velocidades
8. Campana de entrada

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008. 40 p.

⁶⁴STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 334.

2.1.2.3. No asistidos

“Se utilizan cuando no existe ningún proveedor de aire en la mezcla del proceso de combustión. Son utilizados únicamente a bajas temperaturas y bajos caudales. Requieren menores caudales de aire para combustión y no generan humo”⁶⁵.

2.1.3. Según el número de puntos de quema

2.1.3.1. Punto único de quema

Bader⁶⁶ lo describe como el sistema más empleado en operaciones en tierra a bajas presiones (menores a 10 psi). Pueden ser diseñadas sin disminución de humo o con asistencia de vapor o aire y disminución de humo. Está generalmente diseñada para que la quema sea en la parte de arriba y tienen el punto de descarga por encima del punto de entrada. La figura 16 muestra un sistema de quema de punto único.

Figura 16: Sistema de quema de punto único.



Fuente: BADER, Adam; et al. Selecting the proper flare systems. En: American Institute of Chemical Engineers. Julio, 2011. p 45.

⁶⁵STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 334.

⁶⁶BADER, Adam; et al. Selecting the proper flare systems. En: American Institute of Chemical Engineers. Julio, 2011. p 45.

2.1.3.2. Punto múltiple de quema

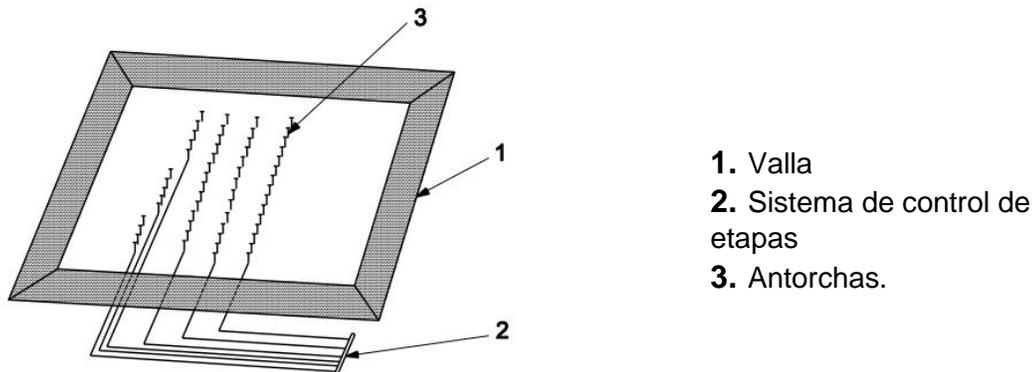
Bader⁶⁷ dice que son los sistemas con múltiples puntos de quema requieren una presión mínima del sistema de 15 psi y son utilizados para lograr una mejor combustión sin humo, por lo cual el gas pasa por varios puntos de quema. Los puntos múltiples de quema son divididos por etapas y pueden ser ubicados cerca o elevados. Las figura 17 y 18 muestran la distribución de los puntos múltiples en un sistema cercano y la figura 19 en un sistema elevado.

Figura 17: Sistema de quema de puntos múltiples cercanos.



Fuente: BADER, Adam; et al. Selecting the proper flare systems. En: American Institute of Chemical Engineers. Julio, 2011. p 46.

Figura 18: Funcionamiento Sistema de quema con puntos múltiples cercanos.



1. Valla
2. Sistema de control de etapas
3. Antorchas.

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008. 37 p.

⁶⁷BADER, Adam; et al. Selecting the proper flare systems. En: American Institute of Chemical Engineers. Julio, 2011. p 46.

Figura 19: Sistema de quema de puntos múltiples elevados.



Fuente: BADER, Adam; et al. Selecting the proper flare systems. En: American Institute of Chemical Engineers. Julio, 2011. p 46.

2.1.4. Descripción del proceso

El proceso de quema de gas es muy similar en todos los tipos. Por esta razón, con el fin de realizar una descripción más detallada Stone⁶⁸ toma como ejemplo las TEA's asistidas por vapor para realizar la descripción del proceso, ya que este es el tipo más utilizado en la industria. Los elementos principales en un sistema de quema asistida por vapor son una tubería de recolección de gas (combustible, vapor y aire), tuberías desde la base hacia arriba, depósitos de separación (knock.out drum), sello líquido, TEA (flare stack), sello gas, antorcha (flare o burner tip), quemadores piloto, boquillas de vapor, sistema de ignición y controladores.

Stone⁶⁹, explica detalladamente cada uno de los equipos relacionados con el proceso de quema de gas:

2.1.4.1. Tubería de transporte de gas

La corriente de gas que va a ser quemado es enviado, desde la facilidad de producción o tratamiento hacia el lugar de la quema, a través de la cabeza de

⁶⁸STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 335.

⁶⁹Ibid., p. 335.

acumulación de gas. La tubería está diseñada para reducir la caída de presión y está equipada por gas de purga que evita que se produzcan mezclas explosivas en el sistema. No se utilizan ductos ya que son más propensos a las fugas de aire.

2.1.4.2. Depósito de separación

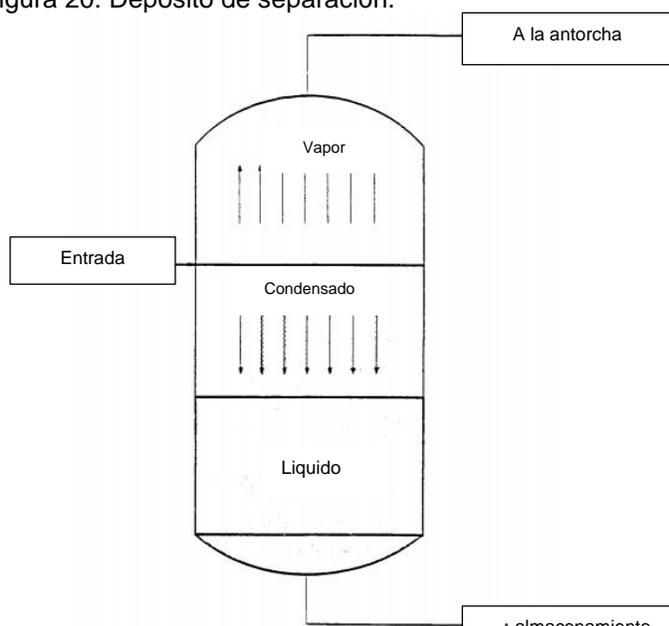
Stone⁷⁰ describe depósito de separación como un tanque horizontal o vertical localizado en la base de la TEA que tiene como función principal la remoción de líquidos presentes en las corrientes de gas y líquidos posiblemente condensados en la cabeza de acumulación y la línea de transferencia. Los líquidos deben ser removidos, ya que pueden disminuir la llama, causar una combustión irregular y humo o generar sustancias químicas que generar peligros en el suelo. La figura 20 muestra un depósito de separación.

“Para sistemas de quema utilizados para operaciones de emergencia, el depósito de separación es diseñado para las peores condiciones como pérdida de agua de refrigeración o despresurización total de la unidad, para un sistema de quema dedicado únicamente al control de los gases el diseño del depósito de separación se basa en el caudal de gas y el arrastre de líquidos”⁷¹.

⁷⁰STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 335.

⁷¹ Ibid., p. 335.

Figura 20: Deposito de separación.



Fuente: STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1. Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 335.

2.1.4.3. Sello líquido

Puede estar ubicado antes del depósito de separación o estar incorporado en el mismo. La corriente de gas antes de pasar por el flare stack debe pasar por el sello líquido ya que este previene que la llama se devuelva o entre a la tubería, por entradas de aire indeseadas (flame flashbacks); mantiene una presión positiva en el sistema y evita cualquier onda explosiva en el sistema.

2.1.4.4. Gas purga

Controla el caudal de llegada a la antorcha previniendo que el aire vaya al flare stack y la inestabilidad de la llama. Se utiliza usualmente gas natural, N₂ CO₂ para mantener el caudal requerido por el sistema.

2.1.4.5. Flare stack

Por razones de seguridad se utiliza el flare stack para elevar la antorcha evitando peligros para el personal e instalaciones circundantes.

2.1.4.6. Sello de gas

Su función principal es impedir posibles explosiones generadas por la entrada de aire al flare stack causada por la expansión térmica de los gases. Un tipo de sello de gas está localizado debajo de la antorcha e impide el flujo de aire en la llama,

otro tipo de sello de gas consiste en orificios en la parte superior del flare stack que reducen el volumen de gas de purga, dan velocidad e interfieren con el paso de aire.

2.1.4.7. Antorcha

Debe estar diseñada para realizar una combustión de gas ambientalmente aceptable, dentro de la capacidad del sistema de quema. En su diseño se tiene en cuenta la estabilidad de la llama, la seguridad de ignición y la reducción del ruido. La capacidad máxima de la antorcha está limitada por la caída de presión que debe ser contrarrestada.

2.1.4.8. Quemadores piloto

Su función principal es dar estabilidad a la llama, por lo que están localizados alrededor de la salida de la antorcha permitiendo una llama continua y estable. Los quemadores piloto se encienden por un sistema de ignición que puede ser manual o automático el cual es activado por un detector de llama.

2.1.4.9. Boquillas de vapor

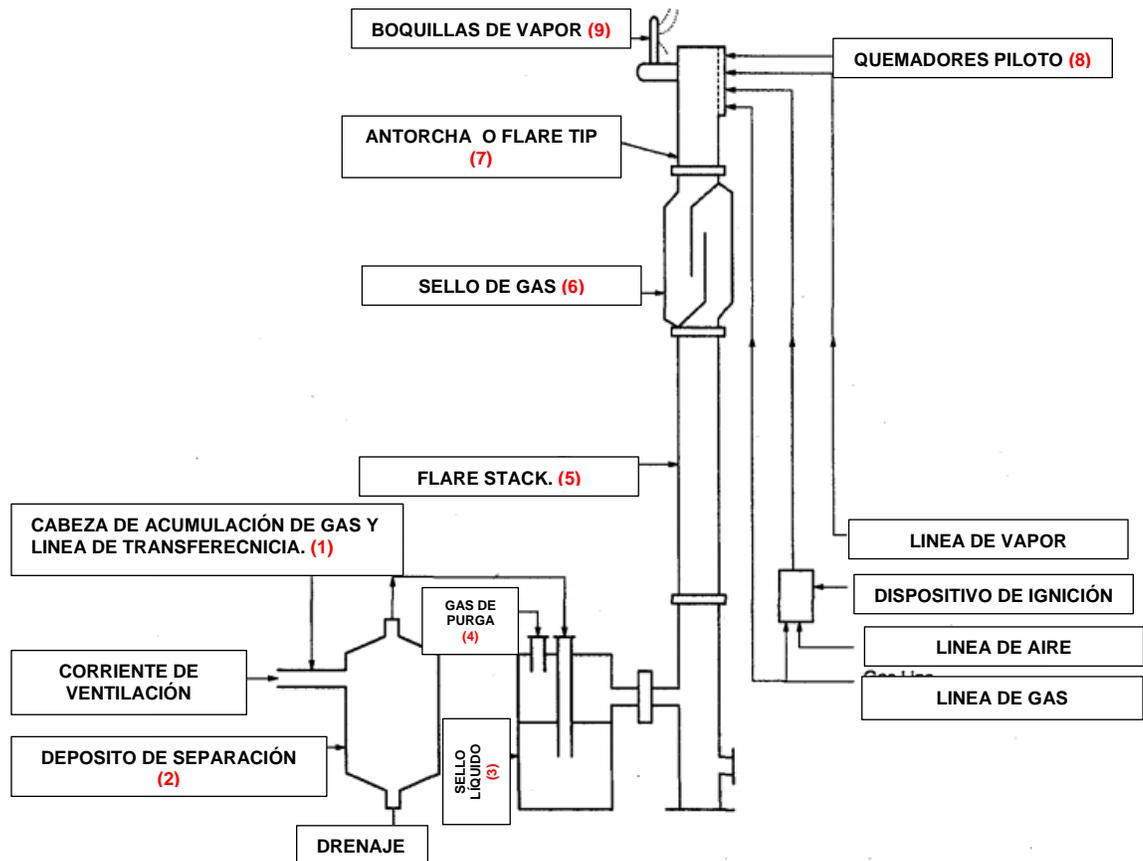
Están localizadas alrededor de la salida de la antorcha y tienen como objetivo principal aumentar la turbulencia del gas en las zonas que limitan con la llama permitiendo así una mayor absorción de aire en la combustión y mayor eficiencia en la misma.

2.1.4.10. Controladores

Pueden ser manuales o automáticos. Dentro de los componentes que pueden ser controlados automáticamente están el gas auxiliar, la inyección de vapor y el sistema de ignición. El gas combustible se puede minimizar midiendo continuamente el caudal de gas de ventilación y el contenido de calor, el vapor se puede minimizar controlando con monitores de humo.

La figura 21 muestra la distribución de los componentes de un sistema de quema asistido por vapor y el orden de funcionamiento del mismo.

Figura 21: Funcionamiento de un sistema de quema asistido por vapor.



Fuente: STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. *En: Journal of the Air and Waste Management Association*. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 335.

2.2. VENTEO DE GAS

De acuerdo a Henderson⁷² el venteo de gas es el proceso mediante el cual los gases orgánicos volátiles generados en operaciones de producción de gas y petróleo crudo, son liberados directamente a la atmósfera; los gases liberados pueden ser gas natural, vapor hidrocarburo, vapor de agua y otros gases como dióxido de carbono. Las operaciones de venteo son utilizadas generalmente en los casos en que no es posible realizar la quema por bajo contenido de gas hidrocarburo y a condiciones que promueven una mayor mezcla de los gases hidrocarburos con el aire y disminuyen el riesgo de explosión estas condiciones son un gas asociado más liviano que el aire y altas presiones del proceso.

⁷² HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2015. 4 p. ISBN 978-1-63463-882-1.

Govea⁷³ en su trabajo de grado, ubica el sistema de venteo a la salida del sistema de depuración y dice está compuesto por un sistema de tuberías y un mecanismo de alivio de presión diseñado para activarse según la variable de presión; cuando la presión es mayor a la ajustada (set point) el mecanismo de alivio se activa expulsando a la atmosfera gas, hasta estabilizar la presión de operación.

2.2.1. Mecanismos de alivio de presión

Según Yañez y Gualdrón⁷⁴ son dispositivos de seguridad que previenen presiones de operación superiores a la presión de trabajo permitida por los equipos del proceso, permitiendo el paso del gas y disminuyendo la presión hasta lo permitido. Entre los mecanismos de alivio de presión más utilizados están las válvulas de alivio de presión y los discos de ruptura.

2.2.1.1. Válvulas de alivio de presión

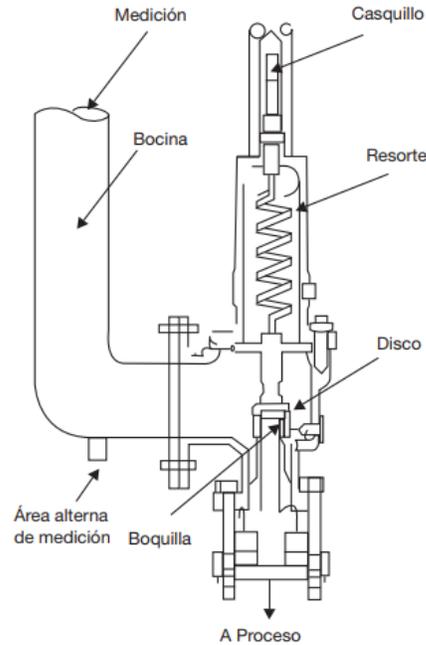
“También llamadas PRV por sus siglas en inglés (Presion Relief Valve), son el mecanismo de alivio de presión y están diseñadas para abrirse cuando las presiones de operación exceden la presión a la que esta calibrado el equipo y cerrarse cuando se ha disminuido y llegado a dicha presión”⁷⁵. La figura 22 muestra una válvula de alivio de presión.

⁷³ GOVEA, Anyelit. evaluación del sistema de venteo en estaciones de flujo de PDVSA occidente. Trabajo de grado magister scientiarum en ingeniería de gas. Maracaibo, Venezuela.: Universidad del Zulia. Facultad de ingeniería. División posgrado. Programa de posgrado en ingeniería del gas, 2009.

⁷⁴YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 16 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

⁷⁵Ibid., p. 16 .

Figura 22: Válvula de alivio de presión.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 16 p. ISBN 978-958-9287-35-4

2.2.1.2. Discos de ruptura

Yañez y Gualdrón⁷⁶ en su trabajo dicen que están ubicados aguas arriba de las válvulas de alivio de presión y son un complemento de las mismas, ya que evitan las emisiones durante las operaciones normales y se rompen cuando se superan las presiones normales de operación. Los discos de ruptura no son utilizados en pequeños diámetros por el riesgo de que obstaculicen el flujo.

“Las operaciones de venteo son utilizadas como un mecanismo de alivio de presión o emergencia en situaciones en donde existen condiciones anormales en los procesos como rupturas por calor interno, fuego externo o aumentos excesivos de presión”⁷⁷. A pesar de esto en la mayoría de los casos el venteo no es intencional y puede ser generado por fugas en los equipos y procesos.

⁷⁶ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 16 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

⁷⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks. API 2000. Washington, D.C.: El Instituto, 1998. 13 p.

2.2.2. Venteo por fugas

Yañez y Gualdrón⁷⁸ enumeran las posibles causas de venteo y fugas en equipos, por evaporación o pérdidas por descarga:

- La utilización de gas natural presurizado, en lugar de aire comprimido, en el suministro de dispositivos neumáticos como bombas, válvulas, bridas, sellos motores, entre otros.
- Alivio de presión durante fallas en el proceso.
- Procesos de depuración y purga durante mantenimiento y conexión.
- Disposición de corrientes gaseosas en operaciones de tratamiento de petróleo y gas.
- Venteos durante operaciones de prueba de pozo.
- Venteo de compresores.
- Fugas por final de línea y conexiones.
- Venteo de gas anular en pozos de crudo.
- Emisiones de gas en tanques de almacenamiento separadores.
- Fugas de los empaques de válvulas o válvulas mal cerradas.

La mayoría de equipos dentro de la cadena de valor del petróleo y gas presentan fugas o venteos no intencionados por fallas o deterioro, los equipos que presentan mayor volumen de emisión por fugas son:

2.2.2.1. Válvulas

Yañez y Gualdrón⁷⁹ explican los casos de fuga en válvulas los cuales son producidos por el deterioro de la empaquetadura anular que sella el vástago el cual une las piezas impidiendo o permitiendo el paso de los fluidos según sea el caso.

⁷⁸ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 13 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

⁷⁹ Ibid., p. 14 .

Este tipo de fugas se tiene en cuenta al hacer medición de emisiones a la atmosfera por lo que al realizar medición de volúmenes se toma una medición cerca a este punto, la figura 23 muestra el punto de medición de fuga en la válvula.

Figura 23: Punto de medición de fuga en válvulas.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 14 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

2.2.2.2. Finales de línea

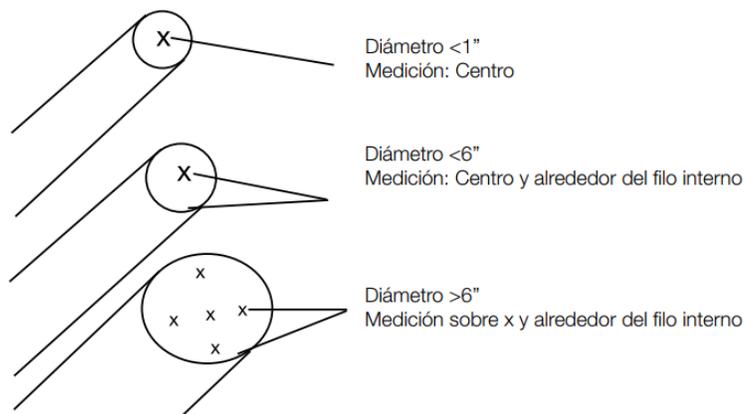
“En los casos en los que las válvulas son instaladas de forma de que su salida descargue a la atmosfera, cualquier fallo en el cierre de la válvula permite emisiones de gas al final de la línea. Otros equipos ubicados al final de la línea como obturadores, tapas o bridas ciegas generan también fugas por deterioro de las conexiones o una mala instalación”⁸⁰.

Yañez y Gualdrón⁸¹ explican, que este tipo de fuga se da a través de salidas regulares por lo que es fácil realizar su medición. Cuando las salidas poseen un diámetro inferior a 1 pulgada la medición se realiza únicamente en el centro de la salida, cuando el diámetro es mayor a 1 pulgada y menor a 6 pulgadas la medición se realiza en el centro de la salida y alrededor y cuando el diámetro es mayor a 6 pulgadas la medición se realiza a lo largo de la salida cada 3 pulgadas. La figura 24 muestra los métodos de medición para este tipo de fuga

⁸⁰ RODRÍGUEZ, José A. Desarrollo de un programa LDAR para control de emisiones fugitivas en una planta de refinería. Escuela Superior de Ingenieros. [s.l.]: Escuela Superior de Ingenieros, 2007. 148 p.

