



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
DE LA TIERRA**

“LA QUEMA DE GAS ASOCIADO A LA EXTRACCIÓN
DE CRUDO Y SU IMPACTO AMBIENTAL”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:
RAMÍREZ GARIBAY GABRIEL
EMIGDIO MARMOLEJO ANGEL



DIRECTOR DE TESIS
M.C. MÁRQUEZ MARTÍNEZ MIGUEL

México D.F., Cd. Universitaria, Mayo 2014

LA QUEMA DE GAS ASOCIADO A LA EXTRACCIÓN DE CRUDO Y SU
IMPACTO AMBIENTAL

ASESORES:

Dr. Rafael de los Angeles Herrera Gómez

Quim. Guadalupe Contreras Ordaz

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia

M.I. Jesús Aguirre y Osete

¡Gracias!

Un agradecimiento especial al M.C. Miguel Márquez Martínez por su tiempo y valiosa guía en la elaboración de este trabajo.



AGRADECIMIENTOS

A DIOS

A MI DIRECTOR DE TESIS: M.C. *Miguel Márquez Martínez*

A MIS PADRES: *SILVERIO Y ALICIA*

A MIS HERMANOS: *Oscar y Silverio*

A MI NOVIA: *Mónica Elizabeth*

A MIS PADRINOS: *Carlos y Antonia*

A MI AMIGO Y COMPAÑERO DE TESIS: *Ángel Emigdio Marmolejo*

A MIS SINODALES: *Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia*

Quim. Guadalupe Contreras Ordaz

Dr. Rafael de los Angeles Herrera Gómez

M.I. Jesús Aguirre y Osete

Gabriel Ramírez Garibay

A MIS HIJOS:

ISMAEL EMIGDIO ZAMORANO
JOSUE EMIGDIO ZAMORANO

"AVIS"
"TORCHITO"

Si ustedes que son malos, saben dar cosas buenas a sus hijos, cuánto más el Padre de ustedes que está en el Cielo dará cosas buenas a aquellos que se las pidan.

Mateo 7, 7 - 12

LOS AMO

Ángel Emigdio Marmolejo

RESUMEN

En la perforación de pozos petroleros y producción de yacimientos de aceite, el gas asociado se ventea o se quema so pretexto en aumentar la extracción de crudo, por ello el objetivo de este trabajo es la descripción de los aspectos teórico-técnicos sobre quema y venteo de gas asociado al petróleo crudo, así como analizar algunas opciones teórico-políticas para evitar éste proceder.

Se analizarán los casos operacionales para ventear dicho gas o, destruirlo mediante quemadores los cuales se describirán y clasificaran como dispositivos de combustión diseñados para destruir gases residuales, proteger personal y demás equipo, pero ¿Por qué se debe quemar y/o ventear el gas?, para dar respuesta a ello, se analizaran las Disposiciones técnicas para reducir la quema y venteo de gas que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) da a conocer y que debe acatar PEMEX en los trabajos de exploración y explotación de Hidrocarburos. Se mostrarán alternativas para no quemar ni ventear gas y en caso de ser necesario aprovecharlo, así como la recuperación del CO₂ producto de la combustión, también se darán a conocer las medidas que México y otros países realizan para mitigar el impacto ambiental que ésta actividad deriva, particularmente las disposiciones técnicas para la quema y venteo de gas que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) recomienda, el Protocolo de Kioto y el Mecanismo para el Desarrollo Limpio (MDL).

Por otra parte las emisiones de gases residuales ocasiona consecuencias de salud, económicas y sociales de una región, en éste trabajo se analizará el Estado de Tabasco en un período de 30 años, por ser una entidad representativa en lo que a la industria petrolera se refiere, demostrando que ésta actividad repercute drásticamente en sus habitantes, propiedades y calidad de vida

ÍNDICE

Pág.

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. CONCEPTOS Y ANTECEDENTES

1.1.-	Descripción y composición del gas natural	1
1.2.-	Impurezas asociadas al gas natural	1
1.3.-	Clasificación de los yacimientos de gas	2
1.3.1.-	Con base al criterio de condensación	2
1.3.2.-	Clasificación de acuerdo al espacio poroso	4
1.3.3.-	Clasificación de acuerdo a la presencia de petróleo en el yacimiento	5
1.4.-	Perforación y explotación de yacimientos de gas	5
1.5.-	Factores de recobro en la extracción del gas natural	5
1.6.-	Importancia del gas natural	5
1.7.-	Producción mundial y reservas del gas natural	6
1.8.-	Aspectos sobre la quema y venteo del gas	6
1.9.-	Reducción de la quema de gas	8
1.10.-	Medidas mundiales para evitar la quema	8
1.11.-	Procesamiento de gas natural	8
1.11.1.-	Endulzamiento del gas natural	9
1.11.2.-	Estudio composicional de una mezcla de gas natural	9
1.11.3.-	Cromatografía de gases	9
1.11.3.1	Tipos de Cromatografía de gases (CG)	10
1.11.4.-	Clasificación del gas natural en función de la composición	11
1.11.4.1.	Gas pobre o seco	11
1.11.4.2.-	Gas rico o húmedo	12

CAPÍTULO 2. COMBUSTIÓN Y ANTORCHAS

2.1.-	Aspectos teóricos de la combustión	14
2.1.1.-	Propiedades de los combustibles	16
2.1.2.-	Leyes fundamentales	18
2.1.3.-	La llama de la combustión	20
2.1.3.1.-	Tipos de llama	20
2.1.3.2.-	Temperatura de la llama	23
2.1.4.-	Los quemadores	23
2.1.4.1.-	Factores a considerar en la elección de un quemador	24
2.1.4.2.-	Características de un quemador	24
2.1.5.-	Características de la quema y venteo de gas	26
2.1.6.-	Emisiones Fugitivas	27
2.1.7.-	Impactos ambientales por la quema de gas	28
2.1.8.-	Impactos ambientales locales	29
2.1.9.-	Calentamiento global	30

2.1.10.-	El efecto invernadero	31
2.2.-	Destrucción de compuestos orgánicos volátiles (Antorcha)	32
2.2.1.-	Características de la corriente de emisión	32
2.2.2.-	Requisitos de Pre-tratamiento de la emisión	33
2.2.3.-	Información y costos	33
2.3.-	El quemado de gas en las instalaciones de exploración y producción petrolera	33
2.3.1.-	Partes principales de un quemador de campo	33
2.3.2.-	Sistemas de antorcha	35
2.3.3.-	Rendimiento y emisiones de la antorcha	35
2.3.4.-	Métodos de Quemado de gases	35
2.3.5.-	Aplicaciones del quemado para la disposición de gases residuales	36
2.3.6.-	Clasificación de los quemadores tipo antorcha	36
2.3.6.1.-	Antorchas Elevadas	37
2.3.6.1.1.-	Clasificación de quemadores elevados, por su estructura de soporte	39
2.3.6.2.-	Quemadores recubiertos	47
2.3.6.2.1.-	Quemador tipo ventana	47
2.3.6.2.2.-	Quemador de placa aletada	47
2.3.6.2.3.-	Equipos auxiliares	47
2.3.6.3.-	Antorchas protegidas a nivel de suelo	48
2.3.6.4.-	Antorcha montada en brazo (tipo boom)	48
2.3.6.4.1.-	Boquilla tipo coanda	49
2.3.6.4.2.-	Boquilla con inyección de agua a alta presión	49
2.3.6.4.3.-	Pilotos y sistema de encendido	49
2.3.6.5.-	Antorchas de fosa	50
2.3.6.5.1.-	Factores de diseño	50
2.3.6.6.-	Quemadores de campo clasificados por el tipo de mecanismo para mejorar la combustión y reducir el humo	51
2.3.6.6.1.-	Antorchas auxiliadas con aire	51
2.3.6.6.2.-	Antorchas no auxiliadas	51
2.3.6.6.3.-	Antorchas auxiliadas con vapor	51
2.3.6.6.4.-	Antorchas auxiliadas con presión	52
2.3.6.6.5.-	Antorchas encerradas a nivel de suelo	52
2.3.6.7.-	Costos	52
2.3.6.8.-	Comparación de costo de sistemas de antorchas	52
2.3.6.9.-	Múltiple de colección	52
2.3.6.10.-	Cilindros	53
2.3.6.11.-	Ubicación de la antorcha	53
2.3.6.12.-	Purgado	54
2.3.6.13.-	Quemado interno	55
2.3.6.14.-	Quemado externo	55
2.3.6.15.-	Ataque químico	55
2.3.6.16.-	Fuegos secundarios	55
2.3.6.17.-	Dimensiones de la antorcha	55
2.3.6.18.-	Separación de la carga	56

2.3.6.19.-	Métodos de quemado	56
2.3.6.20.-	Sistemas de purga apropiados	56
2.3.6.21.-	Contra choque de llamas	56
2.3.6.22.-	Antorchas de puntos múltiples	56
2.3.6.23.-	Metalurgia	56
2.4.-	El quemado de gas durante la perforación	57
2.4.1.-	Tipos de gases localizados durante la perforación	57
2.4.1.1.-	Gas de conexión	57
2.4.1.2.-	Gas de fondo	57
2.4.1.3.-	Gas de succión	57
2.4.2.-	Causas de incorporación del gas al lodo	57
2.4.3.-	Trampa de gases	58
2.4.4.-	Frascos burbujeros	59
2.4.5.-	Detector de CO ₂	59
2.4.6.-	Detector de gases totales	59
2.4.6.1.-	Detector de ionización de flama (FID)	59
2.4.6.2.-	Detector de combustión catalítica	60
2.4.6.3.-	Detector de conductividad	61
2.4.7.-	Cromatografía	61

CAPÍTULO 3. ALTERNATIVAS PARA NO QUEMAR NI VENTEAR GAS

3.1.-	Inyección de gas	62
3.1.1.-	Tipos de inyección	63
3.1.2.-	Factores que determinan la recuperación por inyección de gas y de agua	64
3.1.3.-	Factores que controlan la recuperación por inyección de gas	64
3.1.4.-	Mecanismos de desplazamiento	64
3.1.5.-	Tiempo óptimo para el inicio de un proceso de inyección	65
3.1.6.-	Pozos de inyección	65
3.1.7.-	Tipos de inyección en arreglos	65
3.1.8.-	Pozos inyectoros y productores	65
3.1.9.-	Infraestructura para la inyección y tratamiento de los fluidos	66
3.2.-	Monitoreo de los proyectos de inyección	66
3.2.1.-	Problemas presentes y posibles soluciones	67
3.2.2.-	Mecanismos presentes en la inyección de gas	67
3.2.3.-	Desplazamientos miscibles	68
3.2.4.-	Procesos con gas enriquecido	68
3.2.4.1.-	Empuje con gas vaporizante de elevada presión	68
3.2.4.2.-	Inyección alternada de agua y gas (Proceso WAG)	69
3.3.-	Captura y almacenamiento de CO ₂	69
3.3.1.-	Características del CO ₂	69
3.3.2.-	Métodos de captura de CO ₂	70
3.3.2.1.-	Captura de CO ₂ en pre-combustión	71
3.3.2.2.-	Captura de CO ₂ en post-combustión	71
3.3.2.2.1.-	Separación del CO ₂ desde gas natural	72

3.3.2.3.-	Captura de CO ₂ en oxi-combustión	73
3.3.3.-	Transporte de CO ₂	75
3.3.3.1.-	Transporte continuo	75
3.3.3.2.-	Transporte discontinuo (o por barco)	75
3.3.4.-	Almacenamiento de CO ₂	75
3.4.-	Tecnología de inyección de CO ₂	76
3.4.1.-	Características de inyección de CO ₂	76
3.4.2.-	Inyección inmiscible CO ₂	78
3.4.3.-	Consideraciones de diseño	78
3.4.4.-	Tipos de inyección según las condiciones de yacimiento	79
3.4.4.1.-	Inyección continua	79
3.4.4.2.-	Inyección de un bache de CO ₂	79
3.4.4.3.-	Inyección de bache CO ₂ -AGUA (WAG)	79
3.4.4.4.-	Inyección simultanea Gas-Agua (SWAG)	80
3.4.4.5.-	Inyección cíclica o Huff and Puff	81
3.5.-	Sistema de levantamiento artificial con gas-lift (LAG)	81
3.5.1.-	Parámetros de aplicación	82
3.5.2.-	Componentes principales del método	82
3.5.3.-	Recorrido del gas	83
3.5.4.-	Tipos de bombeo con gas	84
3.5.5.-	Bombeo de gas por flujo continuo	84
3.5.5.1.-	Intervalos de aplicación	85
3.5.6.-	Bombeo de gas por flujo intermitente	85
3.5.6.1.-	Rangos de aplicación	86
3.5.6.2.-	Mecanismos de levantamiento	86
3.5.6.3.-	Balance de gas	87
3.6.-	Generación eléctrica	87
3.6.1.-	El comercio en la generación eléctrica	87
3.6.2.-	Cogeneración	88
3.6.3.-	Cogeneración eléctrica	88
3.6.4.-	Turbina de gas	89
3.6.4.1.-	Sistema de ciclo simple para generar energía	90
3.6.4.2.-	Generación eléctrica con ciclos combinados de gas natural	90
3.6.5.-	Utilización del gas natural asociado en un campo petrolero	91
3.6.6.-	Proceso del gas antes de ser utilizado para generación de energía eléctrica	91

CAPÍTULO 4. MEDIDAS PARA REDUCIR EL IMPACTO AMBIENTAL

4.1.-	El protocolo de Kioto	92
4.1.1.-	Mecanismo de implementación conjunta (IC)	94
4.1.2.-	Mecanismo para un desarrollo limpio (MDL)	94
4.1.2.1.-	(M DL) en México	95
4.1.3.-	Comercio internacional de emisiones	97

4.1.4.-	El mercado de carbono	97
4.1.4.1.-	Las Transacciones basadas en proyectos	97
4.1.4.2.-	El comercio de derechos de emisión	97
4.1.4.3.-	Los CERs (bonos de carbono)	97
4.2.-	Asociación mundial para la reducción de la quema de gas (GGFR)	98
4.2.1.-	Normatividad internacional	101
4.3.-	Panorama Nacional	101
4.3.1.-	Normatividad México	102
4.4.-	Inventario de Quemadores de PEMEX	103
4.4.1.-	Inventario de las emisiones de los quemadores de campo	104
4.5.-	Disposiciones técnicas para la quema y venteo de gas	106

CAPÍTULO 5. ASPECTOS ECONÓMICOS Y SOCIALES

5.1.-	Introducción	134
5.2.-	El suelo	134
5.2.1.-	Partes fundamentales de un suelo en latitudes medias	135
5.2.2.-	Contaminación de suelos	136
5.2.3.-	Deterioros de suelos debido al calentamiento global por incremento de lluvias e inundaciones	136
5.2.4.-	Regueros	136
5.2.5.-	Cárcava	136
5.2.6.-	Cascada de agua	137
5.2.7.-	Montículos a pie de árbol	137
5.2.8.-	Cociente de enriquecimiento	138
5.3.-	Aspectos económicos	139
5.4.-	Aspectos sociales	142
5.5.-	Aspectos políticos de la quema de gas	145
	Conclusiones y recomendaciones	148
	Bibliografía	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	1	Componentes del Gas natural	1
Figura	2	Yacimiento de gas seco	2
Figura	3	Yacimiento de gas húmedo	3
Figura	4	Yacimientos de gas condensado	4
Figura	5	Cromatógrafo de gases para un análisis detallado	10
Figura	6	Representación de una reacción de combustión	15
Figura	7	Llamas de difusión y de premezcla total y parcial	21
Figura	8	Estructura de una llama de premezcla	22
Figura	9	Mechero Bunsen	22
Figura	10	Formas de las llamas	25
Figura	11	Atomización de queroseno, y visualización de la desintegración en gotas	26
Figura	12	Gas quemado o venteado a la atmósfera diariamente	28
Figura	13	Quema de gas	30
Figura	14	Esquema del efecto invernadero	31
Figura	15	Partes principales de un quemador de campo	34
Figura	16	Quemador cableado	39
Figura	17	Quemador autosoportado	40
Figura	18	Quemador detorre con estructura triangular	41
Figura	19	Tipos de boquillas	42
Figura	20	Sellos molecular y fluídico	43
Figura	21	Sello líquido	44
Figura	22	Sello tipo laberinto	45
Figura	23	Piloto de gas con encendido eléctrico	46
Figura	24	Sistema electrónico de encendido de piloto con termopar	46
Figura	25	Quemadores enclaustrados	47
Figura	26	Quemador montado en brazo tipo Boom	48
Figura	27	Boquilla de quemador tipo Coanda	49
Figura	28	Trampa de gas	58
Figura	29	Esquema del proceso	59
Figura	30	Diagrama esquemático del detector FID	60
Figura	31	Integrador cromatográfico	61
Figura	32	Inyección de gas	62
Figura	33	Arreglos de 5 pozos para la inyección de gas dispersa	63
Figura	34	Inyección de gas externa	64
Figura	35	Arreglos de 4, 5 y 7 pozos	65
Figura	36	Proceso miscible con gas enriquecido	68
Figura	37	Proceso miscible con gas vaporizante	69
Figura	38	Sistemas de captura de CO ₂	70
Figura	39	Etapas de la absorción química	72
Figura	40	Opciones de almacenamiento geológico de CO ₂	75
Figura	41	Visión general de almacenamiento oceánico	76

Figura	42	Visión longitudinal de la tecnología de inyección de CO ₂	77
Figura	43	Arreglo de pozos de inyección-producción	79
Figura	44	Ilustración del proceso	80
Figura	45	Inyección cíclica o Huff and Puff	81
Figura	46	Sistema de levantamiento artificial por gas lift	82
Figura	47	Instalación típica del bombeo neumático	83
Figura	48	Tipos básicos de LAG	84
Figura	49	Bombeo de gas por flujo continuo en 3 etapas	85
Figura	50	Bombeo de gas por flujo intermitente en 3 etapas	86
Figura	51	Turbina de gas	89
Figura	52	Proceso del ciclo de combustión de una turbina a gas	90
Figura	53	Sistema de ciclo simple para generar energía eléctrica	90
Figura	54	Sistema de ciclo combinado para generar energía	91
Figura	55	Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto	93
Figura	56	Diagrama de proceso de separación de CO ₂ y acondicionamiento del gas natural campo Tres Hermanos	96
Figura	57	Equivalencia del CER	98
Figura	58	Aprovechamiento del gas de los diferentes países	100
Figura	59	Comparativo mundial de aprovechamiento de gas	100
Figura	60	Partes fundamentales del suelo	135
Figura	61	Regueros	136
Figura	62	Cascada de agua	137
Figura	63	Montículos a pie de árbol	138
Figura	64	Grafica de la superficie agrícola cosechada de temporal	139
Figura	65	Crecimiento de la población (décadas), de 1910 al 2010	140
Figura	66	Gráfico de el valor de producción en miles de pesos	141
Figura	67	Porcentaje de la población total ocupada en los diferentes sectores de producción (por décadas) de 1930 a 2010	141
Figura	68	Pozo el ebano	145

INDICE DE TABLAS

Tabla	I	Producción de gas natural por país	7
Tabla	II	Países por reservas probadas de gas natural	7
Tabla	III	Reacciones de combustión con sus calores estándar	15
Tabla	IV	Clasificación de diferentes combustibles	16
Tabla	V	Volúmenes de gas quemado o venteado en los años 2000 al 2010	27
Tabla	VI	Gases del efecto invernadero	32
Tabla	VII	Niveles de ruido permisible	38
Tabla	VIII	Recomendaciones para la inyección de gas según el tipo de yacimiento	66
Tabla	IX	Propiedades del CO ₂	70
Tabla	X	Solventes utilizados como absorbente	71
Tabla	XI	Comparación de la eficiencia de las tecnologías de captura	73

Tabla	XII	Estudio característico de tecnologías de tratamiento de CO ₂	74
Tabla	XIII	Criterios de selección del proceso (SWAG)	80
Tabla	XIV	Anexo A del protocolo de Kioto, GEI's regulados por el protocolo de Kioto	92
Tabla	XV	Sectores o categorías de fuentes	93
Tabla	XVI	Equivalencias de los GEI con potencial de calentamiento global	94
Tabla	XVII	Volúmenes de gas quemado y venteado	99
Tabla	XVIII	Quemadores de las subsidiarias de PEMEX	103
Tabla	XIX	Quemadores PEP	104
Tabla	XX	Composición mol del gas quemado	105
Tabla	XXI	Emisiones de GEI, Ton/año, año 2010. Se muestran los volúmenes de gas quemado y sus respectivas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)	105
Tabla	XXII	Emisiones de contaminante criterio y precursores (Ton/año). Se presenta la estimación de las emisiones de contaminantes criterio y precursores a partir de los volúmenes de gas quemados durante el año base 2010	106
Tabla	XXIII	Tanques para almacenamiento	122
Tabla	XXIV	Tanques para almacenamiento a presión	123
Tabla	XXV	Quema rutinaria en distintos tipos de pozos	125
Tabla	XXVI	Superficie agrícola cosechada de temporal (hectárea) Estado de Tabasco	138
Tabla	XXVII	Valor de la producción por principales productos agropecuarios (miles de pesos) Estado de Tabasco	140
Tabla	XXVIII	Actividad primaria, a partir de los años	142
Tabla	XXIX	Educación	142
Tabla	XXX	Alfabetismo	143
Tabla	XXXI	Salud	143
Tabla	XXXII	Unidades de Servicio por Instituciones de Seguridad Social de Asistencia 1978-1983	143
Tabla	XXXIII	Servicios	144
Tabla	XXXIV	Extracción de crudo en México, agrupados por sexenios	147

INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la extracción de crudo el gas asociado al mismo carecía de importancia económica y era un subproducto problemático, por ello se considero conveniente quemarlo y/o ventearlo. Esta práctica no se ha abandonado, sino que se ha incrementado con el aumento en la intensidad de extracción de crudo, no obstante que algunos países realizan esfuerzos para evitarla.

La quema de gas natural en los sistemas de producción de petróleo crudo es un gran problema ambiental que afecta al planeta, se consideraba como un procedimiento eficaz y seguro para eliminarlo, ya que técnicamente no se podía aprovechar; sin embargo, ésta práctica se suma a las emisiones de efecto invernadero por la generación de CO₂, CO, C elemental (hollín) e hidrocarburos no oxidados; además se desaprovecha el calor desprendido por esta actividad. Durante la producción de crudo también se extrae gas asociado y, a medida que envejecen los pozos, más gas natural asociado se produce por barril de crudo extraído. Este producto gaseoso puede transportarse por medio de gasoductos y emplearse en la industria como combustible para generar corriente eléctrica o para re-inyectarse en el subsuelo y estimular yacimientos petrolíferos; no obstante se requiere contar con condiciones técnicas y lo más común es que éste gas se libere a la atmósfera, con o sin quemar (se vende), ocasionando intensos problemas locales de salud y ambientales.

Por lo tanto el objetivo del presente trabajo es: describir los aspectos teóricos-técnicos sobre la quema y venteo de gas asociado al petróleo crudo durante su explotación, así como analizar algunas opciones teórico-políticas para evitar este procedimiento de gran impacto ambiental

Cada año se queman o ventean a nivel mundial más de $150 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gas asociado, teniendo gran efecto en el cambio climático por la emisión de unas 390 millones de toneladas de CO₂ [1]. Los países con más quema de gas son Nigeria y Rusia, seguidos de Arabia Saudita y otros países de Oriente Medio [2]. En México desde el año 2000 a mediados del 2010 se ha quemado y venteado gas que podría valer más de 14 mil millones de dólares y ha generado el 1.5% de las emisiones globales de CO₂ y nos ubica en el lugar 15 entre los países con más quema [3],[4]. Desde 2007, el gas enviado a la atmósfera incluye nitrógeno mismo que se ha inyectado a los yacimientos para aumentar la presión y producir mayor volumen de crudo. El 4 de diciembre del 2009 se dieron a conocer las disposiciones técnicas para reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos; éstas buscan reducir la quema de gas durante los próximos 15 años y se tiene como meta bajar el porcentaje de 2.7 % a 0.6 % sobre la producción total de gas, entre 2010 y 2024. Diariamente PEMEX importa más de 1.7 millones de pies cúbicos de gas natural, con un valor anual de 1700 millones de dólares [5],[6]. Esta dependencia de México en materia de importación de gas nos permite percibir la necesidad de aprovechar el gas que se está venteando en los pozos petroleros del país.

En el presente trabajo en el Capítulo 1 se definirán conceptos básicos, en el Capítulo 2 se analizarán aspectos teóricos de la combustión así como las diferentes antorchas (con sus

accesorios) que existen para ello, ya en el Capítulo 3 se describen algunas alternativas como: reinyección de gas a yacimientos, utilización del mismo para generar energía eléctrica, captura de productos de la combustión (CO_2) todo esto para evitar la quema y venteo de gas, en el Capítulo 4 se establecen las medidas que a nivel mundial y en particular México realizan para reducir el impacto ambiental, como el Protocolo de Kioto, y bono de emisiones de carbono entre otros, en el Capítulo 5 se hablará de los aspectos económicos, sociales y políticos que de ésta actividad (quema y venteo de gas) se deducen.

CAPÍTULO 1. CONCEPTOS Y ANTECEDENTES

1.1.- Descripción y composición del gas natural

Al inicio de la explotación del petróleo, el gas natural se consideraba como un subproducto sin interés que forzaba a los obreros a parar para dejarlo escapar durante la perforación, pero desde la crisis petrolera de los años '70, se convirtió en una fuente de energía, consiste de una mezcla de diversos hidrocarburos de baja masa molecular que, al igual que el petróleo, es combustible fósil derivado de la descomposición de materia orgánica depositada en el subsuelo durante millones de años. Cuando emana gas natural se disipa en la atmósfera sin dejar huellas visibles sobre el suelo, a diferencia de la emisión de petróleo líquido. Sin embargo, sí se incendia, su presencia es más notable, el tipo de flama permite apreciar mejor la intensidad del flujo, contenido de agua y condición de la combustión.

Normalmente se acompaña de crudo pero, puede presentarse aislado; es la más ligera de las mezclas de hidrocarburos, debido a la mayor proporción de hidrógeno / carbono; la Figura 1 muestra un esquema de los componentes del gas natural.

1.2.- Impurezas asociadas al gas natural

En la Figura 1 se indican con círculos claros algunas de las impurezas que acompañan al gas natural, éstas son: a) no combustibles, con helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono y agua, b) combustibles que contienen azufre de composición, como el ácido sulfhídrico (H_2S) los cuales, a pesar de su poder calorífico, en la combustión producen SO_2 (muy contaminante). Las impurezas reducen la calidad del gas natural y contribuyen a su quema [7].

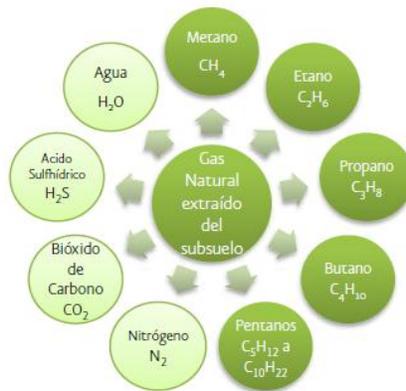


Figura 1. Componentes del gas natural

Algunas propiedades físicas del gas natural son:

densidad relativa = 0.65

poder calorífico = 9032 kcal/m³

capacidad calorífica a presión constante

$C_p = 8,57 \text{ cal / mol } ^\circ\text{C}$

capacidad calorífica a volumen constante

$C_v = 6.56 \text{ cal / mol } ^\circ\text{C}$.

1.3.- Clasificación de yacimientos de gas

1.3.1- Con base en el criterio de condensación

a) Yacimientos de gas seco

Un yacimiento de gas seco (ver Figura 2) se compone de hidrocarburos en fase gaseosa, durante la producción, el gas del yacimiento y el producido están en una sola fase, casi se constituyen por metano y etano; la composición alcanza valores de metano entre 85 - 90% molar, sus RGA (relación gas-aceite) son superiores a los 20 000 m³ / m³.

Características:

- 1) se forman por metano y rastros de hidrocarburos superiores
- 2) su temperatura inicial excede la cricondetérmica
- 3) los hidrocarburos no condensan ni en la superficie (a presión y temperatura de tanque) y
- 4) sus moléculas presentan elevada energía cinética y baja atracción entre ellas

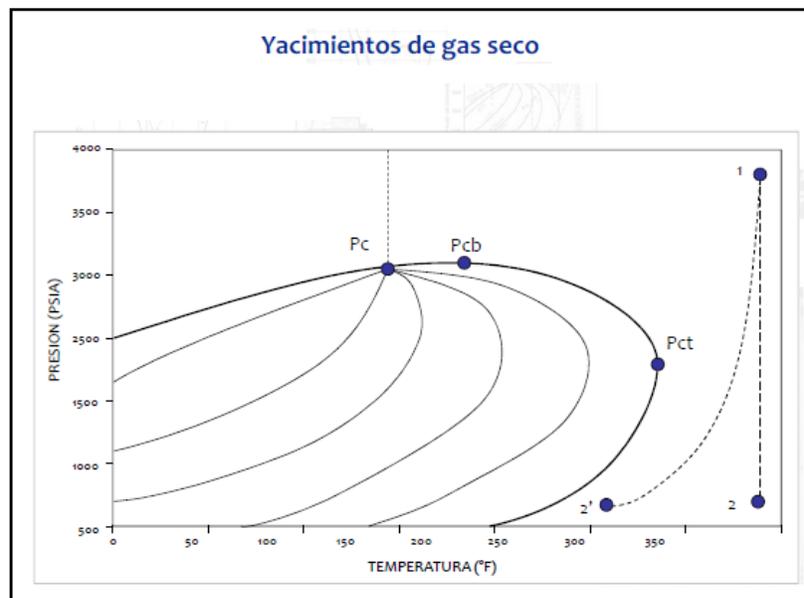


Figura 2. Yacimientos de gas seco

b) Yacimientos de gas húmedo

Estos yacimientos (ver Figura 3) se caracterizan por contener hidrocarburos en fase gaseosa, como en los de gas seco. Su temperatura inicial excede a la cricondentérmica; los componentes consisten desde hidrocarburos livianos a intermedios, no condensan en el yacimiento pero lo hacen en superficie (en el separador) por la disminución de la energía cinética de las moléculas de gas por ser más pesadas existe entre ellas mayor fuerza de atracción, lo que transforma parte del gas en líquido.

Los valores de la RGA se encuentran en el intervalo de 10 000 a 20 000 m^3/m^3 y, producen cantidad considerable de condensado, sí la producción reduce la presión del yacimiento, el gas remanente podría existir sin condensarse, sin embargo una porción de gas al atravesar el pozo se condensa, debido a la disminución de presión y temperatura en superficie.

Características:

- 1) se forman por hidrocarburos que condensan bajo condiciones del separador, pero no del yacimiento
- 2) la temperatura cricondetérmica excede a la temperatura inicial y
- 3) se constituyen por hidrocarburos de livianos a intermedios.

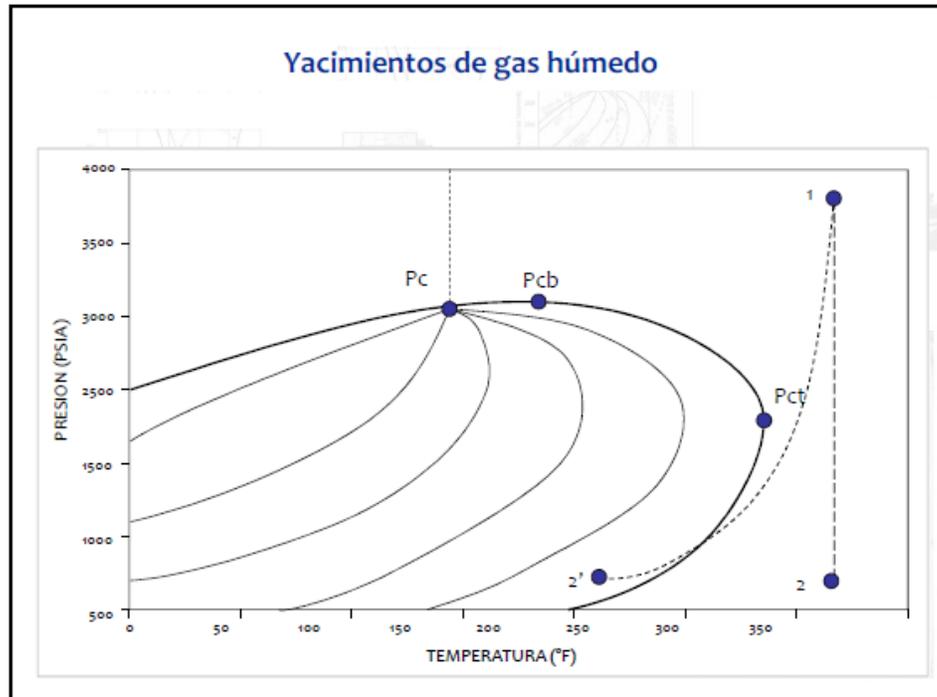


Figura 3. Yacimiento de gas húmedo

c) Yacimientos de gas condensado

En estos yacimientos (ver Figura 4). Los fluidos se encuentran en fase gaseosa cuando la temperatura excede a la crítica, la composición es la misma hasta que, debido a la extracción, alcanza la presión de rocío. A partir de este momento comenzará la extracción del líquido desde los poros del yacimiento, el cual estará inmóvil, por lo que el gas producido en superficie reduce su contenido líquido y aumenta la relación gas / aceite. La temperatura del yacimiento está comprendida entre la crítica y la cricondetérmica; presentan RGA de 500 a 15 000 m^3/m^3 , las densidades de los condensados van de 41 a 57° API y la fracción molar del C_{7+} es menor a 11%.

Características

- 1) la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondetérmica
- 2) los hidrocarburos se conservan en fase gaseosa (o en el punto de rocío) a condiciones iniciales del yacimiento
- 3) el condensado tiene una gravedad API entre 40° y 60°
- 4) el condensado producido varía de incoloro a amarillo
- 5) al reducir la presión (a temperatura constante) se entra en la zona de condensación retrógrada
- 6) la reducción de presión y temperatura (en el sistema de producción) ocasiona que se entre en la región bifásica y producción de condensado en superficie [8],[9],[10],[11].

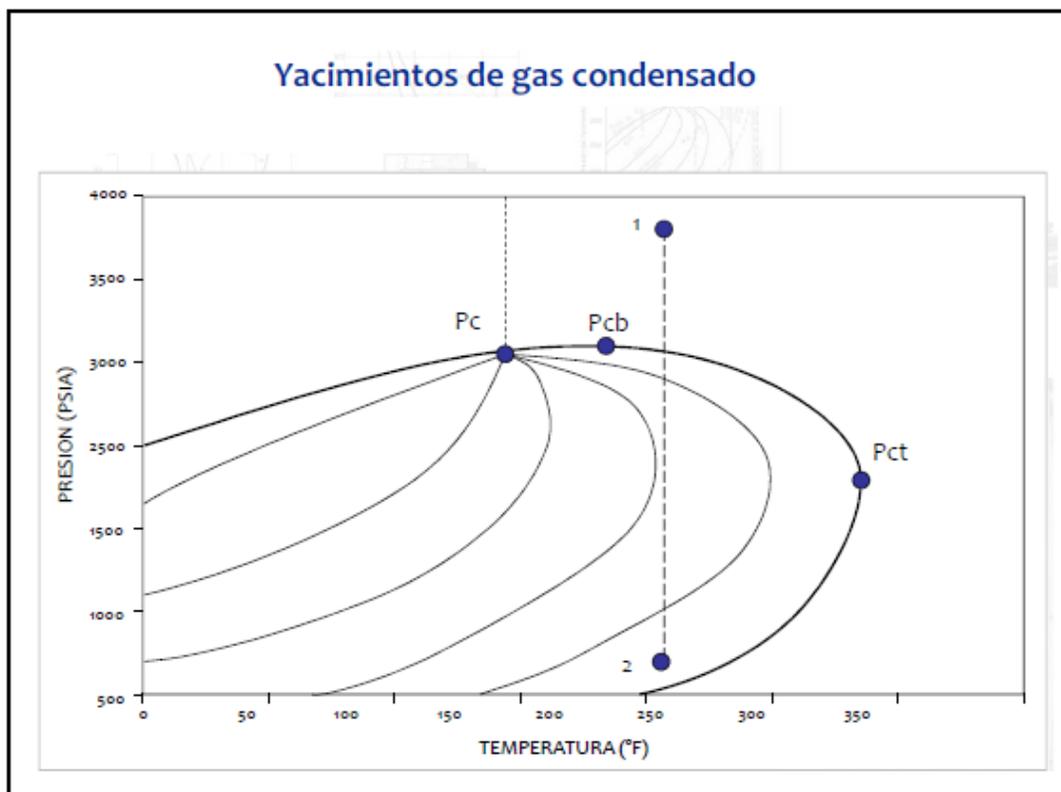


Figura 4. Yacimientos de gas condensado

1.3.2.- Clasificación de acuerdo al espacio poroso

a) **Yacimientos volumétricos**, tienen porosidad disponible para el hidrocarburo almacenado, varía por el cambio de presión y compresibilidad efectiva en el mismo, no tiene entrada de agua.

b) Yacimientos no volumétricos, son de porosidad disponible para el hidrocarburo almacenado, varía con el cambio de la presión y compresibilidad efectiva del mismo pero (a diferencia del anterior, tiene entrada de agua).

1.3.3.- Clasificación de acuerdo a la presencia de petróleo en el yacimiento

a) Yacimiento de gas disuelto, el gas se encuentra en solución con el petróleo.

b) Yacimientos de gas asociado, el gas se encuentra libre pero en contacto con el petróleo.

c) Yacimientos de gas no asociado, son del tipo donde el gas se encuentra libre, y no en contacto con el petróleo.

Además se tienen los yacimientos de gas asociado al carbón mineral y a lutitas.

Los yacimientos de lutitas gasíferas se localizan en cuencas sedimentarias donde existen rocas con alto contenido de materia orgánica en condiciones de presión y temperatura altas de tal manera que transforman la materia orgánica en aceite o gas.

Las lutitas gasíferas se clasifican como yacimientos de hidrocarburos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén, y se requiere de tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir a ritmos comerciales.

1.4.- Perforación y explotación de yacimientos de gas

Para perforar yacimientos de gas se emplean tecnologías similares a las de los de crudo, antes de explotar el gas se cuantifica su magnitud, lo que se conoce como gas original en sitio y se estiman otros tipos de reserva para conocer la cantidad de gas que se puede extraer con cierta probabilidad, el gas natural se extrae desde profundidades de 500 hasta 3500 m [12].

1.5.- Factores de recobro en la extracción de gas

Es la cantidad de hidrocarburos que pueden extraerse en relación al volumen contenido en el yacimiento, desde el inicio hasta el fin de la de la producción del pozo, si el gas contiene agua, debe separarse para producir gas seco comercial como combustible para la industria y el hogar además; el gas natural se somete a un proceso de purificación.

1.6.- Importancia del gas natural

El gas natural, después del hidrógeno, es el combustible más limpio ya que los productos de combustión (CO_2 y H_2O) son reciclados por la naturaleza; además se usa para sostener la vida de los pozos petroleros, mover equipo y transformarse en otros productos. Sin embargo, el metano es un gas de invernadero que contribuye al calentamiento del planeta; las emisiones a la atmósfera son numerosas: a) descomposición de materia orgánica a biogás, b) fugas de gas y venteos de la industria, éstas ocasionan daño ecológico, al que se le ha dado poca atención, y la quema de gas no es menos reprobable ya que su combustión es incompleta, emite CO, otros gases y gran cantidad de calor.

1.7.- Producción mundial y reservas de gas natural

En la Tabla I se muestran estadísticas de producción (para los años 2008-2009) de los principales países productores de gas natural a nivel mundial y en la Tabla II se presenta información de los países con mayor cantidad de reservas (años 2009-2010).

1.8.- Aspectos sobre la quema y venteo de gas

Hace tiempo que la industria petrolera pretende abandonar la quema de gas asociado al crudo extraído; esta polémica actividad, denominada combustión de gas en antorcha, ha disminuido en algunos sitios por esfuerzos de empresas y gobiernos, sin embargo en otros ha aumentado (como en Rusia); por esta razón se tiene poca reducción de la cantidad total de gas que se quema en los pozos petroleros. Según la asociación mundial para la reducción de la quema de gas (GGFR), del banco mundial, cada año la industria quema el equivalente a un tercio del consumo de gas natural en Europa y emite a la atmósfera cerca de 400 millones de toneladas de CO₂, que corresponden a 1.5% de las emisiones mundiales [13].

Diversos obstáculos dificultan los esfuerzos por aprovechar el gas; por ejemplo, los pozos productores se localizan en sitios remotos, a grandes distancias de gasoductos o mercados el gas no se puede almacenar y transportar con la facilidad del petróleo y no siempre se puede reinyectar en el subsuelo; además, se puede demorar la construcción de gasoductos y de equipos colectores. Incluso si terminara la quema continua, la combustión de pequeñas cantidades de gas seguirá siendo necesaria por seguridad, como al aumento de descargar una presión excesiva.

Existen obstáculos para reducir la quema, sobre todo en países en desarrollo que carecen de infraestructura para usarlo y de un marco jurídico; ésta existe desde el inicio de la explotación, ya que el gas asociado al petróleo producido se consideraba como un recurso sin valor. La quema era y es la forma más barata y sencilla de eliminar gas por seguridad, sin embargo esta práctica presenta muchas críticas socio-ecológicas, ya que el metano siendo el componente principal del gas natural, es un gas de invernadero 21 veces más potente que el CO₂ originado por la quema, según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [14].

Tabla I.- Producción de gas natural por país [15],[16]

Puesto	País.Región	Producción de gas natural (millones de m³)	Año de información
—	 Mundo	3.186.158,425	2009
1	 Estados Unidos	593.400	2009
2	 Rusia	546.800	2009
3	 Unión Europea	181.600	2009
4	 Canadá	161.300	2009
5	 Irán	116.300	2008
6	 Noruega	103.500	2009
7	 Argelia	86.500	2008
8	 China	82.940	2009
9	 Países Bajos	79.580	2009
10	 Arabia Saudita	77.100	2009
11	 Qatar	76.980	2008
12	 Indonesia	70.000	2008
13	 Uzbekistán	67.600	2008
14	 Egipto	62.700	2009
15	 México	60.350	2009

Tabla II.- Países por reservas probadas de gas natural

Puesto	País.Región	Reservas probadas de gas natural (m³)	Fecha de información
—	 Mundo	180.650.000.000.000	1 de enero de 2009
1	 Rusia	43.300.000.000.000	1 de enero de 2009
2	 Irán	30.037.500.000.000	5 de julio de 2010
3	 Qatar	25.260.000.000.000	1 de enero de 2009
4	 Turkmenistán	7.940.000.000.000	1 de enero de 2009
5	 Arabia Saudita	7.319.000.000.000	1 de enero de 2009
6	 Estados Unidos	6.731.000.000.000	1 de enero de 2009
7	 Emiratos Árabes Unidos	6.071.000.000.000	1 de enero de 2009
8	 Nigeria	5.215.000.000.000	1 de enero de 2009
9	 Venezuela	4.840.000.000.000	1 de enero de 2009
10	 Argelia	4.502.000.000.000	1 de enero de 2009
11	 Iraq	3.170.000.000.000	1 de enero de 2009
12	 Indonesia	3.001.000.000.000	1 de enero de 2009
13	 China	2.460.000.000.000	1 de enero de 2009
14	 Kazajistán	2.407.000.000.000	1 de enero de 2009
36	 México	372.700.000.000	1 de enero de 2009

1.9- Reducción de la quema de gas

Las empresas pueden finalizar la quema de gas de diversas formas:

- 1) al instalar generadores (alimentados con el gas) cerca de pozos productores, para generar electricidad útil a la propia explotación y comunidades
- 2) sí el volumen de gas es considerable y la distancia a posibles mercados no es grande, pueden construir gasoductos para transportar el gas
- 3) sí no existen mercados cercanos y no es factible construir un gasoducto, el gas se puede transformar en gas natural licuado (GNL) que se transporta hasta clientes distantes y 4) en determinadas circunstancias, también pueden reinyectarse el gas en los depósitos, a fin de sostener la presión y forzar la salida de mayor volumen de petróleo.

1.10- Medidas mundiales para evitar la quema

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto proporciona incentivos para reducir la quema y premia la reducción de la emisión de CO₂ con bonos que pueden intercambiarse por beneficios económicos; esto alienta a países productores y a empresas asociadas a invertir en equipo.

1.11- Procesamiento de gas natural

Después de su extracción, el gas natural se procesa para eliminarle contaminantes; estos suelen ser: 1) corrosivos como el H₂O y gases ácidos como H₂S, 2) reductores del poder calorífico como N₂ y CO₂ y 3) otros como el H₂O y CO₂. El primer tratamiento consiste en separar algunos componentes del fluido que sale del pozo, en separadores verticales, horizontales o esféricos, después el gas se deshidrata con absorbentes sólidos como la alúmina (Al₂O₃) o solventes como el glicol, o por tamices moleculares; se endulza con soluciones absorbentes, para eliminarle CO₂ y H₂S; y se aplica criogenia para condensar hidrocarburos pesados y destilación fraccionada para separar los líquidos condensables. Existen otras operaciones adicionales como: tratar los componentes de la purificación, como la conversión de H₂S a S ó fraccionar los hidrocarburos separados y comprimir el gas.

El tipo de tratamiento depende de la composición, la cual a su vez permite establecer la clasificación del gas; la complejidad del procesamiento del gas natural se relaciona con los siguientes aspectos:

- a) el método de obtención del gas natural depende del tipo de yacimiento en donde el gas puede encontrarse separado del petróleo en la parte superior de la capa o disuelto en petróleo, produciéndose durante la extracción al separarse la fase gaseosa y líquida por condensación retrógrada, lo cual influye en la economía del proyecto
- b) el tipo de tratamiento: el gas del yacimiento contiene componentes indeseables, los cuales se deben de extraer; se debe someter a endulzamiento sí contiene gases ácidos; la presencia de N₂ disminuye el poder calorífico y el rendimiento en la extracción de gasolina, por lo que se debe eliminar; la deshidratación procede sí el gas contiene agua líquida o vapor; los hidrocarburos condensables se deben extraer como gas licuado y gasolina, en plantas que pueden aplicar compresión, enfriamiento y absorción (con queroseno) para generar componentes de elevada pureza y calidad.
- c) compresión, los compresores son equipos que reducen el volumen, la presión que se habrá de aplicar al gas debe ser suficiente para vencer la resistencia a la fricción (y gravedad) para su conducción
- d) transporte de gas, se realiza por gasoductos que presentan una presión de trabajo apropiada, el transporte puede ser de gas natural comprimido o de gas licuado.

e) almacenaje, ésta condición depende del tipo de gas (puede ser licuable), de la presión y la temperatura, ya que esto determina su estado termodinámico
f) regulación de presiones: en diversos puntos de la industria es necesario mantener una presión constante, en forma independiente al caudal que circula, por ejemplo, en las redes de distribución de gas a baja presión, si la red trabaja a mayor presión, es necesario regularla para cada usuario.

g) la distribución del gas natural (o manufacturado) se hace por redes de tubería, cobrándole al usuario el volumen consumido (bajo condiciones estándar de presión y temperatura); para el gas licuado, se efectúa mediante envases con peso regulado

h) la medición: se realiza por medidores de placa de orificio y de desplazamiento e

i) utilización, la tecnología ha contribuido a la utilización del gas para energía y como materia prima, tiene diversas aplicaciones como la generación eléctrica para el sector residencial, comercial y de transporte, también se utiliza como materia prima en diversos procesos químicos industriales, con el se puede producir hidrógeno, etileno o metanol (materiales básicos para sintetizar diversos plásticos y fertilizantes).

1.11.1.- Endulzamiento del gas natural

El gas natural representa para la industria un combustible de uso común, disponible en grandes cantidades desde el sitio de producción pero, como cualquier materia prima, requiere de purificación la cual, en este caso, se le denomina endulzamiento; el gas por endulzar fluye (desde pozos) hacia el enfriador y después se envía al separador para eliminarle condesados, es importante remover el líquido del gas, antes de endulzarlo. Después de separar los condesados (agua o hidrocarburos) el gas se envía a una torre absorbadora en donde contacta a una solución de amina a contra-corriente y descendente.

El gas fluye hacia la parte superior del absorbador y después a un separador desde donde se le destina para su uso; la solución de amina rica que sale del fondo de la torre intercambia calor con amina pobre, se pretende que la amina pobre llegue fría a la torre de absorción y que la amina rica llegue caliente a la torre de desorción. Por la parte inferior de la torre de desorción se introduce agua caliente (ascendente) en forma de vapor y contacta a la amina rica, extrayéndole H_2S , CO_2 , y también posiblemente mercaptanos (RSR), sulfuros de carbonilo (SCO) y disulfuro de carbono (CS_2). La amina despojada se enfría y envía a la operación de absorción a otra carga.

1.11.2.- Estudio composicional de una mezcla de gas natural

Con la composición de un gas (o una mezcla) se determinan distintas propiedades, por medio de correlaciones teóricas, semi o empíricas, como las ecuaciones de estado, relaciones termodinámicas y cálculo de propiedades aditivas, cuando se conoce la composición de una mezcla de gases, es posible obtener parámetros como: la densidad, poder calorífico, presión de rocío, viscosidad. etc., por esta razón es importante contar con diversas técnicas de análisis y que los equipos estén correctamente calibrados, la cromatografía de gases es la técnica más empleada para determinar la composición de las mezclas de gases.

1.11.3.- Cromatografía de gases

La cromatografía es un procedimiento físico de separación de componentes que se distribuyen entre dos fases; una es estacionaria (de elevada superficie) que generalmente puede ser sólida o un líquido y la otra es fluida (fase móvil) consiste de un gas, líquido o fluido supercrítico que funciona como portador de la mezcla que atraviesa a la fase estacionaria. La muestra se vaporiza y distribuye entre las dos fases utilizadas para generar

la separación, la fase móvil (o de arrastre) que transporta la muestra y la estacionaria que retiene a las moléculas de los componentes que se pretenden separar, ésta última consiste de un sólido granular (mojado por un líquido y que causa la separación) colocado dentro de un tubo empacado llamado columna, el fluido de arrastre debe ser inerte, para evitar que reaccione con la muestra o el empaque de la columna. Los gases más utilizados son H_2 , He y N_2 , con ellos se puede realizar el análisis para gran parte de las sustancias gaseosas, gas natural e impurezas. En la cromatografía ocurren dos fenómenos importantes: son la adsorción y la absorción; los técnicos deben manejarlos en forma precisa para lograr una clara planificación, recolección y distribución del gas.



Figura 5. Cromatógrafo de gases para un análisis detallado

1.11.3.1.- Tipos de cromatografía de gases (CG)

a) la cromatografía gas-sólido (CGS): presenta aplicación limitada en la separación de especies gaseosas de bajo peso molecular, la fase estacionaria es sólida y, mediante la adsorción se efectúa la retención de los analitos (sustancias a separar) y

b) la cromatografía gas-líquido (CGL), se puede llamar cromatografía de gases (CG) y se emplea más, requiere moléculas de un líquido inmovilizadas sobre la superficie de un sólido inerte, y tiene dos campos de aplicación 1) uno relacionado con la capacidad para separar mezclas orgánicas complejas (resolver), compuestos órgano-metálicos y sistemas bioquímicos, 2) como sistema para determinar cuantitativa y cualitativamente los componentes.

El cromatógrafo consta del gas portador, el sistema de inyección de muestra, la columna (generalmente dentro de un horno) y el detector. Los métodos cromatográficos se sustentan en la diferente velocidad e intensidad con que distintos materiales se absorben y/o adsorben por un agente dado, su uso para analizar gases ha ido en auge, por la rapidez y sencillez del procedimiento; éste tipo de determinaciones ayuda a clasificar yacimientos, con base a la composición de la mezcla de hidrocarburos que contienen.

1.11.4.- Clasificación del gas natural en función de la composición

a) Gas seco o pobre y b) Gas húmedo o rico

Los yacimientos de gas pobre o rico indican la cantidad de hidrocarburos líquidos que pueden producir; los de gas pobre producen muy pocos (o nada) mientras que, los de rico producen mayor cantidad, por ello pueden explotarse para producir líquidos, considerados como líquidos del gas natural (LGN), los cuales se obtienen en los procesos de extracción y/o fraccionamiento; en esas plantas se genera gas residual, que esencialmente consta de metano y puede enviarse a plantas de compresión para distribuirse o transportarse a unidades criogénicas y generar gas natural licuado (GNL). La clasificación composicional del gas natural permite establecer los diferentes destinos de éste.

1.11.4.1.- Gas pobre o seco

Es gas que no contiene hidrocarburos líquidos comerciales; la mezcla permanece en fase gaseosa bajo condiciones de yacimiento o de superficie; es el gas que después de tratarse se envía a plantas compresoras, de donde sale como combustible industrial o doméstico y como gas natural vehicular (GNV), y puede ser materia prima de la petroquímica o convertirse a gas natural licuado y después regasificado a metano industrial o doméstico.

1.11.4.1.1.- Poder calorífico del gas seco o gas pobre

El gas natural no se comercializa en unidades volumétricas, pie^3 o m^3 , sino por la energía (kj/gmol) por unidad de masa que puede proporcionar al ser quemado, ésta dependerá de la proporción de los componentes en el gas natural, el gas seco o gas pobre, tiene mayor presencia de metano y etano, el gas húmedo o gas rico contiene mayor proporción de propano, butano y pentano, lo que representa menor poder calorífico en comparación al gas seco.

1.11.4.1.2.- Poder calorífico neto (PCN)

Se le denomina así al calor desprendido por unidad de masa cuando se forma vapor de agua durante la combustión del hidrocarburo.

1.11.4.1.3.- Poder calorífico total (PCT)

Se le denomina así al calor desprendido por unidad de masa cuando se forma agua líquida durante la combustión del hidrocarburo. En la industria se usa el poder calorífico de combustión (PCC), relacionado con los calores de combustión de los componentes del gas en cuestión. Si se conoce el poder calorífico de un crudo, se puede determinar a que tantos (m^3) del gas equivalen o a barriles de petróleo. El precio adquirido por un determinado gas natural está relacionado con esta equivalencia. En muchos casos, debido a que los volúmenes son grandes se opta por la equivalencia en miles o millares de metros cúbicos (k m^3 o M m^3); es conveniente indicar si son en condiciones estándar ó condiciones operacionales.

1.11.4.1.4.- Utilidad industrial del gas seco o pobre

Este gas después de endulzarse, deshidratarse y acondicionarse, se convierte en gas natural comprimido (GNC) y puede utilizarse como combustible para la industria u hogar y para generar energía eléctrica. En el área industrial es materia prima para petroquímica.

1.11.4.1.5.- Gas natural comprimido (GNC)

También se conoce como gas natural vehicular (GNV), se compone principalmente por metano, es difícil de licuar, se comprime en cilindros de acero a una presión de 2845 (lb/pg²), manteniendo su condición de gas, en la actualidad es el combustible de más pureza porque no contiene aditivos y no produce depósitos. El GNV está constituido por metano (CH₄), con algo de CO₂ y vapor de H₂O, inofensivos al ser humano. El gas natural, fuente de GNV debe deshidratarse y endulzarse, además de extraerle líquidos, para enviarse a plantas compresoras y distribuirse, previamente se debe establecer su uso.

1.11.4.2.- Gas rico o húmedo

Este gas tiene mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados en comparación con los de gas seco; no existe relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas. En el yacimiento la mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso pero, al salir a superficie forma otra fase líquida, en el orden de 10 a 20 barriles normales de hidrocarburos líquidos por cada millón de pies cúbicos normales de gas (10-20 BNHL/MMPCN) [17]. Este parámetro llamado riqueza líquida es importante, ya que los líquidos son de elevado valor comercial.

1.11.4.2.1.- Contenido líquido o riqueza de un gas (GPM)

Es el número de galones de líquido por cada 1000 ft³ de gas natural bajo condiciones estándar. La riqueza líquida es diferente a la producción de líquido a través de criogenia; es la producción de hidrocarburos que se condensan, los cuales tienen gran utilidad y demanda.

1.11.4.2.2.-Líquidos del gas natural (LGN)

Estos hidrocarburos pueden mantenerse en estado líquido, por alta presión o a baja temperatura, lo que permite se almacenen y transporten de forma fácil y eficaz, y son fuente de energía o materia prima para la obtención de hidrocarburos más complejos, lo que provoca que se coticen. En los LGN, se encuentran presentes etano (C₂), propano (C₃) y butanos (C₄), gases a condiciones atmosféricas, también se presentan pentanos (C₅) y más pesados (C₅₊), gasolina natural residual, son líquidos, permiten su transporte en forma líquida y uso como gas. Los LGN son el principal producto de plantas de extracción de líquidos del gas natural, si la mezcla de hidrocarburos líquidos está conformada por etano y compuestos más pesados se simbolizan como (C₂₊), si la recuperación de líquidos es sin etano, se simboliza como (C₃₊), consiste de propano y compuestos más pesados, la inclusión de etano depende de la operación de las plantas de extracción. Los componentes de LGN tienen múltiples usos, a baja temperatura se separan por refrigeración en plantas de campo, los líquidos pueden utilizarse como fuente de energía en comercio, hogar, industria o vehículos; la mezcla se fracciona en componentes individuales (y gasolina natural) para la industria petroquímica, que elabora compuestos para síntesis, de elevado octanaje, aditivos y combustibles industriales.

1.11.4.2.3.-Gas licuado de petróleo (GLP)

Es una mezcla de propano, butano y derivados, en condiciones normales es gas y al comprimirse líquida; se produce en el procesamiento de gas natural o en plantas de ruptura catalítica de refinerías, puede almacenarse y transportarse en forma líquida, se usa como combustible en el hogar, industria y como materia prima para petroquímica. Con esta mezcla se debe tener cuidado, aunque no es tóxica, si se inhala puede causar asfixia y afectar al sistema nervioso, en estado líquido puede congelar e irritar la piel, puede contener compuestos de azufre (tóxicos) como mercaptanos, que se adicionan a la mezcla para detectar fugas. Es inflamable a temperatura ambiente y presión atmosférica, por lo que

deben aplicarse estándares para diseñar las instalaciones de transporte y uso. El escape puede ser peligroso, los vapores tienden a concentrarse en zonas bajas, en riesgo de localización de puntos de ignición; al evaporarse el GLP ocupa un volumen 250 veces mayor al del líquido. El GLP es una mezcla de hidrocarburos líquidos a presión moderada y temperatura ambiente y puede, en cuanto a su uso, subdividirse en: 1).- GLP doméstico, éste puede utilizarse para la cocción de alimentos o calentamiento de agua, su precio está sujeto al marco regulado, 2).- GLP comercial/industrial, mezcla que se comercializa a granel y se utiliza como fuente de energía, su precio se fija por la libre competencia, se usa como combustible en hornos, secadores y calderas de diferentes tipos de industria, también en motores de combustión interna y en turbinas de gas para generar energía eléctrica, 3).- GLP automotor, se comercializa a granel y su precio de venta está referenciado por el de la gasolina de 87 octanos, el propano y butano, junto con otros gases, también se producen durante la refinación de petróleo, el propano se usa en vehículos ligeros y pesados.

1.11.4.2.4.-Poder calorífico del GLP

Antes de transportar gas natural, se destila en fracciones para separar el metano del resto de hidrocarburos asociados, que van desde el etano a pentanos. El GLP comercial tiene 80% de propano y un máximo de 20% de butano; lo que se vende como butano consiste de un líquido con un mínimo de 80% de butano y un máximo de 20% de propano; las proporción puede variar en función de la aplicación a que sea expuesto el fluido; a 1 atm y 20 °C el GLP existe en estado gaseoso. Para presentarse como líquido a 1 atm, la

temperatura del butano debe ser inferior a -0.5 °C y la del propano a -42.2 °C, para obtener líquido a temperatura ambiente, se debe someter el GLP a presión, para el butano, la presión debe ser mayor de 2 atmósferas y para el propano mayor de 8 atmósferas, al pasar un litro de propano líquido a gas se producen 272.6 litros y 237.8 litros en el caso del butano, en estado puro, tanto el butano como el propano son inodoros, por esta situación se les añaden mercaptanos para ubicar fugas.

1.11.4.2.5.-Gasolina natural (GN)

Resulta de fraccionar líquidos de gas natural, la GN es una mezcla constituida por hidrocarburos con composición desde C₅ hasta C₇₊, que permanecen como líquidos a presión y temperatura atmosférica, la GN se mezcla con gasolina de refinerías o con queroseno para mejorar la densidad de este producto y su valor comercial. La GN es de bajo peso específico y se separa desde el gas húmedo evaporándose y condensándose, la GN se puede obtener por absorción sobre carbón vegetal, compresión y absorción en aceite mineral y se puede, recuperar 700 litros de GN por cada 1000 m³ de gas natural (700 L/1000 m³). Ciertos tipos de gas natural tienen suficiente GN que puede recuperarse mediante condensación y adsorción; el proceso más común para su extracción consiste en pasar gas de pozos a través de torres que contienen aceite ligero, denominado aceite de paja, que absorbe la gasolina y se destila posteriormente. Otros procesos de obtención son la destilación fraccionada del petróleo, la descomposición térmica o catalítica del petróleo en fracciones, la hidrogenación del gasógeno o carbón o a través de polimerización de compuestos de bajo peso molecular; además de utilizarse en la industria y como combustible, la GN es materia prima para petroquímica y se utiliza en la producción de Isobutano e Isopentano.

1.11.4.2.6.-Gas natural licuado (GNL)

Consiste de gas metano líquido, y para mantenerlo en esta condición se requiere de una temperatura baja, menor a la crítica (-320 F); la licuefacción (criogénica) es similar a la refrigeración común: se reduce la presión de los refrigerantes líquidos fríos, tales como etano, propano y nitrógeno, que luego se evaporan a medida que obtienen calor desde gas

natural, que se enfría hasta transformarse en líquido, una vez licuado se somete a un proceso Joule-Thompson o expansión (con producción de trabajo) para almacenarlo a presión atmosférica. El GNL se recibe como líquido en sitios de consumo, en donde nuevamente se gasifica para distribuirlo por tuberías para uso industrial, comercial y doméstico. El gas natural se transporta por gasoductos pero para grandes distancias resulta económico usar buques; el GNL se almacena en tanques para trasladarse en naves especiales y para transportarlo es necesario licuarlo, ya que la licuefacción reduce su volumen 600 veces con respecto al original.

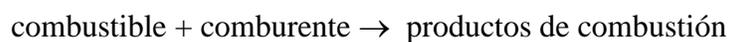
Algunas características del gas natural licuado son:

- 1) al quemarse es el hidrocarburo más limpio por su mayor proporción de hidrógeno
- 2) los derrames de este se disipan en el aire y no contaminan el suelo ni el agua
- 3) es la mejor opción para sitios apartados, en donde no es práctico llevar gas por medios convencionales como gasoducto
- 4) no enciende fácilmente, la llama no es fuerte, ni humea ni extiende y
- 5) su fuego se combate de forma similar al de gasolina y en lugares abiertos no explota.

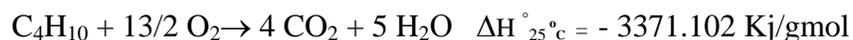
CAPITULO 2. COMBUSTIÓN Y ANTORCHAS

2.1.- Aspectos teóricos de la combustión

La combustión es una reacción de oxidación entre un combustible y un comburente (vea Figura 6), e inicia por una cierta energía de activación, con desprendimiento de calor (reacción exotérmica) y luz; el combustible puede ser sólido, (carbón o madera), líquido (gasóleo o fuel-oil) o gas (gas natural o butano), y el comburente es O₂ que proviene del aire; como productos se forman CO₂, H₂O y CO; otras sustancias como SO₂ y NO_x se producen desde componentes menores en el combustible. Antes de la combustión, gas natural refinado o manufacturado se premezcla con aire; la mezcla aire-combustible sale del quemador a tal velocidad que impida retroceder la flama, pero que la propague y sostenga; sí existe deficiencia de aire, los combustibles arden con llamas frías y humeantes, pero con suficiente se alcanzan temperaturas elevadas, de tal manera que es factible cortar acero con flamas calientes [18],[19]. Una reacción de combustión se puede representar de forma general como:



Un caso particular es la combustión de gas butano, representada por la siguiente ecuación:



Algunas reacciones de combustión de gases con sus respectivos calores estándar se muestran en la Tabla III.

Tabla III.- Reacciones de combustión con sus calores estándar [20]

Combustible	Reacción de combustión	$\Delta H^{\circ}_{25^{\circ}\text{C}}$ (Kj/ mol)	Poder calorífico Total (Kj/gmol)
Metano	$\text{CH}_4(\text{g}) + 2\text{O}_2(\text{g}) \rightarrow \text{CO}_2(\text{g}) + 2\text{H}_2\text{O}(\text{l})$	-601.72	-65.007
Etano	$2\text{C}_2\text{H}_6(\text{g}) + 7\text{O}_2(\text{g}) \rightarrow 4\text{CO}_2(\text{g}) + 6\text{H}_2\text{O}$	-1826.81	-60.752
Eteno	$\text{C}_2\text{H}_4 + 3\text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	-1600.83	-57.070
Propano	$\text{C}_3\text{H}_8 + 10\text{O}_2 \rightarrow 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	-2599.94	-59.089
Butano	$\text{C}_4\text{H}_{10} + 13/2 \text{O}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	-3371.102	-58.042
Pentano	$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 \rightarrow 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	-4141.28	-57.398
Benceno	$2\text{C}_6\text{H}_6 + 15\text{O}_2 \rightarrow 12\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	-3826.802	-48.991
Ciclohexano	$\text{C}_6\text{H}_{12} + 9\text{O}_2 \rightarrow 6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	-1600.83	-19.021

La combustión casi siempre acontece en fase gaseosa (esto es evidente con gases y aire) ya que los líquidos o sólidos se volatilizan al alcanzarse la temperatura de ignición de la reacción; se diferencia de otras oxidaciones lentas (la de los metales) por ser rápida y presentar flama; difiere de otras más rápidas, como las explosiones; para que se efectúe deben de coexistir ciertas condiciones: 1) presencia de combustible, que debe mezclarse en proporción conveniente con 2) un comburente (éste debe estar en exceso) y 3) temperatura que permita alcanzar una energía de activación que sostenga al proceso; estos tres elementos se representan en el denominado triángulo de combustión, ver Figura 6 [21].

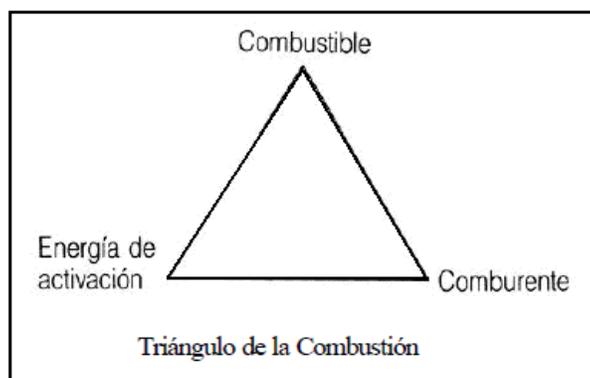


Figura 6. Representación de una reacción de combustión

El uso de la combustión consiste en liberar al máximo la energía potencial química del sistema y minimizar las pérdidas derivadas; la interacción de los componentes inflamables con el O_2 requiere de:

- 1) temperatura suficientemente alta para la ignición de estos
- 2) turbulencia elevada que facilite el máximo contacto combustible-comburente y
- 3) tiempo suficiente para que se realice el proceso.

Estos parámetros se designan como las tres T de la combustión: Temperatura, Tiempo y Turbulencia. Los combustibles se clasifican por su origen en naturales y artificiales; algunas veces la combustión acontece en más de una fase (combustión heterogénea), como la combustión del carbono y de ciertos metales; en general en fase gaseosa produce una

llama, mientras que la heterogénea produce incandescencia. Para calcular la fuerza de un incendio, en función de los componentes presentes, se establecen tres conceptos:

1) caloría, cantidad de calor para elevar un grado Celsius la temperatura de un gramo de agua 2) poder calorífico, cantidad de energía/unidad de masa que puede desprender un combustible y 3) carga térmica, calorías que se desprenden por unidad de espacio o superficie de un sector.

En la Tabla IV se presenta una clasificación de diferentes combustibles. En los hornos y calderas industriales se utiliza una gama de combustibles líquidos y gaseosos, los primeros son hidrocarburos de la destilación primaria, o condensados de la destilación al vacío, los gaseosos consisten de mezclas de diversos componentes como hidrógeno, metano, butano, etc; en la industria los quemadores más usados son los combinados, en los cuales a la vez reaccionan gas y combustóleo [22],[23].

Tabla IV. Clasificación de diferentes combustibles [22]

Sólidos	Naturales	Madera y residuos	Turbas Lignitos Hullas Antracita
	Artificiales	Carbón	
Líquidos	Alcoholes	Naturales (fermentación e hidrólisis).	
	Residuales	Artificiales	
	Derivados del petróleo	Por ejemplo, legías negras.	
		Gasóleos	Fuelóleos
Gaseosos	Residuales	Fuel-gas	
	Gas natural	Diferentes familias	
	Gases líquidos del petróleo (GLP)	Propano y butanos	
	Artificiales o elaborados	Gas de horno alto	
		Gas de coquería	
		Gas pobre	
Gas de agua			
	GNS		
	Gases de gasógeno		
	Gas ciudad		
	Biogas		

2.1.1.- Propiedades de los combustibles

1) Densidad relativa, es la densidad del gas entre la del aire seco a 0 °C y 760 mm Hg
 2) intercambiabilidad de gases, son intercambiables entre sí en un quemador, cuando bajo similares condiciones de suministro conservan las mismas características de combustión y
 3) viscosidad, es la resistencia que opone un líquido a fluir cuando se le aplica una fuerza. La viscosidad de un combustible líquido varía con la temperatura y la presión.

$$\tau = \mu D, \dots \text{ecuación (1)}$$

donde:

τ = Esfuerzo cortante [m Pa] en mili pascales

μ = Viscosidad [m Pa s] mili pascales por segundo

D = velocidad de deformación [1/s]

En el sistema sexagesimal la unidad de medida más utilizada es el centipoise (cp). Existen tres tipos de viscosidad: la dinámica, la cinemática y la aparente, μ representa a la dinámica y ν a la cinemática; la dinámica (o absoluta) es la fuerza tangencial por unidad de área para deslizar un plano horizontal respecto a otro, a una velocidad y a cierta distancia, su unidad es el poise (g/cm·seg); la aparente (μ_{ap}) se define como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación, se utiliza para fluidos no newtonianos. La viscosidad cinemática (ν) se obtiene como el cociente de viscosidad dinámica (o absoluta) y la densidad, la unidad en el sistema internacional es el (m²/s), en el sistema CGS es el stoke (abreviado S o St), a veces se expresa en centistokes (cS o cSt), 1 stoke = 100 centistokes = 1 cm²/s = 0.0001 m²/s.

4) fluidez crítica, es la temperatura a la que, por debajo de ella, se forman cristales en el combustible que impiden el libre movimiento de éste

5) punto de inflamabilidad es la temperatura a la que un combustible se evapora e inflama al mezclarse con aire.

6) contenido en azufre, proporción de S (libre o ligado) que un combustible presenta

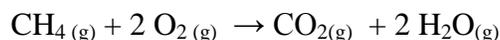
7) contenido en agua y sedimentos, proporción de agua e impurezas sólidas en un combustible que afectan al equipo, lo dañan o desestabilizan la flama.

Comburentes: son los oxidantes que a una temperatura apropiada reaccionan con el combustible; regularmente se considera al O₂ del aire. Existen combustibles con el oxidante unido químicamente (como la nitrocelulosa) y otros oxidantes como NaNO₃, KClO₃ y H₂O₂.

A la relación comburente-combustible no siempre arde, y aparte de requerirse de una mínima energía de activación, se necesita que esté en un intervalo de composición, por lo tanto existe un límite inferior de inflamabilidad que es la proporción menor de gas (o vapor combustible) en aire capaz de arder, y otro límite superior que consiste en la mayor proporción de gas por arriba de la cual no hay fuego; dentro de estos límites la ignición procede. Entre más amplio sea el intervalo más probabilidad de combustión existe, por lo que el incremento de la temperatura o presión de la mezcla disminuye el límite inferior y aumenta el superior, lo que explica el desarrollo acelerado de las deflagraciones, asimismo, una mezcla vapor-aire por encima de su límite superior puede arder si aumenta el suministro de aire.

Energía de Activación: para que un material actúe como combustible se necesita que sus moléculas asimilen cierta cantidad de energía (energía de activación) para liberar sus electrones y cederlos a las del comburente; ésta energía puede ser corriente eléctrica, rozamiento, radiación, química, impacto, y cada una de las mezclas combustibles requiere de una temperatura específica para iniciar la combustión.

Aire de combustión: el O₂ necesario para la combustión regularmente se suministra por una corriente de aire, y se debe cuidar que siempre exista suficiente O₂ para que se sostenga la combustión; la estequiometría ayuda a estimar la cantidad de O₂ requerida; por ejemplo, la reacción química que se produce en la combustión del metano se puede expresar como:



Se observa que al quemar un molg de CH₄ se deben suministrar 2 molg de O₂, que equivalen a 2 m³ normales de O₂ para quemar 1 m³ normal de CH₄. Considerando aire

atmosférico con 21% de O₂ y 79 % de N₂ (gas inerte) se requieren 5 volúmenes de aire para generar 1 volumen de O₂. Una combustión puede ser completa si todo el C del combustible se convierte a CO₂ y desprende el máximo de calor. La relación combustible/O₂ es crítica, si es pequeña sobra O₂, y si es grande la reacción es incompleta y se pierde combustible y calor.

2.1.2.- Leyes fundamentales

Ley de conservación de la materia, establece que la materia no se crea ni se destruye, por lo tanto, se puede hacer un balance de masa entre los componentes entrantes y salientes para un proceso determinado; si x kg de combustible se combinan con y kg de comburente, siempre resultan (x+y) kg de productos formados.

Ley de conservación de la energía, estipula que la energía no se crea ni se destruye, de esta forma la suma de las energías entrantes (potencial, cinética, térmica, química y eléctrica) en un proceso dado, debe ser igual a la suma de las salientes; en el proceso de combustión la energía química se convierte en energía térmica y luminosa.

Ley general de los gases, el volumen de un gas ideal es directamente proporcional a su temperatura absoluta e inversamente proporcional a su presión absoluta. Para cualquier gas ideal la constante de proporcionalidad es la misma y la ley se expresa en la siguiente forma:

$$v_M = \frac{R T}{p}, \text{ siendo: } \begin{cases} v_M \text{ el volumen / mol} \\ p \text{ la presión absoluta} \\ T \text{ la temperatura absoluta} \\ R \text{ la constante universal de los gases} \end{cases} \dots \text{ecuación (2)}$$

Ley de pesos combinados, todas las sustancias se combinan según unas proporciones en peso, simples y bien definidas, proporcionales a las relaciones entre las masas moleculares de los respectivos componentes.