⁸¹ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 15 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Figura 24: Puntos de medición fugas de final de línea.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 15 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

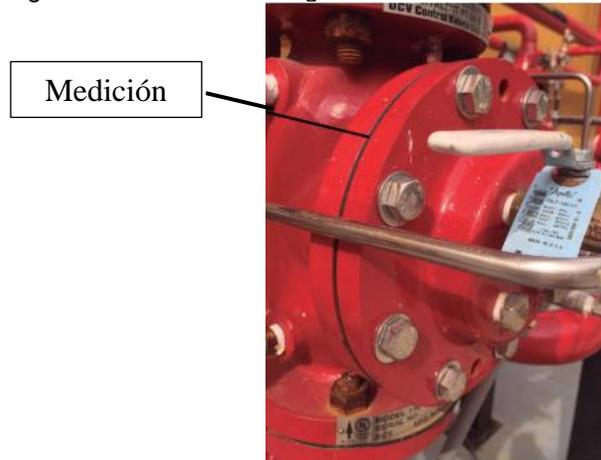
2.2.2.3. Conexiones

Rodríguez⁸² explica, que las conexiones son utilizadas para unir tramos de tuberías y equipos, algunos ejemplos son: bridas, uniones atornilladas o enroscadas. “Las fugas en conexiones se dan por envejecimiento o rotura de los sellos, mala instalación, mal ensamblaje o por vibraciones en las uniones. La medición de este tipo de fugas se evalúa en el punto de unión como se observa en las figuras 25 en el caso de las bridas y 26 en el de la conexión enroscada”⁸³.

⁸² RODRÍGUEZ, José A. Desarrollo de un programa LDAR para control de emisiones fugitivas en una planta de refinería. Escuela Superior de Ingenieros. [s.l.]: Escuela Superior de Ingenieros, 2007. 149 p.

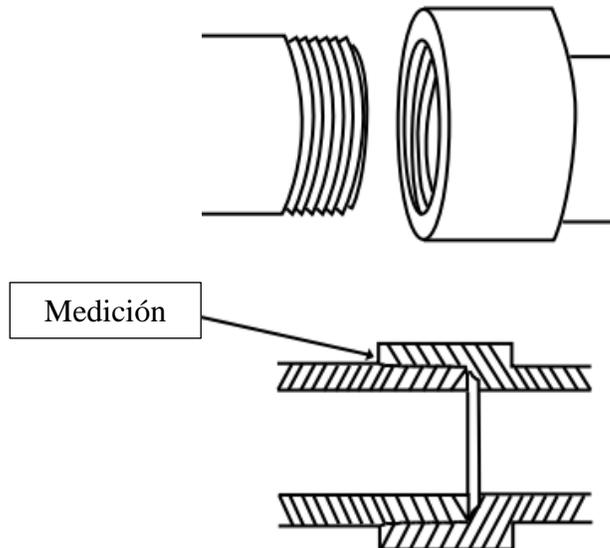
⁸³ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 17 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Figura 25: Medición de fuga en bridas.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 17 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Figura 26: Medición conexión enroscada.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 17 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

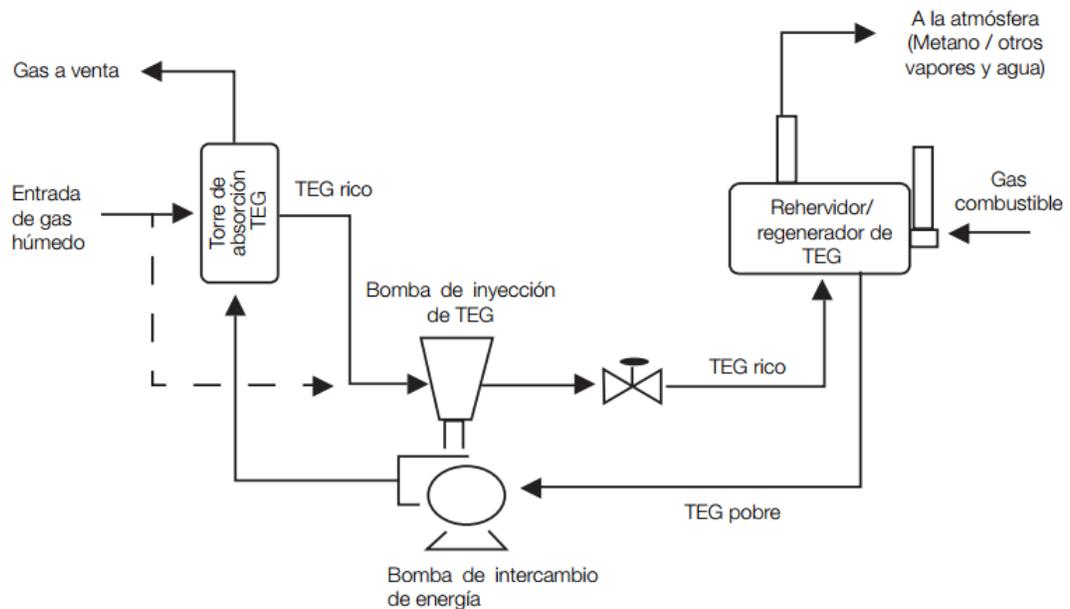
2.2.2.4. Bombas

“Las bombas impulsan los fluidos requeridos en los procesos, las fugas en ellas se dan entre el eje móvil y la carcasa por lo que requieren un sello en este punto. Los sellos no son eficientes por mala instalación, envejecimiento, deterioro, estrés térmico o vibraciones”⁸⁴.

2.2.2.5. Deshidratadores

“Los deshidratadores retiran el agua del gas natural utilizando como fluido absorbente trietilenglicol el cual al absorber el agua también absorbe metano y otros compuestos orgánicos volátiles, estos compuestos son venteados a la atmósfera junto con el agua cuando el trietilenglicol se regenera en una caldera”⁸⁵. Este proceso se muestra en la figura 27.

Figura 27: Venteo durante la deshidratación.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 19 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

⁸⁴RODRÍGUEZ, José A. Desarrollo de un programa LDAR para control de emisiones fugitivas en una planta de refinería. Escuela Superior de Ingenieros. [s.l.]: Escuela Superior de Ingenieros, 2007. 140 p.

⁸⁵ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 19 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

2.2.2.6. Tanques de almacenamiento de techo fijo

“Durante el almacenamiento de petróleo crudo, condensados y aguas de producción, los hidrocarburos se evaporan y acumulan entre el líquido y el techo del tanque. Estos vapores son llevados a la atmosfera”⁸⁶.

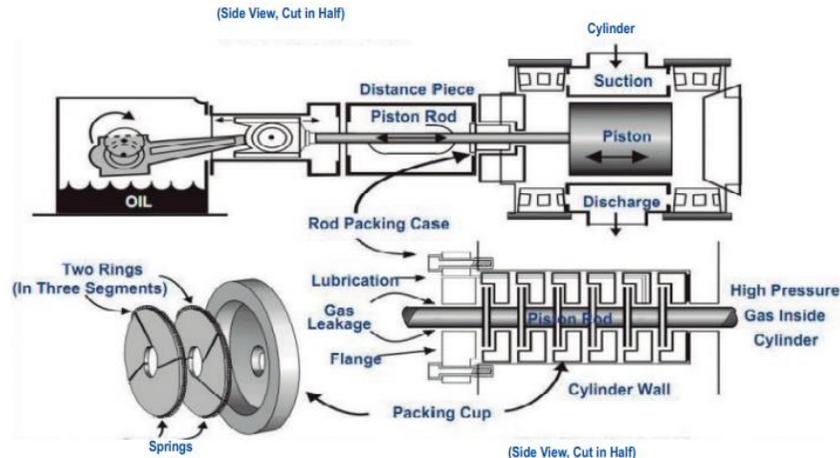
2.2.2.7. Pozos de crudo

“Entre la carcasa y el tubo de producción se acumula gas anular que contribuye a la extracción del crudo, a pesar de esto al aumentar los volúmenes del gas se empieza a evidenciar una restricción de flujo de crudo por lo que este gas debe ser ventilado a la atmosfera”⁸⁷.

2.2.2.8. Compresores

“Los compresores separan el gas del aceite. Presentan fugas por envejecimiento o rotura de las empaquetaduras, que sellan el vástago y el pistón, o mala instalación. Además los compresores emiten gas durante su funcionamiento normal como se muestra en la figura 28 para compresores reciprocantes y 29 para centrífugos”⁸⁸.

Figura 28: Venteo en compresores reciprocantes.



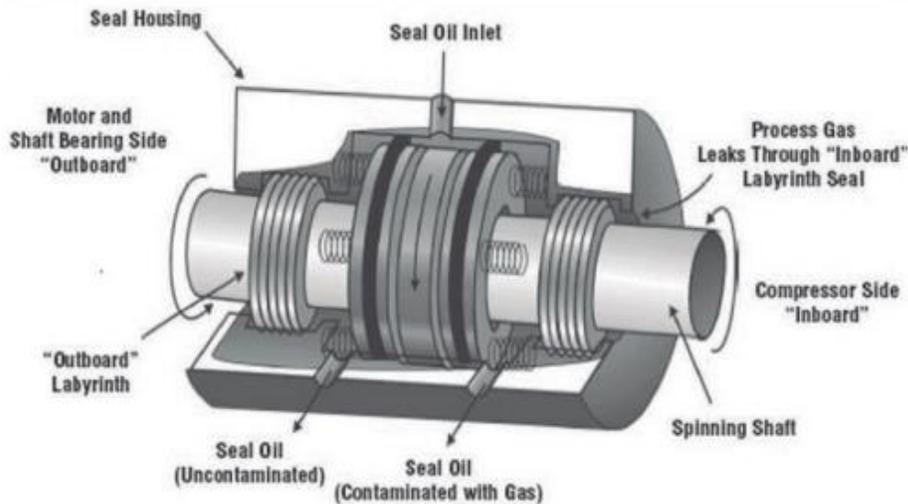
Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 21 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

⁸⁶YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 20 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

⁸⁷Ibid., p. 20 .

⁸⁸Ibid., p. 21 .

Figura 29: Venteo en compresores centrífugo.



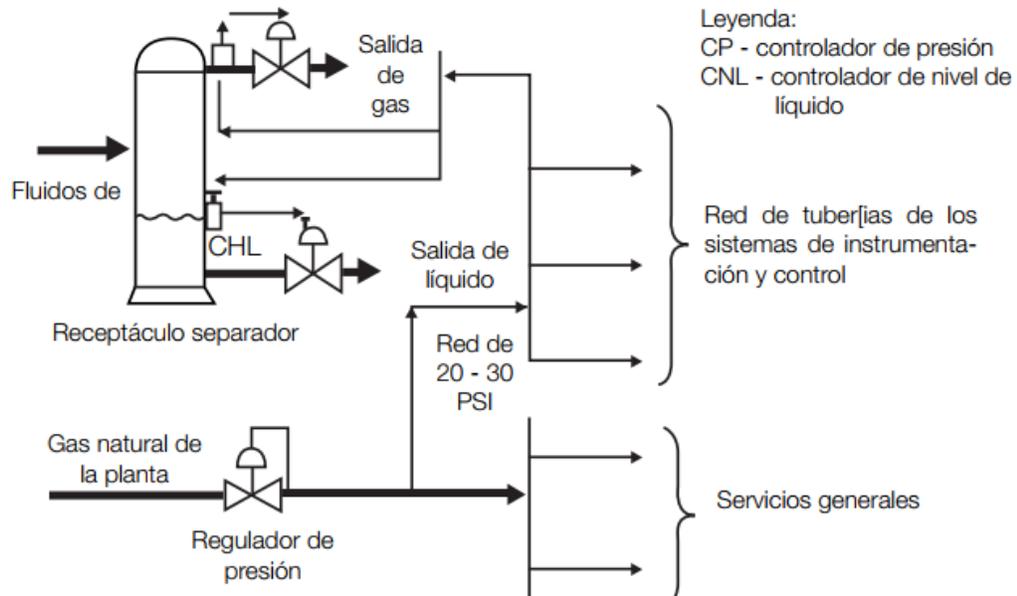
Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 22 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

2.2.2.9. Dispositivos neumáticos

Yañéz y Gualdrón⁸⁹ en su trabajo explican que los dispositivos neumáticos se utilizan en el control de procesos para regulación de presión, temperatura, régimen de fluido y nivel de líquido. A pesar de que en la mayoría de casos se utiliza aire comprimido para accionarlos en algunos se utiliza gas natural, en este caso se libera gas a la atmosfera con normalidad y la tasa de emisión depende del diseño del dispositivo y la presión de suministro del gas. La figura 30 muestra un sistema de control neumático accionado por gas natural.

⁸⁹ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 23 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Figura 30: Venteo en sistema de control neumático.



Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 23 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Los procesos de quema y venteo de gas a pesar de generar gases efecto invernadero simultáneamente, son muy diferentes entre sí. La quema de gas es un tipo de tratamiento por el que pasa el gas asociado antes de su disposición, a pesar de generar menores impactos al medio ambiente que el venteo, genera dióxido de carbono y otro tipo de gases tóxicos en el caso en que no se lleve a cabo eficientemente. Los volúmenes de venteo son menores, ya que este procedimiento tiene mayor regulación, a pesar de esto las facilidades en la producción, transporte y tratamiento de petróleo y gas, no siempre poseen una instalación y mantenimiento óptimos por lo que se generan fugas no intencionales o requerimientos de alivio de presión. A pesar de generar distintos tipos de gases, los impactos generados por los procesos de quema y venteo de gas son semejantes ya que contribuyen en la contaminación de la atmosfera y contribución de gases efecto invernadero.

3. PROBLEMAS ASOCIADAS A LA QUEMA Y VENDEO DE GAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

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 según Pieprzyk y Rojas⁹⁰ 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 atmosfera.

El grupo del banco mundial⁹¹ describe 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.

Según Mondragón⁹² 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, algunas de estas repercusiones son.

3.1. EMISION DE GASES TOXICOS

Ismail y Umukoro⁹³ hablan de 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.

⁹⁰ PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015.

⁹¹GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004.

⁹²MONDRAGON, Julián A. 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, 2015. 8 p.

⁹³ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 290 p.

“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, NOx y óxidos de azufre”⁹⁴.

La agencia de protección ambiental escocesa⁹⁵ habla de los mecanismos de formación de gases contaminantes:

- **Oxidación:** Por medio de este mecanismo se forman los óxidos de carbono (COx) y óxidos de azufre (SOx), consiste en la oxidación de carbono o azufre, según la composición del hidrocarburo, por el oxígeno.
- **Pirólisis o descomposición térmica:** Se da en zonas de bajo contenido de oxígeno y genera la formación de hidrocarburos aromáticos policíclicos, dioxinas y furanos.
- **Oxidación a altas temperaturas:** Se da en combustibles de bajo contenido de hidrocarburo a altas temperaturas, genera la formación de óxidos de nitrógeno NOx 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 atmosfera 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”⁹⁶.

Pieprzyk y Rojas⁹⁷ explican, que 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 atmosfera de alrededor de 260 millones de toneladas de CO2 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

⁹⁴ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 291 p.

⁹⁵SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 17 p. ISBN 1844320278.

⁹⁶ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 291 p.

⁹⁷ PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015.

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

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.

3.1.1. Emisión de dióxido de carbono

Henderson⁹⁸ habla de 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. “En el caso del venteo las mediciones son inexactas pero se calculan de hasta 2400 millones de toneladas de CO₂”⁹⁹.

En la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático¹⁰⁰ 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.

Pieprzyk y Rojas¹⁰¹ plantean que 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.

“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

⁹⁸HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2015. 4 p. ISBN 978-1-63463-882-1.

⁹⁹PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015. 3 p.

¹⁰⁰CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE DEL CAMBIO CLIMATICO. (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.

¹⁰¹PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015. 13 p.

presenta la mayor emisión con 167 g CO₂/MJ (gramos de dióxido de carbono sobre Megajulio) seguido de Rusia que emite 127 g CO₂/MJ anualmente”¹⁰².

3.1.2. Emisión de metano

Ismail y Umukoro¹⁰³ afirman que 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.

Henderson¹⁰⁴ plantea que según estimaciones mundiales, la quema y venteo de gas representan el 4% del total de emisiones de metano. Según lo dicho en la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático¹⁰⁵, 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.

Según Pieprzyk y Rojas¹⁰⁶ 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.

3.1.3. 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

¹⁰²PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015. 3 p.

¹⁰³ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 291 p.

¹⁰⁴ HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2015. 4 p. ISBN 978-1-63463-882-1.

¹⁰⁵CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE DEL CAMBIO CLIMATICO. (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.

¹⁰⁶PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015. 3 p.

de no ser muy considerables contribuyen en la afectación a la atmosfera y el medioambiente¹⁰⁷.

3.1.4. Emisión de óxidos de nitrógeno

Según la agencia de protección ambiental escocesa¹⁰⁸, 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:

- 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 climático¹⁰⁹ 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.

3.1.5. 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 mantenimiento¹¹⁰.”

¹⁰⁷CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE DEL CAMBIO CLIMATICO. (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.

¹⁰⁸SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 17 p. ISBN 1844320278.

¹⁰⁹CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE DEL CAMBIO CLIMATICO. (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). 7 p.

¹¹⁰Ibid., p. 7 .

3.1.6. 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”¹¹¹.

3.1.7. Otros compuestos orgánicos volátiles

Según la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático¹¹² Son gases de efecto invernadero indirectos, algunos ejemplos de compuestos orgánicos volátiles son: olefinas, cetonas y aldehídos. Se generan por procesos de combustión incompletos ligados al combustible utilizado, el tipo y tamaño de equipo y su mantenimiento y antigüedad. Las emisiones de COV son muy bajas y disminuyen al aumentar el tamaño de la TEA. La tabla 2 muestra los COV.

Tabla 2: Gases tóxicos y sus impactos.

ALCANCE	IMPACTO	VENTEO, QUEMA O AMBOS	AGENTE PRINCIPAL
LOCAL	Explosión y fuego	Ambos	CH4, H2
	Asfixia	Ambos	CH4, CO2, N2
	Problemas de salud	Ambos	CO, NOx, SO2, H2S
	Olor molesto	Ambos	H2S, NOx
	Daño a la flora y fauna	Ambos	CH4, CO2, SO2, NOx, H2S,
	Contaminación acústica	Quema	HF, HCl
	Calor	Quema	Venteo de gas de bombeo y combustión.
	Impacto visual	Quema	Llama y gas quemado
	Venteo de gas condensado (potencial de contaminación, riesgo para salud, potencial de corrosión)	Ambos	Llamas visibles Venteo gas de extracción.
	REGIONAL	Contaminación atmosférica fotoquímica	Ambos
Precipitación acida		Ambos	Sulfuros, NOx, HCl, HF
GLOBAL		Depleción de ozono estratosférico	Ambos
	Potencial de calentamiento global	Ambos	CH4, CO2, CFCs

Fuente: SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. 16 p. ISBN 1844320278.

¹¹¹CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL 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). 7 p.

¹¹²Ibid., p. 8 .

Según Ismail y Umukoro¹¹³ los impactos de los gases tóxicos en la mayoría de casos son percibidos con mayor fuerza en países en desarrollo, como Nigeria, Angola y Libia, en los que la utilización de tecnología como energía es reciente y tiene un desarrollo lento. Por ejemplo Nigeria y Rusia han sido mencionados como los países con mayores porcentajes de quema y venteo, pero a pesar de esto la mayoría de literatura acerca de los impactos de la quema y venteo de gas se enfocan en la región del Delta de Nigeria en donde son más evidenciados.

Ismail y Umukoro¹¹⁴ en su trabajo describen cada uno de estos impactos, sus causas y consecuencias en el ambiente y los seres humanos.

3.1.8. Afectación al medio ambiente

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 atmosfera, el cambio climático y el calentamiento global; los cuales son factores que de no ser controlados, pueden generar grandes repercusiones en el medio ambiente.

Según Aregbe¹¹⁵, 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.

“Un problema de tipo local y regional generado por la quema de combustibles es la lluvia acida, la cual genera degradación en la agricultura, los bosques, lagos y otros ecosistemas ya que genera erosión y contaminación y acidificación del aire y suelo”¹¹⁶. Según Aregbe¹¹⁷ las principales causas de lluvia acida 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 atmosfera y combinarse con la humedad y componentes de la atmosfera (O₂ Y H₂O) generan ácido sulfúrico

¹¹³ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 291 p.

¹¹⁴Ibid., p. 291 .

¹¹⁵ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 145 p.

¹¹⁶ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: ENERGY AND POWER ENGINEERING. vol. 4, no. 04, p. 291 p.

¹¹⁷ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 145 p.

y nítrico. “Esta afectación local y regional predomina en Nigeria en donde la lluvia acida ha afectado la flora y fauna local”¹¹⁸.

“Además de la lluvia acida 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 el, por estas razones en la mayoría de casos alrededor de las TEAs no hay vegetación debido al calor producido y la naturaleza acida del suelo”¹¹⁹.

3.1.9. Afectaciones a la salud humana

Ismail y Umukoro¹²⁰ describen las afectaciones a la salud humana de los gases contaminantes, que 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 (CS₂) y tolueno; además de metales como; mercurio, arsénico y cromo; H₂S, SO₂ y óxidos de nitrógeno.

Según Aregbe¹²¹ por su parte 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 hidrogeno, sulfuro de carbono y ácido sulfúrico, por su parte, pueden estar asociados con abortos espontáneos.

¹¹⁸ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: ENERGY AND POWER ENGINEERING. vol. 4, no. 04, p. 291 p.

¹¹⁹ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 145 p.

¹²⁰ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research Publishing. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 292 p.

¹²¹ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 146 p.

3.2. NO USO DE RECURSOS ENERGETICOS

El gas asociado producido en la industria petrolera es un recurso energético que generalmente no es utilizado para uso comercial ni energético por distintas razones, dentro de las que se puede resaltar, la falta de un mercado importante de este tipo de gas, la falta de equipos de tratamiento y transporte dentro de las facilidades del campo y el bajo contenido de hidrocarburos del gas que lo hace no aprovechable.