Ley de Avogadro, relaciona la cantidad de gas con su volumen y menciona que igual número de moles de dos gases ideales diferentes bajo las mismas condiciones de presión y temperatura ocupan igual volumen, se deduce que el volumen es proporcional a la cantidad de gas. El volumen es proporcional a la cantidad de gas. si aumenta la cantidad de gas aumentará el volumen, se puede expresar la ley de Avogadro de la siguiente forma:

$$\boxed{\frac{v}{n} = k} \dots \text{ecuación (3)}$$

el cociente entre volumen y cantidad de gas es constante, otra forma de expresar la ley es:

$$\boxed{\frac{v_1}{n_1} = \frac{v_2}{n_2}} \dots \text{ecuación (4)}$$

Ley de Dalton, la presión total de una mezcla de gases en un recipiente es igual a la suma de las presiones parciales de cada uno de los gases individuales, cada gas por sí solo ocupa el volumen global y ejerce una presión, independiente de la de los demás.

$$P_t = P_1 + P_2 + P_3 + \dots \text{ecuación (5)}$$

donde:

$$\begin{array}{l} P_1 = \frac{n_1 RT}{V} \\ P_2 = \frac{n_2 RT}{V} \\ P_3 = \frac{n_3 RT}{V} \end{array} \quad \text{ó} \quad \begin{array}{l} P_1 = \frac{n_1}{n_t} P \\ P_2 = \frac{n_2}{n_t} P \\ P_3 = \frac{n_3}{n_t} P \end{array}$$

de acuerdo con la ley de Dalton, la presión total se convierte en:

$$\begin{aligned} P &= \frac{n_1 RT}{V} + \frac{n_2 RT}{V} + \frac{n_3 RT}{V} \\ &= \frac{(n_1 + n_2 + n_3) RT}{V} \\ &= \frac{n_t RT}{V} \end{aligned} \quad \dots \text{ecuación (6)}$$

donde $n_t = n_1 + n_2 + n_3$ (número total de moles del gas en la mezcla).

P es la presión total
R= 0.082 atm l / k mol g

V= Volumen
 P_1, P_2, P_3 son las presiones parciales

Ley de Amagat, el volumen ocupado por una mezcla de gases, a determinada presión y temperatura, es igual a la suma de los volúmenes parciales de cada una de las componentes.

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots \text{ecuación (7)}$$

donde V es el volumen total, mientras V_1, V_2 , etc., son los volúmenes parciales de cada constituyente; se entiende como aquél que ocuparía si estuviese presente sólo a una temperatura dada y a la presión total de la mezcla.

Por un argumento similar al de las presiones parciales, es fácil demostrar que si las leyes de los gases ideales son aplicables, entonces:

$$V_1 = n_1 V, \quad V_2 = n_2 V, \text{ etc. } \dots \text{ecuación (8)}$$

Las fracciones n_1, n_2, n_3 representan los moles de cada constituyente particular divididos por el total de moles presentes, estas cantidades se llaman fracciones molares, la suma de todas es igual a uno:

$$n_1 + n_2 + n_3 + \dots = 1 \quad \dots \text{ecuación (9)}$$

2.1.3.- La llama de la combustión

Es luz o radiación electromagnética emitida por gases calientes durante su combustión, se forma al reaccionar O_2 (o aire) con un gas combustible, como H_2 o un hidrocarburo; dentro de ella se pueden encontrar partículas sólidas o líquidas, las cuales podrían concluir su combustión. Las llamas tienen distinto color o pueden ser casi invisibles, y por ejemplo la del H_2 , se relacionan con los comburentes y combustibles, así como con la temperatura. Para aprovechar la energía calorífica del combustible es importante sostener la llama; ésta es apropiada si reúne características geométricas, físicas y químicas compatibles con la aplicación deseada. El frente de llama establece la distancia entre el gas quemado y sin quemar, es la zona donde acontece la reacción, y está condicionado por un equilibrio entre la velocidad de propagación de la misma y la de circulación de los gases.

Al desplazamiento del frente (a través de los gases) se le denomina propagación de la llama y depende de la transmisión de calor entre los gases quemados y los que están por hacerlo, cuando adquieren la temperatura de ignición se sostiene la combustión. La mezcla estequiométrica combustible-comburente es siempre inflamable, ya que produce una temperatura tan alta que favorece a la ignición. Si la mezcla se diluye por adición de un componente inerte, la temperatura de la llama desciende y puede terminar la propagación. Los límites de composición dependen de las condiciones externas, como la presión y geometría de la cámara de combustión, etc., además existe un intervalo de temperatura de llama con valores mínimo y máximo que coinciden con los tiempos de encendido y fin de la combustión, también existe uno de presión con valores mínimo y máximo dentro de los que pueden existir las llamas.

2.1.3.1.- Tipos de llama

Las llamas se pueden clasificar, dependiendo de la mezcla aire-gas, en premezcla o de difusión y según el movimiento de los fluidos en laminares y turbulentas.

a) Llamas de premezcla, los combustibles gaseosos pueden mezclarse previamente con aire u O_2 antes de quemarse, en donde arderán, el aire primario es el que se combina con el combustible antes de llegar a la cabeza del quemador, el secundario es el externo, que contacta a la llama al salir del quemador. Si el aire premezclado con el gas, representa la cantidad requerida en la combustión, se tiene una llama de premezcla total y pueden ser: a) Laminares, presentan un frente permanente, el flujo de gases entrantes está sincronizado con el saliente, se caracterizan por números de Reynolds bajos (inferiores a 2500) y se presentan en quemadores pequeños y b) Turbulentas, se definen como rellenas, producen ruidos, el frente fluctúa presenta remolinos por Reynolds mayores de 2500, las turbulencias se deben al flujo en el mechero y a la llama misma, se relacionan con flujos de alta velocidad de mayor volumen de combustión, son de elevada relación de calor por unidad de volumen, como ejemplo se considera a la llama del soplete en la soldadura autógena.

Ventajas de la llama de premezcla: 1) concentra la fuente de calor, 2) reduce el volumen de la cámara de combustión, 3) alcanza altas temperaturas y 4) no presenta depósito de carbón sobre las paredes. Desventajas: a) no es posible la combustión a gran longitud y b) puede desprenderse o retraerse.

b) Llamas de difusión, suceden cuando aire y gas combustible se mezclan en la zona de combustión, en donde el aire se difunde por difusión molecular hacia la llama, el frente se ubica en donde la mezcla es más estequiométrica, aunque la región de mayor luminosidad (es la llama en sí) se ubica en una capa exterior al frente de llama, las llamas de difusión laminares ocurren cuando aire y combustible arriban separados y la magnitud del Reynolds no permite turbulencia. La combustión de líquidos o sólidos (y algunos gases) las producen, un ejemplo es la llama de una vela, su mecha provee el calor necesario para fundir y vaporizar la sustancia sólida (parafina o cera) y el aire llega por convección a la base de la llama y difunde hacia arriba; configura un anillo con vapor que difunde del interior y aire del exterior. Otros ejemplos son las pequeñas fugas de gas, las llamas

alrededor de gotas y de quemadores industriales de mecha, con combustibles sólidos o líquidos, son generalmente amarillos por las partículas de carbono incandescente, si no hay suficiente aire para quemarlo, la llama produce humo, algunas no producen carbón, por ejemplo, las del alcohol metílico.

Ventajas de la llama de difusión: 1) en régimen laminar es radiante y de alto rendimiento, 2) puede ser larga, aspecto importante para cierto equipo industrial, 3) en gases altos en H_2 se puede variar el caudal y 4) no presenta retrollama. Desventajas: a) su temperatura es más baja que la de premezcla y b) es susceptible de interactuar con las pared del quemador, lo que provoca depósitos de C. Las figuras 7 y 8 muestran configuraciones de llamas de difusión y premezcla (total y parcial).

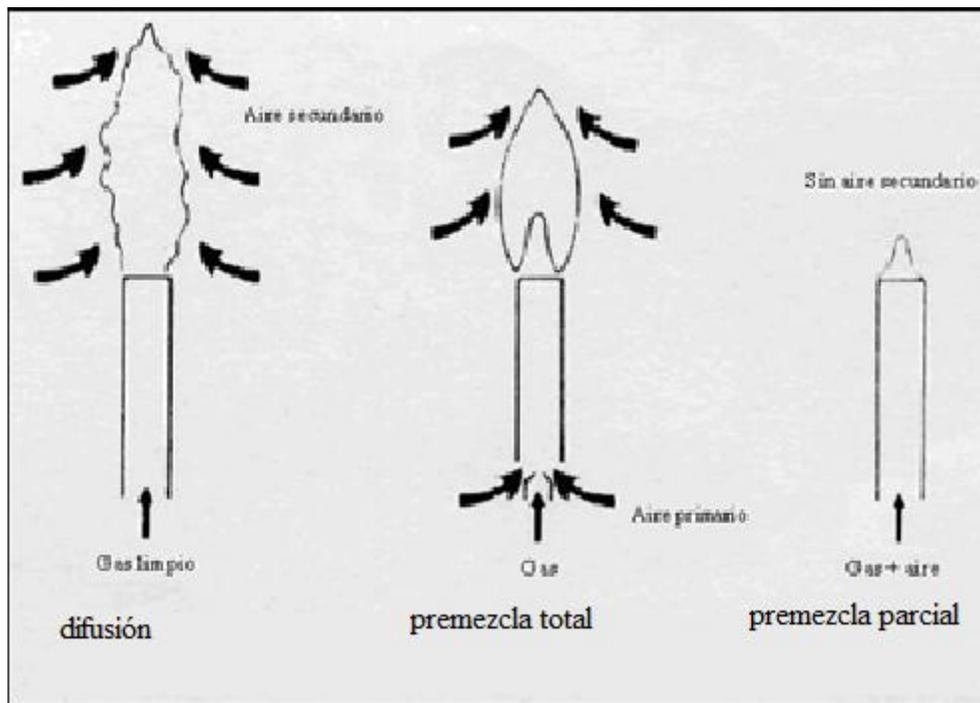


Figura 7. Llamas de difusión y de premezcla total y parcial

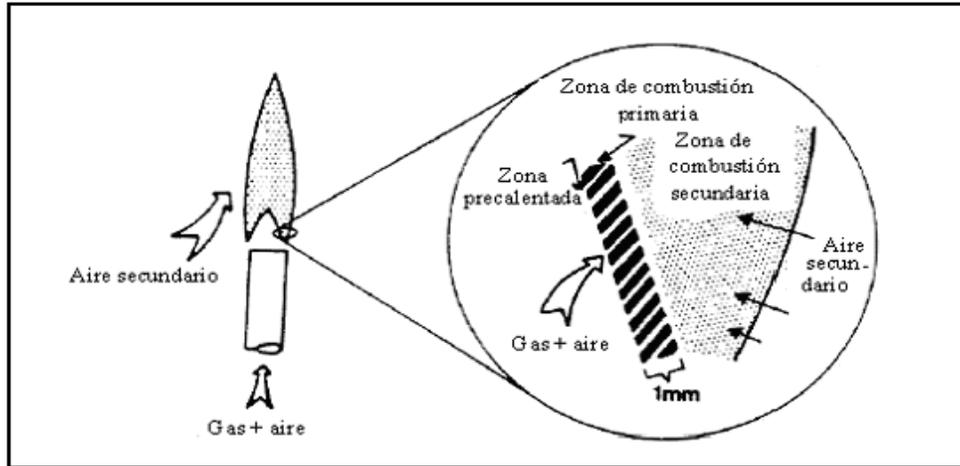


Figura 8. Estructura de una llama de premezcla

Llama de mechero Bunsen

La llama del mechero arde en forma, es azul transparente, no luminosa, ni desprende humo; en ésta se observan dos zonas una interior (con temperatura de 200 a 500 °C), en la parte inferior se descompone el gas (pirólisis) y en la superior transcurre combustión incompleta que desprende carbono libre incandescente, la temperatura máxima se alcanza en la zona casi incolora, ya que la combustión de gas es más intensa debido a la gran afluencia de aire. Es importante regular el caudal del aire en función de la temperatura que se desea alcanzar

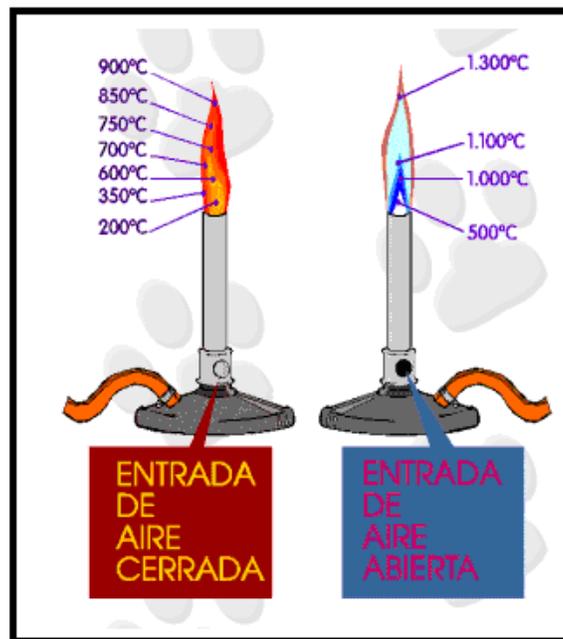


Figura 9. Mechero Bunsen

2.1.3.2.- Temperatura de la llama

La temperatura depende de: la composición, poder calorífico, proporción de comburente y velocidad global de combustión, está a la vez depende de: la reactividad, tipo y eficacia del equipo y temperatura inicial de los reactivos, etc. Para calcular la temperatura se deben de conocer los calores de: reacción y sensibles (del combustible y comburente). Hasta 1500 °C no se requiere conocer la disociación de los gases por quemar, pero a partir de 2000 °C es importante, debido al carácter más endotérmico de la disociación, con lo que la temperatura calculada disminuye considerablemente [24]. Se denomina temperatura de combustión adiabática, teórica o calorimétrica, a la que se obtiene en una combustión estequiométrica, con la mezcla homogénea y en un tiempo breve, para que no haya pérdidas calor.

Combustión en estado gaseoso

Las características de los gases como el estado de división molecular, difusividad, conductividad, velocidad de reacción, entre otras, favorecen la combustión, siempre que el quemador y el suministro de aire sean adecuados; por otra parte la relación de gas combustible/aire tiene importancia, la composición de la mezcla para el inicio de la combustión está determinada por los límites de explosividad, las proporciones máximas y mínimas son específicas de cada gas combustible.

2.1.4.- Los quemadores

El objetivo de un equipo de combustión es desarrollar de forma óptima la reacción de oxidación, previamente se mezclan combustible y comburente o durante la reacción en el quemador, con el propósito de conseguir que se realice de forma eficaz. Para emplear el calor liberado es necesario controlarlo; el quemador es un dispositivo mecánico diseñado para producir una llama estable con forma y tamaño predeterminados. Los combustibles líquidos se pulverizan o fraccionan en pequeñas gotas por un atomizador; fuel-oil y gas se introducen en la corriente de aire (comburente) para una buena mezcla y estabilización de la llama; es amplia la gama de líquidos y gases que se queman en estos elementos. El diseño del quemador varía en función del combustible, el cual puede requerir de un particular tratamiento, así se establece una distinción entre equipos que dependen del tipo de alimentación; se tienen quemadores de combustible líquido, gaseoso y combinado. Existen muchos quemadores (según su diseño) desde un mechero bunsen hasta los grandes hornos de cemento, se debe seleccionar el que más se adapte a las necesidades.

Tiro se le conoce así a la presión de vacío que se produce por los gases calientes generados durante la combustión, otra definición es la corriente de aire necesaria en la caldera para la combustión, en la industria se utilizan dos tiros el natural y el artificial. Tiro natural se presenta por medio de una chimenea (o conducto) dentro de la cual se genera un gradiente de presión negativo (de arriba hacia abajo) y permite salir a los gases de la combustión. Tiro artificial es que se induce por medio de un mecanismo que obliga a salir a los gases de combustión, existen tres tipos: 1) el forzado con el que se hace entrar aire mediante ventiladores a la zona de combustión, 2) el inducido con éste se extraen los gases desde la cámara de combustión y se expulsan hacia la chimenea y 3) el equilibrado el que combina los dos sistemas anteriores, con éste se consigue despresurizar la cámara de combustión.

El quemador se dimensiona de acuerdo con el tiro establecido, modifica la presión del mismo para transmitir una determinada velocidad a la corriente de aire que circula por él; si se reduce la presión la velocidad del aire (de admisión) disminuye y no se mezcla el aire con el combustible, esto se traduce en mayor tiempo de combustión y la llama se alarga y requiere exceso de aire. Independientemente del combustible, se requieren tres elementos

básicos para la combustión: 1) mezcla apropiada de aire-combustible, 2) gasto crítico de aire-combustible y 3) mínima temperatura de ignición para continuidad, sin necesitar de calor externo.

2.1.4.1.- Factores a considerar en la elección de un quemador

Para elegir un equipo se debe considerar su uso particular, si requiere continuidad y duración, así como el combustible disponible y las condiciones a las que trabaje. Combustible: un quemador se selecciona para uno o varios tipos de combustible con determinadas características; si éstas cambian puede hacerse necesario modificar el quemador o reemplazarlo. Exceso de aire: mientras menor sea éste, la temperatura será mayor y se facilita el intercambio de calor; además hay que considerar que el exceso provoca corrosión. Margen de regulación: indica la relación entre el caudal máximo y mínimo que puede consumir un quemador cuando funciona correctamente y depende de los siguientes factores: 1) velocidad del aire y combustible, 2) forma de mezclado de los mismos, 3) cantidad de combustible utilizado y 4) dimensiones de los conductos de aire y combustible. Estabilidad de funcionamiento es la capacidad de sostener la llama dentro de los límites de su campo de regulación; un quemador no es estable si permanece encendido únicamente cuando se emplea piloto, para conseguir cierta estabilidad se deben seguir los siguientes procedimientos: 1) precalentar el aire de combustión, 2) al mezclar aire y combustible aplicar turbulencia y 3) recircular los gases parcialmente quemados.

2.1.4.2.- Características del quemador

La forma y dimensión de la llama dependen del quemador y pueden regularse dentro de ciertos límites, controlando alguna de las siguientes variables: 1) intensidad de aereación : si aumenta el exceso de aire la llama se acorta, 2) grado de turbulencia y de mezcla: un buen mezclado de aire-combustible por turbulencia y flujo apropiado genera una llama corta e intensa, mientras que una mezcla a bajo flujo produce llamas largas y suaves, 3) presión del aire de combustión: el aumento acorta la llama al incrementarse la turbulencia y el flujo y 4) tamaño de las gotas pulverizadas : si es menor, mayor es la evaporación y rápida la combustión, con una llama más corta (ver figura 1).
Consumo de energía auxiliar

I) Para pasar aire por el quemador se requiere una diferencia de presión entre la entrada del aire y la salida del mismo, lo cual demanda energía auxiliar; en la práctica el uso de llamas cortas es limitado, por el mayor costo del equipo para aumentar la presión del combustible-aire, del refractario y de partes del horno que requieren de cuidado especial para resistir la intensa combustión; la longitud de la llama se controla con base a la luminosidad.

TIPOS DE LLAMAS, PROBLEMAS Y CAUSAS

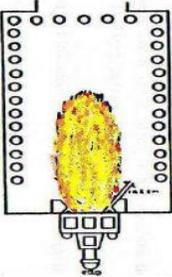
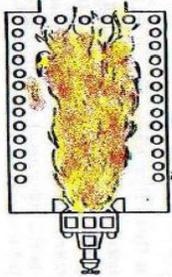
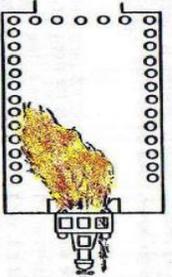
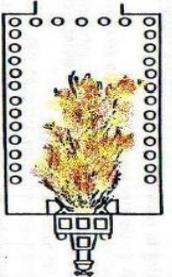
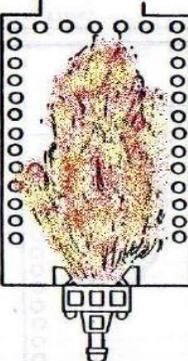
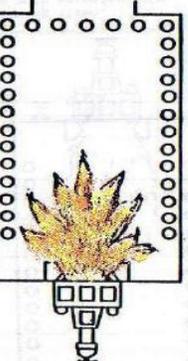
<p>1. Buena Llama</p> 	<p>2. Llama mala</p> 	<p>3. Llama mala</p> 	<p>4. Llama mala</p> 
<p>* Se tiene humo claro y fijamos la llama</p> <ul style="list-style-type: none"> • Color de la llama: amarillo brillante con anaranjado 	<p>* Fuego intenso</p> <ul style="list-style-type: none"> • La llama llega a los tubos, esto los afecta. • Combustión incompleta • Demasiado combustible, deficiencia de aire, deficiencia del vapor atomizante, o la cabeza del atomizador esta gastada. 	<p>* Llama inclinada</p> <ul style="list-style-type: none"> • La llama llega a un sector de los tubos, afectándolos. • La lanza del quemador inclinada o demasiado baja. • Atomizador defectuoso. • Goteo de combustible-sucio • Demasiado caliente el combustible. • Poca atomización del vapor 	<p>* Chispeo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Agua en el combustible. • Suciedades en el combustible. • Combustible frío. • Poca atomización por parte del vapor.
<p>5. Llama mala</p> 	<p>6. Llama mala</p> 	<p>7. Llama mala</p> 	<p>7 a. Llama destello-por fuera</p> 
<p>* Llama humeante</p> <ul style="list-style-type: none"> • Poco aire de combustión. • Combustible frío. • La cabeza del quemador esta demasiado larga. 	<p>* Llama deslumbrante.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demasiado aire secundario. • Demasiado vapor atomizante. 	<p>* Forma pobre</p> <ul style="list-style-type: none"> • Poco aire primario. • Defecto en la parte delantera del tabique del anillo refractario 	<p>* Destello por fuera</p> <ul style="list-style-type: none"> • Muy poco tiro. • Poco aire primario (combustible). • Escaso vapor presurizado.

Figura 10. Formas de las llamas

II) La estabilidad es una característica importante de los quemadores, por seguridad y fiabilidad, ya que de esta forma puede permanecer encendido, aún frío, bajo intervalos de presión, velocidades de salida y razones de aire/combustible ordinarias (si el quemador funciona solo por piloto no es estable), es necesario cerrar la puerta del horno hasta desarrollar una temperatura estable en la cámara de combustión, si la puerta está abierta el aire en el horno se consume rápido y la llama tiende a extinguirse, el piloto se vuelve peligroso porque los gases se acumulan rápidamente y la llama se incendia violentamente. Los quemadores con refractario son necesarios para mantener el encendido en cámaras frías con la ayuda del calor retenido por el refractario, pero un problema de cámaras frías y fijas consiste en que operan bajo estequiometría o a razón aire/combustible baja y los gases fríos, por la combustión incompleta, recirculan hacia la raíz de la llama, baja en O_2 .

III) Atomización, la pulverización se produce por formación de una película en forma de cono vacío (o lleno con líquido) en rápido movimiento, al salir del atomizador, el combustible líquido se fragmenta en finísimas gotas y de forma dependiente de las

condiciones operativas, así como de la viscosidad y la tensión superficial (ver figura 11). El chorro en el centro contiene mucho combustible y aire en la parte externa; para la pulverización se deben vencer fuerzas de atracción y de tensión superficial que mantienen la cohesión entre las moléculas, con el propósito de aumentar la superficie de contacto entre el líquido y el aire.

En los chorros con flujo axial una simple vibración produce su desintegración, la longitud desde la parte terminal del atomizador (tobera, disco, copa, etc.) es mayor cuando aumenta la: 1) viscosidad, 2) presión, 3) tensión superficial y 4) velocidad de salida del líquido. Los aceites muy viscosos no se pueden atomizar a temperatura ambiente, por la dificultad del líquido para fluir en las canalizaciones, entonces es preciso calentarlos. La tensión superficial tiene un papel importante en la rotura de la película unida al atomizador con los largos ligamentos que de ésta derivan y originan las gotas.



Figura 11. Atomización de queroseno, y visualización de la desintegración en gotas

2.1.5.- Características de la quema y venteo de gas

La quema se realiza en sitios de perforación, refinerías, plantas de gas natural o químicas y vertederos, se utiliza para eliminar gases de escape en forma segura a través de la combustión en una llama abierta; en la industria del petróleo se produce durante las pruebas de pozo y la producción, la quema en antorcha y el venteo existen en la industria del petróleo y gas y se usan para eliminar residuos en forma intermitente y continua.

Las aplicaciones intermitentes incluyen:

- 1) la despresurización iniciada por el operador o por control instrumental de equipo para inspección (o mantenimiento) y de tuberías al efectuar conexiones
- 2) eliminación de residuos de liberación de presión de emergencia
- 3) reparación o pruebas en pozo
- 4) problemas en planta o sistema
- 5) inserción de rascadores (limpiadores de ductos) y
- 6) paros de rutina de instrumentos, recipientes de goteo y depuradores.

Las aplicaciones continuas incluyen:

- 1) el gas de tubería de pozos de petróleo pesado, en residuos de proceso o de sub-productos con o sin valor
- 2) el gas de dispositivos operados con gas que se ventea, en donde gas natural se usa como medio de suministro (bombas de inyección, circuitos de control instrumental, muestreadores) y
- 3) eliminación de gas asociado y/o vapores de tanques, en instalaciones de producción de petróleo, donde conservar gas no es rentable.

El gas metano (no quemado) contribuye con un índice de forzamiento radiactivo 7.6 veces (a lo largo de 100 años) mayor al del quemado (el carbono oxidado de una tonelada de metano produce 2,75 toneladas de CO₂; cuando se comparan los potenciales de calentamiento global (PCG), el CO₂ producido tiene un impacto 7,6 veces menor de forzamiento radiactivo que el de la tonelada del metano) [25].

El venteo es la liberación deliberada de gas -no quemado- a la atmósfera, para deshacerse de residuos indeseables como filtraciones, fugas y fallas de equipo, puede producirse por una de las situaciones siguientes: 1) durante la producción de petróleo y gas natural, 2) en el transporte de petróleo y gas, durante la perforación de pozos y el mantenimiento y 3) en fallas fortuitas de equipo, fugas de válvulas de purga, gas para operar equipo neumático, sellos imperfectos, y cubiertas de respiraderos, impactos y en transferencia de gas.

2.1.6.- Emisiones fugitivas

Los sistemas de producción de petróleo y gas natural son diversos y complejos, las tasas de emisión fugitiva de estas pueden variar según: 1) el tipo de petróleo o gas que se produce, procesa o manipula, 2) la etapa del sistema, 3) el tipo y antigüedad de la instalación, 4) el régimen de funcionamiento, mantenimiento y diseño y 5) la normatividad local y la aplicación de las leyes.

En las instalaciones de petróleo y gas, las principales fuentes de emisiones fugitivas son las provenientes de fugas de equipos, venteo y quema en antorcha durante el proceso (vea tabla V, y figura 12), pérdidas por evaporación y descargas accidentales o fallas; la cantidad de las provenientes de actividades de la industria del petróleo o gas no muestra una correlación directa con los niveles de producción o rendimientos, está más relacionada con el equipo, las características de los hidrocarburos producidos, procesados o manipulados, el diseño industrial, la operación y el mantenimiento. Las emisiones del venteo y la quema en antorcha dependen de: 1) el nivel de actividad, 2) las prácticas de operación, 3) la posibilidad de utilización in situ, 4) el acceso a los mercados, y 5) la normatividad ambiental local.

Los problemas importantes en relación con la información sobre emisiones fugitivas de la producción de gas y petróleo son: 1) la baja calidad y exhaustividad de los datos sobre venteo y quema en antorcha y 2) las fugas de equipos de instalaciones menores como las de pozos de perforación.

Tabla V.- Volúmenes de gas quemado o venteado en los años 2000 al 2010

Producción de gas natural		(10 ⁶ ft ³ / día)									
Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Producción	4679	4511	4423	4498	4573	4818	5356	6058	6919	7031	7020
Gas amargo	3445	3294	3164	3133	2994	2937	3075	3415	4236	4315	4312
Gas dulce	1234	1216	1260	1365	1579	1881	2281	2644	2682	2716	2708
A la atmósfera	545	425	318	296	180	198	286	560	1347	1044	611

Fuente: Anuario estadístico de PEMEX 2010

Si un millón de BTU equivalen a 1000 pies³ de gas, que es lo que se requiere para generar 293 kWh, sumando la cantidad de gas venteado (o quemado) a la atmósfera se emiten 5810 millones de pies³ por día, lo que equivale a generar 1702 kWh/día desde el año 2000 al 2010.

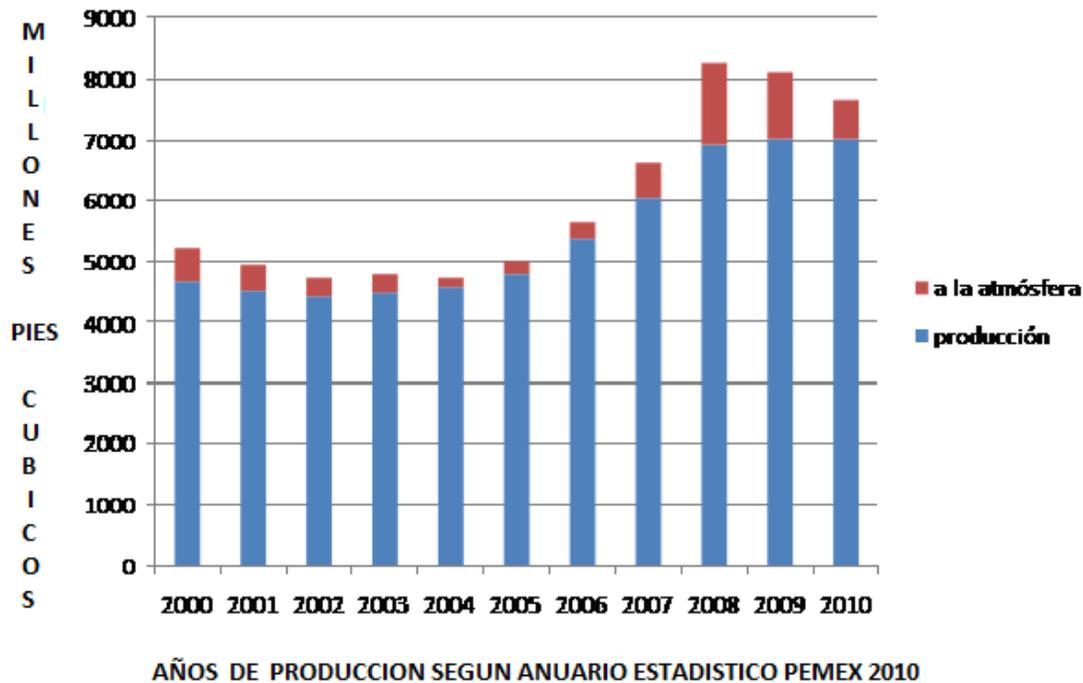


Figura 12. Gas quemado o venteadado a la atmósfera diariamente

2.1.7.- Impactos ambientales por la quema de gas

En las instalaciones de producción se cuenta con desfogue de corrientes gaseosas a la atmósfera para evitar sobrepresión en el sistema de compresión y fallas operativas o de rechazo, sin embargo, debido a hidrocarburos explosivos y H_2S en la corriente gaseosa, ésta no se envía a la atmósfera ya que constituiría un riesgo para el personal. 250 partes por millón de H_2S causan edema pulmonar, y superiores a 1000, son mortales por causar parálisis respiratoria [26]. Para evitar riesgos y disponer de los gases con seguridad, durante desajustes y emergencias, el gas asociado rechazado es enviado a quemadores tipo antorcha. Bajo condiciones de diseño se presenta una combustión a escala masiva; pero las eficiencias alcanzadas son bajas, se emiten componentes que por aspectos meteorológicos se dispersan como gases y vapores en lugares de riesgo para el personal y corrosivos para equipo, alejándose de la legislación ambiental. Tales gases que se emiten, además del CO_2 , H_2O y hollín, son: SO_2 , NO_x , partículas suspendidas, CO , compuestos orgánicos no quemados y H_2S .

Existen diferentes quemadores, los más usados son los elevados, que deben instalarse de acuerdo a la dirección del viento y localizarse a distancia conveniente de otras instalaciones y de áreas urbanas para evitar riesgos por toxicidad, flamabilidad, explosividad y radiación. Tradicionalmente la función de un quemador era liberar el exceso de presión, venteando y quemando gas, consistía sólo de una extensión de la tubería con un sistema de ignición. En la actualidad los estándares de seguridad y legislación ambiental han revolucionado la técnica, y diseños más complejos se requieren para una combustión completa y sin humo; a pesar de los factores climáticos, si las corrientes que se queman poseen alta densidad los vapores condensan y si el separador no es apropiado se afecta a la combustión, por eso un buen diseño elimina el hecho de que los condensados afecten al personal y que el equipo presente lluvia de fuego.

Cuando se sobrediseña un quemador, la combustión ocurrirá dentro de la boquilla y, debido al bajo momento vertical, la flama se extingue por el viento; por el contrario, el flujo excesivo provoca que la flama se eleve o sople fuera de la boquilla, ocasionando que compuestos sin quemar escapen a la atmósfera; si el flujo es mínimo la flama no será estable. El quemador debe presentar una determinada altura para evitar problemas por radiación; sin embargo, la altura efectiva se considera que en un relevo por emergencia la concentración máxima a nivel de piso (y en atmósferas adyacentes) debe permanecer por debajo de límites de flamabilidad, toxicidad, explosividad, olor y ruido.

La altura varía con la velocidad de los gases y el viento, además de la temperatura de la flama del material que se quema. La longitud del quemador deberá como mínimo ser 120 veces la del diámetro de la boquilla, con velocidad de 0.2 Mach, para sostener una buena dispersión de los contaminantes [27]. El piloto debe permitir la combustión del gas aún a velocidades altas del viento. La forma de prever que las concentraciones sean las permitidas, es recurrir a modelos de dispersión de emisiones de quemadores con combustión incompleta, para implementar políticas de prevención y desalojo de habitantes de comunidades cercanas.

Como ya se mencionó, la combustión libera energía que se transporta por los contaminantes y el aire (el aire atmosférico tiene cerca de 79 % de N_2 , 21 % O_2 y algunas otras sustancias) con proporción de $79 / 21 = 3.76$ de N_2 por una de O_2 ; por lo que se originan contaminantes como SO_x y NO_x [28]; para efectuarse se requiere tiempo, temperatura y buen mezclado, si estas condiciones no se cumplen se forman productos nocivos por combustión incompleta. Muchas sustancias (descargadas a la atmósfera) son orgánicas, tóxicas y flamables, y se detectan aún en pequeña cantidad; lo importante es su transformación (a inofensivas) en quemadores elevados, sin embargo aún los productos formados resultan ser nocivos para la salud y el ambiente, como lo indica el humo negro que se observa junto a la flama y que se debe a sustancias parcial o totalmente descompuestas (no deseadas) que deben neutralizarse. Los problemas comunes en los quemadores son: 1) combustión incompleta, 2) radiación térmica, 3) humo, 4) mal olor, 5) ruido, 6) formación de hollín, 7) lluvia de fuego, 8) concentración de flamables y tóxicos a nivel de piso y 9) afectación cuando se apaga la flama. Estos problemas exponen al personal operativo y a comunidades a problemas de piel, intoxicación, afectación al tracto respiratorio y formación de nubes explosivas, por lo que deben de aplicarse novedosas técnicas, programas regulares de mantenimiento y prevención para mejorar la práctica extractiva.

2.1.8.- Impactos ambientales locales

Cerca de los sitios de separación, en donde durante el día y la noche el gas se quema, se producen lluvias ácidas con elevado contenido de hidrocarburos, al llegar al suelo contaminan cultivos y otras zonas. El H_2S es un subproducto de la perforación, es un contaminante tóxico para la biodiversidad local. El gas metano después de la combustión se presenta como SO_x y favorece la lluvia ácida y el efecto invernadero.



Figura 13. Quema de gas

2.1.9.- Calentamiento global

El calentamiento global está motivado por el incremento de ciertos gases en el aire, como el CO_2 , según científicos del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), tal incremento se debe a la actividad humana, principalmente a la quema de combustibles fósiles, como petróleo, gas y carbón, la causa es la potenciación del efecto invernadero, el cual consiste en que ciertos gases atrapan el calor que proviene del suelo y lo regresan, provocando un aumento en la temperatura promedio, que puede afectar el clima a largo plazo; desde hace dos siglos la concentración de CO_2 en la atmósfera ha aumentado, desde menos de 315 hasta más de 380 ppm [29].