Ismail y Umukoro¹²² responsabilizan a la quema y venteo de gas de un impacto negativo en la economía de las naciones, ya que además de generar costos adicionales por los equipos necesarios para la realización de los procedimientos, contribuye en la perdidas de los ingresos posiblemente generados por la venta o aprovechamiento del gas si hubiera conservado en vez de quemado.

“Mundialmente dos tercios del gas asociado son utilizados, mientras que el porcentaje restante es quemado o venteado. El aprovechamiento del gas asociado varía según la región del mundo y va desde un 9% en Irak hasta un 99% en Noruega”¹²³. “Nigeria es un buen ejemplo de las pérdidas generadas por el no aprovechamiento del gas asociado; las compañías petroleras en Nigeria queman alrededor de 2500 millones de pies cúbicos de gas todos los días, los cuales representan alrededor de 2500 millones de dólares perdidos en un año y 45800 millones de Kilowatts de calor en la atmosfera en Delta de Nigeria diariamente”¹²⁴.

“Estas estadísticas demuestran que desde una perspectiva económica, la quema del gas asociado es una pérdida de ingresos y que los costos totales perdidos por el gas quemados hacen rentable la inversión en investigación del sector privado. Lo cual generaría un aumento del mercado del gas y un incentivo a una mayor producción”¹²⁵.

Son grandes las afectaciones económicas, sociales y ambientales de la quema y venteo de gas. A pesar de que no podamos ver la gran cantidad de gases emitidos, estos continúan produciendo sus impactos en nuestra salud, economía y ambiente. Es responsabilidad de cada una de las industrias hacerse cargo de las fuentes de emisión y evaluar e investigar las alternativas de mitigación hasta poder encontrar un equilibrio que permita un desarrollo del mundo sostenible económicamente y sobre todo, ambientalmente.

¹²²ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research Publishing. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 292 p.

¹²³ PIEPRZYK, Bjorn y ROJAS, Paula. Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal. [s.l.]: Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles, 2015. 3 p.

¹²⁴ ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research Publishing. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 292 p.

¹²⁵Ibid., p. 8 .

4. ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LA QUEMA Y VENDEO DE GAS.

Determinar el volumen de gas asociado producido en la cadena de valor del gas y el petróleo es la principal limitante a la hora de poder cuantificar y cualificar los impactos generados por los procedimientos de quema y venteo de gas. Ismail y Umukoro¹²⁶ afirman que conocer anticipadamente el origen, cantidades y composición de las emisiones producidas por la quema y venteo de gas asociado, contribuye no solo en el cálculo del total de volumen producido sino también en el control de las emisiones y el diseño de un plan que proteja el entorno disminuyendo la degradación ambiental por la contaminación del aire.

“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”¹²⁷.

En los últimos años, la creciente preocupación por la emisión de gases efecto invernadero, el calentamiento global y el buen aprovechamiento de la energía, ha generado que estos países postulen compromisos encaminados a la reducción de la quema y venteo de gas. En el caso de Nigeria a pesar de los esfuerzos las reducciones no han sido significativas. Ismail y Umukoro¹²⁸ muestran que Nigeria tuvo una reducción en los porcentajes de quema de gas, estos porcentajes pasaron de 49,8% ,en el periodo de 2000 a 2002, a 26% en 2008; los datos de 2003 mostraron que del volumen de gas asociado producido en Nigeria un 17% de gas fue reinyectado, 33% fue usado comercialmente y 30% fue quemado. A pesar de los compromisos, el porcentaje de gas quemado sigue siendo significativo por lo que se resume que no han sido suficientes los esfuerzos.

“Rusia por su parte representa el 30% de quema de gas en el mundo, este porcentaje no ha presentado una disminución notable por; la baja inversión de las empresas productoras en otros métodos de disposición como, reinyección, reutilización o venta; la ausencia de mercados de gas y una legislación que regule la quema y venteo de gas y limite los volúmenes de gas asociado dispuestos por estos métodos”¹²⁹.

¹²⁶ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research Publishing. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 292 p.

¹²⁷Ibid., p. 298 .

¹²⁸Ibid., p. 298 .

¹²⁹Ibid., p. 299 .

La reciente preocupación por los impactos generados por la quema y venteo de gas ha aumentado, por lo que son cada vez más los países que se adhieren a los distintos compromisos establecidos por las entidades ambientales y los gobiernos. La tecnología e inversión destinada a la búsqueda de métodos de disposición o reutilización del gas asociado han aumentado por lo cual actualmente son muchas las alternativas que pueden ser implementadas para el cumplimiento de este objetivo.

Aregbe¹³⁰ en su trabajo, habla de las características del gas natural que favorecen su utilización, entre estas características resalta el hecho de generar un proceso de combustión más limpio comparado con el del petróleo y carbón ya que se produce alrededor de un 45% menos de dióxido de carbono que en la combustión del carbón y menor cantidad de productos no deseados comparado con el petróleo y el carbón. El reporte de la administración de información energética de Estados Unidos de 2012, muestra las emisiones de dióxido de carbono en millones de toneladas métricas para los distintos combustibles fósiles:

- Gas natural: 6799
- Petróleo: 11695
- Carbón: 13787

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 atmosfera y el ambiente, entre estas alternativas se encuentran:

- Reinyección de gas para mantenimiento de presión.
- Fuente de energía eléctrica.
- Gas hidratado.
- Gas licuado
- Gas comprimido.
- Gas como combustible para transporte.
- Tecnología gas a líquido.

Las alternativas anteriormente descritas, reemplazan las operaciones de quema y venteo como método de disposición de gas asociado, no evitan ni disminuyen las cantidades de gas asociado generado en los procesos. En los casos en los que los volúmenes de gas generado no son suficientes para ser reinyectado o reutilizado,

¹³⁰ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, p. 147

la mejor opción es disminuir los volúmenes de gas asociado generado en los procesos. Son muchas las alternativas que han sido planteadas por entidades nacionales e internacionales que tienen como objetivo identificar y disminuir la generación de gas asociado, entre las cuales se encuentra:

- Aumento en la eficiencia de equipos.
- Programa de inspección y mantenimiento dirigido D&M
- Normas de aplicación voluntaria Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR).

4.1. REINYECCIÓN DE GAS PARA MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

Según Aregbe¹³¹ la reutilización del gas natural en procesos de inyección de gas y gaslift 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.

Aregbe¹³² 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”¹³³.

4.1.1. Inyección de gas

De Ferrer¹³⁴ afirma que 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.

¹³¹ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, p. 146

¹³² Ibid., p. 146 .

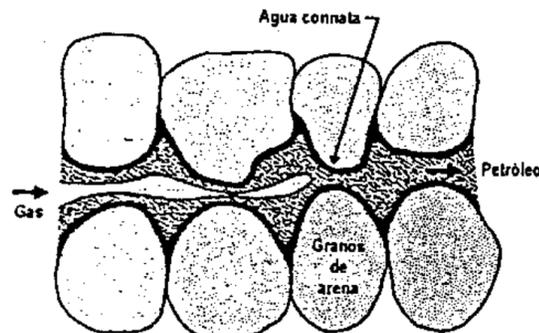
¹³³ Ibid., p. 146 .

¹³⁴ DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 15 p. ISBN 980-296-792-0.

“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”¹³⁵.

Según De Ferrer¹³⁶, 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. La figura 31 muestra el desplazamiento del petróleo con la ayuda del gas por el medio poroso.

Figura 31: Esquema de desplazamiento del petróleo por inyección de gas.



Fuente: DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 16 p. ISBN 980-296-792-0.

De Ferrer¹³⁷ clasifica la inyección de gas en inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

4.1.1.1. 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

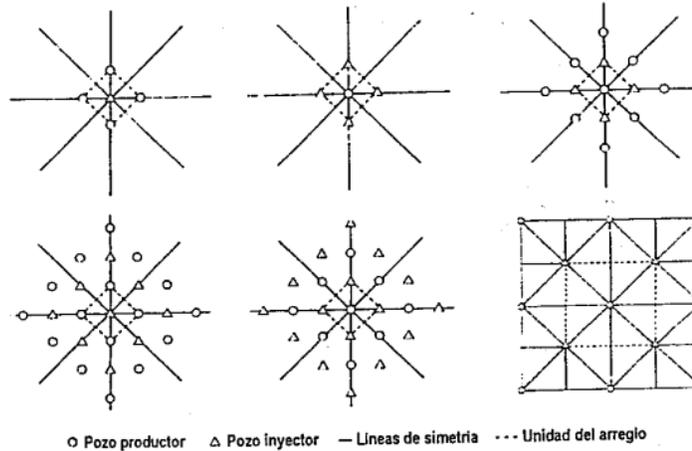
¹³⁵DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 15 p. ISBN 980-296-792-0.

¹³⁶ Ibid., p 15 .

¹³⁷ Ibid., p 15 .

junto con el petróleo”¹³⁸. La figura 32 muestra la distribución de los pozos de inyección de gas interna.

Figura 32: Distribución de pozos inyectoros en inyección de gas interna.

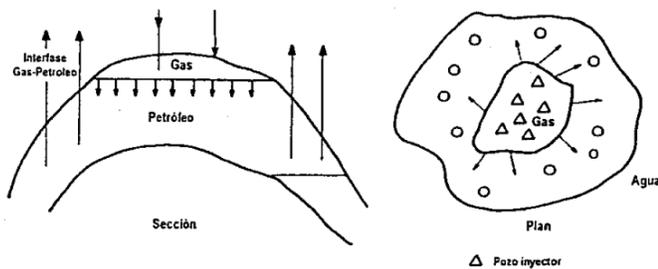


Fuente: DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 17 p. ISBN 980-296-792-0.

4.1.1.2. 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”¹³⁹. La figura 33 muestra la distribución de los pozos inyectoros y productores en la inyección de gas externa.

Figura 33: Inyección de gas externa.



Fuente: DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 17 p. ISBN 980-296-792-0.

¹³⁸DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. 16 p. ISBN 980-296-792-0.

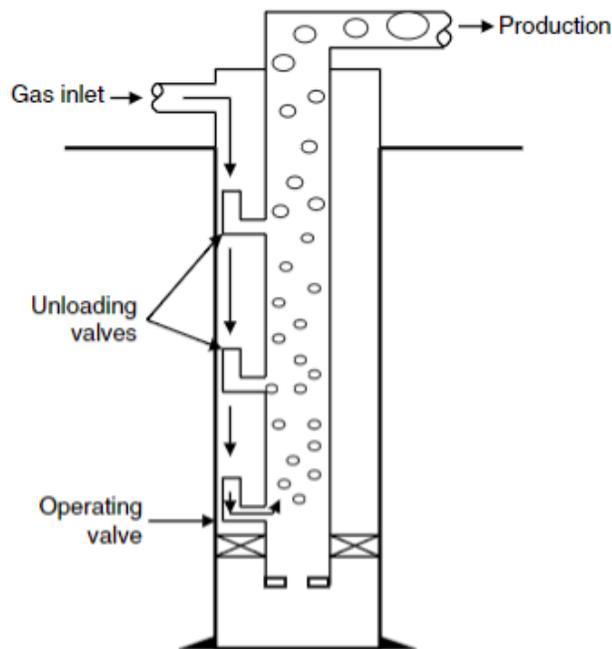
¹³⁹Ibid., p 18 .

4.1.2. Inyección de gas lift

Flatern¹⁴⁰ describe 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.

“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”¹⁴¹. La figura 34 muestra la configuración de un sistema de gas lift.

Figura 34: Configuración de un sistema de gas lift.



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

Según Flatern¹⁴² la disponibilidad del gas y los costos de compresión son los factores determinantes en la viabilidad de este proceso. Por esta razón, la mayoría

¹⁴⁰ FLATERN, Rick V. Levantamiento artificial por gas. En: Oilfield Review. Enero, 2016. vol. 28, no. 1, 57 p.

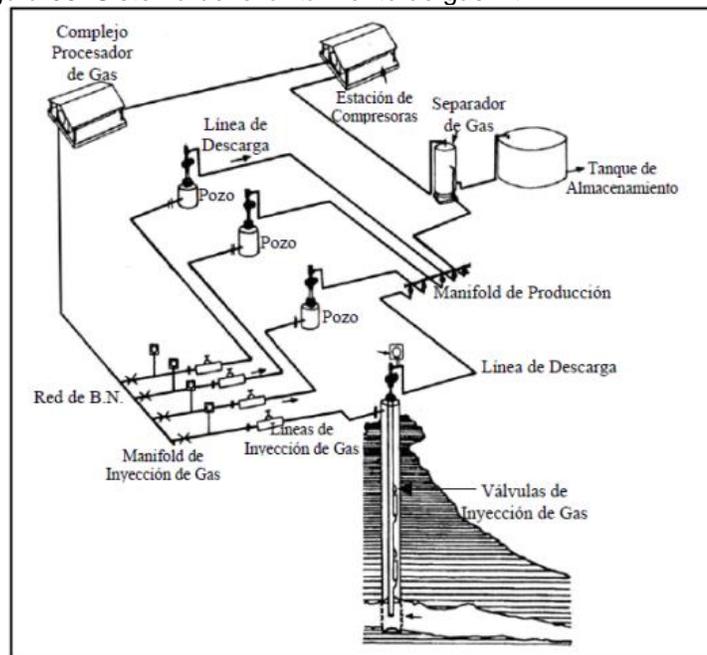
¹⁴¹ GUO, Boyun; LYONS, William C. and GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Burlington, USA.: Elsevier Inc, 2007. 182 p. ISBN 978-0-7506-82701.

¹⁴²FLATERN, Rick V. Levantamiento artificial por gas. En: Oilfield Review. Enero, 2016. vol. 28, no. 1, 57 p.

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.

“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.”¹⁴³ La figura 35 muestra un sistema de levantamiento de gas lift.

Figura 35: Sistema de levantamiento de gas lift.



Fuente: RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. 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, 2014. 83 p.

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

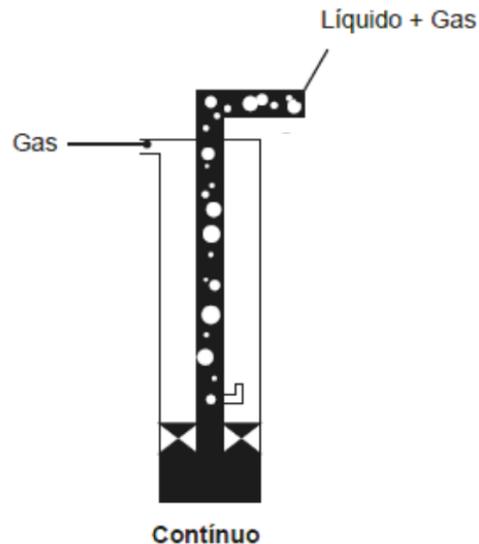
¹⁴³RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2014. 83 p.

4.1.2.1. Inyección de gas lift en flujo continuo

Según Flatern¹⁴⁴ 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.

“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)”¹⁴⁵. “Los índices de productividad PI se consideran bajos cuando son menores a 0.5 y altos cuando son mayores a 0.5”¹⁴⁶. La figura 36 muestra la operación de inyección de gas lift en flujo continuo.

Figura 36: inyección de gas lift en flujo continuo.



Fuente: RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. 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, 2014. 84 p.

¹⁴⁴ FLATERN, Rick V. Levantamiento artificial por gas. En: Oilfield Review. Enero, 2016. vol. 28, no. 1, 57 p .

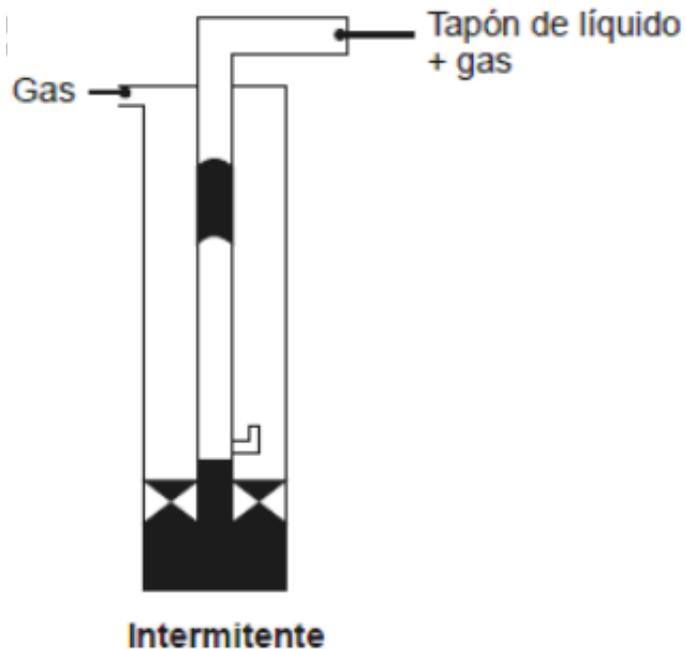
¹⁴⁵ Ibid., p 57 .

¹⁴⁶GUO, Boyun; LYONS, William C. and GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Burlington, USA.: Elsevier Inc, 2007. 182 p. ISBN 978-0-7506-82701.

4.1.2.2. Inyección de gaslift 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”¹⁴⁷. La figura 37 muestra la inyección de gas lift en flujo intermitente.

Figura 37: Sistema de inyección de gas lift en flujo intermitente.



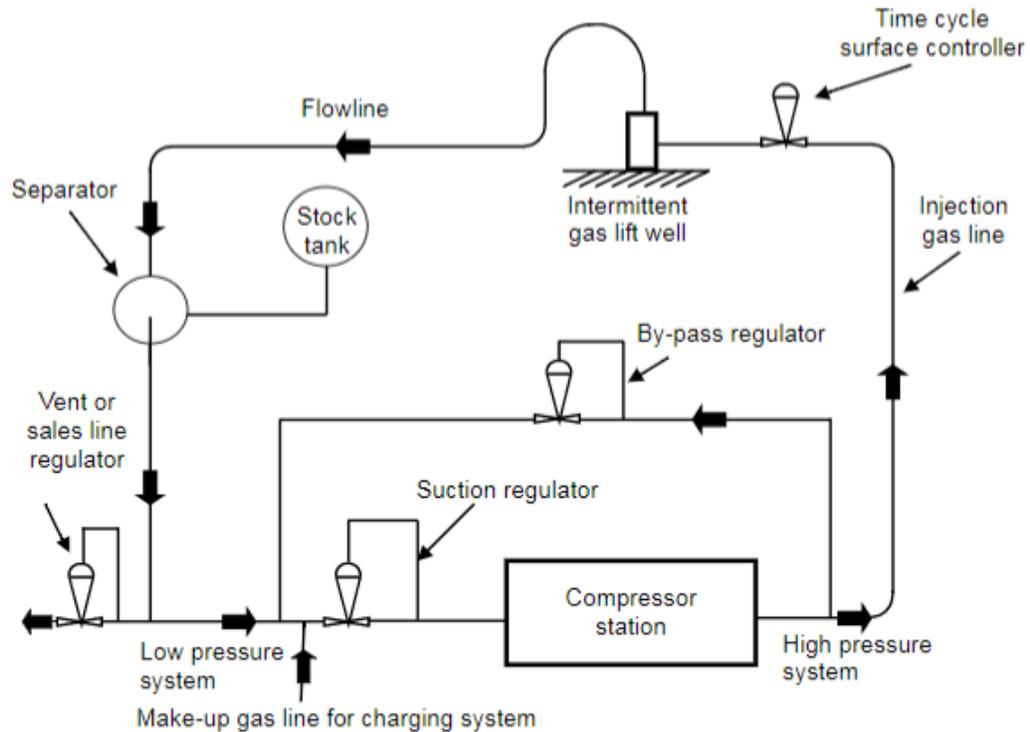
Fuente: RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2014. 84 p.

Según Flatern¹⁴⁸ 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. La figura 38 muestra un diagrama de flujo de un sistema cerrado rotativo de inyección de gas lift en flujo intermitente.

¹⁴⁷FLATERN, Rick V. Levantamiento artificial por gas. En: Oilfield Review. Enero, 2016. vol. 28, no. 1, 57 p.

¹⁴⁸ Ibid., p 57 .

Figura 38: Ciclo de inyección de gas lift en flujo intermitente.



Fuente: GUO, Boyun; LYONS, William C. and GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Burlington, USA.: Elsevier Inc, 2007. 183 p. ISBN 978-0-7506-82701.

4.2. FUENTE DE ENERGIA ELECTRICA

Según Ramírez y Marmolejo¹⁴⁹, 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.

Según Muñoz y Rovira¹⁵⁰ 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

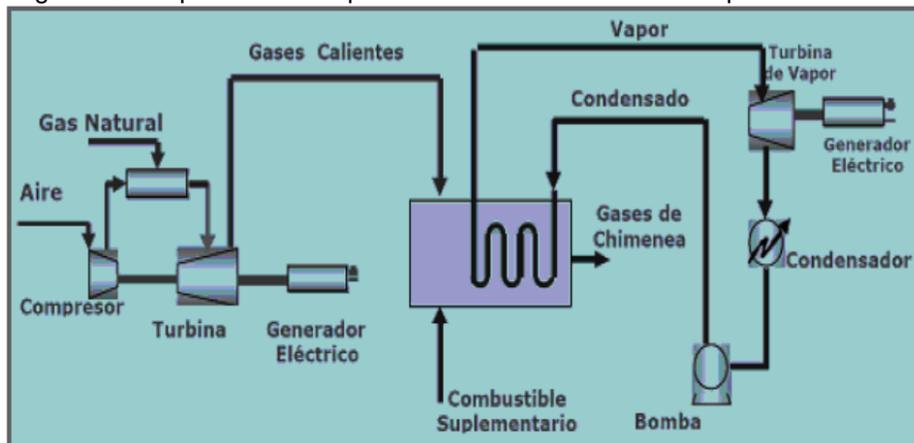
¹⁴⁹ RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2014. 87 p.