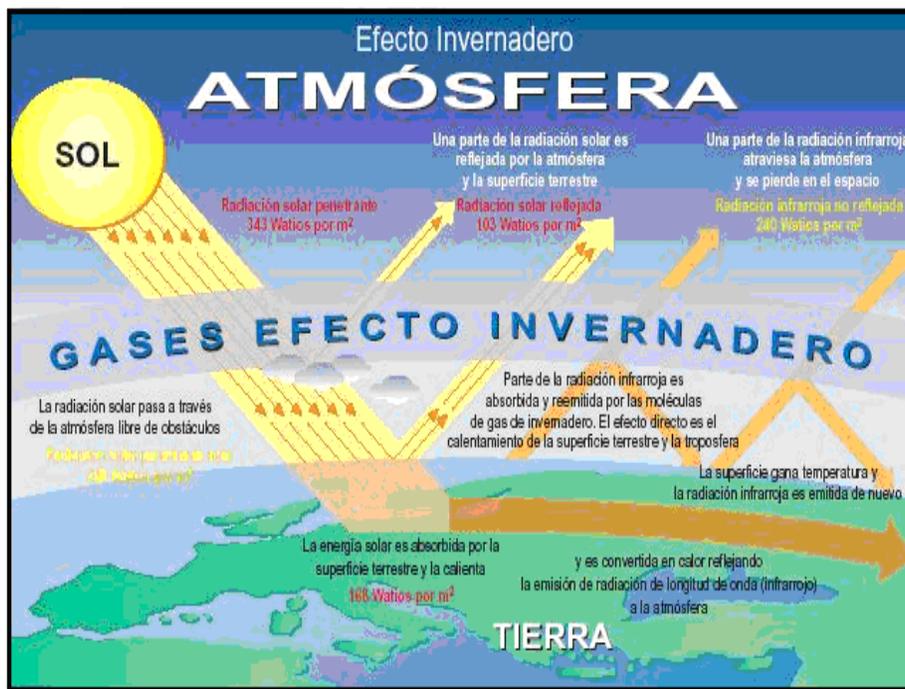
Este cambio de velocidad no tiene precedentes durante los últimos 600 000 años; hay evidencias de que, en periodos anteriores, el clima ha experimentado cambios notables, pero nunca hubo tales alteraciones en un tiempo tan corto; aun se discute sobre ciertos detalles técnicos del cambio climático, como en el caso de efectos recíprocos en la nubosidad, pero no sobre el calentamiento global, que es un hecho científico aceptado. Los cambios en las temperaturas medias globales son directamente atribuibles a la actividad humana, esto según evidencia científica disponible [30]. Los científicos han pronosticado que a mediano plazo el calentamiento global provoca cambios en el clima global, regional y local, incluyendo: 1) sucesos meteorológicos más frecuentes y severos, 2) cambios en la frecuencia e intensidad de las precipitaciones, 3) olas de calor repetidas e intensas y 4) como consecuencia del calentamiento del agua y de la fusión de masas de hielo y nieve, se tendrá una subida en el nivel del mar. Como consecuencia del calentamiento global, se producirá: 1) merma de biodiversidad, con la consiguiente reducción de riqueza agraria, forestal y ambiental, 2) alteraciones en la vida de plantas y animales, con modificación de su ciclo biológico, 3) algunos cultivos no serán rentables, mientras que otros lo lograrán donde no era posible, 4) aparición de enfermedades tropicales en lugares inesperados y 5) desplazamiento de población desde lugares con catástrofes naturales. Los tratados y acuerdos internacionales para reducir la emisión de gases de efecto invernadero son cruciales para atacar el problema, agencias como el Panel Intergubernamental sobre el

Cambio Climático (IPCC), contribuyen a divulgar los esfuerzos realizados en todo el mundo para estudiar el calentamiento global y sus efectos.

2.1.10.- El efecto invernadero

Este fenómeno provoca el calentamiento de la atmósfera en las capas bajas, los gases que lo producen se denominan gases de efecto invernadero, la energía procedente del sol es capturada en parte por la superficie terrestre y otra se refleja hacia el exterior por los componentes atmosféricos o por la propia superficie; la atmósfera es transparente a la absorción de radiación solar pero no a la radiación emitida por la superficie terrestre, que es retenida y reemitida por componentes atmosféricos, vea la fig.14, gran parte de los gases de efecto invernadero: vapor de H₂O, CO₂, N₂O, CH₄, O₃, etc., son componentes naturales de la atmósfera, el efecto invernadero es, por tanto, un fenómeno natural por el que ha sido posible la vida en la Tierra; el clima nunca ha sido estático, como consecuencia de alteraciones del balance energético, está sometido a variaciones temporales, en decenios, miles e incluso millones de años, la diferencia, entre los cambios naturales del pasado y el comportamiento actual, consiste en la velocidad a la que se producen alteraciones de concentración atmosférica de gases de efecto invernadero que repercuten en el clima.

El gas con mayor influencia en el cambio climático es el CO₂, se ha comprobado que una molécula emitida permanece en la atmósfera alrededor de cuatro años; con los actuales niveles de CO₂ la Tierra necesitará más de cien años para adaptarse a la alteración y estabilizar de nuevo su concentración atmosférica; la temperatura media en la superficie de la tierra seguirá aumentando (y el nivel del mar) durante varios siglos e incluso milenios, la estabilización de la concentración de CO₂, en ciertos períodos, no significa que se acaben los cambios provocados en el clima. En la figura 14 se muestra los gases de efecto invernadero y las actividades que lo generan, el vapor de H₂O es el gas de invernadero más eficaz, no es sólo producido por el hombre, se cree que amplifica los efectos producidos por los otros gases [31].



Fuente: UNEP -GRID-Arendal.

Figura 14. Esquema del efecto invernadero

Tabla VI.- Gases del efecto invernadero

ELEMENTO	CAPTURA	GENERACIÓN
Dióxido de carbono (CO ₂)	Océanos, forestación	Quema de combustibles fósiles, procesos industriales, agricultura, deforestación y quema de biomasa
Metano (CH ₄)		Ganadería, emisiones fugitivas, desechos sólidos quema de combustibles fósiles, otros
Óxido nitroso (N ₂ O)		Fertilizantes nitrogenados, transporte, procesos industriales, otros
Ozono (O ₃)		Contaminación urbana
Clorofluorocarbonos (CFC)		Refrigeración, aire acondicionado, procesos industriales
Vapor de agua (H ₂ O)		Tráfico aéreo
Dióxido de azufre (SO ₂)		Plantas termoeléctricas y otras plantas industriales
Sulfuro hexafluorido (SF ₈) Hidrofluorocarbonos (HFC) y Perfluorocarbonos (PFC)		

2.2.- Destrucción de compuestos orgánicos volátiles (Antorchas)

El quemado con antorcha es un método de control de compuestos orgánicos volátiles (COV) por medio de su combustión; éstos se conducen por tubería, casi siempre elevada y retirada de cualquier localidad, se queman en una flama (al aire libre) producida en la boquilla de un quemador apropiadamente diseñado; puede emplearse combustible auxiliar, vapor o aire para promover la mezcla y la destrucción casi completa de los COV. La totalidad de la combustión está regida por la temperatura de la flama, el tiempo de residencia en la zona de combustión, el mezclado turbulento de los elementos de la corriente de gas para completar la oxidación, y el O₂ disponible [32].

2.2.1.- Características de la Corriente de Emisión

A) flujo de aire: con el propósito de mejorar la estabilidad de la flama, las antorchas asistidas por vapor, aire y presión añaden flujo a la corriente de desecho. Las velocidades de flujo a través de la antorcha dependen de las propiedades de la corriente de gas de desecho y de la configuración de la antorcha. En casos en que el valor de calentamiento del gas de desecho es demasiado bajo o demasiado alto, se debe añadir al flujo un combustible auxiliar o aire adicional, respectivamente. El flujo máximo a través de las antorchas disponibles comercialmente es aproximadamente 500 (m³/s) y el mínimo puede acercarse a un flujo de cero [32].

B) temperatura: dependiendo de la composición del flujo de gas de desecho, la temperatura de descarga se encuentra típicamente dentro de un rango de 500°C a 1100°C

C) carga de contaminantes: dependiendo del tipo de configuración de la antorcha (antorchas elevadas o en el suelo) y la fuente de la corriente de desecho, la capacidad de las antorchas para tratar gases de desecho puede variar hasta los 50,000 kg/h (100,000 (lb/h)) de gases de hidrocarburo para antorchas en el suelo y aproximadamente un millón de kg/h (2 millones de lb/h) o más para las antorchas elevadas (EPA, 1991). Las antorchas no están sujetas a las precauciones de seguridad en cuanto a una concentración alta de sustancias orgánicas en el gas de desecho. Esto es debido a que flaring ó quemar al aire libre, es un proceso abierto de

combustión y no posee una cámara encerrada de combustión que pudiera crear un ambiente explosivo, lo que requiere que la concentración del gas de desecho sea sustancialmente por debajo del nivel inflamable inferior (Límite Inferior Explosivo, o LIE) del compuesto específico que está siendo controlado para evitar el potencial de explosión y D) otras consideraciones: la corriente de gas de desecho debe poseer un valor de calentamiento mayor de 11 MJ/m^3 (300 Btu/ft^3). Si este mínimo no es cubierto por el gas de desecho, se debe introducir un gas auxiliar en cantidad suficiente para completar la diferencia.

2.2.2.- Requisitos de pre-tratamiento de la emisión

Los líquidos que pudieran estar presentes en el gas de la corriente de venteo o condensarse dentro de las líneas de recolección y de transferencia son eliminados por un tambor de derrumbamiento. El tambor de derrumbamiento es un recipiente horizontal o vertical localizado en o cerca de la base de la antorcha, El líquido en la corriente de venteo puede extinguir la flama o causar una combustión irregular y evolución de humo. Además, los líquidos llameados pueden generar un rocío de químicos ardiendo que alcanzan el suelo y crear peligro.

2.2.3.- Información de costos

Los principales factores de costo de la antorcha son: la estructura del soporte, tamaño, altura y el equipo auxiliar; también pueden influir la sofisticación deseada (control manual o automático) y los accesorios, tales como tambores de derrumbe, sellos, controles, escaleras y plataformas. El diámetro máximo de las antorchas comerciales es de 2.3 m [32], los costos de operación para un sistema elevado dependen del diseño, el flujo (determina el diámetro de la boquilla), el potencial calorífico del gas (factor que determina la altura y la proporción de gas auxiliar). El costo por tonelada de contaminante controlado depende de las horas de operación anuales, el uso intermitente de la antorcha resultará en mayor costo.

2.3.- El quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera

En la exploración sólo se realiza si éste constituye un peligro al disminuir la densidad del lodo de perforación. En la producción los hidrocarburos se separan en líquidos y vapores; los procesos implicados someten las mezclas por medio de calentamiento a presión variable para lograr la separación y recolección de los líquidos para su venta y enviar los gases hacia la antorcha.

2.3.1.- Partes principales de un quemador de campo

En términos generales se conforma por los siguientes elementos: dispositivos de relevo, tubería de recolección del gas venteado, líneas y accesorios para servicios (combustible, vapor y/o aire, según sea el caso), cilindro o tanque separador (knockout drum), tanque de sello de líquido, chimenea con arrestor de flama, boquilla del quemador, pilotos, sistemas de encendido y controles, como se muestra en la figura 15.

- a) Cabezal de desfogue: es la tubería a la que se conectan todos los ramales de tubería de gas relevado para su conducción hasta el quemador
- b) Cilindro o tanque separador (knockout drum): Es una trampa para coleccionar líquidos y sólidos arrastrados por la corriente gaseosa con la finalidad de que estos no lleguen a la boquilla del quemador ya que afectan severamente la combustión
- c) Tanque de sello de líquido: Es un recipiente, normalmente conteniendo agua, cuya función es impedir el retroceso de flama hacia el cabezal de desfogue.

- d) Arrestador de flama: Dispositivo instalado en la chimenea conformado a base de mamparas o múltiples elementos metálicos de diámetro menor a 1cm, dimensionado para prevenir un eventual retroceso de flama desde la boquilla del quemador hacia el sistema
- e) Chimenea.: Tubería vertical ascendente del quemador para descargar los fluidos relevados para su combustión
- f) Boquilla del quemador: Es el accesorio localizado en el extremo de la chimenea o tubería ascendente, donde el combustible y el aire se mezclan a velocidades, turbulencias y concentraciones requeridas para mantener un encendido y una combustión estable
- g) Pilotos y sistema de ignición: Son dispositivos de seguridad que garantizan que se mantenga encendida la flama. Involucran normalmente un suministro externo de gas combustible y aire auxiliares.
- En México cuando estos dispositivos se encuentran dañados se utilizan luces de bengala para encender los quemadores de campo, práctica que involucra serios riesgos dependiendo de los tiempos en que la corriente es desfogada en ausencia de flama.

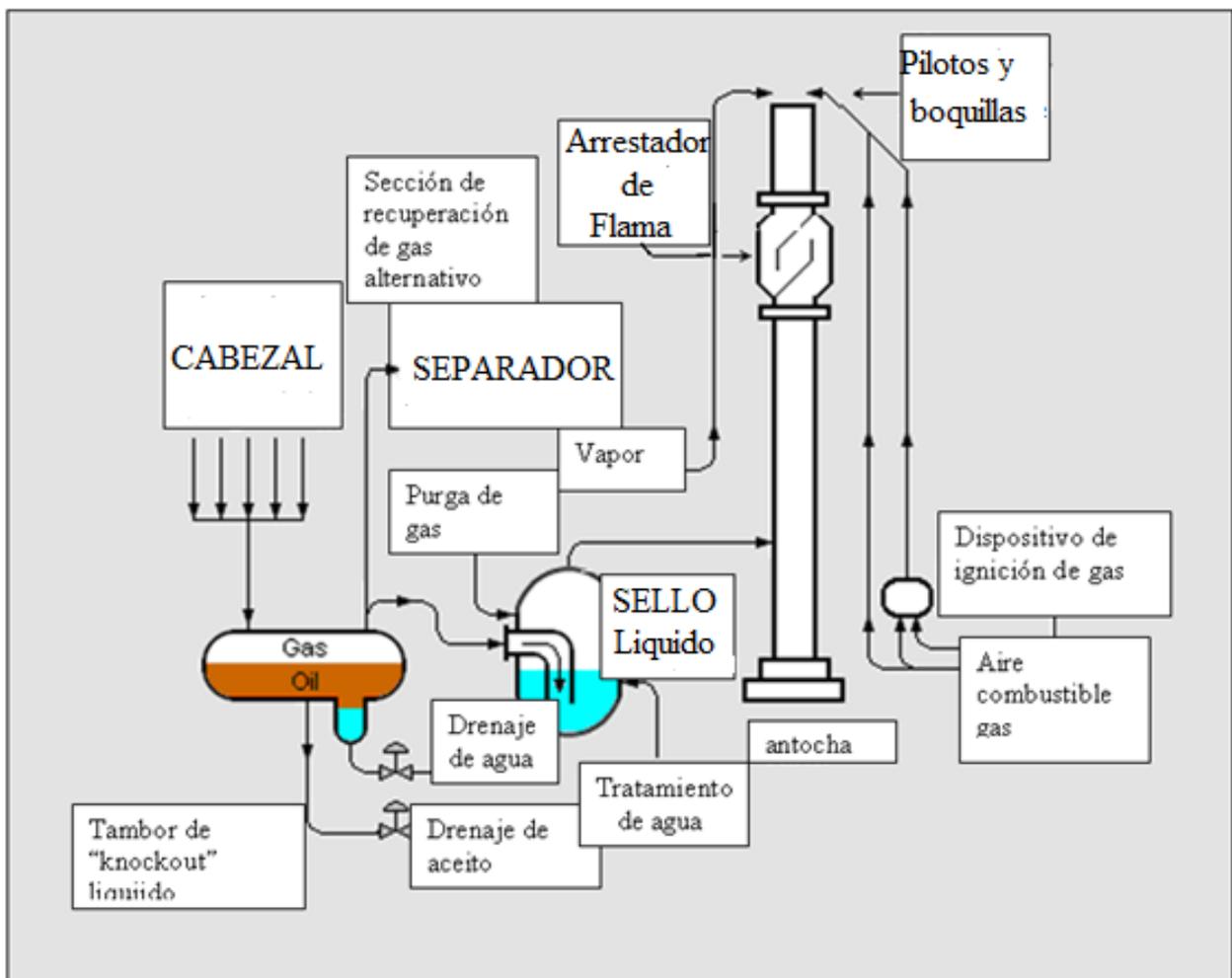


Figura 15. Partes principales de un quemador de campo

2.3.2.- Sistemas de antorcha

Tienen amplia aplicación en la industria petrolera, desde la perforación hasta la producción, cada sistema presenta aspectos particulares.

Para el diseño se consideran los siguientes puntos: 1) remoción de líquidos, 2) prevención de infiltraciones de aire, 3) localización, 4) encendido, 5) ruido, 6) supresión de humos y 7) otros niveles de emisión. Se deben prever los mecanismos de falla, el ambiente y técnicas de diseño, que mejoren la vida útil del sistema y existir conciencia permanente sobre el diseño y operación para la disposición segura y efectiva de gases.

Los gases y líquidos indeseables pueden generarse desde múltiples fuentes como: 1) venteos de emergencia, 2) eventualidades en la planta, 3) gases del manejo de productos, 4) pruebas de producción de pozos, 5) generación de subproductos, 6) gases de la cabeza de revestimiento, 7) gases y líquidos de proceso y 8) derrames de petróleo.

Factores que influyen en el quemado: a) composición de los gases, b) flujo, c) temperatura, d) regulaciones ambientales, sociales y de seguridad, e) costo y disponibilidad de energía y f) presión del gas. La composición del gas puede influir el diseño de diferentes formas, la intensidad del flujo afecta al tamaño de la línea y a la radiación; la levada relación de hidrógeno a carbono (H/C) puede evitar la producción de humo. El H₂S o gran cantidad de materia inerte afecta al diseño; la apropiada presión del gas puede estabilizar la combustión. Al realizarse el diseño, no se debe afectar la seguridad. En un sistema de antorcha existe el riesgo de arrastre de líquidos, la separación eficaz gas-líquido puede lograrse por medio de una trampa de niebla.

Los sistemas de antorcha son de tipo elevada o a nivel de suelo, las primeras se usan para desechos gaseosos de emergencias en plantas (por fallas de energía, composición e incendios), interactúan con la descarga de vapores de sustancias químicas, en la instalación de campos de producción y en las operaciones de refinación de petróleo. A pesar de que se inyecta vapor, agua y/o aire en el quemador de la antorcha elevada para reducir el humo y la luminosidad, el énfasis en el diseño es para la disposición rápida y segura de los vapores. Con la reducción de ruido, calor, emisión química y luminosidad, estas antorchas son más necesarias para las descargas de rutina que incluyen a los gases que se fugan de operación, de corrientes residuales y del exceso de producto que no cumple con especificaciones. Un sistema típico consiste de una serie de tuberías en el interior de una unidad (incluye válvulas y respiraderos), de una línea hacia la antorcha, de un separador para eliminar hidrocarburos líquidos del gas, de un medio opcional para regular la presión para proteger contra el retorno de llama, de una torre de antorcha con corona, de asistente opcional para mantener el encendido sin humo, de un gas combustible para el piloto y de encendedores e instrumentación.

2.3.3.- Rendimiento y emisiones de la antorcha

Los patrones de rendimiento y emisiones gaseosas son limitados, se usan para: gases descargados en condiciones de emergencia, en instalaciones de exploración y producción (donde se producen grandes volúmenes de gas de desecho), subproductos, fugas (durante la operación normal que deben expulsarse para evitar presiones peligrosas), arranques de planta y de paradas de emergencia y gases no comerciales. El método de control de recuperación de vapor es el recomendado para exceso de gas o vapor, sin embargo gran fluctuación, durante una emergencia, es difícil de controlar. En el pasado los gases residuales se expulsaban la atmósfera, actualmente se deben tratar en un sistema cerrado de torre de antorcha elevada, también los gases pueden descargarse y quemarse a nivel del suelo en un sistema con protección de llamas.

2.3.4.- Métodos de quemado de gases

El sistema que más se utiliza es la antorcha elevada, éste admite gas sin mezclado previo, lo enciende y quema en el punto de descarga, la combustión de los gases tiene lugar con aire atmosférico (por difusión); comúnmente se presenta un suministro insuficiente de comburente por lo que se produce una llama con humo, el quemado sin humo se logra mediante la combinación de aire por coronas de inducción o por inyección de vapor en la

llama. Con este sistema se queman en forma segura grandes volúmenes de gas, pero se presentan otros problemas como ruido, radiación y contaminación química.

Otro sistema es el de nivel de piso, que consiste en un quemador con accesorios localizados al nivel del suelo o cerca de éste, puede o no estar protegido el quemador, el cual debe permitir el desarrollo de la llama y la emisión de los productos. La ventaja de éste consiste en que protege la llama (en comparación con el elevado) que requiere de más terreno por no estar protegido, pero los quemadores, controles y protección pueden resultar más costosos, además, si el sistema de encendido (o el piloto) falla, el de nivel de piso no puede dispersar los gases.

Entorno a una antorcha a nivel de piso, los habitantes sufren del ruido, luminosidad y humo, a pesar de que se diseña para volúmenes menores en comparación con las elevadas, éste problema se reduce si se combinan ambos sistemas. En el quemador de tiro forzado el aire se premezcla con gas, antes de encenderse, logrando una combustión sin humo, sin embargo se requiere de una torre elevada para darle espacio al aire, esto resulta en un proceso caro, además si el quemado es continuo se necesita implementar la recuperación de vapores. Algunas instalaciones bien equipadas cuentan con: 1) antorcha elevada de alta capacidad para emisiones de gas de emergencia, 2) antorcha a nivel de suelo para controlar volúmenes más pequeños y 3) equipo para recuperación de vapores.

2.3.5.- Aplicaciones del quemado para la disposición de gases residuales

Los aspectos fundamentales para decidir la forma de quemar un gas residual son: 1) variabilidad de flujo (posible diseño para tratar una gama de intensidades), 2) variabilidad del volumen, si se presentan grandes volúmenes se puede aumentar el diámetro, así por ejemplo; una torre de 4 pulgadas de diámetro tiene una capacidad de 850 m³/h y una de 36 pulgadas de 140,000 m³/h, y 3) el calor contenido [32].

Los gases pueden sostener su propia combustión, uno con poder calorífico mayor a 200 Btu/pie³ puede quemarse solo, y por debajo del valor se necesita enriquecerlo con otro, por la adición se denomina quemado endotérmico, no es factible quemar gas con poder calorífico menor a 100 Btu/pie³. Las antorchas se diseñan para flujos intermitentes de volúmenes variables de gas que presentan suficiente poder para sostener su combustión, de no ser así la operación se encarece y se opta por ventearlo.

Las antorchas se usan para disposición de: hidrocarburos, gases residuales del gas natural, n- propano (C₃H₈), etileno, butadieno y n-butano (C₄H₁₀), estos constituyen más del 95% del material que se quema; las antorchas se han aplicado para controlar gases con mal olor como mercaptanos y aminas, sin embargo se debe tener cuidado al menos que la antorcha sea muy eficiente, porque humos nocivos (sin quemar) se pueden escapar y ocasionar problemas. Debe evitarse quemar H₂S por su toxicidad y mal olor, incluso en pequeñas cantidades puede generar SO₂ que ocasiona daño a cultivos o a la gente, tampoco se deben quemar hidrocarburos clorados.

2.3.6.- Clasificación de los quemadores tipo antorcha

Por lo general las antorchas se clasifican de dos maneras: 1) por la altura de la boquilla (a nivel del suelo o elevadas) y 2) por el método de mezcla en la boquilla (sin asistencia o asistidas por vapor, aire o presión).

En el mercado existen gran variedad de quemadores de campo, dependerá de las características de cada proceso la selección del adecuado. Las principales características a considerar son el poder calorífico del combustible a quemar, presión, flujo, estado físico (gas, líquido o mezcla de estos), servicios disponibles, área adecuada para la ubicación del equipo.

2.3.6.1- Antorchas elevadas

Además de la antorcha, se componen de la corona, trampa de gases (en la parte inferior de la corona), un sistema de piloto y encendido (en la parte superior de la corona) y la torre con su soporte, sellos de agua y separadores se requieren por seguridad; la corona debe operar sobre un rango de proporciones de rechazo y, por esto la antorcha debe mantener capacidad y mezclado con una buena llama; el sostenimiento de la llama se asegura con pilotos múltiples continuos alrededor de la corona. La corona es de acero inoxidable o de otra aleación resistente a la temperatura y corrosión; además de inyectar vapor para una buena combustión se pueden usar coronas especiales que inyecten agua líquida o gas o que permitan incrementar la relación aire-gas.

La inyección de agua resulta ser inconveniente ya que puede formar neblinas o hielo en clima frío por lo que el vapor es más usado; se aplican dos técnicas de inyección: en una el vapor se inyecta directamente desde las boquillas a un anillo situado encima de la corona, en la otra por medio de una boquilla concéntrica a la corona; también se combinan los dos tipos de inyección; se utilizan diversas boquillas para lograr un efecto circular, helicoidal, de abanico o de chorro.

Para desplazar el exceso de aire en la torre, ocasionado por el viento o la diferencia de densidad entre el aire y el gas, se implementa una purga con gas natural o inerte; si se requiere reducir la purga se colocan dispositivos debajo de la corona para atrapar el gas.

El sello molecular es una trampa de gas, pero no siempre evita la entrada de aire a la torre que resulta por enfriarse el gas en los colectores; la instrumentación aumenta en forma automática la velocidad de purgado para evitar que el aire ingrese en la torre por el enfriamiento del gas; otra trampa es el sello fluido; éste es de menor peso que el molecular y se coloca cerca de la corona. El mecanismo de encendido comprende a los quemadores y encendedores piloto; los quemadores provocan la oxidación de los gases y, para que no se interrumpa la oxidación existen pilotos que continuamente emiten una llama, algunos contienen protección contra el viento.

Para contrarrestar la interrupción se implementa otro sistema de chispa que se acopla a los pilotos; con la chispa la llama viaja a través de un tubo hacia los pilotos, colocados en la parte superior de la antorcha. A nivel del suelo se instala un panel de control de encendido para que sea accesible. El panel de encendido debe tener vida ilimitada, ser a prueba de explosión y no ser sensible a las condiciones climáticas, normalmente la llama de los pilotos no es visible, por lo que se debe tener un sistema de alarma para indicar las fallas.

Para sostener la torre de la antorcha existen diferentes formas, debe haber una escalera con jaula y, en el extremo superior, una plataforma para reparación y mantenimiento. Las torres presentan una altura que oscila entre 46 y 122 m de longitud y tienen una relación longitud/diámetro mayor de 30; se construyen como torres autosoportantes; las que presentan una relación de $L/D < 100$, tienen un soporte conformado por un conjunto de vientos o tirantes; cuando la proporción es $L/D > 100$, son confeccionadas con dos o más conjuntos de vientos [33]. Las autosoportantes no son de más de 15 m de longitud debido al excesivo costo de los cimientos, es preferible construir soportes de acero. Los sellos de agua y de parallamas evitan que el frente de llamas regrese al sistema antorcha, los cilindros separadores se ubican cerca de la base para remover los líquidos de los gases que se oxidarán; ya que de otra forma se pueden formar gotas líquidas que se queman mientras caen al suelo. Las líneas (de antorcha) que se diseñan para transportar gases pueden contener líquido de descarga de expansión o arrastrado de descargas de gas y de vapores condensados. Se usa el separador para remover líquidos antes de quemar los gases; los sellos de agua y separadores se encuentran en la mayoría de sistemas de antorcha por seguridad.

El sistema elevado procesa corrientes residuales con diversos flujos y caídas de presión, el diseño se enfoca en lograr una combustión segura más que en la eficiencia. Los cálculos para las dimensiones se basan en la caída de presión permisible y en la dispersión de radiación térmica y/o de gases tóxicos, cuando ocurre la extinción de la antorcha.

Para determinar el diámetro se tienen las siguientes condiciones:

1) continuidad de encendido, 2) caída de presión a la salida de de la boquilla (debe acercarse a 13.8 KPa), 3) la presión y temperatura determinadas en parte por la boquilla, 4) la composición de los gases y emisiones sin humo, 5) estabilidad de flama aún con alto flujo, los vapores no deben contener líquidos, el humo debe minimizarse para cumplir la regulación ambiental, 6) la velocidad de salida debe ser menor de 0.5 Mach para máximos flujos y de 0.2 para operación normal en sistemas de desfogue de baja presión [33], una velocidad adecuada de salida mantiene una flama estable y 7) se diseña el equipo para operar a máximo flujo.

Para determinar la altura se deben de cuidar los siguientes aspectos:

1) nivel de radiación admisible, es función de la magnitud de exposición del personal, 2) intensidad del calor emitido, varía con la distancia de la base del quemador al punto en el que se presenta la intensidad de radiación máxima permisible y 3) la estructura del quemador se diseña para una intensidad de radiación cercana a 15.8 kW/m^2 [33].

Se considera que para emisiones de alto riesgo las personas reaccionan entre 3 y 5 segundos y se requieren mínimo de otros 5 para evacuar el área, la intensidad de radiación permisible en la base del quemador es de 4.73 kW/m^2 . Para gases tóxicos el quemador debe tener suficiente altura para que la concentración de los mismos al nivel del piso no exceda el límite aceptable de toxicidad, en caso de que se extinga la flama.

Para el diseño de la estructura de los quemadores se considera la temperatura de los gases desfogados, la resonancia debida al viento y la temperatura ambiente. El ruido del quemador no debe exceder de 85 db (al nivel de piso) para desfogues frecuentes y 105 db para esporádicos (ver tabla VII), si el ruido es variable se pondera; también se debe considerar la intensidad del viento, una flama se inclina en la dirección en que el viento sopla [33].

Tabla VII.- Niveles de ruido permisible

Tiempo de exposición (h)	Nivel de ruido (db)
8	90
6	92
4	95
3	97
2	100
1½	102
1	105
½	110
¼ o menos	115

2.3.6.1.1.- Clasificación de quemadores elevados, por su estructura de soporte

2.3.6.1.1.2.- Quemador cableado

Recomendado para alturas > 183 m, no se necesita estructura, se emplea un único diámetro de tubería (hasta la boquilla); se construye equilibrando la tubería con cables o contravientos a fin de soportar efectos sísmicos, del viento y su peso; tiene la desventaja de necesitar espacio; con expansión térmica debe cuidarse el ángulo de los cables con la tubería y el número de cables que se utilicen (ver figura 16).

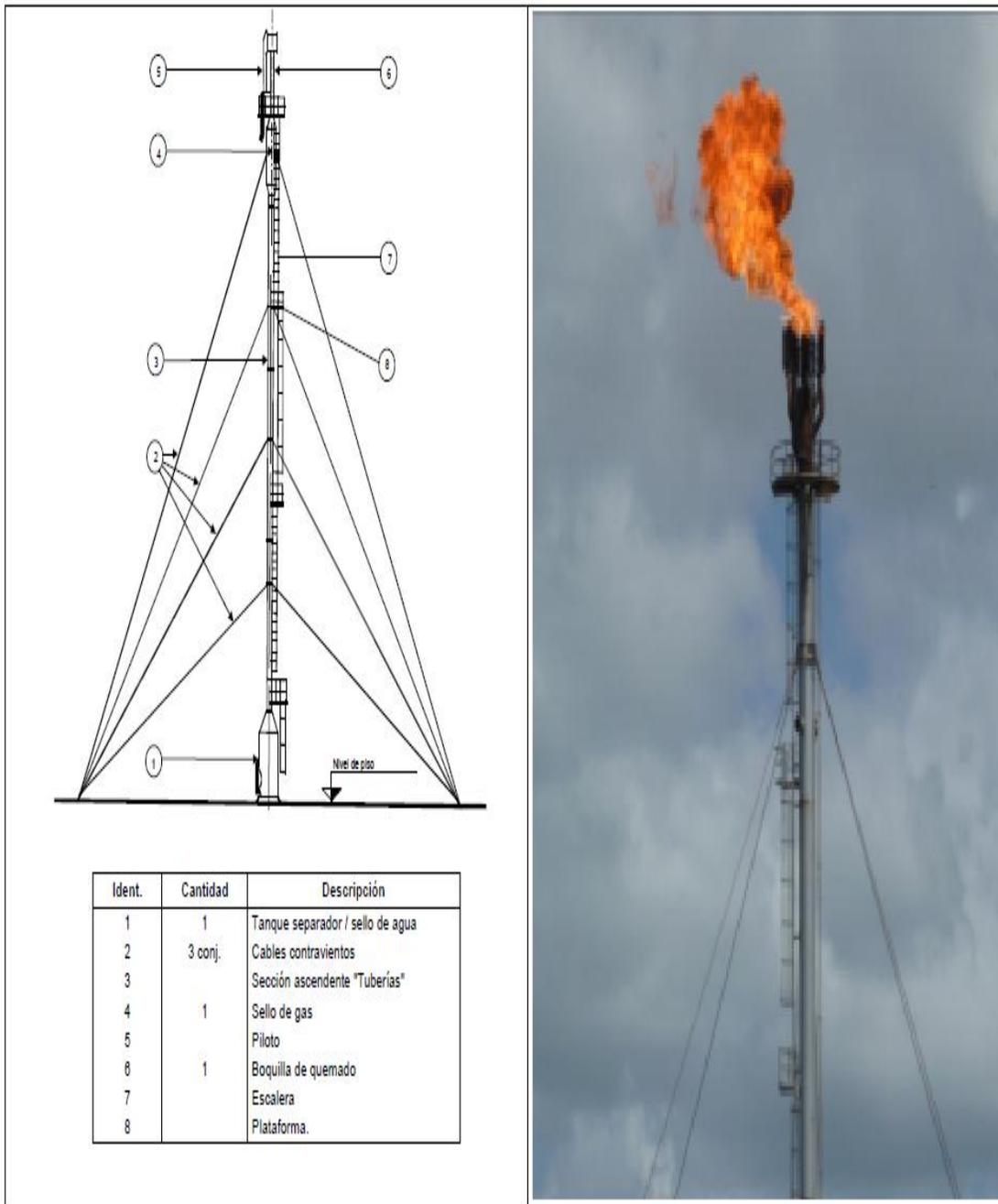


Figura 16. Quemador cableado

2.3.6.1.1.3.- Quemador autosoportado

Se instala para alturas de 45 a 91 m, se usa en sistemas de poca altura y espacio, para su construcción se une tubería (de mayor a menor diámetro); se usan tres diámetros, el mayor se sujeta a: un tanque con sello, un separador de líquidos o un arrestador; tiene la desventaja de presentar oscilaciones rítmicas por el viento y limitarse a una altura máxima de 91 m y sólo permitir una boquilla (ver figura 17).

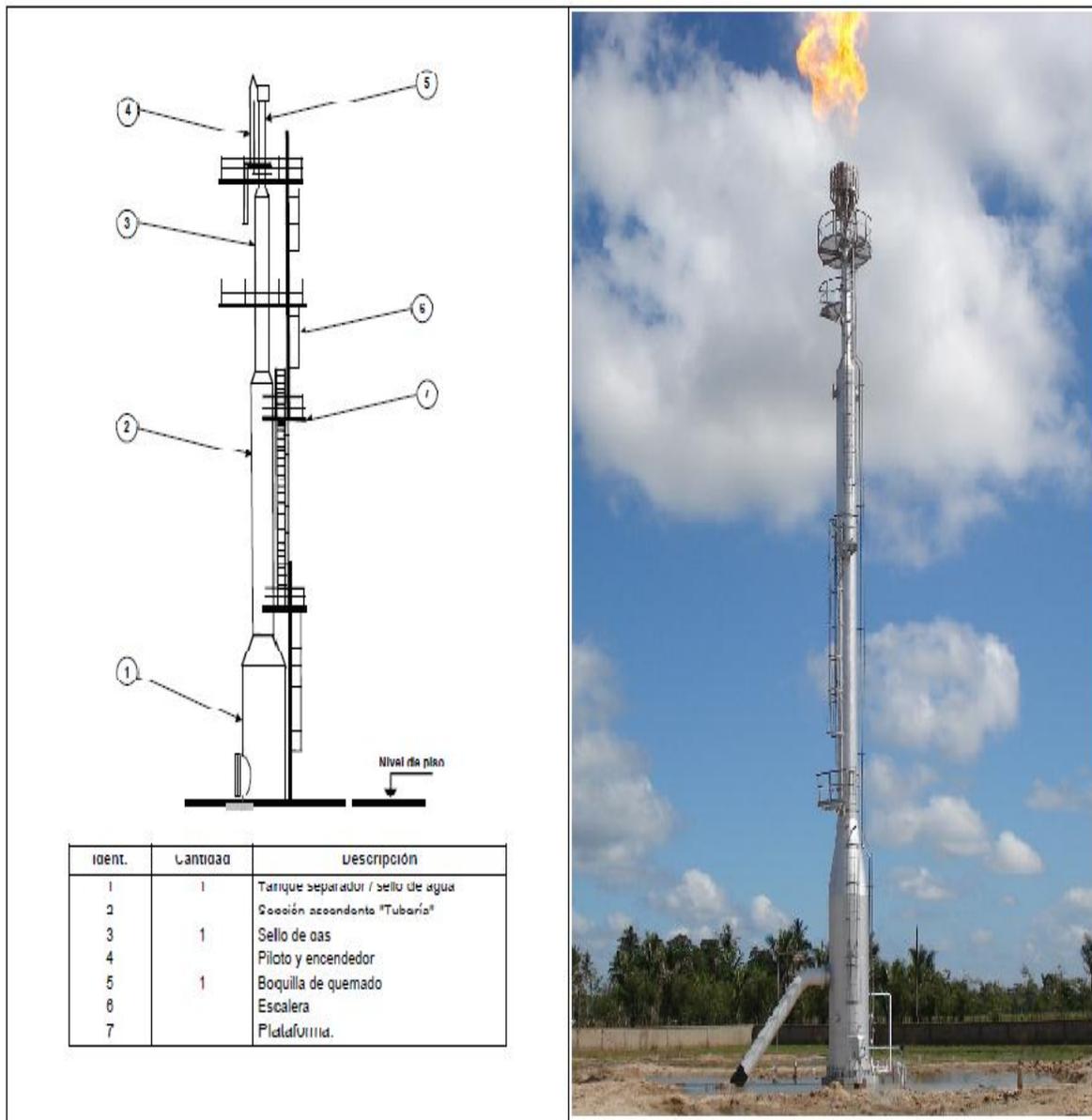


Figura 17. Quemador autosoportado

2.3.6.1.1.4.- Quemador de torre

Se instala para alturas de 46 a 183 m, se construye con perfiles estructurales para formar una torre triangular o rectangular, según el número de boquillas; por la solidez y resistencia que presentan soportan dos o tres boquillas; una desventaja se debe al poco espacio interior de la estructura que limita la colocación de los arreadotes; es ideal para sistemas con poco espacio y que requieran de más de una boquilla (ver figura 18).

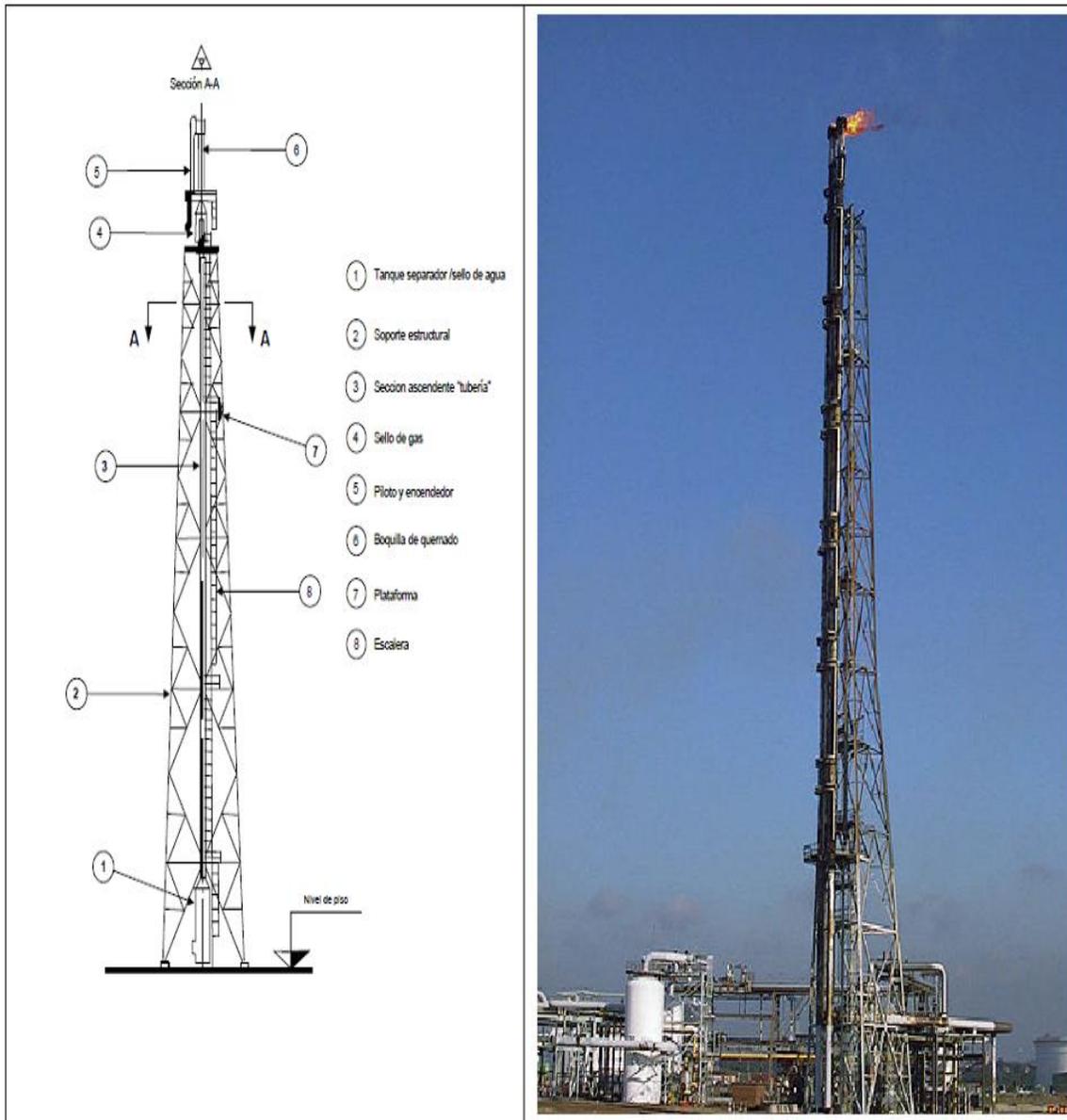


Figura 18. Quemador de torre con estructura triangular

2.3.6.1.1.5.- Boquillas

Las boquillas que se utilizan deben incluir:

a) Pilotos de flama continúa con termopar para monitorear la flama, la cantidad de pilotos requeridos es:

Boquillas hasta 12" de diámetro: un piloto.

Boquillas de 14" a 22" de diámetro: dos pilotos.

Boquillas de 24" a 60" de diámetro: tres pilotos

Boquillas de 66" a 84" de diámetro: cuatro pilotos.

b) Sistema de encendido electrónico (automático o manual) y de monitoreo de la flama.

c) Bridas para conexión.

Si se requieren servicios auxiliares, los quemadores emplean las siguientes boquillas:

a) con eliminación de humo por suministro de vapor de agua; existen las siguientes variantes con: inyección central de vapor, anillo de inyección de vapor, una serie de inyectoros vapor/aire o combinación entre dos o tres (ver figura 19).

b) con eliminación de humo por suministro de aire; por medio de dos tubos concéntricos, en uno fluye el gas y en el otro aire primario ventilado, que se mezcla con el gas antes de la combustión, el ventilador tiene velocidad variable.

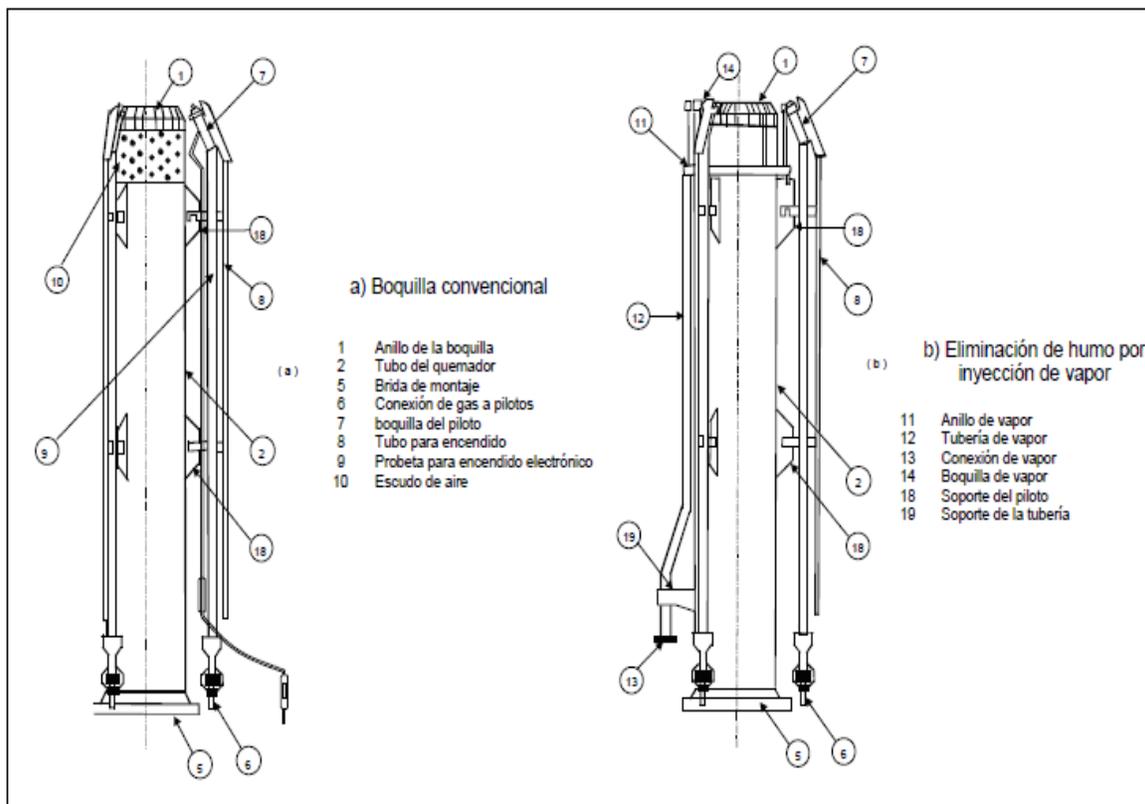


Figura 19. Tipos de boquillas

2.3.6.1.1.6.- Equipos auxiliares

2.3.6.1.1.6.1.- Sellos

a) sello molecular: se utiliza una doble curvatura tipo “U” invertida una hacia la otra, para evitar el paso de aire al interior del quemador (ver figura 20).

b) sello fluídico; se tiene una serie de baffles o mamparas orientadas de tal forma que la corriente de aire que pueda entrar en la boquilla regrese por las paredes de la misma. El baffle origina que el gas salga por el centro de la boquilla creando un flujo positivo hacia la salida; este efecto debe ser reforzado por el empleo de un gas de ayuda o gas de purga. El sello fluídico contrarresta las tres causas de entrada de aire al quemador, alta velocidad del viento, oscilación y contracción térmica, este tipo de sellos se utiliza para diámetros nominales de 2” a 72 “ (ver figura 20).

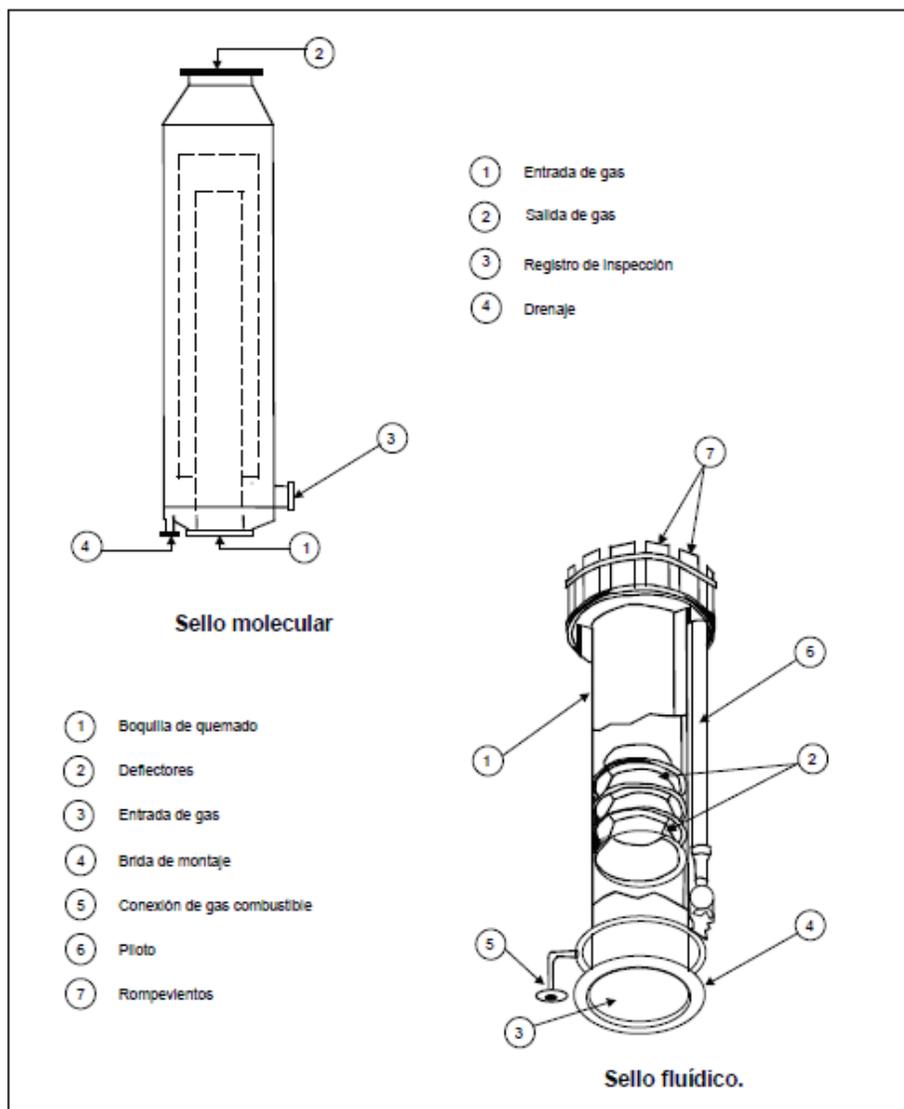


Figura 20. Sellos molecular y fluídico

c) sello líquido, se usa para: evitar retroceso de la flama, mantener presión positiva (que impide entrada de aire al cabezal), evitar mezclas explosivas aire-gas en el cabezal de desfogue y para direccionar el flujo de gas entre dos o más quemadores (ver figura 21).

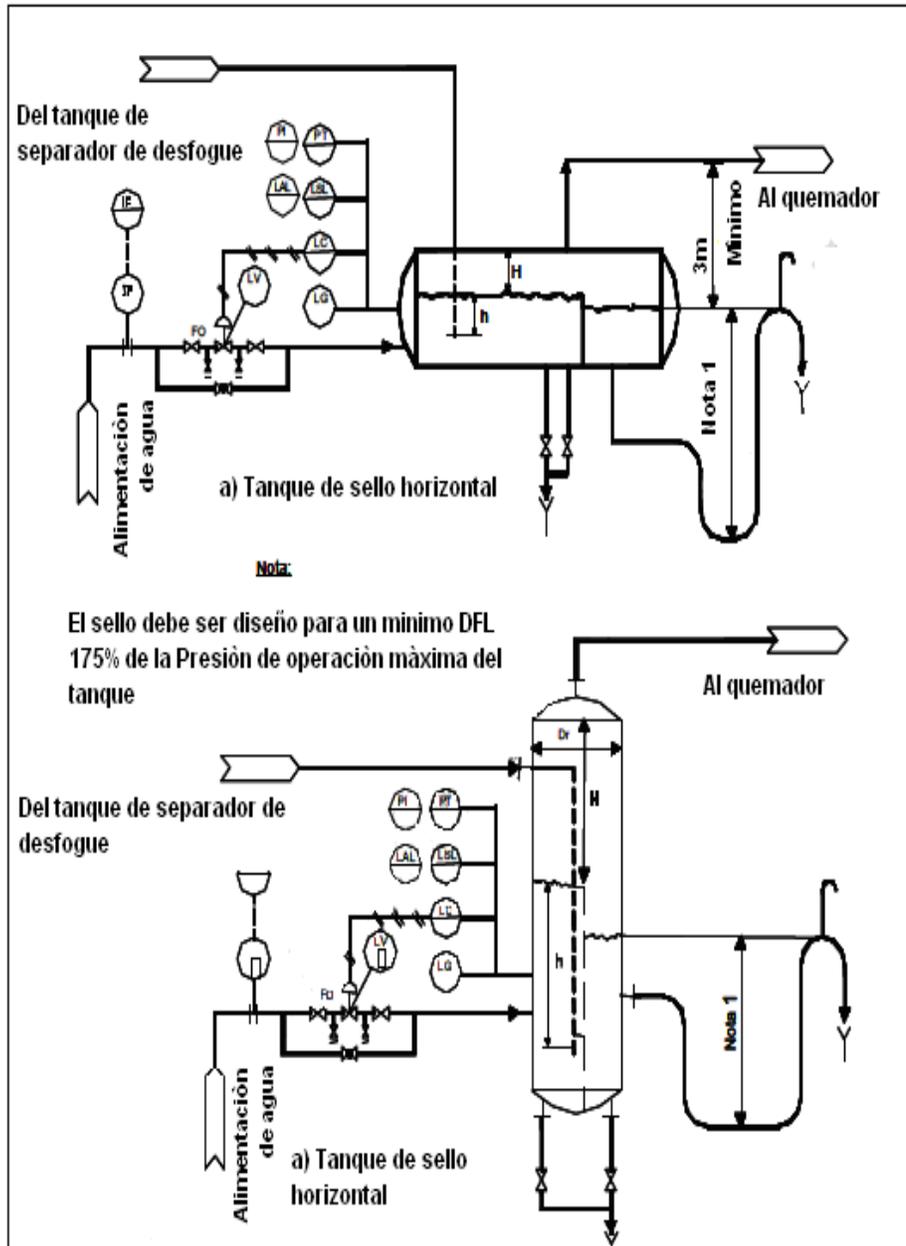


Figura 21. Sello líquido

d) sello tipo laberinto: produce un cambio de 180° en la dirección del flujo de gas, se utilizan dos deflectores para evitar la entrada de aire a la chimenea; se requiere un flujo positivo para vencer la difusión en la interfase aire/gas. Este tipo de ellos se utiliza frecuentemente para diámetros nominales de 2" a 72" (ver figura 22).

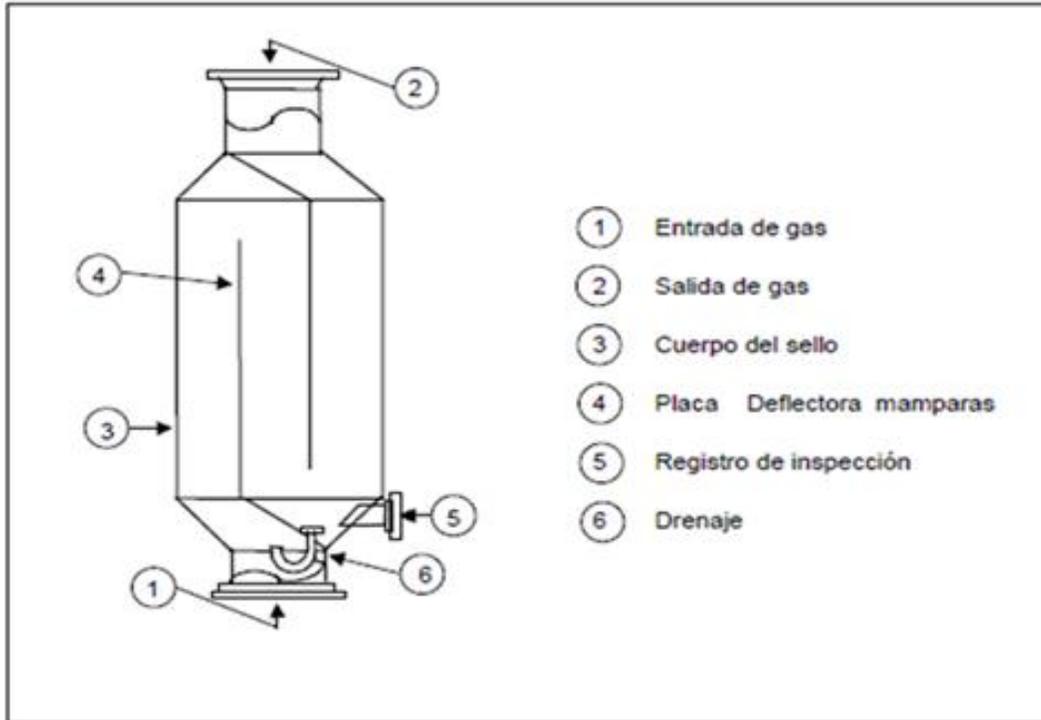


Figura 22. Sello tipo laberinto

2.3.6.1.1.6.2.- Pilotos

Producen una permanente flama para seguridad del quemador resistente a las condiciones atmosféricas; el gas necesario para la flama varía con la velocidad del viento, desde: $1.43 \text{ m}^3/\text{h}$ para viento en calma hasta $8.43 \text{ m}^3/\text{h}$ con viento fuerte.

Un piloto electrónico consiste de: a) boquilla, b) soportes, c) probeta de ignición electrónica, e) escudo contra viento y f) aspirador venturi.

La parte del piloto en cuyo interior se lleva a cabo la mezcla gas aire necesaria para la combustión, se llama aspirador; esta mezcla se envía al quemador a través de un venturi que produce una velocidad tal que evite el retroceso de la flama; el piloto debe controlarse desde un panel remoto, un mayor número de pilotos depende del diámetro de la boquilla.

2.3.6.1.1.6.3.- Sistemas de encendido

Los tipos de encendido de pilotos más utilizados son:

a) encendido eléctrico; consiste de un ducto dirigido hacia el frente de flama de la antorcha, que toma parte de la mezcla aire-gas y la envía al piloto, donde se enciende por una corriente eléctrica directa de alto voltaje (ver figura 23).

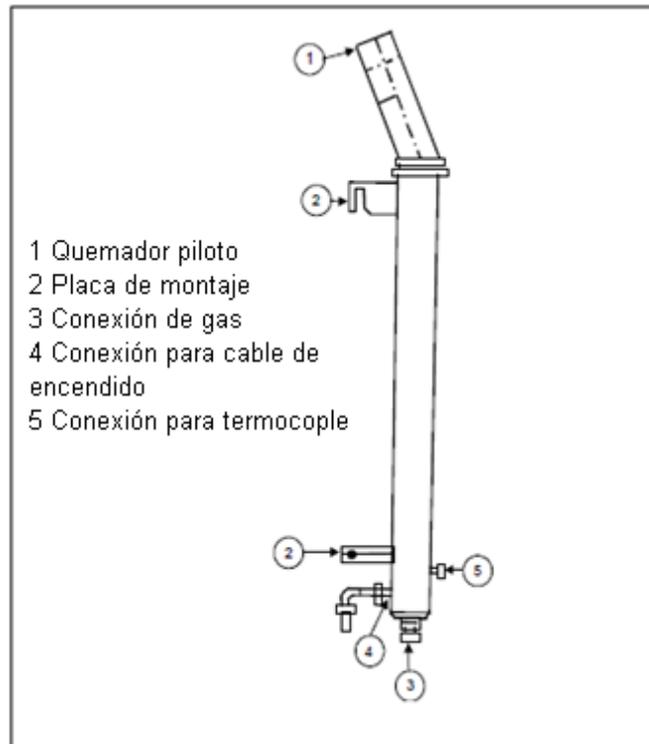


Figura 23. Piloto de gas con encendido eléctrico

b) sistema electrónico de encendido; los pilotos permanecen encendidos continuamente en la boquilla; cuenta con monitoreo (de ionización de flama o con termopar) de pilotos, reencendido automático y manual, cada piloto debe contar con controles propios. Se tiene un panel de control de encendido, así como un gabinete local a prueba de explosión; también en el piloto existe una probeta de ignición electrónica de alta energía de 500 volts, tipo capacitancia, para producir 8 chispas por minuto para encender la mezcla aire-combustible en la boquilla del piloto (ver figura 24) [33].

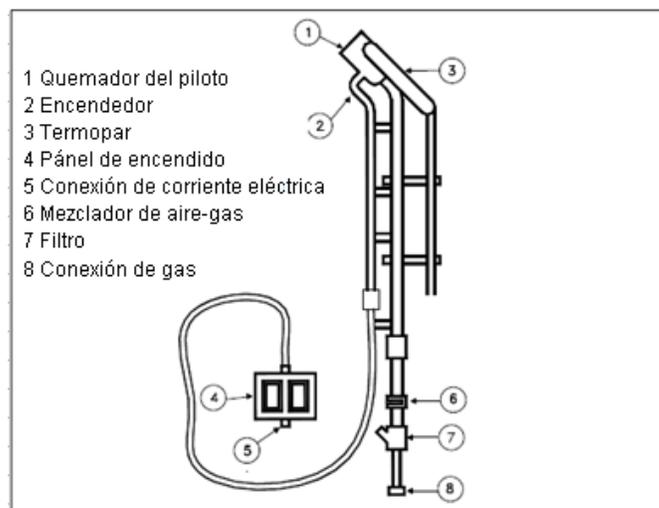


Figura 24. Sistema electrónico de encendido de piloto con termopar

2.3.6.2.- Quemadores recubiertos

Contiene una capa interna de refractario y se protege contra el viento; ofrece ventajas para: ocultar la flama, monitorear emisiones y reducir el ruido, son de boquillas múltiples, para flujo máximo y no producen humo.

Entre los quemadores de diseño especial (enclaustrados) se tienen:

2.3.6.2.1.- Quemador tipo ventana

Operan con válvulas automáticas (por etapas) funcionan con baja radiación, flama invisible, sin ruido y son eficaces para destruir hidrocarburos (ver figura 25).

2.3.6.2.2.- Quemador de placa aletada

Tienen una placa aletada que distribuye el gas por una matriz de pequeños agujeros adjunta a la placa; se forma una película delgada con el gas por los orificios y, de esta forma, el aire se mezcla con la película realizándose una combustión limpia y sin luminosidad, la aleta estabiliza la flama, deben de colocarse los cabezales de tal forma que no restrinjan la entrada de aire y eviten turbulencias y remolinos (ver figura 25).

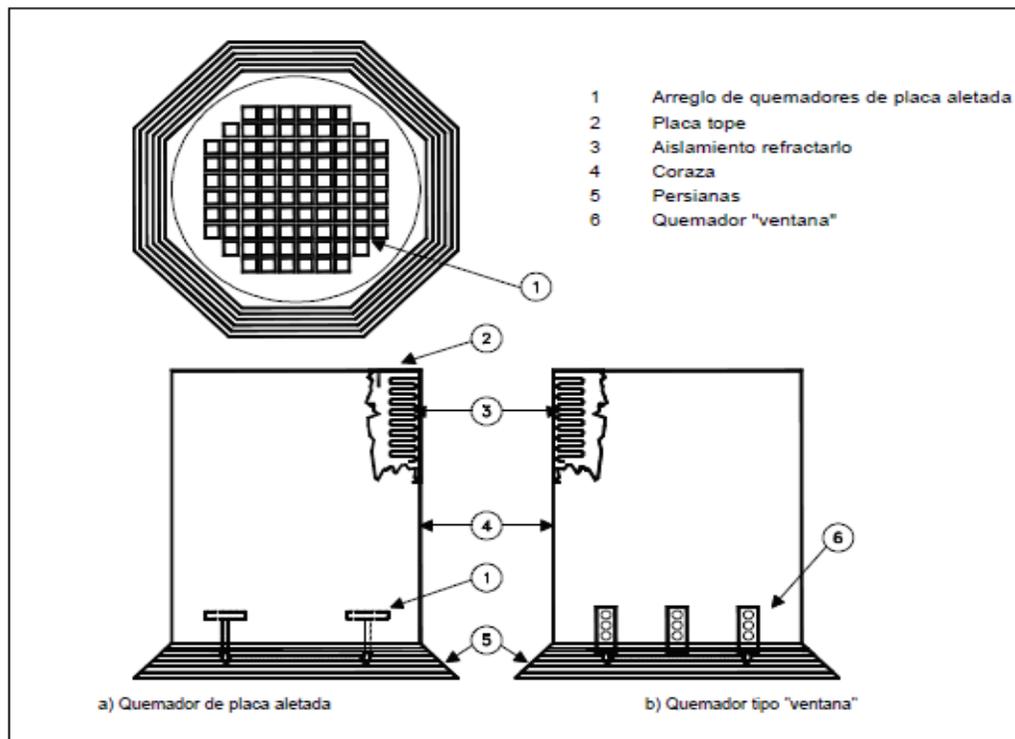


Figura 25. Quemadores enclaustrados

2.3.6.2.3.- Equipos auxiliares

Se instalan tanques de sello hidráulico entre los cabezales de desfogue de las plantas de proceso (o de almacenamiento) y los quemadores; con los tanques de sello se implementa el sistema de control de flujo de gas (de desfogue) por etapas, ya sea hacia un solo quemador o a una instalación combinada (con quemadores sin humo) para desfogues continuos o

quemadores de emergencia. Los quemadores de etapas múltiples deben contar con un mínimo de 2 pilotos para la primera etapa y uno para cada una de las etapas subsecuentes.

2.3.6.3.- Antorchas protegidas a nivel del suelo

Se emplean conjuntamente con la antorcha elevada, éstas a pesar de ser costosas en cuanto a construcción y mantenimiento, son efectivas para reducir el ruido y las emisiones térmicas; consta de una estructura de material refractario revestida de acero.

El refractario protege la estructura de acero de las altas temperaturas y de la corrosión y mejora la combustión, al reducir las pérdidas de calor y los costos de construcción y mantenimiento, ya que regula el flujo de gas, el espesor del refractario varía de 10 a 20 centímetros. Generalmente se usa para flujo moderado o continuo, mientras que la elevada convencional se recomienda para alteraciones repentinas.

2.3.6.4.- Antorcha montada en brazo (tipo boom)

Estos equipos se usan en plataformas marinas, llegan a medir 30 m, se instalan sobre un brazo a 45° grados del eje de la plataforma (ver figura 26), tienen boquillas tipo coanda y de inyección de agua a alta presión, pueden quemar mezclas de líquido-vapor.

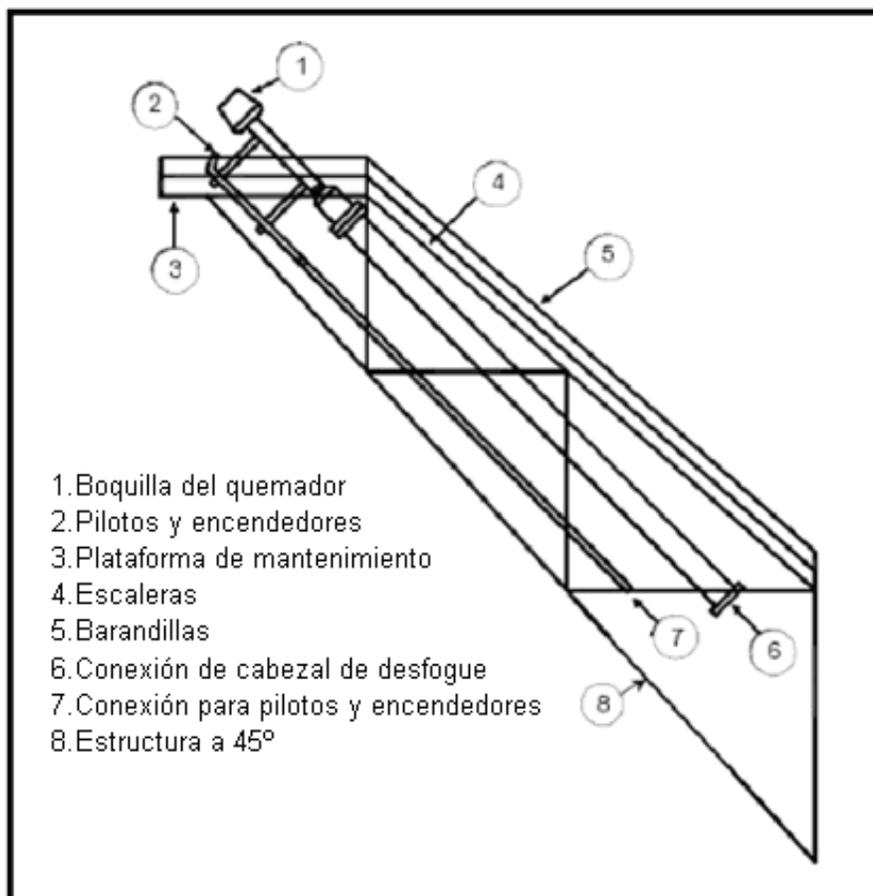


Figura 26. Quemador montado en brazo tipo Boom

2.3.6.4.1- Boquilla tipo Coanda

Usan la energía del gas de desfogue a alta presión para producir el efecto Coanda, el gas sale por una ranura de la boquilla y es proyectado radialmente a velocidad sónica hacia la superficie curvada del tazón del tulipán y, se adhieren creando un vacío que aspira aire, que se mezcla con el gas para generar combustión sin humo y flama de baja radiación que no se distorsiona o inclina con el viento. La capacidad de atomización maneja hasta 25 % en peso de arrastre líquido, sin que escurra lluvia de fuego o produzca humo (ver figura 27).

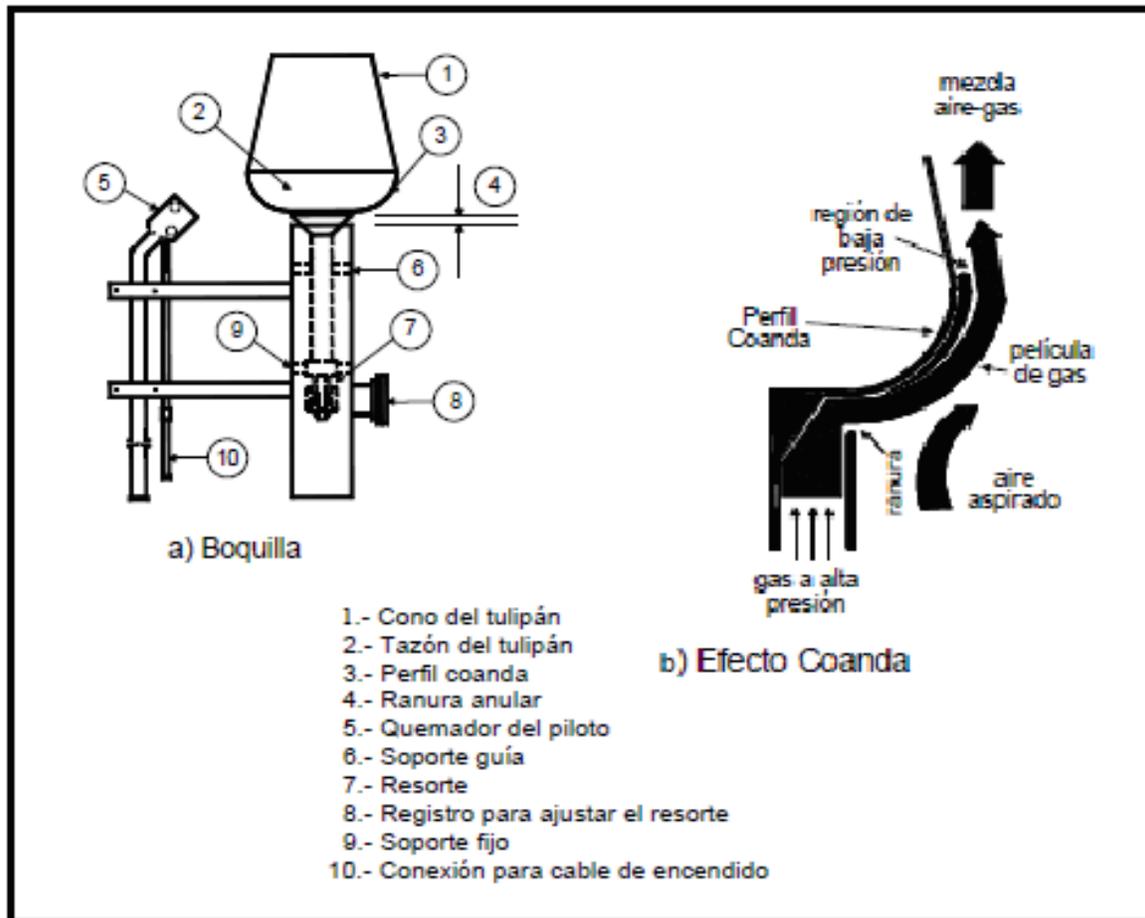


Figura 27. Boquilla de quemador tipo Coanda

2.3.6.4.2- Boquilla con inyección de agua a alta presión

Constan de un sistema de espreas para formar una cortina de agua, alrededor del quemador, que reduce la radiación y las dimensiones de la estructura del brazo.

2.3.6.4.3- Pilotos y sistema de encendido

Estos equipos deben de cumplir con los requisitos de los puntos 2.3.6.1.5.2 y 2.3.6.1.5.3

2.3.6.5.- Antorchas de fosa

Se utilizan para quemar desechos líquidos y/o gaseosos en zonas despobladas para cumplir normas ambientales.

2.3.6.5.1- Factores de diseño

El efecto del viento determina la profundidad de la fosa para que la flama permanezca encerrada en ésta, debe tener un valor mínimo de 1.5 m; el área se determina con el flujo de gas, requiere de 0.09 m² de superficie para quemar 638 m³/día; se deben diseñar al 100% del gasto máximo de desfogue, bajo condiciones críticas, el número Mach es la relación de la velocidad real del gas (en la descarga de la boquilla) entre la velocidad sónica del mismo (número de mach = V/V_s), para sistemas de desfogue de gas a baja presión no debe ser mayor de 0.5 Mach para el flujo máximo; se mantiene una velocidad de 0.2 Mach para operación normal y desfogues frecuentes [33].

2.3.6.5.1.1- Boquillas para quemador de fosa

Se tienen los siguientes tipos de boquillas:

- a) Coanda de alta eficiencia para quemar gases y mezclas líquido-gas, estas satisfacen cualquier condición de flujo.
- b) De gas a alta presión son de etapas múltiples controladas por válvulas automáticas, excepto la primera etapa que tiene paso libre, utiliza la energía de la corriente de gas para una combustión sin humo y ayuda de servicios auxiliares.
- c) De líquido a alta presión: la atomización del líquido (por aire o gas) no produce humo y se complementa con asistencia de agua o aire a baja presión.

Todas las boquillas que se utilicen en quemadores de fosa deben incluir:

- a) dispositivos para retención de flama, b) pantallas o mamparas rompevientos, c) bridas para conexión a sellos o a líneas de gas de desfogue, d) pilotos con línea de suministro de gas combustible, sistema de encendido automático y monitoreo de flama.