¹⁵⁰MUÑOZ, Marta y ROVIRA, Antonio J. Maquinas Térmicas. Madrid.: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2014. 435 p. ISBN 978-84-362-6SS6-7.

energía eléctrica a gran escala se realiza mediante ciclos combinados gas-vapor con altos rendimientos.

“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”¹⁵¹. La figura 39 muestra el esquema de una planta de ciclo combinado de vapor.

Figura 39: Esquema de una planta de ciclo combinado de vapor.



Fuente: RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. 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, 2014. 91 p.

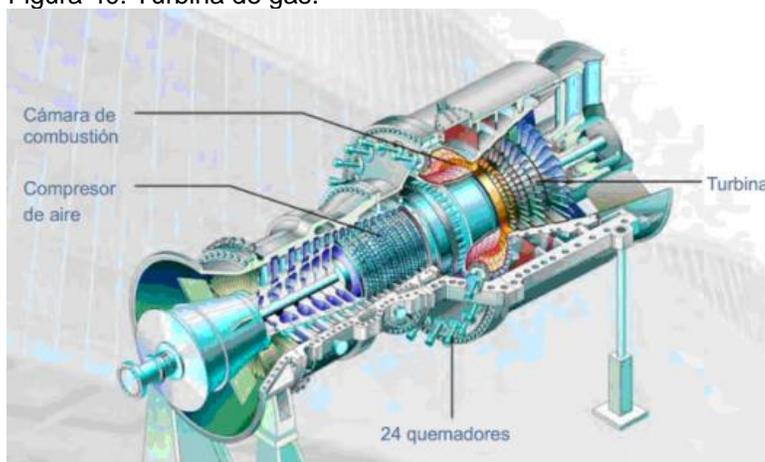
4.2.1. Turbina de gas

Muñoz y Rovira¹⁵² describen 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 y producen la potencia que mediante un alternador es convertida en energía eléctrica. La figura 40 muestra el esquema de una turbina de gas.

¹⁵¹MUÑOZ, Marta y ROVIRA, Antonio J. Maquinas Térmicas. Madrid.: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2014. 435 p. ISBN 978-84-362-6SS6-7.

¹⁵²Ibid., p 440 .

Figura 40: Turbina de gas.

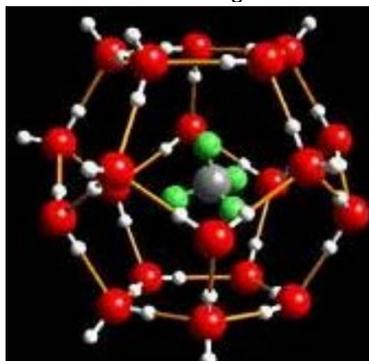


Fuente: RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Trabajo de grado Ingeniero petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2014. 89 p.

4.3. GAS HIDRATADO

También conocido como gas metano hidratado, según Aregbe¹⁵³ es un compuesto cristalino hueco similar al hielo que se forma cuando las moléculas del agua y gas natural coexisten a altas presiones generando una unión en la que las moléculas de agua delimitan las moléculas del metano formando una especie de jaula. La figura 41 muestra la estructura cristalina formada cuando las moléculas de agua forman una especie de jaula de cristal alrededor del metano en forma de gas.

Figura 41: Estructura del gas hidratado.



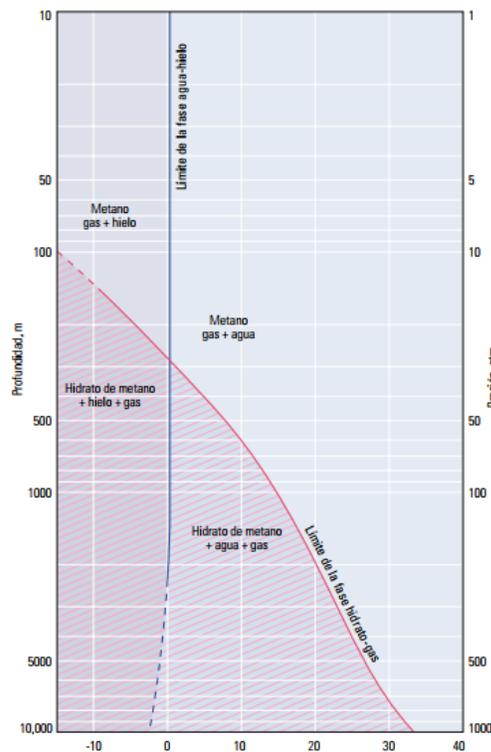
Fuente: AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 150 p.

¹⁵³ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 150 p.

Según Collett, Lewis y Uchida¹⁵⁴ el gas que se encuentra en los hidratos producidos naturalmente, es producido por las bacterias anaeróbicas cuando descomponen la materia orgánica por debajo del fondo del mar. Lo cual produce metano junto con otros subproductos dentro de los que se encuentra el dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, etano y propano.

“En los últimos años se ha descubierto que el gas hidratado deposita y sostiene grandes cantidades de energía que al atraparlas pueden resolver los problemas de energía mundiales¹⁵⁵”. Este descubrimiento ha causado un aumento en la investigación acerca de las condiciones de estabilidad del gas hidratado que es estable a bajas temperatura y altas presiones por lo que cuando la temperatura aumenta y le presión disminuye el hidrato se separa en gas y agua, las condiciones de estabilidad se muestran en el grafico 4.

Gráfico 4: Condiciones de estabilidad del gas hidratado.



Fuente: COLLETT, Timothy; LEWIS, Rick and UCHIDA, Takashi. El creciente interés en los hidratos de gas. [s.l.]: Oilfield Review, 2000. 49 p.

¹⁵⁴COLLETT, Timothy; LEWIS, Rick and UCHIDA, Takashi. El creciente interés en los hidratos de gas. [s.l.]: Oilfield Review, 2000. 48 p.

¹⁵⁵AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 150 p.

Aregbe¹⁵⁶ afirma que las propiedades anteriormente mencionadas del gas hidratado tienen un gran potencial; por lo que su formación debe ser experimentada, investigada y capitalizada, generando así un mercado del gas natural hidrato que permita una mayor conservación de energía. La figura 42 muestra un ejemplo de metano hidratado cristalino.

Figura 42: Gas hidratado.



Fuente: AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 150 p.

4.4. GAS NATURAL LICUADO

“Otra alternativa es 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”¹⁵⁷.

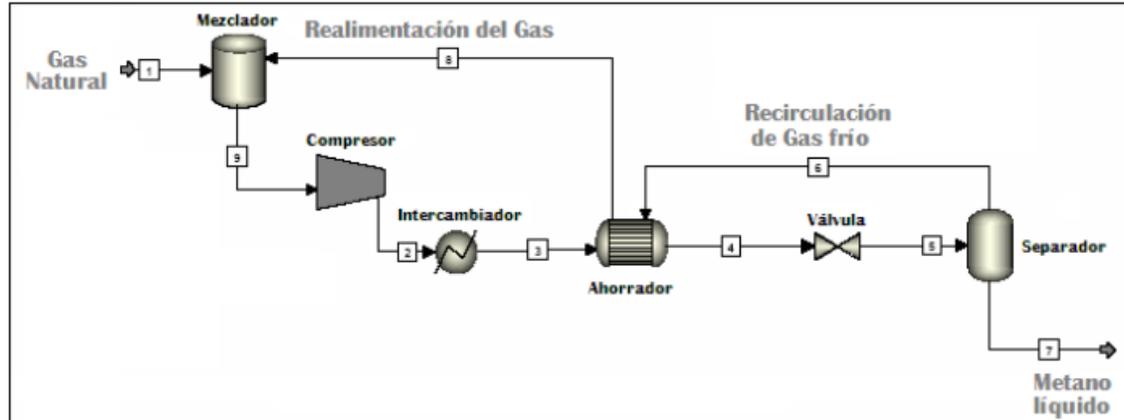
Según Durán, Arnone y Baldés¹⁵⁸ Los procesos de licuefacción se basan en enfriar el gas natural asociado a una temperatura que permita que el metano, el cual es el principal componente del gas, sea licuado a la presión atmosférica, estas temperaturas son aproximadamente de -161°C . El contenido de agua 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. La figura 43 muestra el proceso de licuefacción del gas natural.

¹⁵⁶ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 150 p.

¹⁵⁷ Ibid., p 147 .

¹⁵⁸ 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.

Figura 43: Proceso de licuefacción del gas.



Fuente: 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 .

Según Melendez¹⁵⁹, 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. El cuadro 4 muestra algunas propiedades del gas natural licuado”.

¹⁵⁹ MELÉNDEZ, Elizabeth. 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., 2007. 37 p.

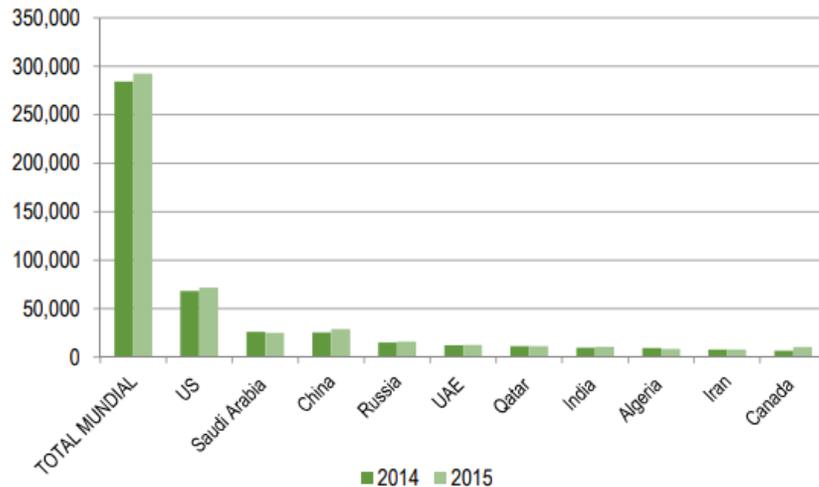
Cuadro 4: Propiedades del gas natural licuado.

Propiedad	Unidad	Cantidad
Poder calorífico superior	(KJ/Kg)	51000
Poder calorífico superior	Kcal/m ³	22.400
Poder calorífico inferior	(KJ/Kg)	47.500
Poder calorífico inferior	(Kcal/m ³)	20.500
Densidad relativa	Adimensional	1,57
Densidad absoluta	Kg/m ³	1,86
Presión de Servicio	mm.c.a	280
Índice de Wobbe	Kcal/m ³	19.525

Fuente: MELÉNDEZ, Elizabeth. 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., 2007. 39 p.

“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”¹⁶⁰.

Gráfico 5: Países con mayor producción de GLP (KTON/Año).

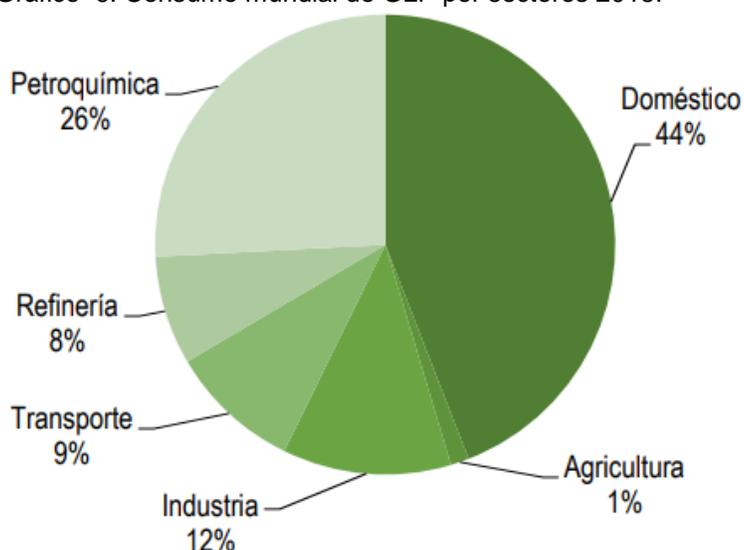


Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2017. 13 p.

¹⁶⁰UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2017. 12 p.

Según la Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana (UPME¹⁶¹), 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 industrial y de transporte mantienen la demanda de GLP en los diferentes países. El grafico 6 muestra el consumo mundial de GLP por sectores en 2015.

Gráfico 6: Consumo mundial de GLP por sectores 2015.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2017. 18 p.

“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”¹⁶².

¹⁶¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2017. 16 p.

¹⁶² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2017. 22 p.

4.5. 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”¹⁶³.

De acuerdo a Aregbe¹⁶⁴ 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. 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. Según La comisión de regulación de energía y gas colombiana¹⁶⁵ el proceso del gas natural comprimido es el siguiente:

- **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:** Los 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.

Según Aregbe¹⁶⁶ 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 Iran, Pakistán y algunas partes de sur América, Europa y Norte América. El gráfico 7 muestra la comparación de los precios del gas natural comprimido y la gasolina y diésel en Estados Unidos de 2006 a 2012.

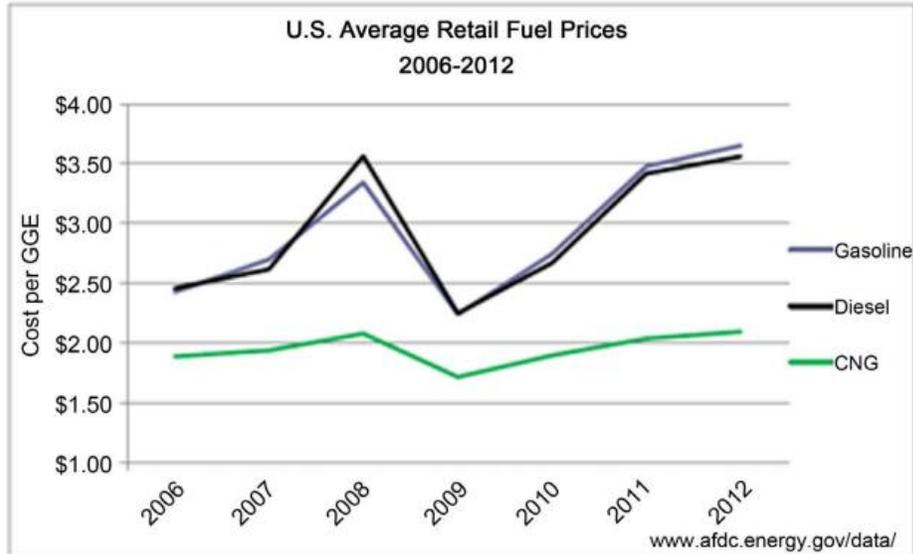
¹⁶³COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Compresión y transporte de gas natural comprimido GNC: Propuesta regulatoria para consulta. CREG- 048: 2004. [s.l.]. El Instituto, 2004. 63 p.

¹⁶⁴ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 148 p.

¹⁶⁵COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Compresión y transporte de gas natural comprimido GNC: Propuesta regulatoria para consulta. CREG- 048: 2004. [s.l.]. El Instituto, 2004. 64 p.

¹⁶⁶AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 148 p.

Gráfico 7: Comparación de los precios del GNC, gasolina y diesel.

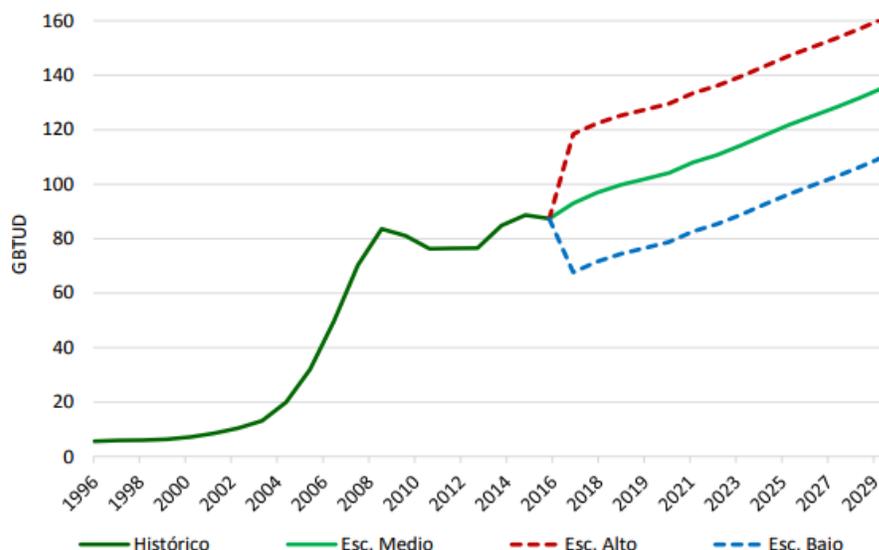


Fuente: AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 148 p.

Según la Unidad de Planeación Minero Energética colombiana¹⁶⁷, 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. El grafico 8 muestra la proyección y los datos históricos de la demanda colombiana de gas natural comprimido en el sector vehicular.

¹⁶⁷ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del petróleo. Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2013. ISBN 978-958-8363-25-7. 151 p.

Gráfico 8: Proyección de demanda nacional de gas natural en el sector vehicular.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Balance de Gas Natural en Colombia. Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2016. 27 p.

4.6. UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL COMO TRANSPORTE

Según Aregbe¹⁶⁸ 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.
- 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.
- En vehículos de carga pesada y mediana se puede utilizar GNC o GNL a bajas temperaturas (> 160°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.

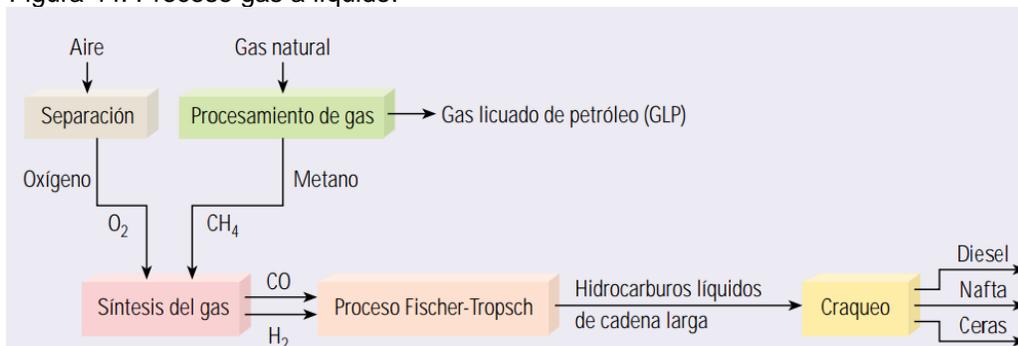
¹⁶⁸AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. *En*: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 148 p.

4.7. TECNOLOGÍA GAS A LIQUIDO (GTL)

De acuerdo a Obayopo¹⁶⁹ la tecnología en la que el gas natural asociado puede ser convertido en aceite sintético, que puede ser utilizado para producir combustibles y productos hidrocarburos. Entre los beneficios económicos y ambientales que posee, se destaca que sus productos pueden ser utilizados en combustión interna y transportados junto con el aceite producido en campo.

Según Obayopo¹⁷⁰, la tecnología GTL fue inventada por los científicos alemanes, Frans Fisher y Hans Tropsch, en 1923, y está basada en una conversión catalítica de monóxido de carbono e hidrogeno en un gas de síntesis. En 1925 se corroboró la posibilidad de convertir el gas obtenido en productos oxigenados e hidrocarburos líquidos, mediante la separación de las moléculas del gas natural y la unión de las mismas como cadenas más largas de hidrocarburo). Ha esta tecnología se le conoce como Fischer- Tropsch y puede aumentar su eficiencia con la presencia de un catalizador (cobalto, níquel o hierro). La tecnología Fischer-Tropsch se representa en la figura 44.

Figura 44: Proceso gas a líquido.



Fuente: SCHLUMBERGER. Conversión de gas natural a líquidos. En: Oilfield Review. Febrero, 2003. 37 p.

Obayopo¹⁷¹ describe el proceso de conversión de gas natural a hidrocarburos líquidos en 3 etapas.

1. Producción del gas de síntesis, mediante la mezcla de CO Y H2. El gas de síntesis puede ser producido con gas natural por medio de estos 3 procesos.

• **Oxidación parcial:** El gas natural reacciona con el oxígeno puro a una temperatura de 1200 a 1500 °C. El proceso es llamado oxidación parcial catalítica ya que el catalizador aumenta la productividad en el tiempo. La ecuación 2 representa este proceso.

¹⁶⁹ OBAYOPO, Lukman. Economical Utilization of Associated Gas in Nigeria. [s.l.]: Universitatea "EFTIMIE MURGU" RESITA., 2014. 37 p.

¹⁷⁰ Ibid., p 37 .

¹⁷¹ Ibid., p 37 .

Ecuación 2: Proceso de oxidación parcial.



• **Reformado por vapor:** Convierte el gas natural con la ayuda de vapor y un catalizador en un gas de síntesis rico en hidrogeno, a temperaturas de 800 a 1000°C. Este proceso no requiere de oxigeno ni altas temperaturas para producir H2 y CO2. La ecuación 3 muestra el proceso.

Ecuación 3: Proceso de reformado por vapor.



• **Reformado auto térmico:** Es una combinación de reformado por vapor y oxidación parcial. También es conocido como reacciones endotérmicas de gas de síntesis y requiere bajas temperaturas de reacción. La ecuación 4 muestra el proceso

Ecuación 4: Proceso de reformado auto térmico



2. La segunda etapa es llamada reacción Fischer Tropsch, en la cual el gas de síntesis (CO Y H2) pasa a través de un reactor. Existen 2 tipos de reactor:

• **De cama móvil:** Parte de los productos recirculan a través de la tubería para contribuir en el enfriamiento del sistema.