Deben contar con los siguientes sellos:

2.3.6.5.1.2- Tanques de sello

Se instalan tanques de sello hidráulico entre los quemadores y los cabezales de desfogue de las plantas de proceso o almacenamiento. El sistema de control de flujo de gas de desfogue por etapas, se da por los tanques de sello que se implementan, ya sea a un solo quemador o a una instalación combinada de quemadores sin humo, para manejar desfogues continuos y situaciones de emergencia. El sello que presenta un tanque se determina por la profundidad de inmersión de la tubería del cabezal de desfogue en el agua, la cual depende de la presión disponible de la corriente de desfogue.

2.3.6.5.1.3- "U" de sello hidráulico

Estas se instalan en las líneas de conexión a las boquillas horizontales de la antorcha.

2.3.6.5.1.4- Pilotos

Los pilotos deben encenderse automática o manualmente, puede ser por sistema electrónico.

2.3.6.5.1.5- Protector contra viento

Se instala con el propósito de evitar la extinción de flama. Los rompevientos consisten de un tubo perforado con ranuras en la descarga y de un cilindro completo; para dar protección a la flama piloto en todas direcciones; la longitud del rompevientos debe ser cuando menos de una tercera parte de la flama del piloto.

2.3.6.5.1.6- Detector de falla de flama piloto

El monitoreo de la flama del piloto se lleva a cabo por dispositivos con principio físico de ionización de flama o por termopar.

2.3.6.5.1.7- Número de pilotos requeridos

Los quemadores de etapas múltiples deben contar con 2 pilotos (como mínimo) para la primera etapa y uno para cada una de las etapas subsecuentes.

2.3.6.5.1.8- Equipos auxiliares

Para el sistema de antorcha los equipos auxiliares incluyen: encendedores, pilotos y accesorios de seguridad, generalmente se cuenta con separadores para la remoción de líquidos desde el gas; se usan sellos de agua y moleculares y parallas para aislar la torre del sistema de recolección de venteos. Para evitar la formación de mezclas explosivas dentro de la torre se utilizan generadores de gas de purga y trampas de neblina. El mantenimiento del nivel de líquido en los sellos de agua y cilindro de desentrapado es muy importante; existe una disposición para los sistemas de control del nivel de líquido y de alarma. Con frecuencia se equipan los quemadores pilotos con detectores de flama y alarma.

2.3.6.6.- Quemadores de campo clasificados por el tipo de mecanismos empleados para mejorar la combustión y reducir el humo

2.3.6.6.1.- Antorchas auxiliadas con aire

Su quemador tiene forma de araña (con pequeños orificios) y se localiza cerca de la parte superior de un cilindro de acero, con diámetro de 24 o más pulgadas; el aire se suministra por un ventilador colocado en el fondo del cilindro; algunas antorchas utilizan aire forzado, para el mezclado requerido en una operación sin humo; la cantidad de aire puede variarse al modificar la velocidad del ventilador, se usan cuando no se dispone de vapor; por lo general no se emplean como antorchas grandes (no son económicas para grandes volúmenes de gas).

2.3.6.6.2.- Antorchas no-auxiliadas

Consiste de una boquilla sin mecanismo auxiliar, para mejorar el mezclado del aire en la flama; se limita para corrientes de gas con bajas cantidad de calor y relación de C/H_2 que se queman fácilmente sin producir humo, requieren menos aire para una completa reacción, y tienen temperaturas de combustión bajas que reducen las reacciones de desintegración.

2.3.6.6.3.- Antorchas auxiliadas con vapor

Son boquillas únicas que por seguridad se elevan por encima del suelo y queman el gas en una flama de difusión; predominan en refinerías y unidades de proceso químico, son la mayoría de las antorchas instaladas, y para un buen suministro de aire y mezclado, en éste sistema se inyecta vapor en la zona de combustión.

2.3.6.6.4.- Antorchas auxiliadas con presión

Estas antorchas (por lo general) tienen el quemador a nivel del suelo, por lo que deben colocarse en áreas remotas con espacio disponible, y poseen cabezas múltiples para operar según la cantidad de gas liberada; el diseño depende de las características del gas a ventear, y utilizan la presión de la corriente de venteo para el mezclado en la boquilla del quemador; si está disponible una suficiente presión de la corriente, pueden aplicarse a corrientes que previamente requieren asistencia de vapor o aire sin producción de humo.

2.3.6.6.5.- Antorchas encerradas a nivel del suelo

Estas pueden considerarse como una clase especial de las asistidas por presión o sin asistir, requiere de una mínima altura para la succión natural que suministre el aire para una combustión sin humo, y siempre permanecen cerca del suelo; son usadas en vez de las elevadas por estética o seguridad. Las cabezas están situadas dentro de un caparazón aislado internamente que reduce el ruido, luminosidad, radiación de calor y proporciona protección contra el viento. Una caída de presión en el inyector es adecuada para el mezclado necesario y operar sin humo, no requiere asistencia, tienen menos capacidad que las abiertas y son apropiadas para corrientes continuas de flujo constante, una operación eficiente se logra por un buen diseño. La estabilidad puede obtenerse en gases con menor contenido de calor en comparación a los tratados por las abiertas, utilizadas en rellenos sanitarios para destruir los gases. Las ventajas sobre otros sistemas oxidantes de COV incluyen: 1) aplicación en casos que no requieren combustible auxiliar, 2) pueden controlar corrientes (de desecho) intermitentes o fluctuantes y 3) son económicas para descargas repentinas de gran cantidad de gas. Las desventajas incluyen: 1) pérdida del calor liberado, 2) son fuentes de SO_x, NO_x y CO, 3) no pueden tratar corrientes (de desecho) con compuestos halogenados y 4) pueden producir ruido, humo, radiación de calor y luz indeseables. El llameo con antorcha es considerado como opción de control cuando el calor de una corriente de emisión no puede recuperarse por la incertidumbre de un flujo intermitente debido a alteraciones del proceso o emergencias; si el gas tiene un valor de calentamiento suficiente para sostener la combustión (esto es, mayor de 11 MJ/m³ o 300 Btu/ft³) la corriente puede servir como gas combustible para un incinerador si está siendo empleado en el sitio.

2.3.6.7.- Costos

Los costos de la antorcha varían de acuerdo al precio de los equipos auxiliares y de control y al costo de la torre y del quemador. Los costos operativos dependen del combustible para el gas de purga y de los quemadores piloto, del costo del vapor para quemar gases sin producción de humo, y de la energía y mantenimiento en los sistemas asistidos por aire.

2.3.6.8.- Comparación de costo de sistemas de antorcha

Los costos de capital y operación dependen de: la disponibilidad de vapor, tamaño de la antorcha, composición del gas residual y la frecuencia con que se queman los gases. El costo de los sistemas sin humo es independiente del diámetro de la torre, más no para el de aire forzado, porque se requiere de una torre dentro de otra. Pueden resultar 10 veces más caras las protegidas de bajo nivel, que una elevada de capacidad equivalente, por esta razón, la protegida sólo es para operaciones de poco volumen y de rutina.

2.3.6.9.- Múltiple de colección

La mayoría de los sistemas consisten de un grupo de válvulas de alivio que descargan en sistema colector. Se usan colectores de baja y de alta presión por separado, lo que permite segregar las válvulas de alivio de las fuentes de alta presión como depósitos ó torres, y de fuentes de baja presión como tanques de almacén y limpieza de carros tanque. Los gases colectados se queman por una sola antorcha; la contrapresión admitida para la válvula de

alivio es clave para diseñar la antorcha; la caída de presión admitida para sistema desde la descarga de la válvula y que atraviesa la corona es igual a la contrapresión permisible de la válvula de alivio.

2.3.6.10.- Cilindros

El sistema de antorcha tiene al menos dos depósitos para propósitos especiales: un cilindro de sello líquido y otro separado; éstos funcionan para aumentar la seguridad del sistema. La introducción de líquidos o condensados (hidrocarburos o de agua) en el colector de la antorcha es inherente a todo sistema, y si esta fase líquida llega a la zona de combustión se producen problemas; con grandes gotas se puede producir lluvia de fuego, de peligro para la instalación y personal; incorporando un cilindro separador puede resolverse este problema; otra situación son las gotas uniformes pequeñas, que pueden reducir la capacidad de función sin humo; las gotas pequeñas que atraviesan el separador se condensan para formar otras mayores en la corriente que sale del separador, esto puede eliminarse colocando el separador cerca (o en la base) de la torre. El sello líquido se instala para proteger el colector de la infiltración de aire y del retorno de llama, y también funciona como parallamas; detiene la propagación de las llamas no afectadas por los parallamas convencionales tipo laberinto. El sello líquido en la base de la torre aísla la fuente de encendido de las unidades de proceso y del colector múltiple. El sello líquido y el separador pueden combinarse en un solo depósito.

Una combinación de sello líquido y separador en la base de la torre proporciona los siguientes beneficios: a) los cilindros se sincronizan con un proceso óptimo y b) el depósito actúa como estructura soporte integrada. Se ahorra en: a) tuberías entre los depósitos, b) cimientos y c) el acero del cilindro puede usarse como parte de la torre.

2.3.6.11.- Ubicación de la antorcha

Es función de la economía, seguridad y normatividad, que dictan la proximidad admitida de la antorcha a otros equipos e instalaciones, en un área definida se pueden usar diferentes combinaciones de antorcha, las otras estructuras también se consideran para la ubicación. La radiación del calor varía con la dirección y velocidad del viento, y el cual afecta el ángulo y longitud de la llama; el diseño considera la velocidad promedio del viento y direcciones del mismo, las condiciones meteorológicas afectan la estabilidad atmosférica, dispersión de olores, concentraciones tóxicas y humo.

Gas húmedo a 260 °C recorriendo 305 m de colector frío, podría solidificarse al salir del mismo; la línea de vapor conectada a la de descarga podría formar hielo en el invierno; otro factor de seguridad que se debe considerar es la localización de la descarga de alivio. El bloqueo del colector deja sin protección a la válvula de alivio, y puede ocurrir por gas húmedo (o por un sistema mal dimensionado) que produce contrapresión en la válvula de alivio. El personal peligra por la radiación a altos flujos de gas, tanto en equipos a nivel del suelo como en elevados, y se produce radiación térmica a medida que los gases residuales entran en combustión.

La radiación determina la altura de la torre; se debe limitar la intensidad del calor al nivel del suelo para que el personal y equipos lo resistan; la intensidad se mide en términos de BTU/h/ft², se recomiendan, para áreas cercana a planta, 1500 Btu/h/ft², esto permite que las personas realicen sus funciones en el área, los equipos pueden soportar hasta 3000 Btu/h/ft² [33]. Cuando se pierde agua de enfriamiento o energía eléctrica (o existe un incendio) ocurre liberación de gas y calor de elevado riesgo; la unión de la protección de la válvula de alivio con la considerada para emergencia influye en el diseño de la velocidad a que debe operar la antorcha.

El uso de varias unidades de antorcha complica dimensionar debido a la posibilidad de descargar al mismo tiempo; si la radiación se concentra en una misma área, además de considerar la combinada, también se deberá establecer la distancia entre las unidades y el

mantenimiento a cada una, mientras otra (s) esté (n) operando. La radiación se puede reducir utilizando el método de puntos múltiples que consiste en utilizar coronas pequeñas pero muy eficientes, ya que se reduce la longitud de la llama y su emisión, resultando una altura menor y una llama limpia. Cuando se presenta potencial formación de líquido, se asume que ocurrirá arrastre; tanto la dirección prevaleciente del viento (como su ausencia) deberá tomarse en cuenta para seleccionar la ubicación y tipo de antorcha.

Con un adecuado diseño, los hidrocarburos tóxicos (o explosivos) se convierten en productos seguros y no dañinos, pudiendo lograr eficiencias de descomposición cercanas al 100%. Ciertos gases característicos de antorcha, que provienen de plantas de proceso (contienen cloro, azufre, NOx, etc.) son tóxicos, aún sin quemarse, por esta razón se debe dar el tamaño debido a la antorcha y asegurar el encendido. Después de la combustión los compuestos tóxicos deben dispersarse a la atmósfera para que no lleguen al nivel del suelo. La concentración a nivel del suelo (CNS) es función del flujo de: contaminante, viento y descarga, condiciones atmosféricas y altura de la torre; existen métodos que calculan la CNS de contaminantes; los niveles más bajos de CNS se obtienen por antorchas con mayor altura.

2.3.6.12.- Purgado

Una antorcha mal operada tiene riesgo de explosión que puede suceder por el combustible de la descarga, fuga de gas y pilotos continuamente encendidos. La seguridad del equipo depende del sello líquido que mantiene una presión positiva del gas del colector y evita ingreso de aire. Los sistemas sin sellos líquidos se protegen al introducir un gas de purga.

Existen varias formas alternas de sellado para reducir el gas de purga requerido:

- 1) sellos de densidad de gas, permiten bajar la velocidad de purga, operan con gases segregados de diferente composición y densidad
- 2) sello molecular; frena la infiltración de aire en interrupciones por purga que excedan las dos horas
- 3) sello de velocidad de gas; se usa cuando: el costo de inversión es mayor que el operativo y se tiene gas de purga barato, evita la infiltración de aire por la pared de la antorcha y el aire que ingresa lo envía al centro de la antorcha, en donde el gas de purga lo canaliza fuera del sistema.

Este sello aún funciona si se mantiene la velocidad del gas de purga, presenta las siguientes ventajas: a) no requiere de mantenimiento, b) la operación e instalación son baratas y c) no se agrega estructura para el viento.

La disminución de purga (por los dispositivos mencionados) requiere que el diseño considere el encogimiento o condensación de los gases, la reducción de volumen, después de una descarga, requiere de volúmenes grandes de purgado durante el enfriamiento, que se introducen de modo continuo; para compensar la baja de temperatura, el sistema de purgado monitorea la condición térmica de la descarga e inyecta gas en la medida requerida; esto se realiza por medio de sensores y controles que accionan válvulas de inyección.

Las causas más frecuentes de accidentes en las antorchas son: a) arrastre de líquidos, b) explosión interna, c) pérdida de encendido, d) obstrucciones del sistema y e) mal mantenimiento. Los factores que afectan al ambiente del equipo son: a) intensidad de flujo, b) viento, c) composición del gas, d) contaminantes del aire y e) contenido de líquidos. Una antorcha debe diseñarse para las velocidades máximas del viento al considerar su estructura, la combustión y el encendido; no obstante, un viento moderado puede modificar el tamaño de la llama y provocar una falla; la mayoría de los daños ocurren a intensidades de flujo de bajas a intermedias.

En las instalaciones de costa (y de mar adentro), se debe de tomar en cuenta que los contaminantes del aire son la sal y el agua salada, y si no se consideran se producen fallas. El impacto económico de una falla debe considerar los costos por paro de la instalación.

Existen tres tipos de falla: 1) falla de quemado, 2) por restricción de flujo y 3) falla mecánica. Un seguro funcionamiento del sistema requiere que maneje una máxima intensidad de flujo, sin que exceda la contrapresión en los dispositivos de alivio.

El calor puede deformar al quemador y los reguladores de flujo, provocando una restricción al flujo y un aumento de la caída de presión. La falla en el quemado se ocasiona por mal funcionamiento del piloto, o por el daño al estabilizador de llama; la falla del piloto se rastrea durante el suministro de gas, antes que en el mismo piloto, la falla del estabilizador es más grave bajo flujo elevado.

2.3.6.13.- Quemado interno

Cuando el viento sopla en forma perpendicular al quemador se forma una zona interior de baja presión que succiona el aire y se mezcla con el gas produciéndose la combustión, que presenta baja visibilidad durante el día y de noche es más perceptible por la incandescencia de partículas sólidas. Las antorchas para quemado interno son horizontales, o con un ángulo entre 0° y 90° ; existen direcciones del viento que intensifican la combustión; por lo general la mejor posición es la vertical.

2.3.6.14.- Quemado externo

Lo causa la fuerza del viento que golpea a la antorcha, que produce una zona de alta presión y otra de baja (a sotavento), la elevada intensidad de flujo supera a la zona interna de baja presión, la combustión acontece en el exterior del quemador y produce una llama ascendente, a baja intensidad, la baja presión más el viento ocasionan que la llama se desplace a sotavento de la antorcha y parte de la misma se calienta provocando fallas mecánicas.

2.3.6.15.- Ataque químico

Se debe a ciertos componentes del gas de descarga, por la combustión, y a contaminantes del aire, los más comunes son el H_2S , SO_2 , Cl_2 , NO_x y H_2O , la selección de material para la antorcha debe considerar esto.

2.3.6.16.- Fuegos secundarios

Las antorchas se dañan por el mal diseño y operación de: a) sistemas de remoción de líquidos (el líquido puede ser tan grande que escurre hasta la torre, dañando a la antorcha y a accesorios) y b) pilotos, ya que el gas del piloto puede aspirar aire y quemarse en la corona, la llama producida puede afectar al piloto y dañar al quemador.

2.3.6.17.- Dimensiones de la antorcha

Se establecen con base a la máxima caída de presión necesaria para la contrapresión en los dispositivos de alivio y la velocidad de salida permitida; en ciertos casos, los límites de caída de presión mantienen la velocidad de salida por debajo de la permisible, en otros se considera la presión y velocidad de salida para que limite el tamaño del quemador. Para asegurar una combustión estable, la Norma API RP 521 limita la velocidad de salida máxima de las antorchas a un número Mach de 0.5 [33].

Un buen uso de la caída de presión permite mantener el tamaño del quemador al mínimo, incrementando la intensidad de salida de flujo, reduciendo el choque de llamas y mejorando la vida de la antorcha.

2.3.6.18.- Separación de la carga

Se efectúa por medio de dos o más antorchas con el propósito de tener mayor versatilidad en la operación, ya que se puede operar de manera continua o intermitente y quemar cantidades variables de gas, según se requiera y contar con más de una para facilitar el mantenimiento, sin parar la operación.

2.3.6.19.- Métodos de quemado

El sello líquido desvía flujos pequeños a una antorcha de primera instancia y al mismo tiempo permite descargar (con seguridad) elevados caudales hacia el sistema de emergencia, tal sistema minimiza la combustión tanto interna como la externa y mejora la vida del equipo; otros sistemas tienen dos diferentes alivios de presión, existe un colector de baja presión y otro de alta.

2.3.6.20.- Sistemas de purga apropiados

En el sistema de antorcha una velocidad de purga alta produce una llama visible durante el día, los altos costos de energía conducen a preservar el gas de purga y cuando éste se reduce, también lo hace el calor liberado y una liberación minimiza los daños a la antorcha. Los costos de purga se reducen con un dispositivo de conservación de purga, como un sello molecular o un mecanismo para evitar el ingreso de aire.

2.3.6.21.- Contra choque de llamas

Un buen diseño de la antorcha previene o disminuye el choque de llamas por quemado interno o externo, y el daño por el quemado interno se reduce utilizando revestimiento refractario y en el externo se minimiza colocando deflectores de viento o escudos que impiden que las llamas entren en contacto con el quemador, para circunstancias severas se usa energía adicional como aire para superar el efecto de la zona de baja presión e imprimir una dirección hacia arriba de la llama.

2.3.6.22.- Antorchas de puntos múltiples

Se mejora la vida útil de la antorcha cuando se separa la carga en dos o más puntos de quemado en un sistema con o sin etapas. Las ventajas son: a) bajo mantenimiento y consumo de energía, b) vida prolongada, c) radiación reducida, d) los líquidos arrastrados se queman, e) no genera humo y e) llamas cortas.

2.3.6.23.- Metalurgia

Con un buen diseño y material apropiado se mejora la vida de la antorcha, porque ningún metal puede soportar una exposición permanente a las llamas; la experiencia es importante en la selección del material, y se ha encontrado que las aplicaciones no se benefician de las aleaciones especiales. Para entender la selección de materiales, se debe conocer como ocurren las fallas en los metales. La degradación térmica es una falla de un metal debido a ciclos repetidos, el impacto de las llamas por el viento es cíclico, como los vendavales, que desvían la llama hacia el metal; esto forma ciclos repetidos de alta temperatura, seguidos por enfriamiento. La exposición ocasiona que se forme un óxido o costra sobre las superficies metálicas, las costras tienen un coeficiente de expansión diferente, lo que resulta en su separación del metal, con pérdida de peso.

Para asegurar un patrón de llamas estable se deben mantener: a) una llama constante, b) las emisiones visibles no deben exceder 5 minutos durante 2 horas, c) la combustión del gas debe ser \geq de 11 MJ/Nm³ para asistencia con vapor o aire y de 7.45 MJ/Nm³ para las no asistidas [33], d) se debe monitorear el piloto para detectar la llama.

2.4.- El quemado de gas durante la perforación

Durante la perforación de un pozo petrolero (exploratorio o de desarrollo), escapan fluidos desde los poros de la roca, que se incorporan a la columna del lodo de perforación y se acarrearán hasta la superficie en donde se registran por detectores. La detección de gas consiste de procedimientos que registran, cuantifican y evalúan la composición de los gases del fluido de control; el objetivo es reconocer la presencia de hidrocarburos gaseosos como CH₄, C₅, C₆H₁₄, CO₂ y H₂S, este último inhibe el olfato y es de riesgo mortal a concentraciones mayores de 4 ppm.

Determinación de gases en el lodo: consiste en sumergir una trampa de gas en la descarga principal y agitarla para separar el gas, el cual se mezcla con aire (ver figura 28) y se succiona para enviarlo al cromatógrafo, con el fin de analizar la composición de la mezcla [34].

2.4.1.-Tipos de gas localizados durante la perforación

2.4.1.1.- Gas de conexión: consiste de gas que se acumula en el pozo durante la conexión de alguna lingada de perforación o herramienta y que se detecta al transcurrir el tiempo de atraso con una lectura mayor a la normal; también es causado por el efecto de sondeo (al levantar la sarta rápido). La cantidad de gas de conexión depende de la diferencia entre la presión de poro y la hidrostática.

2.4.1.2.- Gas de fondo: es el gas que ingresa a una columna de lodo estática; por: cambio de barrena, reparación mecánica, viaje cortó a la zapata, las razones por la que el gas rebasa a la presión hidrostática de la columna son:

1) efecto de sondeo; se produce por subir rápido la tubería, lo que reduce la presión hidrostática y permite la entrada de gas al lodo, la barrena que abarca el diámetro del hoyo no permite el paso del lodo a velocidad suficiente para llenar el espacio inferior, crea un vacío que permite la entrada de fluidos desde la formación.

2) la parte final del pozo no sella con el fluido de perforación y facilita la entrada de gas.

3) Si la presión de poro es mayor o igual a la hidrostática, al suspenderse la circulación esta última disminuye al eliminarse la densidad equivalente de circulación lo que ocasiona que entre gas de formación.

2.4.1.3.- Gas de succión

Llamado también gas recirculado, es el gas del lodo que sale del pozo pero no se separa y vuelve a entrar nuevamente a través del fluido de perforación, se suma al gas normal de la formación e incrementa las lecturas. Se presenta cuando: a) se agrega aceite de emulsión, b) el gas entra a una columna desde una formación de alta presión que no ha sellado. Es importante detectar la cantidad de gas recirculado para conocer las lecturas del gas de la formación, se determina el volumen de gas recirculado y la profundidad correspondiente.

2.4.2.- Causas de la incorporación de gas al lodo

El gas que entra a la columna es función de: 1) la velocidad de perforación, conexión de herramienta, viaje de tuberías, tamaño de los recortes y condición de la barrena; una nueva corta fracciones más grandes (contienen menos gas de la formación).

2) causas de desbalance como: sondeo, baja densidad del lodo, pérdida de circulación y llenado deficiente durante los viajes.

Sondeo: cuando se extrae la sarta de perforación a mayor velocidad que la de las normas API-16D y API-RP59 que condicionan a que el espacio anular se llene con lodo antes de una disminución de presión hidrostática igual a 5 kg/cm², aproximadamente cada cinco lingadas de tubería [35].

Densidad insuficiente del lodo: para lograr óptimas condiciones se debe perforar con lodo de densidad tal que permita vencer a la presión de poro, pero si es alta se puede fracturar a la formación (y provocar pérdida de circulación); si es baja se puede producir un brote.

Pérdidas de circulación: es la reducción del volumen parcial o total del fluido de perforación, y constituye un peligro ya que al perder altura la columna de lodo, disminuye la presión hidrostática coaccionando un brote de fluidos al pozo. Para evitar esto se recomienda: a) tener la densidad suficiente que mantenga un mínimo de sólidos en el pozo, b) mantener la reología del lodo en condiciones óptimas, c) evitar incrementos bruscos de presión. d) reducir la velocidad al introducir la sarta y e) llenado suficiente del pozo durante los viajes.

Llenado insuficiente del pozo durante los viajes, a medida que la tubería se extrae del pozo, el nivel del lodo disminuye por el desplazamiento de la tubería, esto se torna crítico cuando se extrae herramienta de mayor desplazamiento como: lastrabarrenas y tubería pesada de perforación.

2.4.3.- Trampa de gas

Se coloca entre la línea de flote y las temblorinas, tiene un agitador para liberar el gas incorporado, produce una muestra que se mezcla con aire y se conduce a un cromatógrafo para analizar los gases.

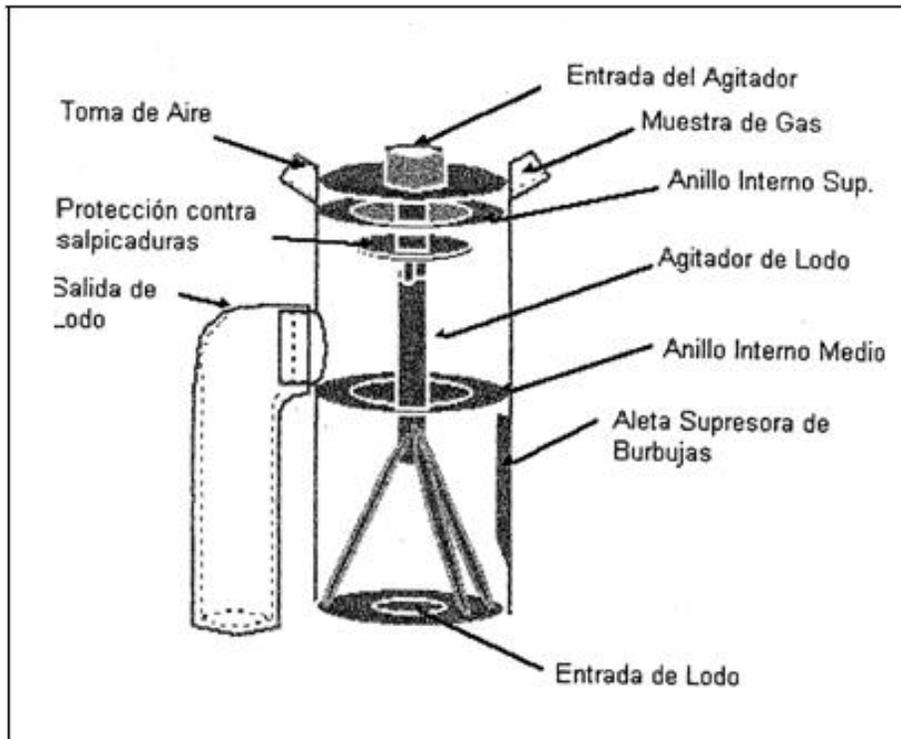
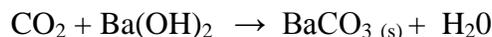


Figura 28. Trampa de gas

2.4.4.- Frascos burbujeros

Uno de los gases producidos en la perforación es el CO₂, si la mezcla gas-aire contiene CO₂ al pasar por una solución de Ba(OH)₂ se efectúa la siguiente reacción:



El carbonato de bario precipita formando un sólido blanco demostrando la existencia del CO₂. La presencia de CO₂ disminuye la densidad del lodo y no siempre se detecta, al reaccionar con el agua del lodo forma H₂CO₃ que disminuye el pH.

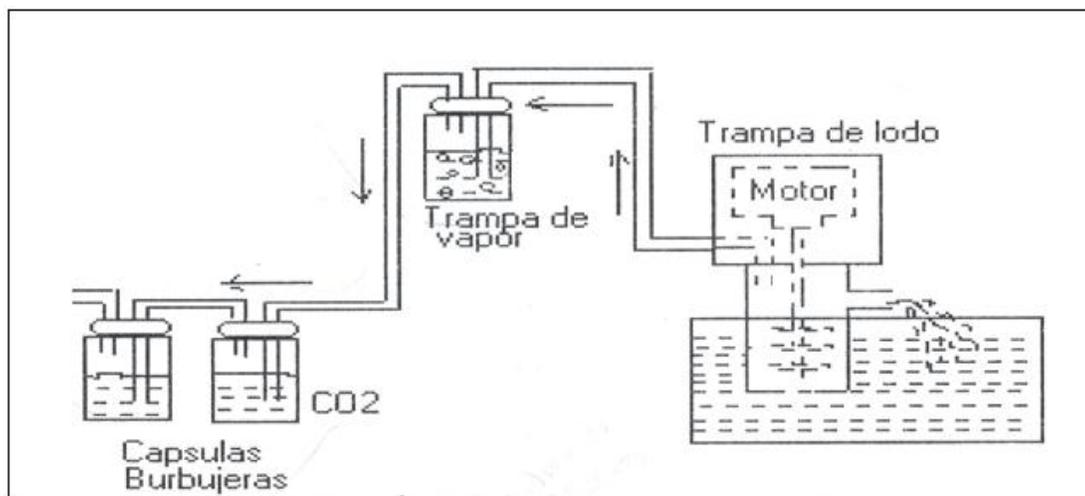


Figura 29. Esquema del proceso

2.4.5.- Detector de CO₂

Se coloca en la presa de asentamiento y mide la concentración de CO₂ en el lodo de perforación; esto ayuda a prevenir reventones producidos por el CO₂. El detector de CO₂ opera midiendo la absorción de luz infrarroja en los vapores, para eliminar errores (por variaciones en el entorno) se utilizan 2 haces de distinta frecuencia, uno para realizar la medición mientras que el otro sirve como referencia.

2.4.6.- Detector de gases totales

Después que la muestra de gas-aire pasa por los frascos burbujeros, se analiza con un detector de gas total, el cual proporciona la masa de los gases, pero no la composición parcial de los componentes de la misma. Los detectores de gases hidrocarburos utilizan diferentes principios físicos y químicos para detectar y cuantificar los gases. En este trabajo a continuación se describen 3 de ellos.

2.4.6.1.- Detector de ionización de flama (FID)

Este analiza la mezcla que atraviesa una flama, al ionizarse las moléculas, en iones positivos, se genera un campo electrostático por la diferencia de potencial entre el electrodo colector (con carga positiva) y el jet de inyección (con negativa); los iones negativos fluyen hacia el electrodo colector, que los envía a un amplificador (electrómetro) que, por medio

de una señal analógica, permite graficar picos resultantes, y considerando su área se determina la concentración de cada componente (ver figura 30).

El detector de ionización de flama detecta cualquier molécula compuesta de C e H, pero la respuesta es débil (o nula) para H_2S , CCl_4 o NH_3 . El detector FID es sensible a la masa, no a la concentración, y se prefiere para analizar hidrocarburos; es muy estable y poco susceptible de contaminarse, y es fácil de operar, se basa en la difusión de flama de H_2 para ionizar los componentes, por esto es una técnica destructiva [36].

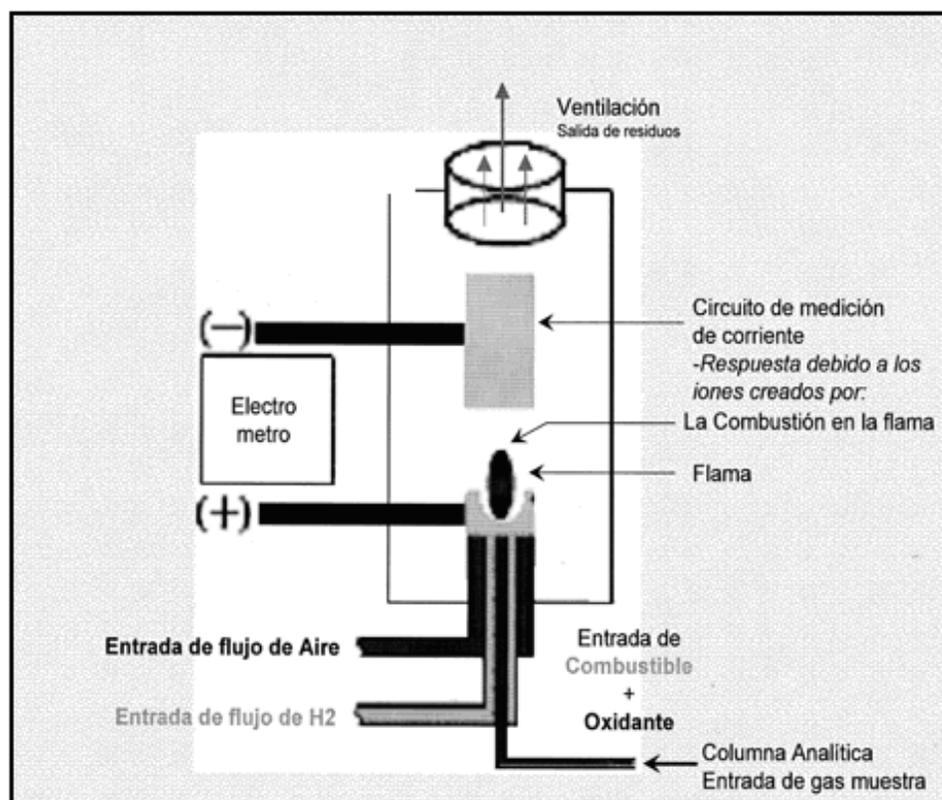


Figura 30. Diagrama esquemático del detector FID

2.4.6.2.- *Detector de combustión catalítica*

El método se basa en que los gases liberan calor cuando se oxidan, el cual se detecta por un sensor y se correlaciona con la cantidad de gases en la muestra; como sensor se emplea un filamento helicoidal de platino que se calienta a $750\text{ }^{\circ}\text{C}$ [36].

La temperatura del sensor está por debajo de la del combustible de los gases hidrocarburos, pero el platino asume el comportamiento de un catalítico y permite el rastreo de grandes cantidades de gases combustibles para oxidarse en la superficie del filamento. El calor liberado por la oxidación de los gases eleva la temperatura del filamento y origina un cambio proporcional en la resistencia eléctrica. Este cambio de resistencia se monitorea e indica la presencia de gases combustibles.

2.4.6.3.- *Detector de conductividad*

Este detector se basa en el hecho de que diferentes gases conducen el calor en diferente proporción, por lo tanto mientras mayor sea la concentración de gas en la muestra analizada mejores lecturas proporcionará este tipo de detector. El elemento detector es calentado por un voltaje de corriente directa 1.8V. Así mismo, está expuesto a una corriente constante de muestra de gas. Mientras mayor sea la concentración de gases hidrocarburos presentes en la muestra, la cantidad de calor absorbido aumenta, lo que enfría al filamento. La variación de temperatura en el filamento afecta la resistividad de éste. Los cambios de resistividad son medidos y registrados, este tipo de detectores tiene una buena respuesta para concentraciones de 10 a 100 % (10,000 a 100,000 ppm) de metano en la muestra [36].

2.4.7.- *Cromatografía*

Una vez que se ha utilizado alguno de los detectores de gas antes mencionados, es necesario conocer la composición de los gases que se incorporan al fluido de perforación. La cromatografía es utilizada para separar cada componente de la mezcla gas-aire transportado desde la trampa de gases. Esto se realiza al hacer pasar la mezcla de gas por una columna de separación en donde los gases son separados conforme al tamaño de sus moléculas, saliendo primero el más ligero que es el metano y por último el hexano. La Figura 31 da resultados de un análisis de hidrocarburos por cromatografía.

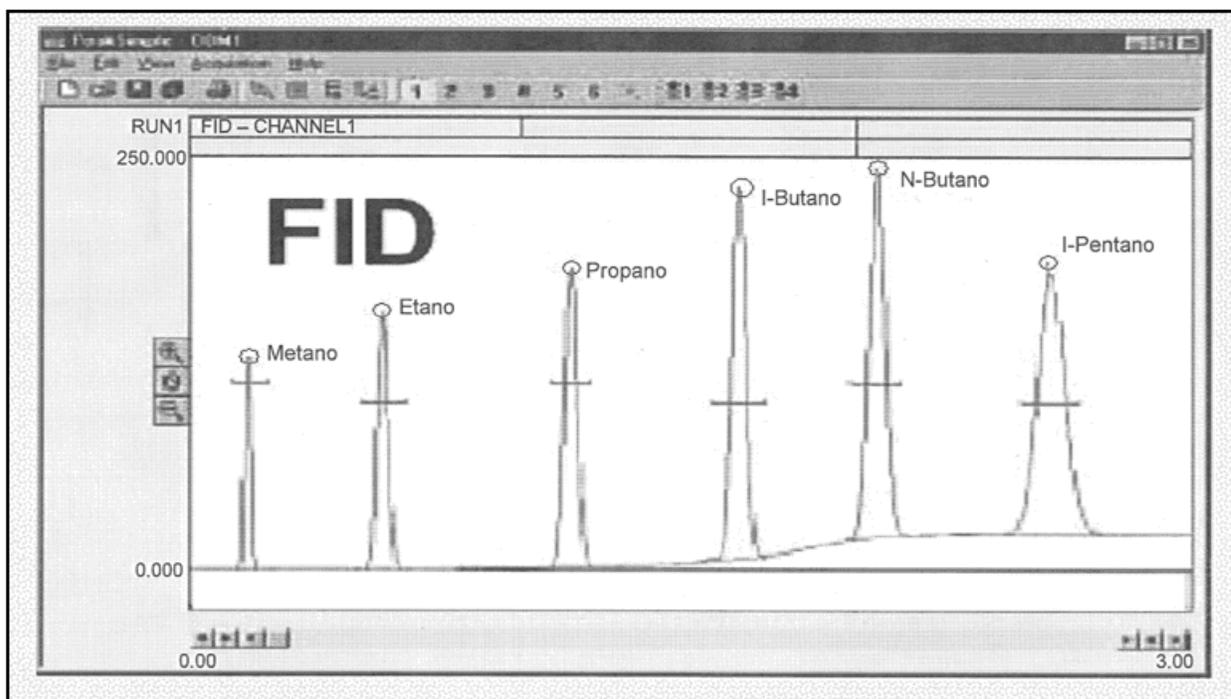


Figura 31. Integrador cromatográfico

CAPÍTULO 3. ALTERNATIVAS PARA NO QUEMAR NI VENTEAR GAS

3.1.- Inyección de gas

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

No se recomienda la inyección de N_2 por ser cara; ni de aire porque existe oxidación de los componentes del petróleo, con riesgos de explosión. Las ventajas de inyección de gas natural son: 1) producción elevada: el gas forma una capa artificial y al ser liviano sostiene la presión 2) gran disponibilidad: desde el mismo yacimiento ó de otras fuentes, 3) fácil inyección: porque no reacciona con las rocas y 4) capacidad de almacenamiento: se puede inyectar y después disponer de éste. Las desventajas son: 1) pérdidas de petróleo en estratos poco permeables: el gas pasa rápidamente a los estratos de alta permeabilidad pero deja petróleo atrapado en los menos permeables, una cierta cantidad se recupera inundando con agua y 2) baja rentabilidad por elevado costo de mantenimiento. En la figura 32 se muestra un esquema de la inyección de gas.

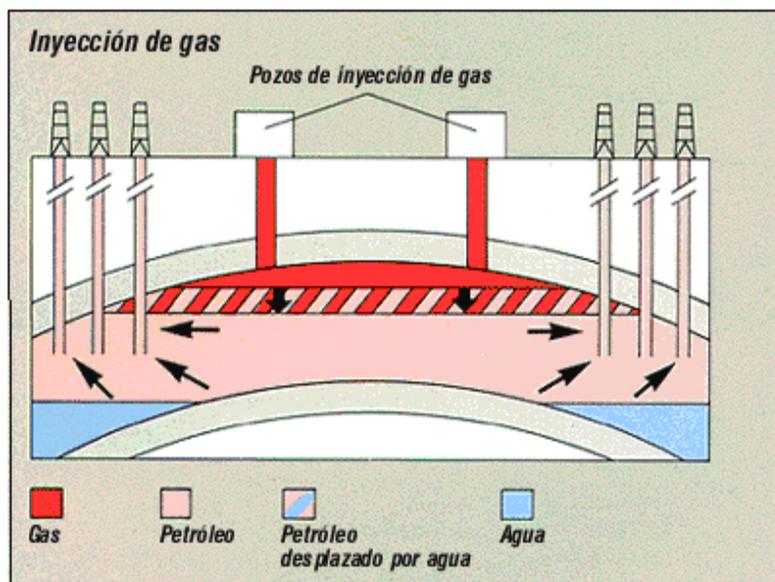


Figura 32. Inyección de gas

3.1.1.- Tipos de inyección

Se clasifica en dos tipos: 1) interna o dispersa y 2) externa.

1) interna o dispersa: consiste en inyectar gas hacia la zona de aceite, se utiliza en yacimientos sin casquete o de empuje por gas disuelto. Presenta las siguientes características: a) la selección de los pozos de inyección (y arreglo) depende de: el número y posición de pozos, continuidad de sitios permeables como en arenas y variación de porosidad y permeabilidad. b) se aplica en yacimientos homogéneos con bajo buzamiento (inclinación) y espesor. c) se requieren varias zonas de inyección para colocar los pozos y formar un arreglo apropiado para distribuir el gas.

Ventajas: a) el gas de inyección se sincroniza con la producción y b) se puede colocar en las zonas apropiadas.

Desventajas a) la recuperación es independiente de la estructura o del drene por gravedad, b) para flujos elevados la recuperación es menor (por canalización) y c) aumento en costos de operación por los pozos requeridos, c) el barrido es menor que en la externa.

En la Figura 33 se muestra diferentes tipos de arreglos de cinco pozos para la inyección de gas interna o dispersa.

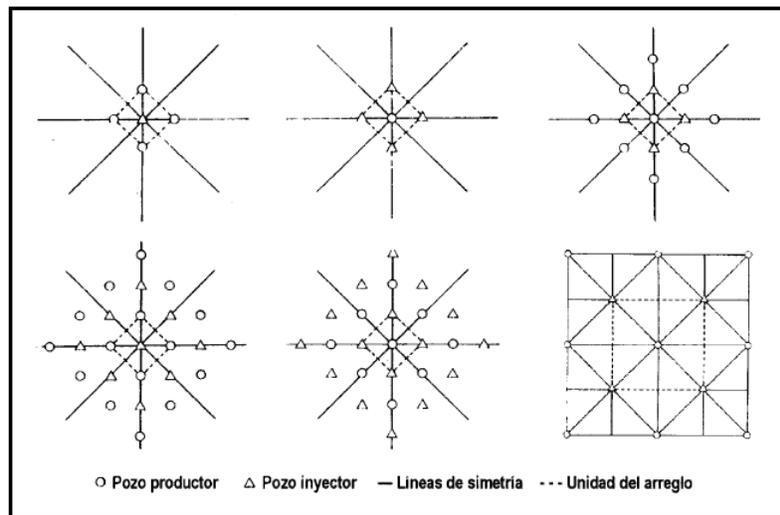


Figura 33. Arreglos de 5 pozos para la inyección de gas dispersa

2) Inyección externa: se inyecta en la cresta de la estructura (casquete de gas), por lo que el crudo se desplaza hacia abajo. Características: a) se usa en yacimientos con alta permeabilidad \geq a 200 md [37]. b) deben presentar alto buzamiento.

Ventajas: a) el barrido es más eficaz por ser vertical y b) existe mayor recuperación debido al drene por gravedad.

Desventajas: a) debe existir alta permeabilidad, b) no se recomienda para lutitas.

En la Figura 34 se muestra un esquema para la inyección de gas externa.

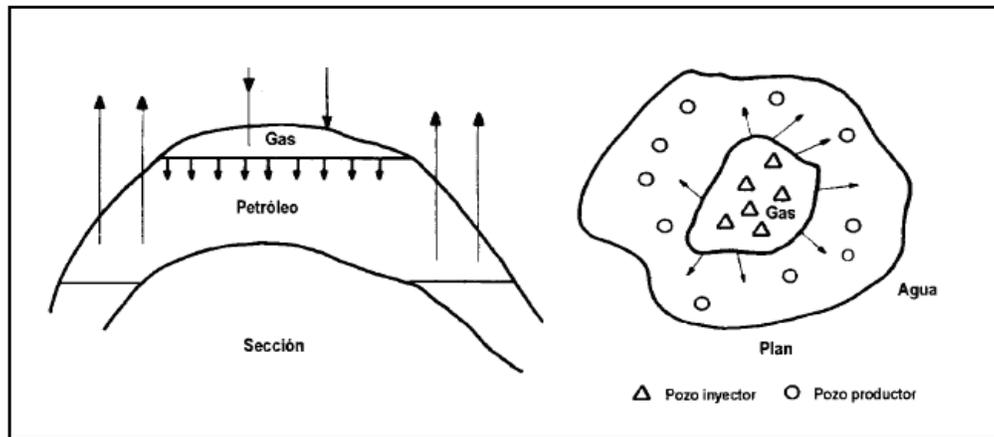


Figura 34. Inyección de gas externa

3.1.2.- Factores que determinan la recuperación por inyección de gas y agua

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

3.1.3.- Factores que controlan la recuperación por inyección de gas

- 1) altas tasas de inyección reducen el efecto gravitacional formándose canales de gas,
- 2) variación en las propiedades de la roca: la heterogeneidad disminuye el barrido, la permeabilidad es determinante
- 3) la segregación gravitacional mantiene el frente de gas uniforme,
- 4) viscosidad del petróleo: la inyección de gas se usa en yacimientos con petróleo de baja viscosidad, para favorecer movilidad y desplazamiento,
- 5) desplazamiento: la alta movilidad del gas, en relación a la de petróleo, provoca menor desplazamiento en comparación con el agua,
- 6) buzamiento alto: sucede mayor desplazamiento por el efecto gravitacional,
- 7) presión: a mayor presión de inyección más gas en solución y mejor desplazamiento,
- 8) tiempo óptimo para inicio de inyección: es cuando la presión del yacimiento es menor a la de burbujeo.

3.1.4.- Mecanismos de desplazamiento

- 1) Aumento de la energía del yacimiento después de inyectar gas (efecto transitorio)
- 2) eliminación de asfaltenos,
- 3) vaporización, se produce cuando gas seco inyectado evapora parte del petróleo y
- 4) reducción de viscosidad: al disolverse gas en el petróleo, se forma una región de baja viscosidad alrededor del pozo.

El recobro de petróleo por gas depende de tres factores: 1) desplazamiento (D), 2) barrido horizontal (A) y 3) barrido vertical (V); estos se calculan por procedimientos experimentales y dependen de los volúmenes inyectados; su aumento no es continuo porque disminuyen cuando el gas llega a los pozos productores; cuando la razón de movilidad es $M \leq 1$ se favorece el desplazamiento, pero al inyectar gas, la razón de movilidad será mayor de 1, no obstante la teoría de avance frontal explica mejor el comportamiento de la inyección de gas a pesar de la desventaja de la movilidad. Se conoce que la digitación del gas se presenta en yacimientos horizontales, pero disminuye en los inclinados por los efectos gravitacionales.

3.1.5.- Tiempo óptimo para el inicio de un proceso de inyección

Se deben respetar los programas de perforación de pozos, inyección y reparación, el inicio del proyecto es función de los mecanismos de producción, presión inicial, presión de burbujeo, tamaño de acuíferos, capa de gas y de las propiedades de los fluidos.

3.1.6.- Pozos de inyección

Para disminuir la perforación de pozos nuevos para la inyección se usan los viejos en buenas condiciones; en yacimientos inclinados se recomienda inyectar agua en la parte inferior de la estructura y/o gas en la superior para aprovechar la segregación gravitacional; los pozos inyectoros y productores deben orientarse en la dirección de los canales de mayor permeabilidad; en yacimientos fallados los inyectoros deben alejarse de la falla y los productores acercarse.

3.1.7.- Tipos de inyección en arreglos

1) Inyección y producción selectiva: en la Tabla VIII se recomienda cómo inyectar gas y mejorar el barrido, 2) según la experiencia existe mayor recuperación en la inyección periférica, 3) se recomienda la inyección con arreglos cuando la periférica falle, por falta de continuidad al centro del yacimiento debido a la baja permeabilidad.

Recomendaciones: a) en arenas horizontales y homogéneas la inyección debe ser en arreglos de 5, 7 y 9 pozos, b) los arreglos en línea son para yacimientos inclinados; estos permiten controlar el frente de barrido. De acuerdo con las movilidades de los fluidos se tiene: 1) un arreglo de 4 pozos se utiliza si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo, 2) un arreglo de 7 pozos es cuando la movilidad del fluido desplazante es menor a la del petróleo y 3) un arreglo de 5 pozos se aplica si la movilidad del fluido desplazante es igual a la del petróleo; el uso de los arreglos de 7 pozos es mejor que el de 5 porque se tiene menor número de pozos inyectoros, y existe mayor eficiencia horizontal de barrido.

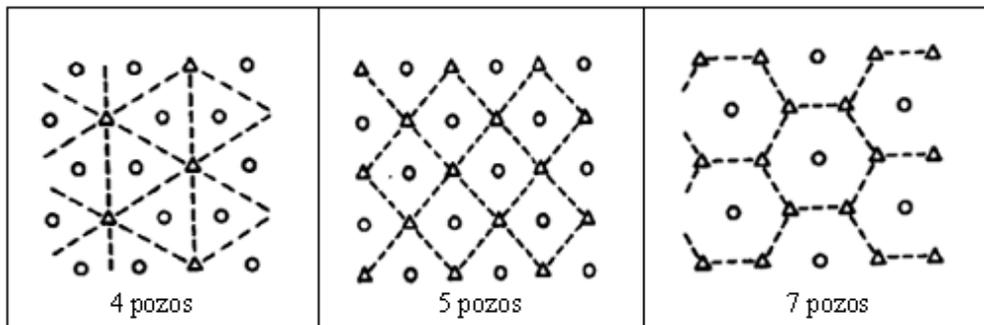


Figura 35. Arreglos de 4, 5 y 7 pozos

3.1.8.- Pozos inyectoros y productores

Se deben considerar fallas mecánicas, perforaciones, conificación de agua y gas, rotura en revestidores (origina bajo barrido y pérdida de fluido); como solución se recurre a métodos mecánicos o químicos según el tipo de yacimiento, cementación y barreras químicas, con el fin de cerrar la producción de agua o gas.

Se requieren controles superficiales para fijar la inyección, los cuales son menos caros que los de fondo, según el fluido de inyección y su calidad, pueden ocurrir problemas de incompatibilidad y/o precipitación de sólidos reduciendo la permeabilidad.

Tabla VIII.- Recomendaciones para la inyección de gas según el tipo de yacimiento

Tipo de Yacimiento	Recomendaciones para La inyección de gas
Horizontales de espesor medio	Hacer una inyección y producción selectiva por la parte inferior de la arena.
Delgadas de poco espesor (<30')	No se justifica (Se inyecta y produce por todo el espesor de la arena)
Horizontales gruesos	Inyectar por el tope y producir por la base.

3.1.9.- Infraestructura para la inyección y tratamiento de los fluidos

Se debe aplicar una presión de inyección menor a la de fractura de la formación, basándose en un gradiente de presión hidrostática de 0.75 (lb/pg²/pie) [37], los problemas de inyección de un fluido de baja calidad son: 1) elevada presión, 2) reducción del barrido y de recuperación, 3) corrosión, 4) reacondicionamiento de pozos, y 5) taponamiento de la formación. Es importante controlar la corrosión para la vida útil de los equipos y eliminar el taponamiento; el diseño de las instalaciones, depende del tipo de fluido de inyección y de producción.

3.2.- Monitoreo de los proyectos de inyección

Se utiliza equipo de cómputo apropiado para monitorear y controlar el proceso de inyección, los programas se enfocan en la declinación de presiones estáticas y en medidas para determinar gradientes; la canalización y fugas de inyección por arenas permeables disminuyen la presión y producción.

3.2.1.- Problemas presentes y posibles soluciones

Durante la inyección se presentan problemas, cada yacimiento es diferente, la solución se relaciona con:

1) Tasa de inyección: al ser alta reduce el efecto negativo de la segregación gravitacional en yacimientos horizontales; para los inclinados y fracturados se recomiendan inyectar a baja tasa por:

a) Dar el tiempo necesario para la segregación e impedir la inestabilidad del frente de invasión.

b) favorecer la inclusión del agua en la matriz y la segregación en las fracturas; sin embargo las tasas bajas retardan la recuperación.

2) Barrido del yacimiento: la heterogeneidad del yacimiento afecta la movilidad y segregación y se deben considerar las operaciones disponibles para generar mayor barrido.

3) Heterogeneidad del yacimiento: la razón por la que falla la inyección es por desconocer la:

- a) Variación horizontal y vertical de la permeabilidad.
- b) Lenticularidad de las arenas.
- c) Falta de comunicación entre pozos de inyección y producción.
- d) Fracturas naturales e inducidas.

No se debe desplazar pozo a pozo sin estímulo de los pozos productores en yacimientos heterogéneos, en homogéneos se inyecta (con pozos interespaciados) dentro de las arenas.

4) Movilidad: la solución consiste en inyectar gas o agua:

- a) Inyección CO₂.
- b) inyección de soluciones poliméricas.
- c) métodos térmicos.
- d) inyección alternada de agua y gas.

3.2.2.- Mecanismos presentes en la inyección de gas

a).- Segregación gravitacional

Existe en yacimientos con buzamiento y alta permeabilidad, lo que permite la migración del gas hacia el tope (casquete de gas) y del petróleo a la parte baja, las fuerzas gravitacionales vencen a las viscosas.

b).- Vaporización de hidrocarburos

Los volátiles y condensados en el crudo al contactar al gas inyectado se vaporizan y desplazan a la región de producción.

c).- Zonas de alta permeabilidad

Permite el transporte del gas hacia los pozos productores; la elevada relación gas-petróleo ayuda a la extracción de petróleo.

d).- Inyección de gas después de inyectar agua

La inyección de un fluido miscible como el CO₂ o de gas natural con C₃H₈, se requiere para desplazar el petróleo remanente de los sitios de acceso del agua.

e).- Alta relación gas-petróleo

La presencia de gas en los pozos altera la columna de petróleo y logra nuevamente hacerlo fluir; si permanece constante la presión al inyectar gas, el flujo de los pozos de producción aumenta, debido a la caída de presión.

3.2.3. Desplazamientos miscibles

Se inyecta un agente miscible para desplazar el petróleo, se describen algunos desplazamientos miscibles:

3.2.4.- Procesos con gas enriquecido

Se inyecta gas natural más hidrocarburos de peso molecular intermedio (C_2-C_6), para cambiar la fase gaseosa a líquida dentro del yacimiento, se usa un bache de metano enriquecido con C_2H_6 , C_3H_8 o C_4H_{10} , a medida que el gas inyectado se mueve en la formación, los componentes enriquecidos se transfieren del gas inyectado al petróleo, debe de existir una presión de 1450 a 2800 lb/pg². Véase Figura 36

Se puede operar con menor presión, pero la cantidad de gas enriquecido se incrementará con la reducción. Para éste método la mínima presión es de 1500 a 2000 lb/pg². es un método económico, pero poco eficiente, si la formación es gruesa ocurre segregación y canalización.

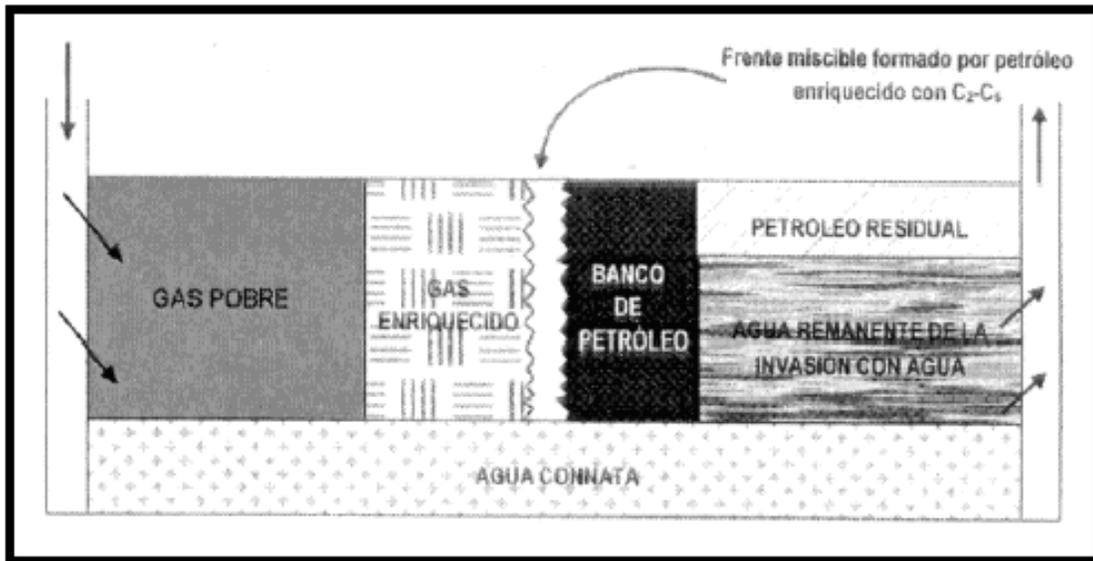


Figura 36. Proceso miscible con gas enriquecido

3.2.4.1.- Empuje con gas vaporizante de elevada presión

Se requiere inyección a presión de gases como CH_4 o C_2H_6 y múltiples contactos con el petróleo del yacimiento antes de formarse la zona de miscibilidad, las fracciones intermedias son transferidas del petróleo hacia el gas hasta alcanzar la miscibilidad y la presión de operación de 2900 lb/pg², (Véase Figura 37). Los gases de combustión y el nitrógeno pueden reemplazar al gas pobre. Ventajas: 1) alcanza alta eficiencia de desplazamiento, 2) el gas puede ser reutilizado, 3) es más económico que el del bache de propano o gas enriquecido, 4) la miscibilidad puede lograrse aun si se pierde presión en el yacimiento. 5) no existen problemas con el tamaño del bache por la continuidad de la inyección. Desventajas: a) altas presiones de reinyección. b) aplicación selectiva para petróleo con fracciones de C_2 a C_6 , c) eficiencia horizontal y segregación y d) es costoso.

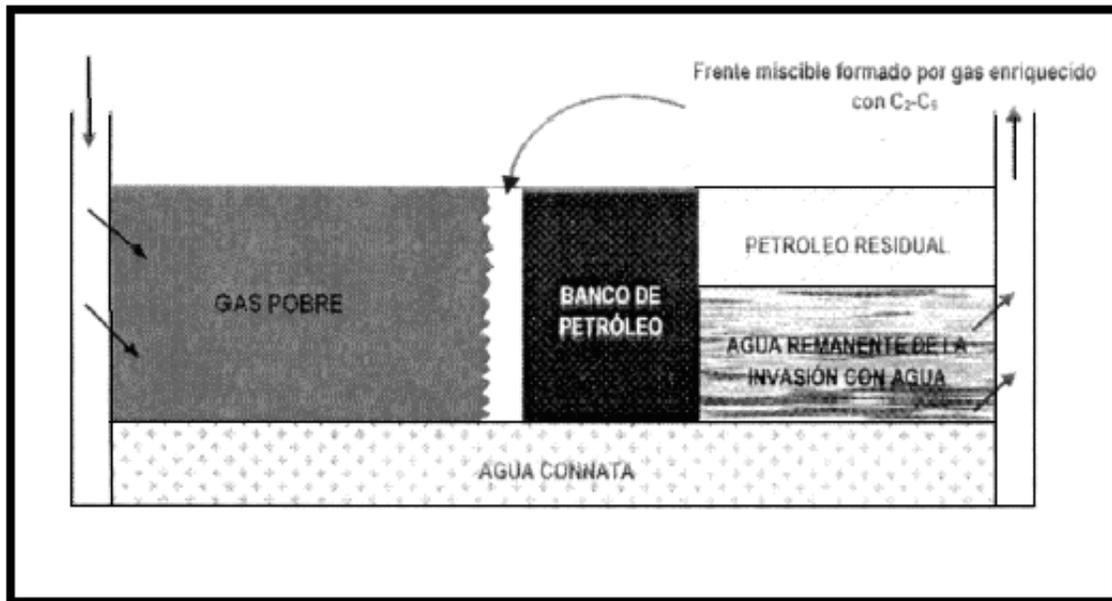


Figura 37. Proceso miscible con gas vaporizante

3.2.4.2.- Inyección alternada de agua y gas (Proceso WAG)

Se inyectan alternadamente baches de agua y de gas, que se mueven desde el yacimiento hacia los pozos productores con una determinada relación agua-gas; el bache de agua no alcanza al banco de gas donde ocurre el desplazamiento; este sistema controla la inestabilidad del frente, disminuye la razón de movilidad y aumenta el barrido. También existe inyección que usa solventes como el alcohol.

3.3.- Captura y almacenamiento de CO₂

3.3.1.- Características del CO₂

El CO₂ es un gas que se forma por la combustión del carbono o de hidrocarburos, está presente en la atmósfera en una mínima proporción, no tiene olor ni color a temperatura ambiente, no es flamable, es más denso que el aire y ligeramente ácido, también se forma por la respiración de los animales y fermentación de líquidos. El CO₂ se descompone después de los 2000 °C con producción de CO, se solidifica a -78.5 °C formando hielo seco, y con agua forma ácido carbónico soluble [38],[39]. Se captura desde su origen en plantas industriales (o centrales eléctricas) separándolo de otros gases que también se generan, para después transportarlo en forma comprimida y almacenarlo en formaciones geológicas, océanos o reaccionando con ciertos minerales. En la tabla IX se muestran las propiedades del CO₂.

Tabla IX.- Propiedades del CO₂ [40]

Propiedades del CO ₂	
Estado de agregación	Gaseoso
Apariencia	Gas incoloro
Densidad	1.6 Kg/m ³
Masa molecular	44.01
Gravedad específica	1.53 a 21 °C
Concentración en el aire	370.3 ppm
Estabilidad	Alta
Líquido	Presión < 60.21 lb/pg ²
Sólido	Temperatura < -78 °C
Solubilidad en agua	1.45 Kg/m ³ a 20°C
Punto de ebullición	-57 °C (216 K)
Estructura cristalina	Parecida al cuarzo
Viscosidad	0.07 cp a -78 °C
Acidez (pKa)	6.35 y 10.33

3.3.2.- Métodos de captura de CO₂

Las emisiones de CO₂ provienen del transporte, generación eléctrica e industria. Existen tres tipos de captura; Pre-combustión, Post-combustión (secuestro de CO₂) y Oxi-combustión, (vea Figura 38). La selección de cada método depende de la concentración de CO₂, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza.

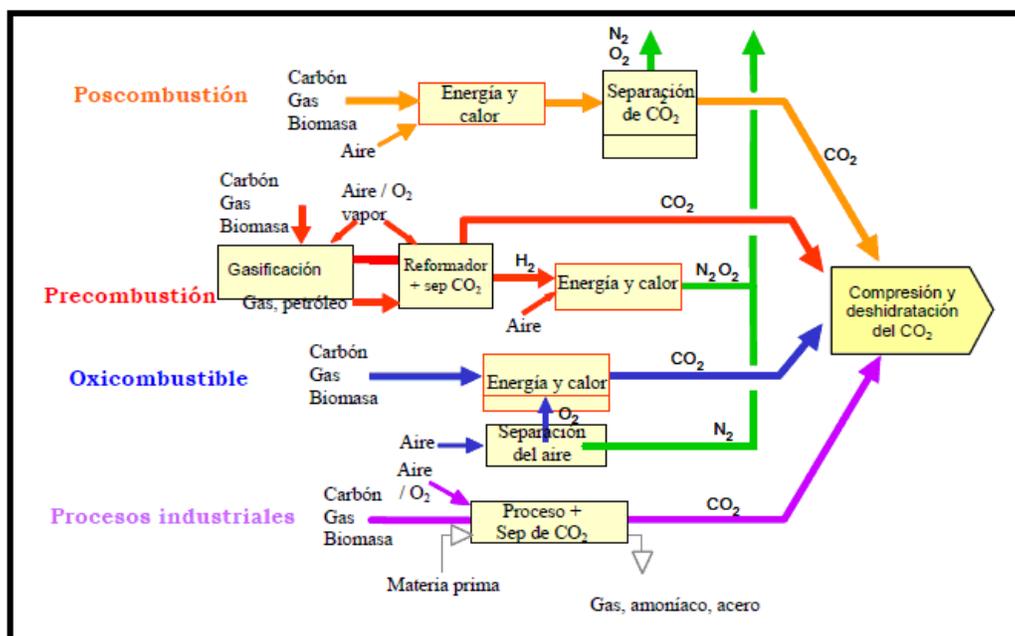


Figura 38. Sistemas de captura de CO₂ [42]

3.3.2.1.- Captura de CO₂ en pre-combustión

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

La captura final del CO₂ es similar a la de postcombustión; se realiza: 1) una separación criogénica el CO₂, que se condensa a temperaturas bajas, para convertirse en líquido y almacenarlo, no es económica por consumir gran cantidad de energía para enfriar, 2) adsorción en vez de presión (PSA): se aplica para H₂ puro, 3) separación de membrana: separa H₂, la selectividad de las membranas disponibles para CO₂/H₂ es baja, existe poco desarrollo para su uso, 4) absorción química: tecnología para remover el CO₂, usando solución de monodietanolmelamina (MDEA) y 5) absorción física: se usa Rectisol (metanol frío), tiene ventaja a alta presión parcial de CO₂ y se adapta para productos de gasificación.

Las ventajas de captura en pre-combustión son: 1) el gas de síntesis también se puede tratar, 2) el transporte es económico, 3) se tienen pocas impurezas en los gases y 4) se utilizan diversos combustibles fósiles. Las desventajas son: a) poca disponibilidad para plantas de carbón, b) es más cara que una planta de combustión de carbón pulverizado.

3.3.2.2.- Captura de CO₂ en post-combustión

En estos sistemas los gases de combustión contienen pequeñas fracciones de CO₂, mismo que se captura al inyectarlos en un líquido que absorbe CO₂; al calentar el líquido cargado o bajar la presión, el CO₂ se libera y almacena en un depósito, el resto de los gases se envían a la atmósfera. Se implementan en plantas de combustión de gas natural, petróleo y carbón para generar electricidad. En la Tabla X, se muestran diferentes ejemplos de tipos de solventes que son utilizados como absorbentes.

Tabla X.- Solventes utilizados como absorbente

Tipo de solvente	Ejemplo
Aminas primarias	Monoetanolamina (MEA) Diglicolamina (DGA)
Aminas secundarias	Dietanolamina (DEA) Diisopropanolamina (DIPA)
Aminas terciarias	Metildietanolamina (MDEA) Trietanolamina (TEA)
Soluciones de sal alcalina	Carbonato de potasio

3.3.2.2.1.- Separación del CO₂ desde gas natural

a) Absorción química: se usa un líquido de absorción para reaccionar con CO₂; se utilizan aminas absorbentes con activadores que promueven la transferencia de masa.

Etapas de la absorción química (véase Figura 39)

1) El gas que contiene CO₂ contacta a un absorbente líquido que lo captura, 2) se lleva a una torre para liberar el CO₂, a elevada temperatura o presión, 3) se reenvía el absorbente regenerado a la captura y 4) se ajusta con nuevo absorbente para tener efectividad.

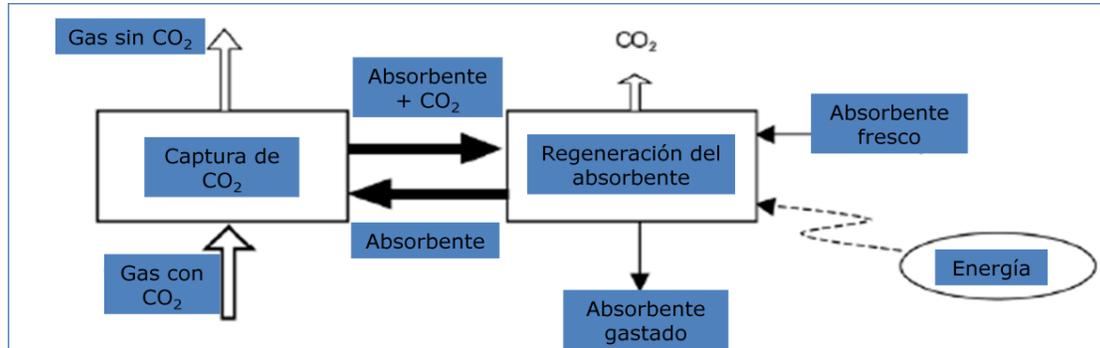


Figura 39. Etapas de la absorción química

El sistema se descompone en dos principales etapas: absorción y regeneración (incremento de temperatura → consumo energía).

Características básicas de la operación: a alta temperatura se realiza la reacción química, se tiene un reactor absorbedor y otro como regenerador de amina; se requiere energía para la regeneración y un tratamiento previo de los gases de combustión, debido a que a las aminas las atacan los NO_x y SO_x.

b) Ciclo de calcinación/carbonatación: se basa en la absorción con cal (como absorbente); la carbonatación es una reacción que produce CaCO₃, libera 430 kcal/kg de caliza [39]. La calcinación es el proceso inverso porque produce la separación del CO₂ del CaO mediante la descomposición de caliza por calor.

c) Adsorción: a altas temperaturas se utilizan materiales que adsorben CO₂ y se despoja a presión o por temperatura; puede ser alúmina, carbón activado, hidrotalcitas y zeolitas.

d) Membranas: captan altas concentraciones de CO₂ desde gas natural a alta presión, pero no es tan eficiente como la absorción química, sin embargo es prometedora por las ventajas operacionales; algunas características que se presentan son: 1) la operación es factible bajo condiciones propicias, 2) el equipo es compacto por el uso de fibra porosa, 3) no hay inundación ni espuma en las columnas porque los flujos del líquido y gas son independientes y 4) no se necesita de lavar el absorbente para recuperar el líquido de absorción que se extrae.

Para un buen uso se debe de considerar: I) la permeabilidad que determina el área de membrana requerida y II) es importante la estabilidad, lo que justifica los soportes porosos como vidrio, metal o cerámica.

Las membranas pueden ser orgánicas o inorgánicas, su resistencia es función de la temperatura; las orgánicas se utilizan para la separación de CO₂ y CH₄ a alta presión parcial del CO₂ y para separar CO₂ de N₂ en la post combustión. En las inorgánicas se encuentran: 1) las metálicas y microporosas, usadas en la captura de la pre combustión,

separan CO₂ e H₂, 2) transportadoras de iones, que se utilizan en la captura de pre combustión y en la de oxi- combustión, en la primera se usan membranas conductoras de protones y en la segunda de oxígeno.

e) Destilación criogénica, consiste de una serie de etapas de compresión, enfriamiento y expansión; los componentes del gas se separan en una columna de destilación; se utiliza para purificar CO₂. Entre otras aplicaciones se tiene: 1) la separación de CO₂ e H₂ desde gas sintético; se obtiene entre el 20 y 40% con presión entre 10 y 80 bar, 2) separación a alta presión de CO₂ del gas natural (puede tener entre 1 y 80% de CO₂) y 3) purificación de los gases de la oxi-combustión, se obtienen CO₂ de 75 a 90% [40].

3.3.2.3.- Captura de CO₂ en oxi-combustión

Se usa O₂ puro en lugar de aire para quemar el combustible, resultando una mezcla de vapor de agua y 90% de CO₂, por enfriamiento y compresión el vapor se separa del CO₂; mediante una buena circulación se disminuye la temperatura de combustión y no se forman NO_x ni llamas. Por medio de dos métodos se separa el aire, vía criogénica y por combustión en bucle químico, la primera es costosa y, la segunda consiste de dos etapas, se emplea un portador de O₂ (Ni, Fe, Mn, Cu) y se oxida con aire, forma un óxido caliente, después se reduce con el gas combustible en otro reactor; posteriormente los gases se enfrían y desulfuran, una parte pueden enviarse a una turbina y, finalmente forman CO₂, se purifican y comprimen para capturarse.

Como ventajas se destacan:

- 1) Reducción de NO_x.
- 2) Calderas más compactas.
- 3) Utilización de otros combustibles convencionales.
- 4) No se requiere unidad de desulfuración (FGD).

Como desventajas se tienen:

- 1) Reducción del porcentaje de reacción y corrosión en zonas de radiación.
- 2) Se requieren apropiados diseños de turbinas de gas.

En la tabla XI se muestra una comparación de cada proceso de captura, la disminución de eficiencia se refiere al impacto energético sobre la planta de producción de energía al instalar la captura de CO₂.

En la tabla XII se muestran las ventajas y desventajas sobre las diferentes tecnologías del tratamiento del CO₂.

Tabla XI.- Comparación de la eficiencia de las tecnologías de captura [40]

	Postcombustión	Precombustión	Oxicombustión
Eficiencia del sistema de captura (%)	85	90	91
Incremento del coste de la electricidad (%)	50	25	80
Disminución de la eficiencia (%)	11	7	9

Tabla XII.- Estudio característico de tecnologías de tratamiento de CO₂ [40]

Tipo de tratamiento CO ₂	Ventajas	Desventajas
Pre combustión	<ul style="list-style-type: none"> - La separación vía solvente físico o químico está probada. Los gases de salida salen a mayor presión y mayor concentración de CO₂ que la postcombustión lo que reduce coste de captura. - La tecnología consigue menor cantidad de impurezas: SO_x y NO_x y cenizas. - Es posible utilizar un amplio rango de combustibles fósiles. 	<ul style="list-style-type: none"> - El combustible primario debe ser convertido a gas sintético previamente. - Las turbinas de gas, calentadores y calderas deben ser modificados para la utilización de hidrógeno como combustible. - Requiere calor para regenerar el absorbente.
Absorción química (post combustión)	<ul style="list-style-type: none"> - Muchas de las tecnologías son comerciales (absorción química), separación de CO₂ en yacimientos de gas natural, producción de urea, metanol, etc. - Requiere menores modificaciones de centrales existentes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor volumen de gases a tratar que en pre combustión. - Presencia de impurezas: SO_x y NO_x y cenizas, que afectan la vida del absorbente. - Necesidad de nuevas materias primas (≈ 0,3 kg/Tm CO₂) - Alto consumo energético en la regeneración del absorbente.
Calcinación/carbonatación (post combustión)	<ul style="list-style-type: none"> - Costo del absorbente. - Producción de energía (electricidad) adicional lo que implica menor consumo de energía. - La desulfuración está incluida en el propio proceso de captura del CO₂. - Material purgado (CaO) tiene un valor añadido pues posee un valor comercial (cementeras). 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto requerimiento de espacio. - Necesidad de empleo de oxidación en el calcinador. - Escala laboratorio (previsiblemente en escala piloto en breve). - Control de proceso complejo.
Oxi-combustión	<ul style="list-style-type: none"> - La tecnología básica tiene ya un largo recorrido (proyectos en marcha en la actualidad). - Reducción del caudal de gases, que implican Reducción de los costos de separación, compresión y almacenamiento. - Generación de corriente rica en CO₂ hasta 90 – 95% y pobre en NO_x reduciendo el 70 – 80%. - Mejora de transferencia de calor por mayores contenidos en H₂O, CO₂ y Temperatura especialmente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de inquemados. - Necesita una unidad de separación de aire lo que eleva los costos. - Degradación de zonas de radiación por corrosión. - requiere investigación avanzada en aspectos operativos y de mantenimiento.