• **De cama fija:** Poseen un catalizador en la tubería para la reacción.

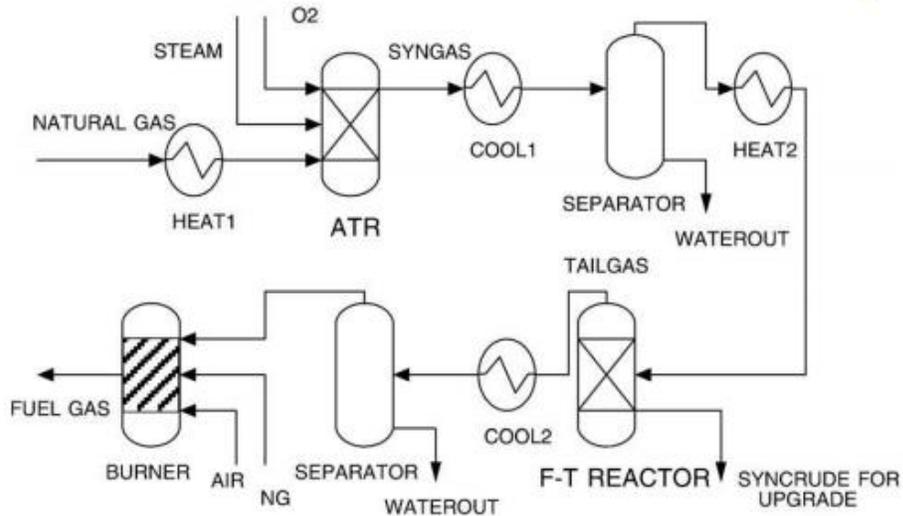
Esta reacción es altamente exotérmica la ecuación 5 representa el comportamiento del proceso.

Ecuación 5: Reacción Fischer Tropsch



3. La última etapa consiste en la conversión del gas obtenido en combustibles como gasolina, queroseno y diésel. El porcentaje obtenido de combustible depende de la tecnología utilizada, la naturaleza del catalizador, las condiciones de reacción y otros factores químicos. La figura 45 muestra el proceso más utilizado en la tecnología GTL.

Figura 45: Proceso GTL.



Fuente: OBAYOPO, Lukman. Economical Utilization of Associated Gas in Nigeria. [s.l.]: Universitatea "EFTIMIE MURGU" RESITA., 2014. 39 p.

Las alternativas anteriormente descritas, son utilizadas como método que reemplaza las operaciones de quema y venteo de gas. No contribuyen en la reducción de los volúmenes de gas asociado producidos. Por lo cual, la eficiencia de cada una de estas alternativas depende de:

- El contenido de hidrocarburos de los gases sea suficiente para que estos sean utilizados para fines energéticos.
- El volumen total de gases generados sea suficiente para abastecer pozos con requerimientos de energía.
- El contenido de hidrocarburos y el volumen de los gases sean suficientes para procesamiento de gas en gas líquido o comprimido y ser comercializados.

La tabla 3 muestra las ventajas y desventajas de las distintas alternativas de utilización de gas natural asociado.

Tabla 3: Ventajas y desventajas de las alternativas de utilización de GNA.

Alternativa	ventaja	desventaja	rentabilidad
Inyección de gas	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)”. ¹⁷²
	Se obtienen mayores eficiencias de barrido areal en los yacimientos en donde se utiliza	Requiere separación del petróleo y gas luego de producción	
	se obtienen mayores beneficios de drenaje por gravedad	Se requiere de una fuente de gas asociado cercana.	
Inyección de gas lift	Útil en levantamiento artificial de pozos fracturados.	Se requiere de una fuente de gas de alta presión	“El gas inyectado representa mayor recobro en los yacimientos”. ¹⁷³
	Aumenta la productividad de pozos de alto ángulo y alta rgp.	Se requiere tratamiento del gas inyectado	
	puede mantener la presión en toda la vida productiva del pozo	No es aplicable en pozos de crudo viscoso o parafinoso.	
Fuente de energía eléctrica	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”. ¹⁷⁴
	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.	
Gas hidratado	Representa grandes cantidades de energía almacenadas.	Hasta ahora se obtienen únicamente mediante extracción.	“El mecanismo de producción actual es extracción por lo que la utilización de gas asociado no representa un mercado viable”. ¹⁷⁵
	Alta capacidad de combustión.	Investigación insuficiente acerca de los mecanismos de formación.	
	Gran contenido de metano.	Requiere condiciones especiales de P y T.	

¹⁷² SCHLUMBERGER. La mojabilidad: El desafío incipiente de los carbonatos. En: Oilfield Review. 2007. 1 p.

¹⁷³RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. 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, 2014. 84 p.

¹⁷⁴ OBANDO, Antonio. El aprovechamiento del gas asociado como combustible para la generación energética. Bogotá D.C. 18, marzo, 2014. p.1 .

¹⁷⁵ COLLETT, Timothy; LEWIS, Rick and UCHIDA, Takashi. El creciente interés en los hidratos de gas. [s.l.]: Oilfield Review, 2000. 49 p.

Tabla 3 (Continuación).

Gas licuado	Menos corrosión y mantenimiento de equipos.	Bajo poder calorífico,	"Reduce costos de 25-30\$ por barril". ¹⁷⁶
	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	
Gas comprimido	Menor cantidad de gases contaminantes comparado con otros combustibles.	Bajo poder calorífico	"Los costos de procesamiento de gas comprimido son 40% menores". ¹⁷⁷
	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.	
Gas para transporte	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". ¹⁷⁸
	Emisiones de NO reducidas en un 68% y las de CO2 en un 15%.	La utilización de gas en el motor, requiere de adaptaciones.	
	Menores desgastes en el motor.	El consumo de volúmenes de gas en transporte es mayor que el de otros combustibles.	
Tecnología GTL	Productos utilizados en refinerías. Emisiones de azufre menores.	Se encuentra aún en investigación.	"Se requieren dos pasos para convertir el metano en hidrocarburo líquido. Por lo cual la conversión no es rentable" ¹⁷⁹ .
	Produce menor emisión de dióxido de carbono.	No existe un mercado posicionado de esta tecnología.	

Fuente: El autor.

¹⁷⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del petróleo. Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2013. ISBN 978-958-8363-25-7. 151 p.

¹⁷⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Compresión y transporte de gas natural comprimido GNC: Propuesta regulatoria para consulta. CREG- 048: 2004. [s.l.]. El Instituto, 2004. 64 p.

¹⁷⁸ AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5, 148 p.

¹⁷⁹ SCHLUMBERGER. Conversión de gas natural a líquidos. En: Oilfield Review. 2003. 41 p.

En los casos en lo 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 creo las normas de aplicación voluntaria para la reducción de quema y venteo que establece buenos hábitos al realizar estos procesos.

4.8. AUMENTO EN LAS EFICIENCIAS DE LOS EQUIPOS

Según Ismail y Umukoro¹⁸⁰ la investigación de un grupo de entidades de diferentes países, dentro de las que se encuentra, la EPA en Estados Unidos, la Universidad de Alberta, La British Petroleum, Shell, en donde estudiaron las eficiencias de los equipos de quema. Estos estudios arrojaron que a condiciones ideales de diseño y operación, la eficiencia de las TEA's es de 98% a 99,5% de hidrocarburo transformado en dióxido de carbono y agua. Sin embargo la mayoría de casos de quema y venteo de gas se realizan en condiciones desfavorables y diseños ineficientes en los que existe una separación de líquidos incompleta, bajos BTU en el gas, altos vientos, ausencia de quemadores piloto, llama desestabilizada, entre otros factores que generan una reducción de la eficiencia que alcanza valores de hasta 62% y genera la emisión de gases no deseados como monóxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, óxidos de nitrógeno, entre otros.

Basados en estos estudios acerca de la eficiencia de los sistemas que quema Cain, Seebold y Young ¹⁸¹ llegaron a diversas conclusiones que permiten la elaboración de planes y procedimientos que permitan alcanzar en una mayor proporción las eficiencias ideales:

- Las altas eficiencias de quema se pueden mantener sin importar las condiciones del viento, cuando existen; condiciones favorables de velocidad de salida de la chimenea (altas), múltiples quemadores piloto que estén bajo monitoreo continuo y dispositivos de retención de llama y protección contra el viento.
- La eficiencia puede disminuir por la presencia de gotas de líquido en la corriente de gas.

¹⁸⁰ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research Publishing. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 299 p.

¹⁸¹ CAIN, John; SEEBOLD, Jim and YOUNG Lyman. Overview of Flaring Efficiency Studies. En: Chevron Texaco Energy Research and Technology Company, 2002. 1 p.

- Los gases de quema con bajo BTU pueden quemarse ineficientemente cuando son expuestos a corrientes altas o moderadas de viento cruzado y pueden explotar si la velocidad de salida es demasiado alta.

4.9. PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO DI&M

En Colombia, este programa está siendo implementado por Ecopetrol y el Instituto Colombiano del Petróleo. Según Yañez y Gualdrón¹⁸², las reparaciones realizadas en este programa se realizan en los componentes con fugas más grandes, que representan mayor riesgo a la seguridad industrial y/o ofrecen alguna rentabilidad al repararse con mantenimientos sencillos, teniendo en cuenta criterios como el costo de reparación, duración de la reparación y plazo de recuperación de la inversión.

Yañez y Gualdrón¹⁸³ plantean que las grandes fugas están presentes en lugares de difícil acceso, poco tránsito y con alta presencia de ruido y congestión, por lo cual en su mayoría pasan desapercibidas y no son cuantificadas. Uno de los factores determinantes en la disminución de la producción de gas asociado, es la medición de la tasa de emisiones en las fugas identificadas, de manera que se asignen correctamente los recursos a las fugas generando rentabilidad.

“Los socios del programa Natural Gas STAR de la EPA han demostrado que un programa DI&M puede eliminar de manera rentable hasta el 96% de las pérdidas de gas y un 80% correspondiente a las emisiones de metano de las fugas y venteos de los equipos”¹⁸⁴.

Yañez y Gualdrón¹⁸⁵ describen un programa DI&M como una serie de actividades que identifican y miden las fugas y emisiones de venteos; generando ahorro en volumen de gas, mayores beneficios económicos, beneficios ambientales por la reducción de emisión de metano y beneficios en la seguridad de la instalación. Los elementos básicos de un programa DI&M se representan en la tabla 3.

¹⁸² YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 41 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

¹⁸³ Ibid., p 41 .

¹⁸⁴ Ibid., p 41 .

¹⁸⁵ Ibid., p 41 .

Tabla 3: Elementos básicos de un programa DI&M.

1. INSPECCIÓN BÁSICA GLOBAL.	El programa DI&M característicamente comienza con una detección y medición básica para identificar los componentes que emiten gas. En la cual se evalúan los componentes de los equipos para identificar los que tienen fugas y venteos.
2. MEDICIÓN DE EMISIONES DE METANO.	Cuando se localizan los componentes con fugas, se obtienen mediciones precisas de la tasa de emisiones usando métodos y equipo especializado.
3. EVALUACIÓN DE OPORTUNIDADES.	Las mediciones acumuladas en el paso anterior deben evaluarse para determinar los componentes, equipos, y/o proceso con fugas/ venteos que sean económicamente factibles de reducir.
4. CALCULO DE LOS COSTOS.	El cálculo de los costos de reparación/ mitigación y plazos de recuperación de la inversión para los equipos/ componentes de equipo identificados como fuentes de emisiones de metano.
5. PLANEACIÓN DE LOS PROYECTOS DE MITIGACIÓN.	La inclusión de las reparaciones y/o renovaciones en la próxima parada planeada.
6. DOCUMENTACIÓN DE RESULTADOS	Con este paso el programa se puede hacer más eficiente y efectivo, de tal forma que la documentación almacenada es usada para guiar las inspecciones subsiguientes, lo que permite al operador concentrarse en los componentes que son más propensos a tener fugas y que son más rentables de reparar.

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 41 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

“En la inspección básica global, se ha demostrado que los equipos expuestos a vibración, alto uso o ciclos de temperatura, son más propicios a tener fugas”¹⁸⁶. La tabla 4 muestra las técnicas utilizadas en la detección de fugas y medición.

¹⁸⁶ YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 41 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Tabla 4: Técnicas de detección y medición de fugas y venteos.

Instrumento/ técnica	Aplicación y uso	Objetivo	Costo aproximado de capital (usds)
Solución jabonosa	Detección en Fuentes de puntos pequeños, como conectores, bridas, etc.	Detección	Insignificante
Detectores electrónicos de gas	Bridas, ventillas, huecos grandes y líneas de extremo abierto.	Detección	Menor \$1.000
Detectores acústicos/ detectores ultrasónicos	Todos los componentes	Detección	\$1.000-2.000 (Dependiendo de la sensibilidad y el tamaño de los instrumentos y el equipo relacionado).
Embolsado	Medición en componentes más accesibles.	Medición	Menor \$1.000
Cámaras	Detección en todos los componentes.	Detección	Costo de cámara es inferior a \$80.000
Anemómetro de paletas	Medición de velocidad para estimación de flujo en líneas abiertas de venteos o a través de puertos en tuberías.	Medición	Menor \$1.000
Anemómetro de hilo caliente	Medición de velocidad para estimación de flujo en líneas abiertas de venteos o a través de puertos en tuberías.	Medición	Menor \$1.001
Muestreador de alto volumen	Componentes más accesibles (tasa de fuga < 11,5 KPCD)	Detección y medición	Menor a \$5.000
Rotámetro	Fugas demasiado grandes	Medición solamente	Menos de \$1.000

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 41 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

La planeación de proyectos de mitigación incluye una serie de métodos establecidos por la agencia de protección ambiental (EPA) que son utilizados en la reducción de metano. Estos métodos consisten en modificaciones a los equipos utilizados o en los procesos implementados.

Los compresores, como definimos en el capítulo anterior, presentan fugas por envejecimiento, rotura de las empaquetaduras o durante su funcionamiento normal. La tabla 5 muestra las posibles modificaciones a realizar en los compresores para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 5: Alternativas de reducción de emisión en compresores.

Título del documento	Costos de capital (usd)	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
COMPRESORES				
Conversión del sistema de arranque de motor a nitrógeno	<\$1.000	X	X	X
Reducción de la frecuencia de arranques del motor con gas	<\$1.000	X	X	X
Reemplazo de arrancadores de gas con aire o nitrógeno.	<\$1.000	X	X	X
Reemplazo del sistema de encendido-reducción de arranques falsos	\$1.000-\$10.000	X	X	X
Cooperación de sistemas automáticos para reducir la ventilación.	\$1.000-\$10.000			X
Reemplazo de cargadores de cilindro de compresor.	>\$10.000			X
Reducir emisiones de metano de los sistemas de empaquetadura del vástago del compresor.	<\$1.000	X	X	X
Reducción de emisiones al detener el funcionamiento de los compresores	\$0-\$10.000	X	X	X
Rediseño de sistemas de purgado y alteración de las prácticas de parada de emergencia	<\$1.000	X	X	X
Instalación de arrancadores eléctricos	\$1.000-\$10.000	X	X	X
Reemplazo de sellos húmedos por sellos secos en compresores centrífugos.	>\$10.000	X		X
Reducción de la presión de purgado para el apagado.	\$1.000-\$10.000	X		X
Instalación de compresores eléctricos.	>\$10.000	X	X	X

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 52 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Las emisiones generadas en los deshidratadores, que absorben metano y otros compuestos orgánicos volátiles que son venteados a la atmosfera. La tabla 6 muestra las posibles modificaciones a realizar en los deshidratadores para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 6: Alternativas de reducción de emisión en deshidratadores.

Título del documento	Costos de capital (usd)	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
DESHIDRATADORES				
Conversion de bobas químicas impulsadas por gas por aire comprimido para instrumentación	\$1.000- \$10.000	X	X	X
Optimización de la circulación de glicol e instalación de tanques de evaporación instantánea en los deshidratadores de glicol.	\$1.000- \$10.000	X	X	
Conectar el deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor.	\$1.000- \$10.000	X	X	X
Reemplazo de unidades de deshidratación de glicol con inyección de metanol	\$1.000- \$10.000	X	X	
Deshidratadores sin emisiones	>\$10.000	X	X	X
Deshidratadores desecantes portátiles	\$1.000- \$10.000	X		
Reemplazo de bombas de glicol impulsadas por gas con bombas eléctricas.	\$1.000- \$10.000	X	X	
Reemplazo de deshidratadores de glicol con deshidratadores desecantes.	>\$10.000	X	X	
Sustitución de deshidratadores de glicol por separadores y calentadores en línea.	\$0- \$10.000			X

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 53 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Entre la tubería de revestimiento y producción se acumula gas anular, cuando la acumulación del mismo es excesiva este gas debe ser ventilado a la

atmosfera”¹⁸⁷.La tabla 7 muestra las modificaciones a realizar en los pozos para reducir las emisiones.

Tabla 7: Alternativas de reducción de emisión en pozos.

Título del documento	Costos de capital	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
Conexión del cabezal a la unidad de recuperación de vapor.	\$1.000- \$10.000	X		
Optimización del tiempo de descarga de un pozo de gas	\$1.000- \$10.000	X		
Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas.	<\$1.000	X	X	X
Instalación de sistemas de aspiración de émbolo en pozos de gas	\$1.000- \$10.000	X		
Instalación de compresores para capturar gas anular.	>\$10.000	X		
Terminaciones con emisiones reducidas para pozos de gas natural fracturados hidráulicamente	\$1.000- \$10.000	X		
Instalación de tubería continua de velocidad	>\$10.000	X		
Instalación de bombas separadoras de fondo de pozo.	>\$10.000	X		
Uso de agentes espumantes	>\$10.000	X		
Instalación de balancines en pozos de gas de baja producción de agua.	>\$10.00	X		
Sistema de automatización inteligente de pozos de gas natural	>\$10.000	X		

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 55 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

¹⁸⁷YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 20 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

El deterioro de la empaquetadura anular que sella el vástago es la principal causa de venteos en las válvulas. La tabla 8 muestra las posibles modificaciones a realizar en las válvulas para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 8: Alternativas de reducción de emisión en válvulas.

Título del documento	Costos de capital	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
VALVULAS				
Inspección y reparación de las válvulas de purgado en las estaciones de compresores	<\$1.000	X	X	X
Instalación de válvulas	<\$1.000	X	X	X
Sustitución de placas de ruptura con válvulas secundarias de alivio	\$1.000-\$10.000	X	X	X
Uso de ultrasonido para identificar fugas	<\$1.000	X	X	X
Cierre de la válvula principal y las válvulas de las unidades antes del purgado.	<\$1.000			X
Uso de tapas para pruebas de cierre de emergencia	\$1.000-\$10.000		X	X
Reparación de fugas durante el reemplazo de tuberías.	<\$1.000			X
Prueba y reparación de las válvulas de seguridad de presión.	<\$1.000	X	X	X
Diseñar las válvulas de aislamiento para minimizar los volúmenes de purga de gas.	\$1.000-\$10.000			X
Acercar las válvulas de las compuertas a prueba de incendios para reducir fugas en las estaciones de compresores	>\$10.000			X
Prueba de las válvulas de alivio de presión de la estación de compuertas con nitrógeno	<\$1.000	X	X	X
Instalación de válvulas de exceso de flujo	>\$10.000			X

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 56 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Los hidrocarburos contenidos en los tanques se evaporan y estos vapores son llevados a la atmosfera. La tabla 9 muestra las posibles modificaciones a realizar en los tanques para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 9: Alternativas de reducción de emisión en tanques.

Título del documento	Costos de capital (us \$)	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
TANQUES				
Purga y retiro de gasómetros a baja presión.	<\$1.000			X
Sustituir la capa del tanque de agua de gas natural a gas producido rico en co2	\$1.000- \$10.000	X		
Consolidación de la producción de petróleo crudo y los tanques de almacenamiento de agua	>\$10.000	X		
Instalación de almacenamiento presurizado de líquido de condensación	>\$10.000	X	X	X
Instalación de unidades de recuperación de vapor en tanques de almacenamiento.	>\$10.000	X		
Recuperación de gas durante carga de condensado	\$1.000- \$10.000	X	X	X
Captura del metano liberado de la tubería del tanque de almacenamiento de líquidos.	<\$1.000			X

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 58 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

El desgaste en las conexiones de las tuberías, genera fugas y venteos de metano principalmente. La tabla 10 muestra las posibles modificaciones a realizar en las tuberías para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 10: Alternativas de reducción de emisión en tuberías.

Título del documento	Costos de capital (us \$)	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
TUBERIAS				
Inyección de gas de purgado en tuberías principales a presión baja o en el sistema de gas combustible	<\$1.000			X
Forro compuesto para reparación de defectos de tubería que no impliquen fugas.	\$1.000-\$10.000		X	X
Inserción de revestimientos flexibles en las tuberías	\$1.000-\$10.000			
Uso de técnicas de reducción de bombeo para bajar la presión de gas antes de efectuar un mantenimiento	>\$10.000		X	X
Instalación de eyector	\$1.000-\$10.000	X		X
Recuperación de gas de las operaciones de raspado de tuberías	>\$10.000	X	X	X
Inspección anual de las tuberías colectoras	<\$1.000	X		

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 59 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

La tasa de emisión de metano en los dispositivos neumáticos, depende del diseño del dispositivo y la presión de suministro del gas. La tabla 11 muestra las posibles modificaciones a realizar en los equipos de control neumático para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 11: Alternativas de reducción de emisión en controles neumáticos

Título del documento	Costos de capital	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
CONTROLES (EQUIPO NEUMATICO)				
Conversión de controles neumáticos a mecánicos	<\$1.000	x	x	x
Reducción de la frecuencia de sustitución del rotor en los medidores de flujo tipo turbina	<\$1.000			x
Convierta los controles neumáticos de gas a aire comprimido para la instrumentación	>\$10.000	x	x	x
Instalación de mecanismos electrónicos para la ignición de antorchas	\$1.000-\$10.000	x	x	x
Sustitución de medición de orificio bi direccional por medidores ultrasónicos	>\$10.000			x

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 60 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

Dentro de la cadena de valor de petróleo y gas, las causas de corrientes de gas emitidas son diversas. Entre las principales fuentes de emisión, se encuentran los dispositivos ya mencionados pero existen otros procesos dentro de los cuales se genera o existe un venteo de gas. La tabla 12 muestra las posibles modificaciones a realizar en otros equipos para lograr la reducción de emisiones de gases generadas en los mismos.

Tabla 12: Alternativas de reducción de emisión en otros equipos.

Título del documento	Costos de capital	Producción	Procesamiento	Transmisión y distribución
Inspección y mantenimiento dirigidos de las estaciones de ingreso e instalaciones superficiales.	<\$1.000			X
Inspección y mantenimiento dirigido en estaciones compresoras	>\$10.000			X
Inspección y mantenimiento en plantas de procesamiento de gas y estaciones de descompresión.	>\$10.000		X	

Fuente: YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. 61 p. ISBN 978-958-9287-35-4.

4.10. NORMAS DE APLICACIÓN VOLUNTARIA PARA LA REDUCCIÓN DE QUEMA Y VENTEO DE GAS

Según el grupo del banco mundial¹⁸⁸, es una herramienta que orienta a los países, empresas productoras, clientes y propietarios de infraestructuras a reducir la quema y venteo de gas vinculados con la producción de petróleo crudo en el mundo. Estas normas se basan en normas, políticas y prácticas óptimas existentes y respaldan otras iniciativas de reducción. Los países y entidades que apoyen estas normas, se deben adherir a los principios que se estipulan y contribuir en la superación de los obstáculos que impiden una reducción significativa de la quema y venteo de gas.

El grupo del banco mundial¹⁸⁹ plantea que las normas se enfocan en las fuentes de quema y venteo de gas asociado más grandes a nivel mundial y que sus objetivos principales son:

- Eliminar las fuentes de venteo de gas asociado que puede ser conservado, reutilizado o llevado a quema; lo cual genera la reducción de las emisiones directas de metano.
- Eliminar o reducir las grandes fuentes de quema de gas asociado, con excepción de las vinculadas con emergencias, seguridad y perturbaciones operacionales.

“El objetivos inicial de las normas es la no realización de quema y venteo continuos de gas asociado, a menos que no existan alternativas factibles. En el caso del venteo se refiere a las fuentes principales en las que las corrientes pueden ser

¹⁸⁸GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 1 p.

¹⁸⁹Ibid., p 1 .

eliminadas o llevadas a un sistema de quema; en las operaciones de quema el objetivo está orientado a identificar y evaluar de alternativas de soluciones de utilización de gas”¹⁹⁰.

El grupo del banco mundial¹⁹¹, establece las medidas voluntarias que debería adoptar los productores y gobiernos para dar cumplimiento a las normas están:

- Identificarse con los principios de las Normas y promover la utilización de gas asociado y la reducción de la quema y venteo.
- Preparar y aplicar Planes de recuperación de gas asociado con el fin de documentar los esfuerzos realizados para identificar alternativas factibles a la quema y venteo y planes de ejecución de las mismas.
- Preparar y aplicar Planes nacionales de ejecución que superen los obstáculos en la utilización de gas asociado existente.
- Suministrar información sobre los niveles de quema y venteo y sobre el avance en la ejecución del proyecto.

El cuadro 5 muestra los elementos clave de las normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas.

¹⁹⁰GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 1 p.

¹⁹¹Ibid., p 2 .

Cuadro 5: Elementos clave de las normas de aplicación voluntaria.

Elemento de las Normas	Medidas recomendadas	Cronograma recomendado (No. de años desde el respaldo a las Normas)	
		Nuevos proyectos	Proyectos existentes
Respaldo	El Comité de Orientación de GGFR respalda las Normas.	Marzo de 2004	
Adopción	Organismos y gobiernos adoptan las Normas ya respaldadas.	1 año	
Objetivo inicial— Venteo	Se elimina el venteo de producción continuo de gas asociado, a menos que no existan alternativas factibles.	1 año	2 a 4 años
Objetivo inicial— Quema	Los operadores preparan Planes de recuperación de gas asociado que pongan de manifiesto los esfuerzos realizados para identificar alternativas factibles a la quema.	2 a 3 años	
	Los gobiernos preparan sus Planes nacionales de ejecución.	2 a 3 años	
	Se elimina o se reduce la quema de producción continua de gas asociado, a menos que no existan alternativas factibles.	1 año	5 a 6 años
Objetivo final— Quema y venteo	Se reduce al mínimo la producción y quema, continuas y no continuas, de gas asociado.	Examen periódico de la quema y venteo subsistentes	
Seguimiento y transparencia	Mediante estimaciones o mediciones, los productores controlan el volumen de gas que es objeto de quema y venteo y de emisiones conexas que causan el efecto invernadero.		
	Los productores declaran anualmente los volúmenes y emisiones de quema y venteo.	2 años (si en la actualidad no se informa)	
	Cada año, los gobiernos informan públicamente dichos volúmenes y emisiones.	2 años	
	Se recomienda verificar periódicamente, a través de procesos internos o externos existentes, los datos contenidos en los informes.		

Fuente: GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 4 p.

Las normas de aplicación voluntaria para la reducción de quema y venteo de gas se organizan y dividen según el procedimiento (quema o venteo) y el objetivo al que se le está dando cumplimiento.

4.10.1. Normas de cumplimiento del objetivo inicial en materia de venteo

Como se ha descrito anteriormente, el objetivo inicial de las normas para el venteo es la no realización de un venteo continuo de gas asociado a menos de que no existan alternativas factibles. El grupo del banco mundial¹⁹² dice, que como mínimo la corriente de gas que se va a liberar debe estar encaminada a un sistema de quema eficiente. En las operaciones de venteo de pequeñas corrientes, no se da cumplimiento al objetivo inicial ya que la recuperación de los volúmenes es difícil y no tendría rentabilidad. Para el cumplimiento del objetivo inicial se establecen condiciones aceptables en las operaciones de venteo.

4.10.1.1. Condiciones aceptables para venteo

Según el grupo del banco mundial¹⁹³, El mecanismo principal en el cumplimiento del objetivo inicial en materia de venteo, es la existencia de alternativas viables que limiten un venteo continuo. En la mayoría de casos las corrientes de gas de venteo pueden llevarse a un sistema de quema, a pesar de esto algunas razones técnicas, ambientales, de seguridad o prácticas como falta de contenido de hidrocarburos en el gas o presión insuficiente hacen que no sea posible la quema; en estos casos antes de considerar el venteo deben evaluarse tecnologías alternativas de eliminación de hidrocarburos.

4.10.2. Normas de cumplimiento del objetivo inicial en materia de quema

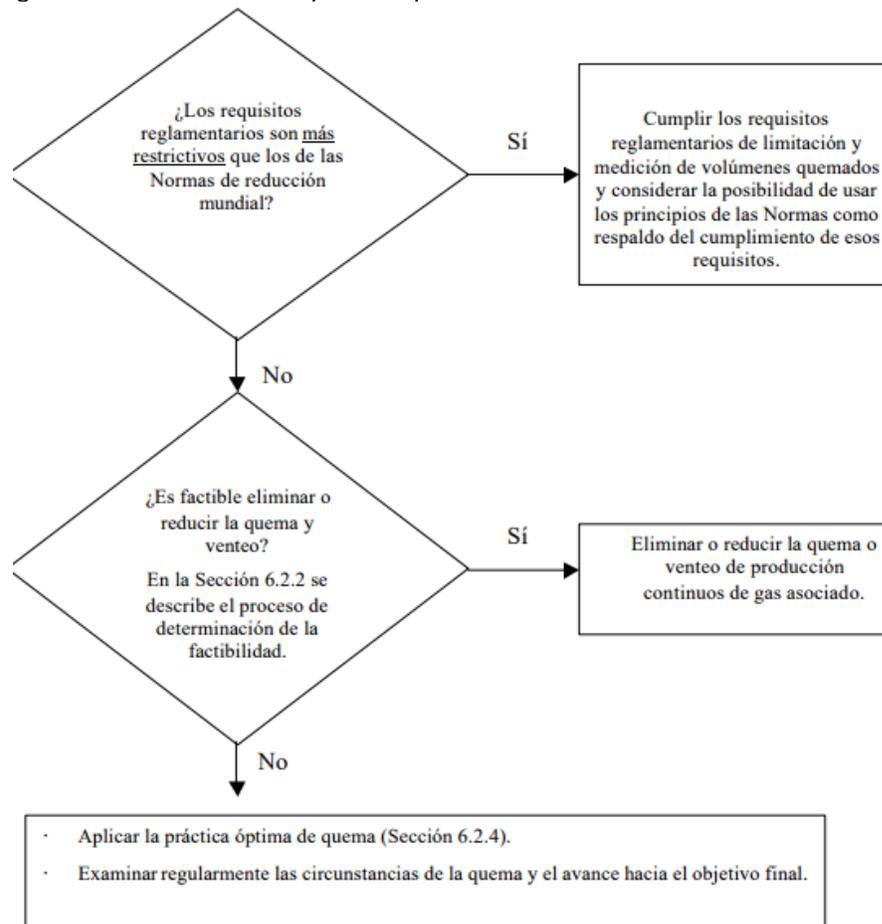
El grupo del banco mundial¹⁹⁴ afirma, que el objetivo inicial de las normas con respecto a la quema es evitar los procesos de quema continua de gas asociado a menos de que no existan alternativas factibles. Para el cumplimiento de este objetivo se evalúan las posibles alternativas de gestión de gas asociado y una descripción de las circunstancias aceptables de quema; la evaluación de las alternativas se realiza mediante un proceso tipo árbol que identifica y evalúa las alternativas en las que puede ser reutilizado el gas asociado. el primer paso en el árbol de decisiones es determinar si es preciso cumplir con requisitos reglamentarios y cumplirlos, la figura 46 muestra el proceso tipo árbol utilizado en la eliminación o reducción de quema de gas asociado.

¹⁹²GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 17 p.

¹⁹³Ibid., p 17 .

¹⁹⁴Ibid., p 17 .

Figura 46: Procedimiento tipo árbol para tomar decisiones de reducción de quema.

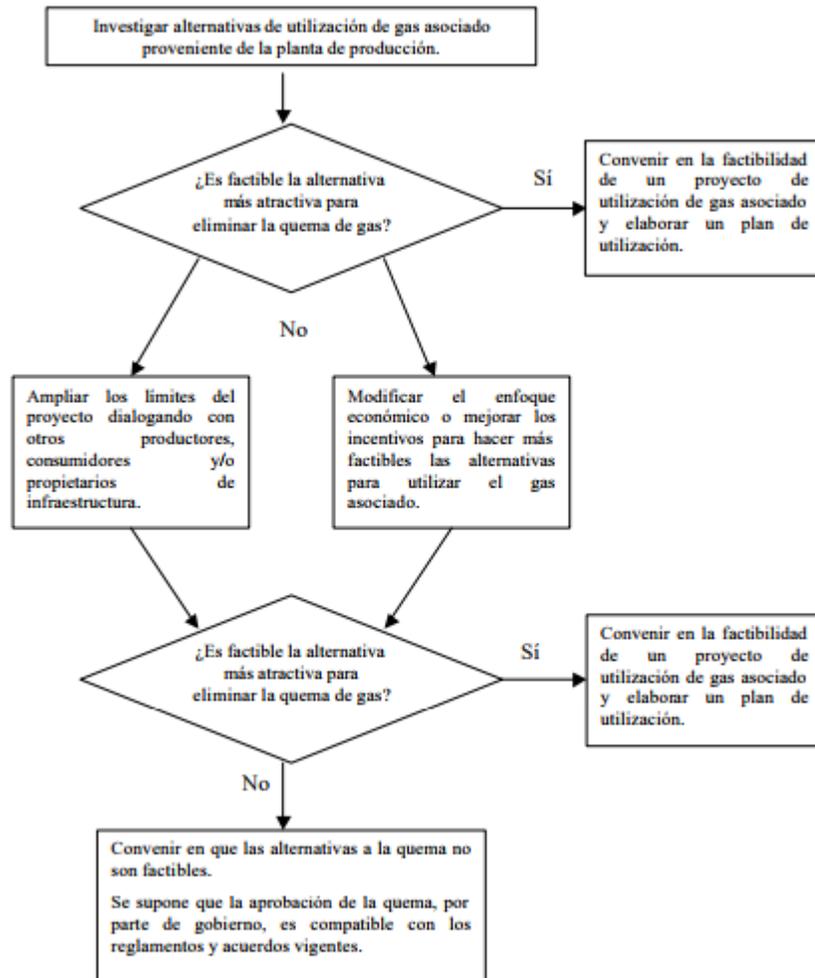


Fuente: GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas. 29555. Washington, D.C.: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, 2004. 17 p.

“En los casos en los que no es posible la eliminación del proceso de quema, se realiza la evaluación de las alternativas de utilización de gas asociado por parte de los organismos interesados. Esta evaluación se realiza teniendo en cuenta la factibilidad económica, la participación de los interesados y posible ampliación del proyecto para que pueda ser útil en otros yacimientos”¹⁹⁵. Para el cumplimiento de este proceso se recurre a criterios de tipo económico, como se muestra en la figura 47.

¹⁹⁵GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 20 p.

Figura 47: Proceso tipo árbol de determinación de factibilidad de alternativas de utilización de gas asociado.



Fuente: GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 20 p.

Según el grupo del banco mundial¹⁹⁶, La evaluación de las alternativas debe ser realizada por la compañía que responsable de la quema de gas; con el apoyo del gobierno, que debe facilitar la comercialización del gas asociado. Dentro de la evaluación de las alternativas se debe tener en cuenta:

- Evaluar los límites del campo petrolífero o proyecto operacional, identificando alternativas de utilización de gas asociado y evaluando su viabilidad.

¹⁹⁶GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 18 p.

- Incluir a otras entidades o gobiernos interesados en ampliar los límites del campo petrolífero del proyecto. Por medio de la adhesión de operaciones conjuntas que necesiten alternativas de recuperación de gas o suministros de energía nuevos o adicionales.

- Evaluar económicamente las alternativas e investigar los incentivos para los interesados, generando una mayor viabilidad económica a las alternativas más viables a la quema de gas asociado.

4.10.2.1. Alternativas consideradas en la disminución de quema de gas

“Las alternativas consideradas pueden ser implementadas por productores, gobiernos, clientes, propietarios de infraestructura y otras partes interesadas”¹⁹⁷.

- Productores de gas:

- Integrar los beneficios económicos, ambientales y sociales para ayudar a justificar los proyectos de recuperación de gas.

- Ampliar los límites del proyecto incluyendo otros productores, clientes y propietarios de infraestructura de la región; generando compraventa de gas entre yacimientos y productores, suministro de gas asociado a yacimientos con gas insuficiente y transferencia de tecnologías.

- Investigar la posibilidad de utilizar derechos de emisión de carbono como mecanismo de generación de ingresos adicionales para algunos proyectos de reducción de quema.

- Gobiernos:

- Definir el marco reglamentario y derechos aplicables al gas asociado, aumentando su comercialización.

- Promover el acceso de terceros a la infraestructura en condiciones relacionadas con el costo, promoviendo la recuperación y utilización mayor de gas asociado.

- Llevar a cabo contratos de participación en la producción, con lo que se recuperen los costos de infraestructura.

- Examinar mecanismos de recuperación y costos y distribución de utilidades.

- Establecer periodos de desarrollo del mercado de gas, promoviendo la investigación y desarrollo de mercados de gas asociado.

¹⁹⁷ GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 19 p.

- Crear incentivos como regalías.
- Elaborar una estrategia de utilización de gas asociado.
- Desarrollar mercados locales de gas asociado.
- Otorgar garantías de pagos por suministros de gas asociado.
- Clientes comerciales o industriales.
 - Negociar contratos a largo plazo de suministro de gas asociado.
 - Aceptar un sistema de determinación de precio del gas asociado.
 - Negociar contratos confiables que reduzcan los riesgos de los productores.
 - Otorgar garantías de pago de suministro de gas asociado.
- Propietarios de infraestructuras de gas:
 - Conocer los requisitos para inversión en infraestructura existente para recolección y transporte de gas asociado.
 - Priorizar la adquisición de nuevos suministros de gas asociado.
 - Autorizar a terceros para adquirir propiedad de la infraestructura a través de inversión en la ampliación de las mismas.
 - Participar en proyectos de ampliación de la infraestructura.

4.10.2.2. Practica óptima de quema

El grupo del banco mundial¹⁹⁸, recomienda diseñar y operar los sistemas de quema de forma compatible con los códigos y normas de ingeniería. Los criterios de diseño, ejecución y operación de sistemas de quema son los siguientes:

- Eficiencia del sistema de quema: La velocidad de vientos laterales, el valor de calefacción de la corriente quemada y las velocidades de salida determinan la variabilidad de la eficiencia real de combustión. Por esta razón, las normas no determinan una eficiencia de combustión específica, sino que recomiendan características de diseño adecuadas y ofrecen directrices para una operación de quema eficiente y estable.

¹⁹⁸ GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 22 p.

- Fugas del proceso: Las fugas de gas del sistema de quema, presentes en las válvulas de aislamiento y dispositivos de venteo de emergencia; pueden reducirse por medio de procedimientos de instalación y mantenimiento.

- Características de desempeño del sistema de quema: Con el diseño y la operación de los sistemas de quema, se debe lograr resultados óptimos y alcanzar los siguientes objetivos:

- Reducir el riesgo de apagado de la llama piloto, por medio de la instalación de un sistema de quema confiable.

- Garantizar una velocidad de salida idónea y establecer barreras contra el viento, en los casos en que existen corrientes de quema de velocidad baja o intermitente.

- Garantizar un buen sistema de ignición.

- Reducir el transporte y la retención de líquidos en la corriente de gas para la quema, mediante un adecuado sistema de separación de líquidos.

- Reducir las oscilaciones y el avance de la llama.

- Generar procesos de combustión eficientes, realizando controles y optimizando las velocidades de flujo de combustible, aire o vapor del sistema de quema.

- Controlar que el valor calorífico del gas quemado sea suficiente para mantener una combustión eficiente y estable, mediante la adición de gas.

- Implementar programas de mantenimiento y sustitución de sistema de quema, logrando la máxima eficiencia del sistema.

El cumplimiento del objetivo inicial de las normas permite una reducción de las operaciones de quema y venteo, a pesar de esto no se obtiene la reducción al mínimo de estos procesos. Según el grupo del banco mundial¹⁹⁹, el objetivo final de las normas es reducir al mínimo la quema y venteo de producción continua y no continua de gas asociado. Este objetivo promueve las reducciones permanentes de quema y venteo de gas a largo plazo a través de la aplicación de nuevas tecnologías y prácticas basadas en:

- Dar prioridad a las fuentes de quema y venteo continua y no continua pequeñas no comprendidas en el objetivo inicial.

- Revisar y priorizar las actividades de quema y venteo de gas, mediante:

¹⁹⁹ GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 25 p.

- Alternativas de gestión de gas que no fueron factibles en el cumplimiento del objetivo inicial. Realizando una evaluación de la situación local y estableciendo si los cambios son suficientes para tener en cuenta estas alternativas.

- Priorizando los procesos de quema continua de gas asociado de producción no tomado como objetivo inicialmente; mediante la revisión de las fuentes.

El grupo del banco mundial²⁰⁰, establece un cronograma de aplicación de las normas. Los plazos establecidos en el mismo no son de cumplimiento obligatorio, a pesar de esto, se requiere que los organismos pongan sus esfuerzos en su cumplimiento. El cuadro 6 muestra que se da prioridad a los proyectos que eliminen mayores volúmenes de gas quemado y venteado.

Cuadro 6: Cronograma de aplicación de las normas de reducción de quema y venteo de gas asociado.

Medidas recomendadas	No. de años transcurridos desde la adhesión
Adhesión a las Normas por el Comité de Orientación de GGFR	
Adopción de las Normas recomendadas, por organismos y gobiernos	1 año
Aplicación del objetivo inicial sobre quema y venteo en los proyectos nuevos	1 año
Aplicación del objetivo inicial sobre venteo en las instalaciones existentes	2 a 4 años
Información pública sobre quema y venteo, por parte de organismos y gobiernos (si no la estaban suministrando)	2 años
Elaboración del Plan de recuperación de gas asociado:	
Dentro de los límites de operación del proyecto, o	2 años
Dentro de los límites ampliados del proyecto	3 años
Elaboración del Plan nacional de ejecución	2 a 3 años
Aplicación del objetivo inicial sobre quema y del plan en los proyectos existentes (a menos que los planes indiquen otro cronograma):	
Dentro de los límites de operación del proyecto, o	5 años
Dentro de los límites ampliados del proyecto	6 años

Fuente: GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 20 p.

²⁰⁰GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004. 25 p.

Los países que se adhieren a las normas, son principalmente los mismos países que hacen parte de la Asociación mundial para la reducción de quema y venteo de gas. Dentro de estos países esta: Argelia, Angola, Azerbaiyán, Camerún, Ecuador, Guinea, Francia, Indonesia, Iraq, Kazajstán, Rusia, México, Nigeria, Noruega, Qatar, Estados Unidos y Uzbekistán. Estos países han llevado a cabo variedad de proyectos en donde se aplican las normas y distintas alternativas mencionadas.

La eficiencia de estas alternativas está influenciada por la presencia de mercados e infraestructura que permiten desarrollar cada una de las alternativas de manera rentable y amigable con el medio ambiente. En los últimos años los países junto con el gobernó y entidades ambientales han implementado algunas de estas alternativas, que en algunos casos son eficaces y en otros no.

5. CASOS DE APLICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE REDUCCIÓN DE QUEMA Y VENTEO DE GAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

Nigeria y Rusia son los países que presentan mayores volúmenes de gas quemado y venteado en el mundo, por esta razón hacen parte del grupo de países que han implementado mayor cantidad de proyectos enfocados a la reducción de quema y venteo de gas y por lo tanto emisión de gases efecto invernadero.

En el caso de Rusia se ha venido evidenciado una reducción en estos procesos que se relaciona sobre todo a la implementación de leyes ambientales enfocadas a la regularización de estos procesos y la creación de plantas de tratamiento de gas. Nigeria, en un trabajo conjunto con las entidades mundiales medioambientales, ha generado a lo largo de los años normas y proyectos que tienen como objetivo minimizar los impactos ambientales, sociales y económicos de la quema y venteo de gas.

5.1. NIGERIA

La condición social y ambiental en Nigeria ha sido un problema de preocupación mundial desde hace aproximadamente 3 décadas. Según Allen²⁰¹ la continua quema de grandes volúmenes de gas asociado a pesar de las normativas establecidas, han generado numerosos esfuerzos encaminados a su mitigación; a pesar de esto, no se han visto resultados como consecuencia de diferentes razones, dentro de las que se encuentra la corrupción y el mal gobierno que han generado que los plazos de vigencia de la normativa sean postergados y que las empresas no den cumplimiento de la misma. Los plazos para acabar con la quema de gas han sido modificados dos veces, la primera fue del 1 de abril de 1984 al 1 de enero de 1985 y la segunda de enero de 2008 a 2010.

Según Allen²⁰² los objetivos actuales del gobierno Federal de Nigeria están encaminados a parar la quema de gas; a pesar de esto, los volúmenes de gas quemado en Nigeria comparados con los de otros países productores siguen siendo alarmantes, alrededor de 2.5 de pies cúbicos de gas son quemados al día en esta región. Por estas razones la percepción de la comunidad es que el marco legal y los proyectos encaminados a la prevención y cuidado del ambiental en la industria petrolera son pobres, lo cual se le atribuye a la corrupción y falta de buen gobierno.

“El departamento de recursos petroleros y el ministerio federal del ambiente (DPR Y FME, respectivamente por sus siglas en inglés) son las dos piezas más

²⁰¹ ALLEN, Fidelis. Implementation of Oil Related Environmental Policies in Nigeria. [s.l.]: Cambridge Sholars Publishing, 2012. 23 p. ISBN 978-1-4438-3443-1.

²⁰²Ibid., p 23 .

importantes en la implementación de estándares ambientales en Nigeria”²⁰³. Estas entidades junto con las compañías petroleras han elaborado al pasar de los años normativas y estrategias de mitigación que se plantean, en algunos de los casos las alternativas de mitigación mencionadas en el capítulo anterior.

5.1.1. Reinyección de gas en Nigeria

De acuerdo a Allen²⁰⁴ la ley de reinyección de gas asociado fue creada en 1979 y entro en vigencia en Septiembre de este mismo año, su objetivo principal fue obligar a las compañías petroleras a presentar planes integrales de reinyección de gas que contribuyeran a la implementación de la ley; esta ley presento excepciones a las que se le atribuye el no éxito de la misma ya que se eximieron 55 de 84 campos de SPDC, 10 de 15 de Mobil, 4 de 22 de Agip y 4 de 6 de Elf’s, lo cual representa alrededor del 70% del gas asociado en Nigeria y un gran costo para la salud, el medioambiente y la economía. Como consecuencia de la mala implementación de la ley de reinyección, el 1 de enero de 1984 se estableció que toda quema de gas no autorizada por el ministerio de ambiente, era ilegal.

Según Allen²⁰⁵ la falta de cumplimiento de estas normativas es consecuencia de la falta de planeación en las primeras etapas, ya que estas leyes fueron promulgadas sin tener en cuenta los costos de infraestructura necesarios. En el caso de la ley de reinyección de gas, se estableció que su costo de implementación iba a ser compartido entre el gobierno y las compañías petroleras, por lo cual, en 1998 el gobierno inicio incentivos económicos para terminar con la quema de gas en el Delta de Nigeria. A pesar de los incentivos se evidencia que las compañías siguen obteniendo menores gastos en la quema de gas comparado con los gastos generados en la instalación de facilidades de reinyección de gas.

5.1.2. Gas natural licuado y comprimido en Nigeria

“Por otro lado en 1989 se creó la compañía Nigeriana de gas natural licuado (NLNG por sus siglas en inglés) como una estrategia en la mitigación de contaminación asociada con gas. Esta compañía produce gas natural licuado para su exportación. Es una sociedad del Gobierno Federal de Nigeria representado por la Corporación nacional de petróleo de Nigeria (49%), Shell (25,6%), Total LNG Nigeria Ltd (15%) y Eni (10,4%)”²⁰⁶.

²⁰³ ALLEN, Fidelis. Implementation of Oil Related Environmental Policies in Nigeria. [s.l.]: Cambridge Sholars Publishing, 2012. 23 p. ISBN 978-1-4438-3443-1.

²⁰⁴ NIGERIA LNG LIMITED. Facts and Figures on NLNG 2017. Rivers State, Nigeria.: la Institución, 2017. 23 p.

²⁰⁵ Ibid., p 23 .

²⁰⁶ Ibid., p 5 .

Según la compañía de GNL de Nigeria²⁰⁷, la planta está construida en 2,27 km² de terreno en Finima, isla de Bonny. Sus instalaciones están compuestas de:

- Suministro de gas asociado y no asociado.
- 6 transmisores de gas principales.
- 4 gasoductos en tierra.
- 6 unidades de procesamiento de gas natural licuado.
- 2 tanques de almacenamiento de propano con capacidad de 65.000 metros cúbicos.
- 2 tanques de almacenamiento de butano con capacidad de 65.000 metros cúbicos.
- 3 tanques de almacenamiento de gas condensado con capacidad de 36.000 metros cúbicos.
- Planta de fraccionamiento para procesar gas natural licuado.
- 5 plantas de estabilización de condensado.
- 10 turbinas a gas generadoras de energía con capacidad de más de 320 MW.
- 1 facilidad de exportación de gas natural licuado y exportación de gas natural condensado.

“En el periodo de 1999 a 2015 NLNG convirtió 146 billones de metros cúbicos de gas asociado en más de 1864 cargas de gas natural licuado para exportación. Los cuales serían quemados” ²⁰⁸. La tabla 13 muestra los mas recientes logros de la compañía.

Tabla 13: Recientes logros de NLNG.

FECHA	LOGRO
Junio 2007.	Instalación de recepción de gas de alimentación para ser totalmente operacional.
Octubre 2007.	Primer carga de butano para mercado doméstico.
Octubre 2009.	10 años de producción de gas natural licuado.
Octubre 2010.	Exportación acumulada de 2000 cargas de gas natural licuado.
Diciembre 2012	Alcanzo el número más alto de cargas producidas en un año (333)
Enero 2014	Exportación acumulada de 3000 LNG cargas.

Fuente: NIGERIA LNG LIMITED. Facts and Figures on NLNG 2017. Rivers State, Nigeria.: la Institución, 2017. 26 p.

Con la ayuda de la compañía NLNG, el gobierno Nigeriano quiere lograr que todas las compañías petroleras utilicen el gas asociado para fines de desarrollo como exportación energética o utilización en necesidades domesticas de la población.

²⁰⁷NIGERIA LNG LIMITED. Facts and Figures on NLNG 2017. Rivers State, Nigeria.: la Institución, 2017. 24 p.

²⁰⁸Ibid., p 38 .

“En 2006 los cuatro accionistas de la compañía BRASS LNG Limitada, la corporación nacional de petróleo nigeriana, ENI internacional, Phillips Limitada y Brass Holdings Company limitada. Firmaron el acuerdo para llevar a cabo el proyecto Brass LNG, el acuerdo detalla la construcción de dos trenes de gas natural licuado en Brass en Byelsa”²⁰⁹.

La planta tiene capacidad de producir gas natural licuado y algunos condensados de gas. Se espera que el proyecto produzca 10 millones de toneladas de gas natural licuado por año durante 20 años de vida.

5.1.3. Tecnología GTL en Nigeria

“Hasta 2014 el gobierno Nigeriano aprobó 2 proyectos para convertir gas asociado en combustibles líquidos. El primer proyecto se encuentra en evaluación y se pretende que este localizado en Olokola, Nigeria”²¹⁰.

El segundo proyecto es la planta Escravos GTL (EGTL), localizada al sur de Delta de Nigeria al sureste de Lagos. Según Nwaoha y Wood²¹¹, fue construida por una compañía Sur Africana “Sasol limited”, la corporación nacional de petróleo nigeriana (NNPC) y Chevron; y tiene como objetivo principal usar el gas asociado en la fabricación de combustibles líquidos por medio de la tecnología Fischer- Tropsch. Se espera que EGTL convierta más de 325 mmcf/d de gas natural a 33000 b/d de diésel y nafta para usar en plantas petroquímicas.

“EGTL ha sufrido retrasos y sobrecostos a lo largo de su historia. Desde la adjudicación de su construcción en 2005 el consorcio compuesto por JGC, KBR y Snamprogetti, estimo que la construcción tendría un costo de \$1.700 millones, la cual es una cifra mucha más alta que la de un proyecto similar de la misma escala. Este sobrecosto generó que el gobierno nigeriano pusiera el proyecto en espera y exigiera un proceso de licitación”²¹².

Según Nwaoha y Wood²¹³, a pesar de la espera, el proyecto avanzó, calculando capital de EGTL en 2010 de alrededor de \$5,9mil millones y en 2011 en \$8,4mil

²⁰⁹ KERUNWA, Anthony and C.I.C., Anyadiegwu. Monetizing stranded gas reserves in Nigeria. Owerri, Nigeria.: Department of Petroleum Engineering, Federal University of Technology., 2013. vol. 4, no. 05, 170 p.

²¹⁰ OBAYOPO, Lukman. Economical Utilization of Associated Gas in Nigeria. [s.l.]: Universitatea “EFTIMIE MURGU” RESITA., 2014. 37 p.

²¹¹ NWAHOA, Chikezie and WOOD, David. A review of the utilization and monetization of Nigeria's natural gas resources: Current realities. En: Journal of Natural Gas Science and Engineering. Mayo, 2014. 19 p.

²¹² *Ibid.*, p 19 .

²¹³ NWAHOA, Chikezie and WOOD, David. A review of the utilization and monetization of Nigeria's natural gas resources: Current realities. En: Journal of Natural Gas Science and Engineering. Mayo, 2014. 19 p.

millones. El proyecto fue sancionado por demoras y sobrecostos cuando se tenía la intención de expandirlo a 120.000 b/d, lo cual no tiene mucha probabilidad actualmente por los asuntos de corrupción.

5.1.4. Otros proyectos

Según Allen²¹⁴ En 2003 la empresa de desarrollo petrolífero Shell en Nigeria (SPDC por sus siglas en inglés) junto con el departamento de recursos petrolíferos (DPR), implementaron un plan de cumplimiento de reducción de quema de gas. En el informe de 2006 la SPDC declara que la compañía se comprometió a eliminar la quema de gas de rutina en sus operaciones, mediante la utilización del gas asociado en proyectos de gas natural licuado y energía independientes; afirma que se gastaron alrededor de \$650.000 en 2006 y \$3000 millones entre 2003 y 2008, en proyectos de utilización de gas y que en 2005 y 2006 se alcanzó el 92% de cumplimiento de las directrices.

En 2006 las naciones unidas²¹⁵ junto con el gobierno nigeriano crearon el proyecto de recuperación de gas asociado en la planta de procesamiento de gas y petróleo Kwale, el proyecto se trata de capturar y utilizar la mayoría de gas asociado, mediante el almacenamiento de asociado proveniente de los campos petroleros operados por Eni Nigeria Agip Company (NAOC).

Según las naciones unidas²¹⁶, el gas capturado es comercializado para el uso de consumidores finales de gas o en el caso de la ausencia de un mercado local, el proyecto propone la creación de una planta independiente de generación de energía, que consiste en una planta de alta eficiencia de turbinas de gas de ciclo combinado que genere energía eléctrica.

Las naciones unidas²¹⁷ afirman que este proyecto además de contribuir con el desarrollo sostenible de Nigeria, aumentara la generación de energía eléctrica, entre otros:

- **Socio económico:** Por el aumento en el suministro de energía eléctrica en Nigeria, mayor inversión interna y generación de empleo.

²¹⁴ ALLEN, Fidelis. Implementation of Oil Related Environmental Policies in Nigeria. [s.l.]: Cambridge Sholars Publishing, 2012. 23 p. ISBN 978-1-4438-3443-1.

²¹⁵ CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM. Recovery of associated gas that would otherwise be flared at Kwale oil-gas processing plant, Nigeria. [s.l.] :United Nations Framework Convention on Climate Change;2006. vol 3 . 5 p.

²¹⁶Ibid., p 6 .

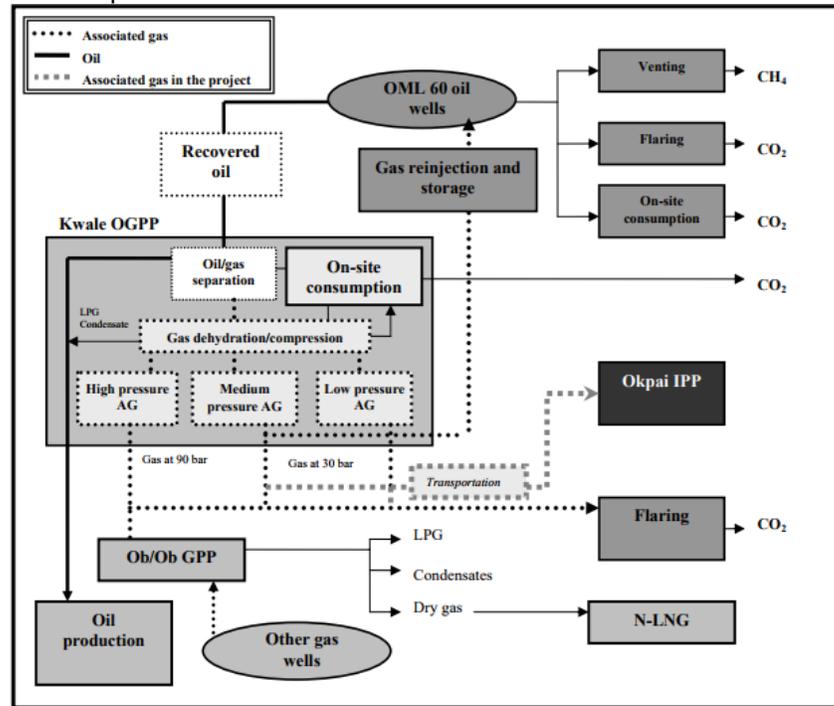
²¹⁷ CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM. Recovery of associated gas that would otherwise be flared at Kwale oil-gas processing plant, Nigeria. [s.l.] :United Nations Framework Convention on Climate Change;2006. vol 3 . 6 p.

- Ambiental: El proyecto disminuye las emisiones de gases efecto invernadero en Nigeria, minimizando los impactos en la calidad del aire.

- Tecnológico: Desarrollo de nuevas tecnologías, confiables.

La figura 48 muestra un esquema del sistema del proyecto.

Figura 48: Esquema del proyecto de recuperación de gas asociado en la planta de procesamiento en Kwale.



Fuente: CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM. Recovery of associated gas that would otherwise be flared at Kwale oil-gas processing plant, Nigeria. [s.l.] :United Nations Framework Convention on Climate Change;2006. vol 3 . 5 p.

En 2008 las naciones unidas²¹⁸ generaron un nuevo proyecto enfocado en el almacenamiento y utilización del gas asociado de los campos petroleros que puede ser quemado o venteado. El almacenamiento en el proyecto incluye pre-tratamiento (compresión y separación de fases) en equipos estacionarios o no estacionarios. La metodología del proyecto se aplica en las siguientes condiciones:

- El gas almacenado es transportado a una tubería, con un tratamiento preliminar que incluye el transporte a una planta de procesamiento en donde el gas es convertido en productos hidrocarburos como gas seco, gas licuado, entre otros. El gas es

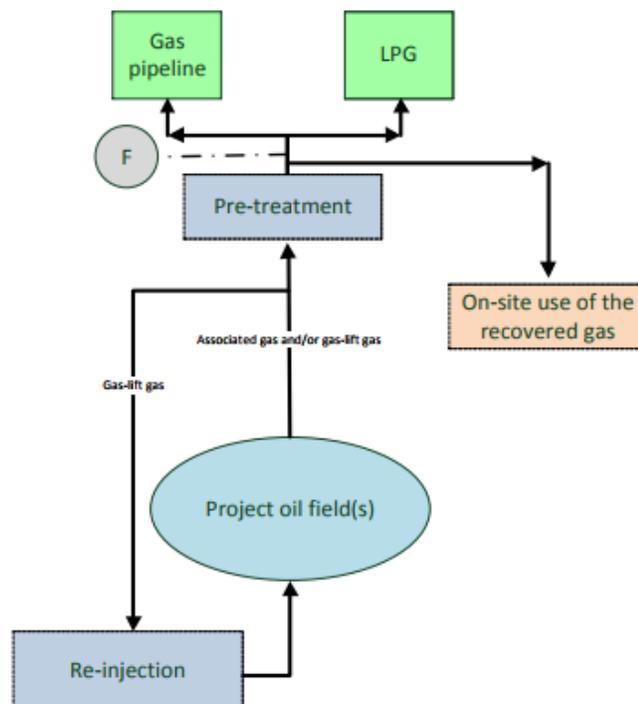
²¹⁸CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM. Recovery of associated gas that would otherwise be flared at Kwale oil-gas processing plant, Nigeria. [s.l.] :United Nations Framework Convention on Climate Change;2006.

luego llevado a compresión en donde es convertido en gas comprimido y llevado a descompresión para su utilización.

- Todo el gas almacenado proviene de pozos de petróleo que se encuentran en funcionamiento y produciendo petróleo.
- Una parte del gas asociado puede ser utilizado en el mismo sitio en donde es generado para suplir demandas de energía.

La figura 49 muestra el esquema del proyecto.

Figura 49: Esquema del proyecto de almacenamiento de gas natural asociado.



Fuente: CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM. Recovery and utilization of gas from oil fields that would otherwise be flared or vented. [s.l.] :United Nations Framework Convention on Climate Change,"ca"2009, vol 7 . 8 p.

La tabla 14 muestra los volúmenes de gases emitidos en Nigeria de los años 1996 a 2010, se puede concluir que los proyectos anteriormente mencionados no representaron un cambio notable en la tendencia de las emisiones que es negativo, pero a pesar de esto no en las cantidades deseadas.

Tabla 14: Volúmenes de gas quemados en Nigeria.

Year	Gas produced	Gas flared	% of gas flared
1996	35450.00	26590.00	75.01
1997	37150.00	24234.00	65.23
1998	37039.00	23632.00	63.80
1999	43636.00	22362.00	51.25
2000	42732.00	24255.00	56.76
2001	52453.00	26759.00	51.02
2002	48192.45	24835.58	51.53
2003	51766.03	23943.03	46.25
2004	58963.61	25090.91	42.55
2005	59284.97	23002.71	38.80
2006	82036.86	28584.39	34.84
2007	84707.34	27307.13	32.24
2008	80603.61	21811.00	27.06
2009	64882.86	17987.59	27.72
2010	67757.65	16468.18	24.30

Fuente: ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research Publishing. Julio, 2012. vol. 4, no. 04, 299 p.

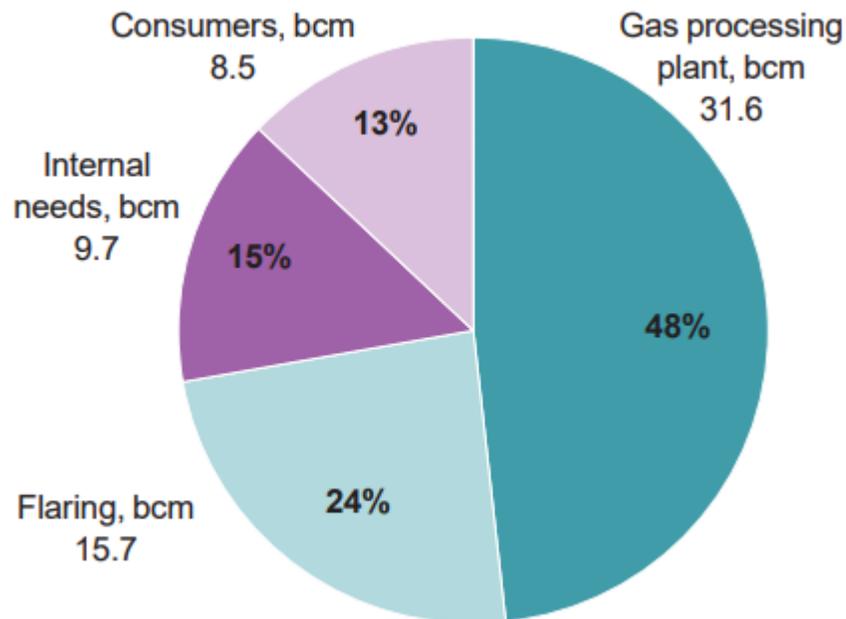
Los problemas actuales de tipo ambiental, social y económico en Nigeria, están siendo contrarrestados con variedad de proyectos que no han generado los resultados deseados, los volúmenes de gas quemado han disminuido en muy bajas cantidades, mientras que los volúmenes de gas asociado generado han aumentado. Por lo anterior, podemos concluir que es necesario aplicar más alternativas de mitigación que estén enfocadas en reducir los volúmenes de gas asociado generado, ya que en la mayoría de casos se han enfocado más en modificar el método de disposición y no en reducir los volúmenes generados.

5.2. RUSIA

Según Carbon Limits²¹⁹, a pesar de que la quema y venteo de gas en Rusia representan la pérdida de billones de dólares cada año, se han seguido utilizando estas técnicas de disposición ya que continúan siendo la más factibles económicamente. La mayoría de campos petroleros se encuentran ubicados lejos del mercado o infraestructura necesarios para utilizar el gas asociado por lo que se requiere el desarrollo de los mismos para poder dar una mejor disposición o utilización gas.

El gráfico 9 muestra los usos del gas natural asociado en Rusia en el 2010.

Gráfico 9: Usos del gas asociado en Rusia



Fuente: KUTEPOVA, E; KNICHNIKOZ, Yu and KOCHI, K. Associated Gas Utilization in Russia: Issues and Prospects, Annual Report. Moscow, Russia.: WWF , 2011. 13 p.

²¹⁹ CARBON LIMITS. Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan, [s.l.]: la Institución, 2013. 21 p.

5.2.1. Procesamiento de gas en Rusia

Según la compañía Carbón Limits²²⁰ En 2010, 48% del gas asociado producido en Rusia fue utilizado en plantas de procesamiento de gas. En estas plantas el gas es utilizado en la producción de productos hidrocarburos comerciales como gas comprimido, gas licuado y gas condensado; el procesamiento de gas asociado se ha convertido en una de las más importantes alternativas de reducción de gas natural gracias al gran contenido de líquido en las corrientes de gas asociado y el aumento de la capacidad de procesamiento.

De acuerdo a Carbón Limits²²¹ el 56% de la cantidad de gas asociado procesado en Rusia en 2013, era producido por la compañía procesadora de gas SIBUR que implemento un programa de inversión para aumentar el procesamiento de gas asociado a 22.5 billones de pies cúbicos en 2012. Otras inversiones en el procesamiento de gas en Rusia son:

- La compañía Surgutneftegaz completo la construcción y puesta en marcha de la tercera unidad de tratamiento de gas asociado en 2006.
- La compañía Rosneft ha invertido en la construcción de 3 unidades de tratamiento de gas asociado en Yamalo-Nenets.
- TNK-BP inicio la construcción de la unidad de tratamiento de gas Pokrovskaya en Orenburg.
- Rosneft planifico la segunda etapa de la planta de tratamiento de gas Zaykinskoye para 2012.
- JSC Yugra construyó una planta de tratamiento de gas asociado en el campo Zapadno-Salymkoye.

“La combinación de estas inversiones, aumenta la capacidad de procesamiento de gas asociado a 5 billones de metros cúbicos por año”²²².

5.2.2. Generación y venta de energía eléctrica en Rusia

“A partir de la enmienda sobre la ley federal de electricidad en 2010, se facilitó el acceso de la red eléctrica nacional Rusa a la energía producida a partir de gas asociado. Gracias a la extensa red eléctrica rusa, esta alternativa representa

²²⁰CARBON LIMITS. Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan, [s.l.]: la Institución, 2013. 21 p.

²²¹Ibid., p 21 .

²²² Ibid., p 22 .

grandes oportunidades para el uso de gas asociado en la generación de energía eléctrica”²²³.

Según Carbón Limits²²⁴, en los campos petrolíferos que se encuentran alejados de la red, la generación de energía eléctrica a partir de gas asociado es aún más atractiva. El aumento de los costos de electricidad en un 20% y la imposibilidad de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de la red central, genera que los campos ubicados en estas áreas como, Timan- Pechora instalen plantas generadoras de energía con turbinas de gas. Una planta generadora de energía eléctrica a partir de gas de 315 MW es capaz de satisfacer las necesidades el campo Priobskye, en donde inicialmente se abastecían de electricidad de la red central.

De acuerdo a Carbón Limits²²⁵ en áreas con mercados limitados de gas seco y bajas oportunidades de exportar gas. La generación de energía eléctrica a partir de gas asociado a gran escala representa una nueva alternativa. En 2008 la compañía TNK-BP junto con la empresa de generación de energía Oskarshamns Verkets Kraft Group se unieron para construir nuevas plantas de generación de energía a partir de gas en Nizhnevartovsk, este proyecto tiene alrededor de 1600 MW de capacidad y anuncio la construcción de una unidad de generación de energía adicional de 400 MW en 2013.

“A pesar de que la generación de energía eléctrica en Rusia tiene prioridad de abastecimiento de gas asociad; la comercialización y producción de electricidad no tiene la factibilidad esperada, ya que la generación de gas asociado depende de la producción de petróleo. El carácter variable de la producción de petróleo, genera una incertidumbre en el suministro de gas por lo que las decisiones sobre la capacidad de inversión no son muy fáciles de tomar”²²⁶.

El grafico 10 muestra los volúmenes de gas quemado estimados de 2006 a 2010. A pesar de los múltiples esfuerzos por parte de las compañías petroleras en desarrollar alternativas de reducción de quema y venteo de gas, los volúmenes de gas quemado no han presentado mayor reducción. Esto puede atribuirse a que la producción de petróleo y gas en estos años a aumentado por lo que la generación de gas asociado también aumenta; por otro lado, las compañías petroleras no han visto las alternativas de reducción de quema de gas como un negocio rentable, por esta razón no llevan a cabo su implementación de manera organizada y eficaz.

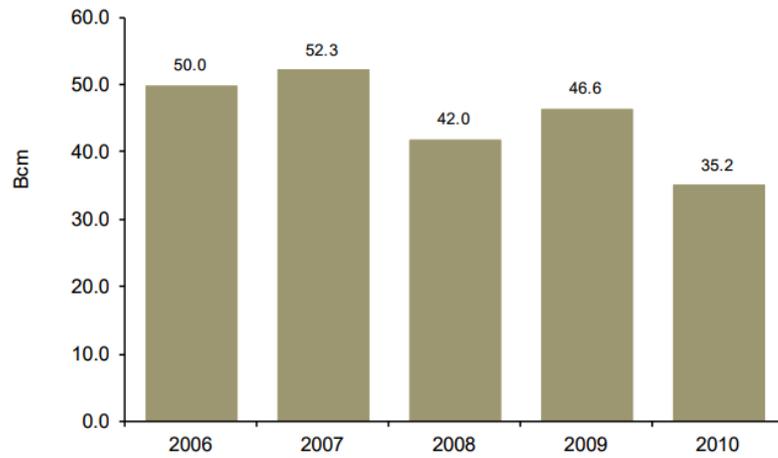
²²³CARBON LIMITS. Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan, [s.l.]: la Institución, 2013. 23 p.

²²⁴ Ibid., p 23 .

²²⁵ Ibid., p 23 .

²²⁶ Ibid., p 23 .

Gráfico 10 : Volúmenes de gas quemado en Rusia de 2006 a 2010.



Fuente: KUTEPOVA, E; KNICHNIKOZ, Yu and KOCHI, K. Associated Gas Utilization in Russia: Issues and Prospects, Anual Report. Moscow, Russia.: WWF , 2011. 11 p.

6. CONCLUSIONES

- Los procesos de quema de gas son utilizados en la disposición del gas asociado generado en las actividades petroleras. La quema de gas es necesaria en los casos en donde no existe un mercado cercano para comercializarlo ni la infraestructura adecuada para utilizarlo; los gases generados en este proceso son dióxido de carbono y dióxido de nitrógeno principalmente. El venteo de gas se lleva a cabo principalmente para el alivio de presión en algunos procesos y por la presencia de fugas en los equipos; el gas no es tratado para ser liberado por lo que las emisiones son principalmente de metano. El volumen de gas emitido por venteo presenta una desviación mayor en la medición con respecto al volumen de gas generado debido a las fugas.
- La emisión de gases tóxicos y el desaprovechamiento del gas asociado como fuente de energía, son las principales causas de las problemáticas generadas por la quema y venteo de gas. Los gases tóxicos generados son dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, monóxido de carbono y dióxido de azufre, estos gases representan impactos locales, regionales y globales en el medioambiente y la sociedad. Entre estos problemas se destaca la generación de lluvia ácida por la emisión de dióxido de azufre y nitrógeno. La lluvia ácida y la emisión de óxidos de carbono, nitrógeno y azufre produce afectaciones en la agricultura y en la salud de los seres humanos ya que puede generar cáncer, bronquitis, leucemia y otras enfermedades. El desaprovechamiento de la energía contenida en el gas asociado representa un impacto negativo en la economía por los costos adicionales de infraestructura y planes de mitigación de impactos.
- La utilización de gas asociado en la inyección de gas como método de recobro mejorado y en el método de levantamiento artificial gas lift, representa importantes beneficios en la vida productiva de los yacimientos y la eficiencia de barrido areal de los mismos. Las eficiencias que pueden obtenerse de estas alternativas están influenciadas por el tipo de crudo que se está produciendo, el mecanismo de levantamiento original del yacimiento, la cercanía de la fuente de gas asociado a los yacimientos y el tipo de tratamiento que requiera el mismo para poder ser inyectado en el yacimiento o en el espacio anular. La utilización de gas natural como combustible en transporte ha aumentado en los últimos años a pesar de los requerimientos de infraestructura y espacio en los vehículos, por esta razón este es un mercado en el que el gas asociado puede ser utilizado teniendo en cuenta el poder calorífico del gas y contenido de hidrocarburos, la eficiencia de esta alternativa está sujeta a la disponibilidad de equipos de almacenamiento, tratamiento y transporte de gas cercanos a el campo en donde es producido.
- El gas hidratado no representa mayor viabilidad como alternativa de reducción de quema de gas asociado ya que este en la mayoría de casos es encontrado en alta mar por lo que puede ser explotado en vez de producido y los costos de explotación son menores que los de producción. La tecnología gas a líquido ha sido investigada y

evaluada por diversas compañías petroleras y representa grandes beneficios gracias a que el aceite producido puede ser utilizado como fuente de energía, a pesar de esto requiere la información encontrada acerca del mismo no es suficiente para determinar su viabilidad económica y eficiencia.

- A pesar de la implementación de alternativas, los volúmenes de gas quemado en Nigeria no han disminuido de manera notable en los últimos años. La creación de compañías como la compañía Nigeriana de gas natural licuado (NLNG) ha contribuido en el procesamiento de grandes cantidades de gas asociado, sin embargo, los volúmenes de gas asociado generado siguen aumentando por lo que estas compañías no dan abasto. Se debe tener en cuenta también casos como el de la planta de procesamiento Escravos en Nigeria que sufrió retrasos y sobrecostos en su construcción por lo que la corrupción puede ser otra causa en el no éxito de la implementación de las alternativas.
- La inversión Rusa en la reducción de la quema y venteo de gas, ha estado enfocada principalmente en la construcción de plantas de procesamiento y generación de energía eléctrica. Las compañías han reunido sus esfuerzos en el procesamiento de gas asociado en gas licuado, comprimido y condensado y la generación de energía eléctrica por turbina de gas. Entre los años 2007 y 2008 se evidenció una reducción notable de los volúmenes de gas quemado en Rusia, a pesar de esto no es significativa.

7. RECOMENDACIONES

- Entre las alternativas desarrolladas en esta monografía la tecnología gas a líquido presenta grandes beneficios y expectativas de aplicación pero su desarrollo e investigación es limitada, algunas empresas han implementado proyectos en los que se utiliza esta tecnología, pero no existe un desarrollo específico de la misma como alternativa de reducción de quema y venteo de gas.
- Los gases emitidos en operaciones de venteo son generados principalmente por ineficiencias en los procesos y mala instalación o mantenimiento de los equipos. Es conveniente realizar una evaluación más detallada de los procesos para conocer las principales fuentes e implementar mecanismos que permitan un aumento de la eficiencia de los procesos y reducción de fugas y venteos.
- Las eficiencias de reducción de quema y venteo de las alternativas descritas, no están establecidas, ya que en la mayoría de casos se utilizan volúmenes de gas asociado y no asociado en estos procedimientos. Es importante implementar mecanismos de medición de los volúmenes de gas asociado utilizado en estos procesos para así poder determinar las eficiencias de los mismos en cuanto a reducción de quema y venteo de gas.
- Las causas asociadas a la baja reducción de los volúmenes de gas quemado en Nigeria y Rusia, a pesar de la implementación de las alternativas, requieren ser evaluadas y solucionadas.

BIBLIOGRAFÍA

- ALLEN, Fidelis. Implementation of Oil Related Environmental Policies in Nigeria. [s.l.]: Cambridge Sholars Publishing, 2012. ISBN 978-1-4438-3443-1.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks. API 2000. Washington, D.C.: El Instituto, 1998.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. ISO 25457: 2008. [s.l.]. El Instituto, 2008.
- AREGBE, Azeez G. Natural Gas Flaring—Alternative Solutions. En: Scientific Research Publishing. Febrero, 2017. vol. 5.
- BADER, Adam; et al. Selecting the proper flare systems. En: American Institute of Chemical Engineers. Julio, 2011.
- CAIN, John; SEEBOLD, Jim and YOUNG Lyman. Overview of Flaring Efficiency Studies. En: Chevron Texaco Energy Research and Technology Company, 2002.
- CARBON LIMITS. Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan, [s.l.]: la Institución, 2013.
- CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM. Recovery of associated gas that would otherwise be flared at Kwale oil-gas processing plant, Nigeria. [s.l.] :United Nations Framework Convention on Climate Change;2006. vol 3 .
- COLLETT, Timothy; LEWIS, Rick and UCHIDA, Takashi. El creciente interés en los hidratos de gas. [s.l.]: Oilfield Review, 2000.
- COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18149. (2, septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Bogotá, D.C., 2009. no.47.
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Compresión y transporte de gas natural comprimido GNC: Propuesta regulatoria para consulta. CREG- 048: 2004. [s.l.]. El Instituto, 2004.
- CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE DEL CAMBIO CLIMATICO. (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).

CRANGANU, Constantin. Natural Gas and Petroleum: Production Strategies, Environmental Implications, and Future Challenges. Hauppauge, New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. ISBN 978-1-62808-540-2.

CUMBRE MUNDIAL SOBRE EL DESARROLLO SOSTENIBLE. (111: 26, agosto-4, septiembre, 2002: Johannesburgo, Sudáfrica). Resultados de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible e implicaciones para el seguimiento. [s.l.]: Organización mundial de la salud, 2002..

CUMBRE MUNDIAL SOBRE EL DESARROLLO SOSTENIBLE. (111: 26, agosto-4, septiembre, 2002: Johannesburgo, Sudáfrica). Informe de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible. Nueva York: Naciones Unidas ONU, 2002.

DE FERRER, Magdalena Paris. Inyección De Agua y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones astro data 54SA, 2001. ISBN 980-296-792-0.

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.

FLATERN, Rick V. Levantamiento artificial por gas. En: Oilfield Review. Enero, 2016. vol. 28, no. 1.

GALVÁN MERAZ, Francisco. Diccionario Ambiental y De Asignaturas Afines. México, D.F.: Ediciones Arlequín, 2009. ISBN 978-607-95172-8-1.

GARCÍA JUÁREZ, Mario y GARCÍA SALINAS, Víctor Manuel. Origen de los energéticos y sus efectos. México, D.F.: Instituto Politécnico Nacional, 2005. ISBN 978-970-36-0455-5.

GARDUÑO, René. ¿Qué es el efecto invernadero?. En: MARTINEZ, Julia y FERNANDEZ, Adrian. cambio climático: una visión desde México. México, DF.: Instituto Nacional de Ecología, 2004. ISBN 968-817-704-0.

GOVEA, Anyelit. evaluación del sistema de venteo en estaciones de flujo de PDVSA occidente. Trabajo de grado magister scientiarum en ingeniería de gas. Maracaibo, Venezuela.: Universidad del Zulia. Facultad de ingeniería. División posgrado. Programa de posgrado en ingeniería del gas, 2009.

GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. 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, 2004.

GUO, Boyun; LYONS, William C. and GHALAMBOR, Ali. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Burlington, USA.: Elsevier Inc, 2007. ISBN 978-0-7506-82701.

HEALEY, Justin. The Climate Change Crisis. Thirroul, N.S.W Australia.: Spinney Press, 2014. vol 375. ISBN 9781922084514.

HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc, 2015. ISBN 978-1-63463-882-1.

ISMAIL, Saheed O. and UMUKORO, Ezaina G. Global impact of gas flaring. En: Scientific Research. Julio, 2012. vol. 4, no. 04.

KEARNS, John, et al. Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. [s.l].: International association of oil and gas producers, 2000. Report No: 2.79/288.

KERUNWA, Anthony and C.I.C., Anyadiegwu. Monetizing stranded gas reserves in Nigeria.Owerri, Nigeria.: Department of Petroleum Engineering, Federal University of Technology., 2013. vol. 4, no. 05.

KUTEPOVA, E; KNICHNIKOZ, Yu and KOCHI, K. Associated Gas Utilization in Russia: Issues and Prospects, Annual Report. Moscow, Russia.: WWF , 2011. 11 p.
LÓPEZ, Gustavo. El dióxido de nitrógeno como contaminante. [s.l].: El Cid Editor, 2009.

MARTINEZ, Julia y FERNANDEZ, Adrian. Cambio climático: una visión desde México. México, DF.: Instituto Nacional de Ecología, 2004. ISBN 968-817-704-0.

MELÉNDEZ, Elizabeth. 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., 2007.

MOKHATAB, Saeid y POE, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2 ed. Waltham, Mass.: Gulf Professional Publishing, 2012. ISBN 978-0-12-386914-2.

MOLINA, Mario; SARUKHAN, José y CARABIAS Julia. El cambio climático. Causas, efectos y soluciones. México, DF.: Fondo de Cultura Económica, 2017. ISBN 978-607-16-5077-1.

MONDRAGON, Julián A. 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, 2015.

MUÑOZ, Marta y ROVIRA, Antonio J. Maquinas Térmicas. Madrid.: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2014. 435 p. ISBN 978-84-362-6SS6-7.

NIGERIA LNG LIMITED. Facts and Figures on NLNG 2017. Rivers State, Nigeria.: la Institución, 2017.

NWAOHA, Chikezie and WOOD, David. A review of the utilization and monetization of Nigeria's natural gas resources: Current realities. En: Journal of Natural Gas Science and Engineering. Mayo, 2014.

OBAYOPO, Lukman. Economical Utilization of Associated Gas in Nigeria. [s.l.]: Universitatea "EFTIMIE MURGU" RESITA., 2014.

ORTUÑO ARZATA, Salvador. El Mundo Del Petróleo: Origen, Usos y Escenarios. México, D.F.: FCE - Fondo de Cultura Económica, 2009. (Colección la ciencia para todos; no 224). ISBN 978-607-16-0152-0.

PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. Madrid.: Ediciones Akal, 2005.. ISBN 84-460-1768-7.

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

RAMIREZ, Gabriel y MARMOLEJO, Emigdio. 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, 2014.

RODRÍGUEZ, José A. Desarrollo de un programa LDAR para control de emisiones fugitivas en una planta de refinería. Escuela Superior de Ingenieros. [s.l.]: Escuela Superior de Ingenieros, 2007.

RUBIO SÁNCHEZ, Agustín y RODRÍGUEZ OLALLA, Ana. Conceptos Básicos De La Huella De Carbono. Madrid.: AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, 2015. ISBN 978-84-8143-894-9.

SÁNCHEZ NARANJO, Consuelo. Teoría de la combustión. Madrid.: UNED - Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2007. ISBN 978-84-362-5510-2.

SCOTTISH ENVIRONMENT PROTECTION AGENCY. Guidance on landfill gas flaring. [s.l.]: la Institución, 2002. ISBN 1844320278.

SECTION 8.0.FLARES. [Anónimo]. [s.l.]: Sec. Publicaciones, 2009. 8-2 p.
STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3.

TÉLLEZ, Jairo; RODRÍGUEZ, Alba y FAJARDO, Álvaro. Contaminación por monóxido de carbono: un problema de salud ambiental. En: REVISTA DE SALUD PÚBLICA. 2006, vol. 8, no. 1.

THE WORLD BANK. Global Gas Flaring Reduction Partnership. [s.l.]: World Bank, 2006.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá D.C., Colombia.: la Institución, 2017.

VIANA DE ARAUJO, Bruno Manuel. La Respuesta Del Derecho Internacional Al Problema Del Cambio Climático. Valencia.: Editorial Tirant Lo Blanch, 2013. ISBN 978-84-9033-694-6.

VILLAFLORES, Gloria; MORALES, Graciela V. y VELASCO, Jorge. Variables significativas del proceso de combustión del gas natural. Salta, Argentina.: Instituto de Beneficio de Minerales; Instituto de Investigaciones para la Industria Química, 2008. Vol.19 (4).

YAÑÉZ, Edgar E. y GUALDRÓN, Mónica A. Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción. Piedecuesta, Santander.: Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, 2014. ISBN 978-958-9287-35-4.