3.3.3.- Transporte de CO₂

Después de haber extraído el CO₂, se transporta en forma continua y discontinua, y debe cuidarse la presión y temperatura para evitar formación de sólidos, en el continuo (a través de tubería) se conducen grandes volúmenes en menor tiempo, en el discontinuo (en buque o barco), se transporta de forma líquida.

3.3.3.1.- Transporte Continuo

Los gasoductos son más usados para transportar CO₂ por tierra, a una presión superior a 8 MPa, se evita el flujo en dos fases y el aumento de la densidad.

3.3.3.2.- Transporte discontinuo (o por barco)

Se realiza cuando el CO₂ tiene que trasladarse en buque con capacidad de 850 a 1400 toneladas (de 1.4 a 1.7 MPa y entre -25 y -30 °C). El CO₂, se licua por presurización y enfriamiento, los camiones y vagones cisterna son opción para el transporte a temperaturas de -20 °C y presión de 2 MPa, pero es más costoso que con gasoductos; el transporte a través de tuberías se controla más fácil por medio de válvulas [41].

3.3.4.- Almacenamiento de CO₂

Se realiza en una formación geológica que favorece su acumulación en: 1) yacimientos de petróleo o gas natural: se aprovecha el espacio libre por la extracción de hidrocarburos, 2) acuíferos salinos profundos, 3) capas de carbón no explotable, en donde se acumula en poros y fracturas; tiene la ventaja de desplazar al metano de los yacimientos de carbón. En la Figura 40 se dan a conocer las diferentes opciones para el almacenamiento geológico de CO₂.

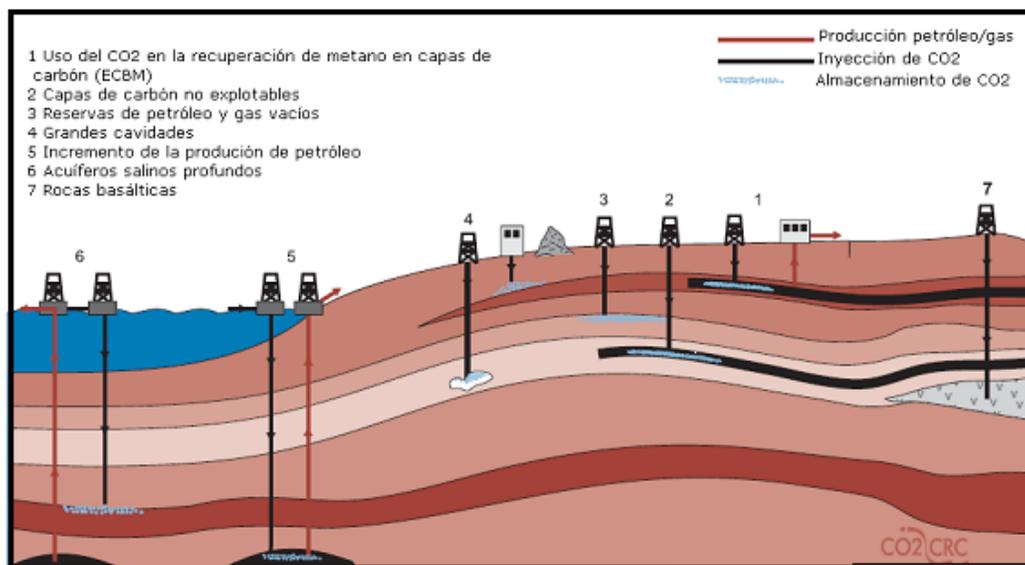


Figura 40. Opciones de almacenamiento geológico de CO₂

Otras técnicas son: a) Biológica o confinamiento natural, no se requiere de equipo de captura, ni transporte de CO₂, es un proceso en el que los ecosistemas terrestres y marinos son capaces de absorber el CO₂ como los bosques, que regulan su concentración en la atmósfera, b) almacenamiento en océanos: consiste en inyectar el CO₂ en el fondo, en donde se inmoviliza (véase Figura 41).

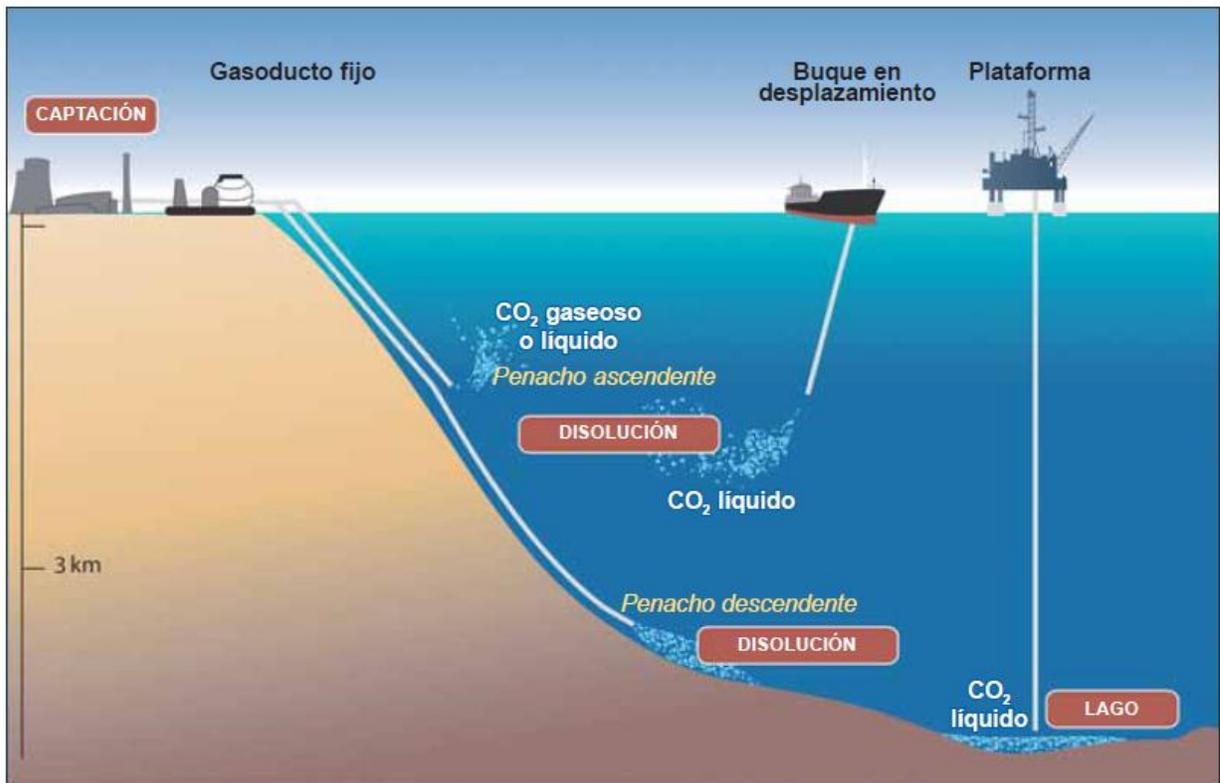


Figura 41. Visión general de almacenamiento oceánico

3.4.- Tecnología de inyección de CO₂

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

3.4.1.- Características de inyección del CO₂

1) profundidad, es superior a 600 m, se estima con base a la presión mínima de miscibilidad y es $> 85 \text{ kg/cm}^2$ para un crudo con 30 °API y $> 320 \text{ kg/cm}^2$ para crudos pesados, 2) viscosidad del crudo, va de 10 a 12 cp, 3) permeabilidad promedio, varía de 1 a 5 mD, 4) tipo de formación, carbonatos o areniscas poco fracturados y alta permeabilidad, 5) composición del crudo, % alto de hidrocarburos intermedios (C₅-C₁₂), 6) saturación de crudo $\geq 30\%$, 7) espesor neto delgado, 8) temperatura $< 250 \text{ °F}$, no crítica y 9) presión de 85 a 105 kg/cm².

Limitaciones: 1) gran demanda de CO₂ por barril extraído, 2) la baja viscosidad del CO₂ dificulta el control de la movilidad, 3) baja disponibilidad de CO₂, 4) se requiere separar el CO₂ del hidrocarburo extraído, 5) temprana segregación del CO₂, 6) represurización de CO₂ para reciclarlo y 7) corrosión en pozos productores.

Se considera el CO_2 como agente de recuperación mejorada por las siguientes razones: 1) reduce la viscosidad y aumenta el volumen del aceite (acciona mejor en crudos densos), 2) a condiciones de yacimiento, el CO_2 forma ácidos orgánicos que reducen la tensión superficial y evitan la precipitación de iones, 3) en agua y en aceite, el CO_2 puede ser soluble y afecta la interacción de estos con la roca y a la tensión interfacial, 4) el CO_2 impide la adsorción de agentes activos superficiales en las partículas de la roca y aumenta el efecto deseable de estos 5) la solubilidad del gas natural en aceite se incrementa por el CO_2 y se solubiliza más rápido en el crudo[42].

El CO_2 es más soluble en aceite que en agua y afecta la recuperación por: 1) la expansión del crudo (de 10 a 20 %) y reducción de la densidad, el CO_2 en agua forma H_2CO_3 , que disuelve Ca y Mg de carbonatos y crea mayor permeabilidad, mejora la inyección del pozo y el flujo, desde el yacimiento, 2) el H_2CO_3 estabiliza las rocas carbonatadas y lutitas: el CO_2 evita que las lutitas se expandan y tapen el medio poroso, 3) efectos miscibles: el objetivo consiste en incrementar la recuperación al reducir al máximo la saturación residual del petróleo (S_{ro}); que depende del número capilar (N_c) el cual varía de forma inversa con la S_{ro} , por la combinación del CO_2 y el petróleo que reduce la tensión interfacial en forma considerable. En la Figura 42 se muestra la tecnología de inyección de CO_2 .

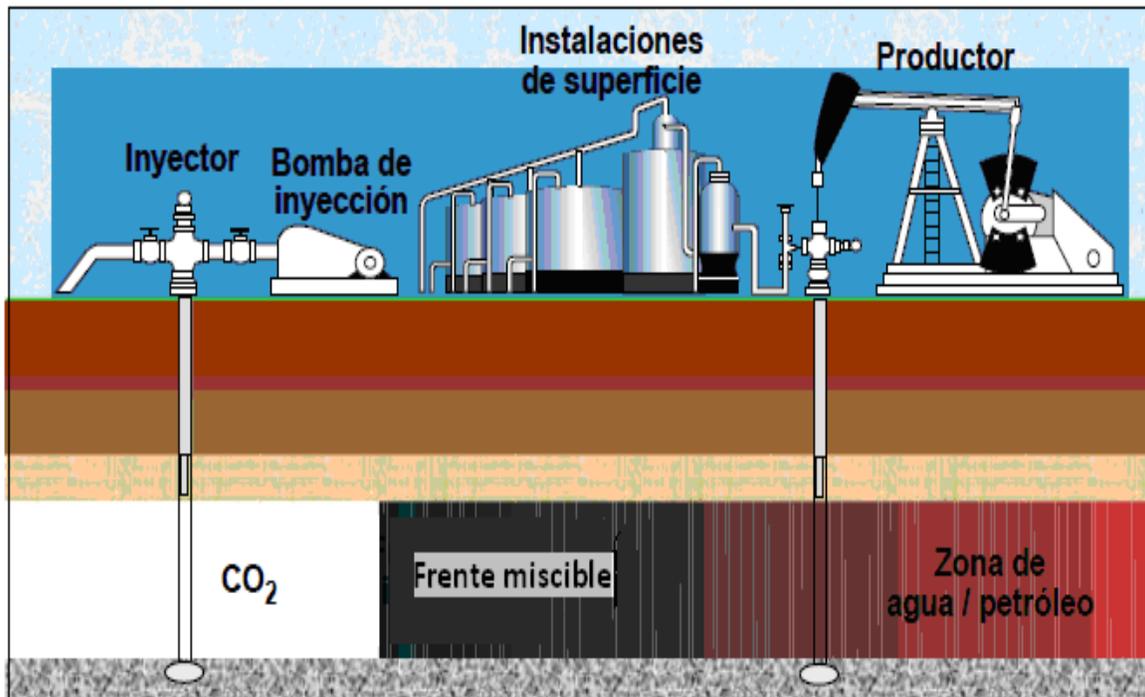


Figura 42. Visión longitudinal de la tecnología de inyección de CO_2

La presión mínima de miscibilidad se calcula por:

1) Burbuja ascendente: se inyecta en el fondo de una celda una burbuja de gas (a determinada presión) y se observa si asciende, 2) Slim tube: son dispositivos en donde se

simula la inyección de CO₂ en el yacimiento para determinar la miscibilidad entre éste y el petróleo.

La inyección de CO₂ mejora la movilidad del petróleo e incrementa su flujo hacia el pozo; en primera instancia el CO₂ no es miscible y, a través de múltiples contactos, bajo presión, temperatura y composición determinadas (del aceite) se logra esta miscibilidad. El CO₂ se usa como solvente del petróleo residual para vencer las fuerzas capilares e incrementar su movilidad; la eficiencia del desplazamiento es muy grande cuando el CO₂ contacta al petróleo y ocurre la miscibilidad. El CO₂ requiere de menor presión para alcanzar la mínima miscibilidad en comparación con el gas natural, N₂ y gas de combustión y puede aplicarse en pozos más someros.

El problema con el flujo de gas miscible, para la recuperación mejorada de aceite (EOR), es la movilidad adversa causada por la baja viscosidad del gas inyectado, en comparación con la del petróleo, resulta un frente inestable entre el gas y el petróleo que forma digitación viscosa, dejando hidrocarburo aislado; para atacar este problema se usa la inyección alternada de CO₂ y agua (WAG), el gas facilita la miscibilidad y el agua mejora el barrido, reduce la movilidad del CO₂ manteniendo la presión.

3.4.2.- Inyección inmisible de CO₂

En la inyección se alternan CO₂ y agua, así se mejora el radio de movilidad y la recuperación, en comparación con la sola inyección de agua. El desplazamiento con CO₂ inmisible es más indicado para aceite de mediano a pesado, ya que reduce su viscosidad y aumenta el factor de volumen; además la expansión del aceite en el espacio poroso desplaza agua, reduciendo por drene la fase húmeda. Para un medio poroso (mojado por agua) la permeabilidad relativa durante el drene del aceite es más alta que la imbibición, facilitando la recuperación.

3.4.3.- Consideraciones de diseño

Para la predicción del comportamiento del fluido miscible se considera la descripción y el barrido total del yacimiento; el cual se afecta por la distribución de presión, el manejo del fluido inyectado, movilidad del disolvente, el tamaño del bache, el manejo del fluido del yacimiento y la eficiencia del barrido. Con las pruebas de laboratorio se determinan las condiciones óptimas de miscibilidad, se necesitan modelos matemáticos (del yacimiento) para predecir el comportamiento del flujo; antes del cálculo se establece si el desplazamiento será inmisible, la densidad del aceite, si el flujo es vertical u horizontal, la profundidad del yacimiento, si va de media a profunda se debe considerar desplazamiento miscible y de somera a media -con variación densidad del aceite de media a alta- deberá ser inmisible, ya que la presión de miscibilidad no se logra por abajo de la presión de formación. La dirección del desplazamiento depende de la geometría del yacimiento y de sus condiciones; el desplazamiento horizontal en yacimientos delgados (o sin buzamiento) se controla por la relación de movilidad del CO₂ con el aceite y, en yacimientos con un flanco de cima arrecifal (o domo salino) se controla por efecto gravitatorio característico del desplazamiento vertical. Para un proceso de gravedad estable, el desplazamiento vertical hacia arriba se logra con agua como fluido que desplaza y hacia abajo se realiza con gas.

En la Figura 43 se muestra el diseño ejemplificado de un arreglo de pozos de inyección-producción.

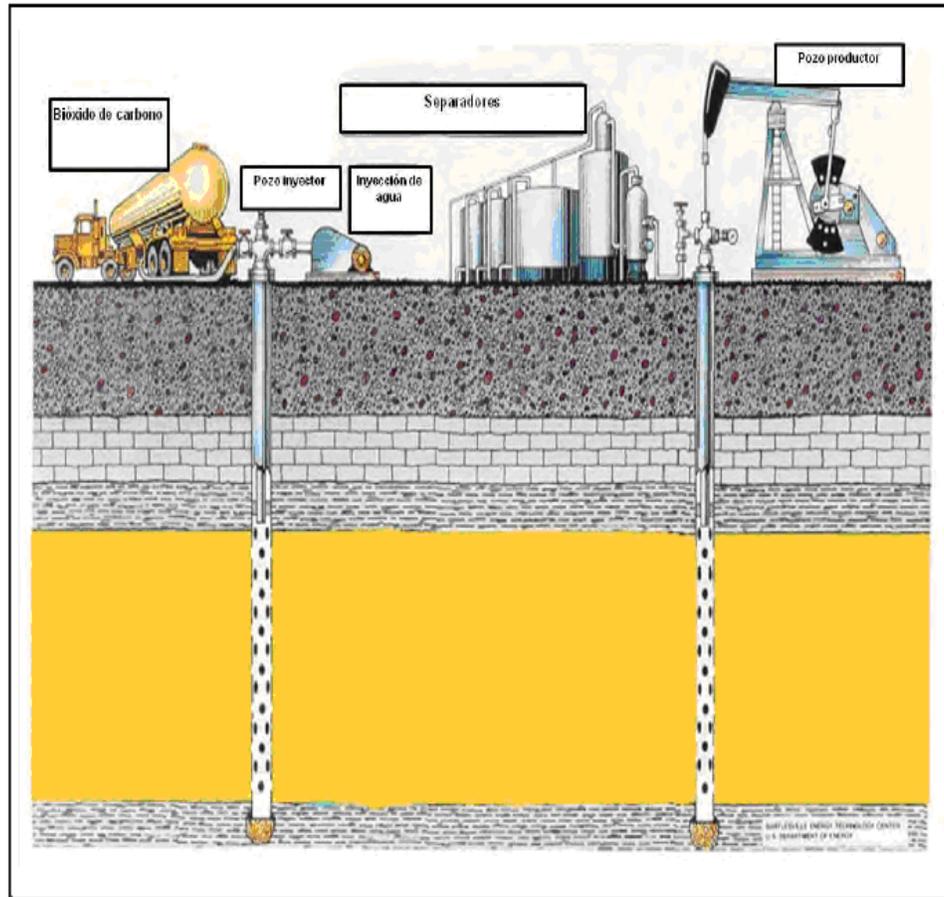


Figura 43. Arreglo de pozos de inyección-producción

3.4.4.- Tipos de inyección según las condiciones de yacimiento

Existen los siguientes tipos de inyección:

3.4.4.1.-Inyección continua

Inyección continua de CO_2 hasta lograr una relación aceptable de aceite/gas inyectado.

3.4.4.2.- Inyección de un bache de CO_2

Inyección de cierta masa de CO_2 , para que exista desplazamiento horizontal o vertical.

3.4.4.3.- Inyección de bache CO_2 -AGUA (WAG)

Se inyectan en forma alterna baches de CO_2 y de agua; el número y tamaño de los baches y la relación del volumen de CO_2/H_2O , son parámetros determinantes del procedimiento. El CO_2 se inyecta de tal forma que sea miscible en el petróleo, reduciéndole la viscosidad y provocando su desplazamiento; aumenta el gradiente de presión entre el pozo inyector y el productor, con un empuje más rápido de petróleo, también se utiliza para evitar canalización de CO_2 a través de aceite. Se detalla el proceso en la Figura 44.

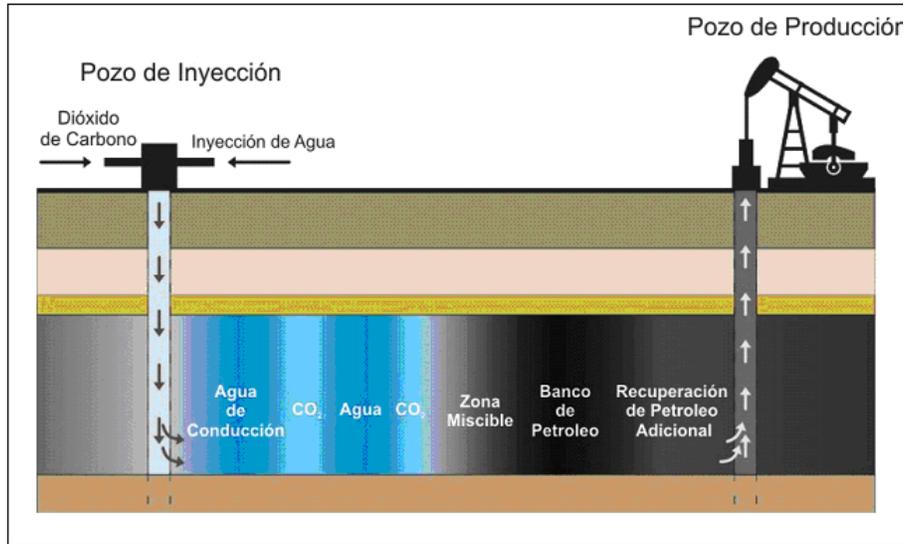


Figura 44. Ilustración del proceso (WAG)

3.4.4.4.- Inyección simultánea Gas-Agua (SWAG)

Es utilizado este método en caso de que el gas de inyección sea poco disponible. Consiste en la mezcla de el gas en el agua a una presión suficiente para mantener un régimen de flujo burbuja a través del pozo; Cuando se utiliza el CO₂ como desplazante hay mejores resultados, en particular en yacimientos carbonatados, esto debido a que se generan canales de flujo con gran permeabilidad por los gases ácidos que son disueltos en el agua; el agua carbonatada que se obtiene en este proceso es recomendada para yacimientos naturalmente fracturados con bajas permeabilidades. En la Tabla XIII muestra las características del crudo y de el yacimiento para su selección de este método.

Tabla XIII.- Criterios de selección del proceso (SWAG) [43]

CRUDO		YACIMIENTO	
Gravedad API	>25°	Saturación	>25%
Viscosidad	<15	Profundidad	750
Composición	Alto % de C5-C20	Permeabilidad	No critico

3.4.4.5.- Inyección cíclica o Huff and Puff

Es un procedimiento de estimulación con aplicación en aceite pesado, mediano y ligero; consiste en inyectar gas y cerrar el pozo para disolver la máxima cantidad en el aceite, el cual se produce por la expansión del CO₂. El ciclo inyección-producción se compone de 3 periodos: 1) inyección de gas durante días o semanas, 2) cierre del pozo durante algunos días y 3) etapa de producción durante semanas o meses.

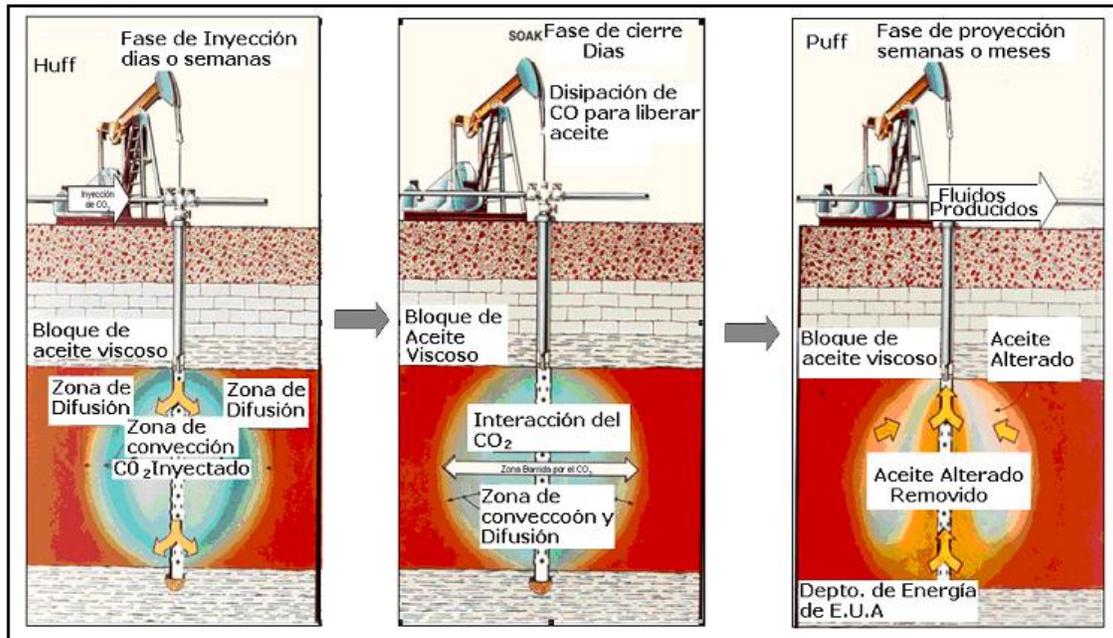


Figura 45. Inyección cíclica o Huff and Puff

Factores favorables para operaciones de inyección de CO₂ por ciclos alternos: 1) yacimientos profundos, 2) altas saturaciones de petróleo, 3) grandes volúmenes de inyección, 4) máximo de 3 ciclos, 5) soporte de presión moderada para la producción, 6) intervalos de remojo de dos a cuatro semanas.

3.5.- Sistema de levantamiento artificial con gas-lift (LAG)

Para el transporte de fluidos del yacimiento a superficie, la energía necesaria está contenida en el propio yacimiento, sin embargo sí es insuficiente para obtener el caudal deseado, puede complementarse por una fuente externa, éste es el principio de todos los sistemas de levantamiento artificial, el de gas "lift", también llamado bombeo neumático. Es el más utilizado para aumentar la producción en pozos petroleros sin necesidad de una bomba; consiste en inyectar gas natural a una presión relativamente alta (mínima presión de ~250 lb/pg² como mínima) en la TP ó el espacio anular del pozo, ya sea de manera continua para aligerar la columna hidrostática en la tubería de producción, o a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de taponos de líquidos. En la Figura 46 se da un esquema a grandes rasgos del proceso.

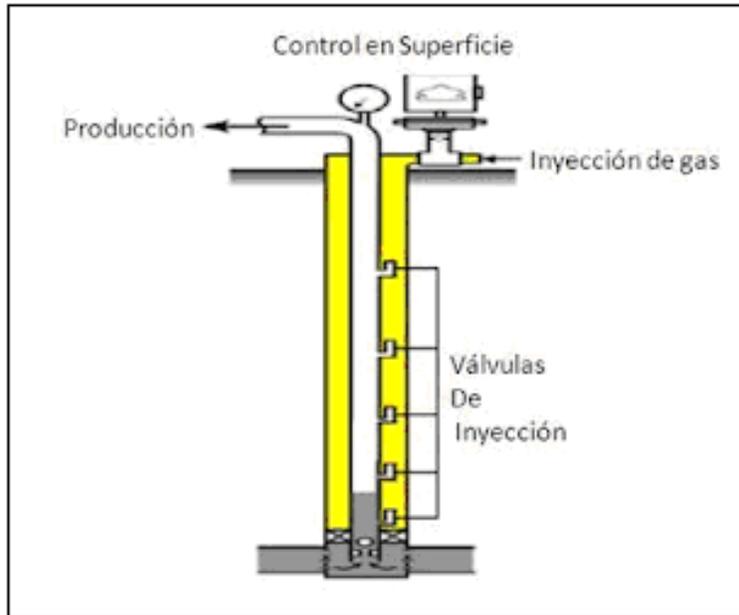


Figura 46. Sistema de levantamiento artificial por gas lift

El gas inyectado desplaza el fluido hasta superficie por las siguientes causas [43].

a) Reduce la presión de la carga de fluido contra la formación por disminución de la densidad del mismo, b) expansión del gas inyectado y desplazamiento de fluido.

Su fundamento consiste en disminuir la densidad del aceite en la tubería de producción, al mezclarse el gas inyectado en el líquido existente y al aumentar la relación gas /líquido se disminuye el peso de la columna y ocasiona que la energía del yacimiento sea suficiente para la producción. Se debe inyectar el gas lo más abajo posible para reducir considerablemente el peso de la columna e inyectar a una tasa conveniente para contrarrestar la fricción de la corriente multifásica.

3.5.1.- Parámetros de aplicación

1) Se necesita gas a alta presión, seco, no corrosivo y limpio, 2) debe estar deshidratado y dulce, 3) se debe cuidar el ruido del compresor, 4) el sistema de inyección y presión no deben de afectarse con la profundidad y 5) considerar una temperatura ~ 350 °F, para diseñar las válvulas de descarga.

Los objetivos de la aplicación son: a) incrementar la producción de pozos que van declinando, b) arranque de pozos, c) descargar líquidos de pozos de gas.

Complicaciones: la presencia de agua es adversa, puesto que es más densa que el petróleo y, el gas no es soluble por lo que no hay asistencia al levantamiento.

3.5.2.- Componentes principales del método

El sistema consiste de 4 componentes esenciales.

1) Fuente de gas a alta presión, requiere de una estación de compresión o acoplarse a un pozo productor de gas de alta presión, 2) sistema de control de gas en la cabeza del pozo, con válvula de estrangulamiento variable, 3) sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección) y 4) equipo necesario para manejar y almacenar el fluido generado.

La válvula de superficie regula el flujo de gas dentro del espacio anular, las válvulas de inyección controlan el flujo de gas dentro de la tubería de producción.

3.5.3.- Recorrido del gas

El gas a alta presión (de equipo de compresión) se envía a los pozos a través de una red de distribución, después éste (con los fluidos generados) se conduce, desde los pozos, al separador de líquido-gas y se reenvía al sistema de compresión; una fracción del gas comprimido se reutiliza con fines de levantamiento, y el resto se destina a otros usos, como son: a) inyección en otros yacimientos, b) combustible, c) venta a terceros.

Una instalación de bombeo neumático consta básicamente de la sarta de perforación y el equipo asociado, la línea de flujo, el separador, los equipos de medición y control, la planta compresora o fuente de gas de levantamiento de alta presión y las líneas de distribución del gas. El equipo de producción consiste en una o varias piezas tubulares llamados mandriles, los cuales se insertan o enroscan en una válvula de levantamiento, a través de la cual pasa el gas destinado a levantar el fluido de producción. El equipo de subsuelo está constituido principalmente por las válvulas de bombeo neumático y los mandriles. La figura 47 presenta un sistema típico de levantamiento por gas lift, las flechas indican el recorrido del gas.

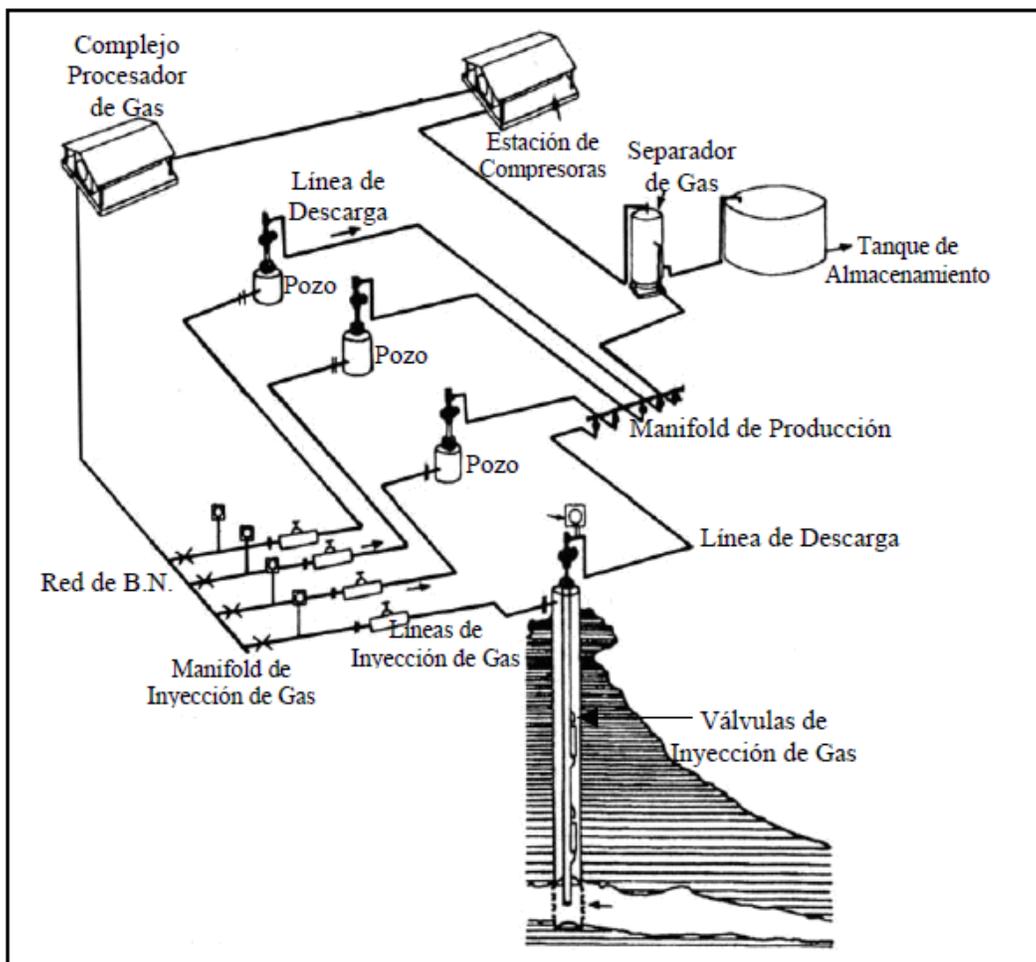


Figura 47. Instalación típica del bombeo neumático

3.5.4.- Tipos de bombeo con gas

Los dos sistemas básicos de levantamiento con “gas lift” son el levantamiento continuo y el intermitente.

En la Figura 48 muestra los dos tipos de levantamiento con “gas lift” (LAG).

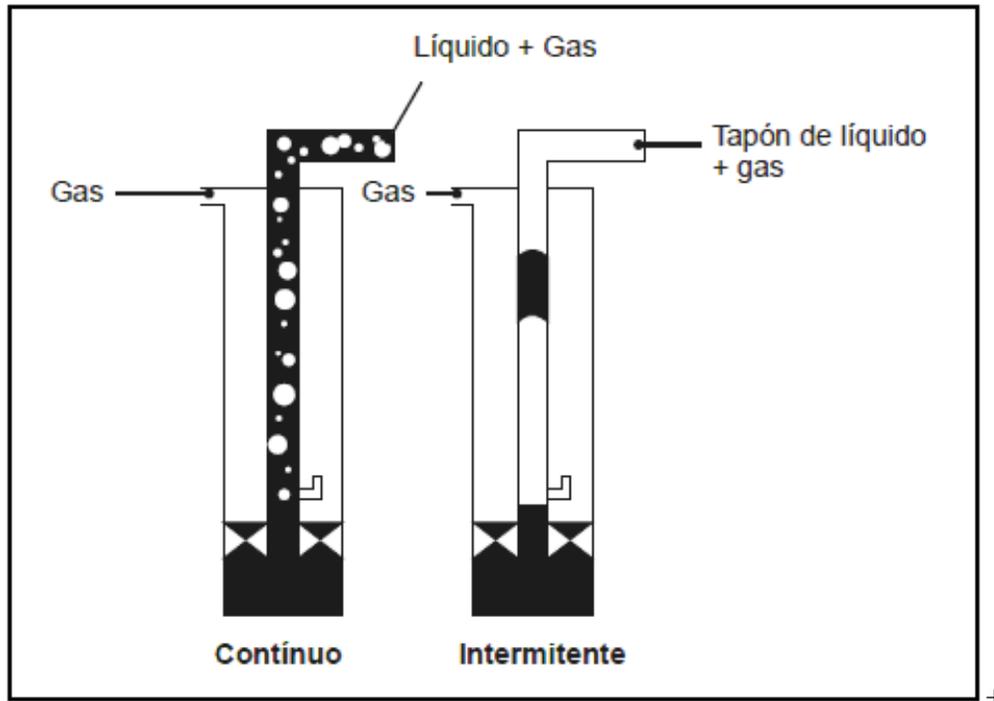


Figura 48. Tipos básicos de LAG

3.5.5.- Bombeo de gas por flujo continuo

En éste se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción, para aligerar la columna de fluido, aumentando la diferencia de presión entre el fondo del pozo y la superficie para que el gasto de fluidos de la formación se incremente. Desde el cabezal del pozo, una línea conduce los fluidos a separación del gas y el líquido, el gas se reenvía a compresión, donde se trata y comprime para su venta y/o reutilización en el levantamiento artificial y el líquido se envía a tanques, en donde se separa el agua del petróleo. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad ($IP > 0.5$ ba/día/lb/pg²) y presión de fondo relativamente alta [43].

La obtención de fluido puede estar dentro de un intervalo de 200 hasta 20 000 bl/d y si se aprovecha el espacio anular, es posible obtener más de 80 000 bl/d, cuando no se pueden usar las válvulas de levantamiento se aplica esta variante [44].

Los mecanismos de levantamiento involucrados son (Figura 49).

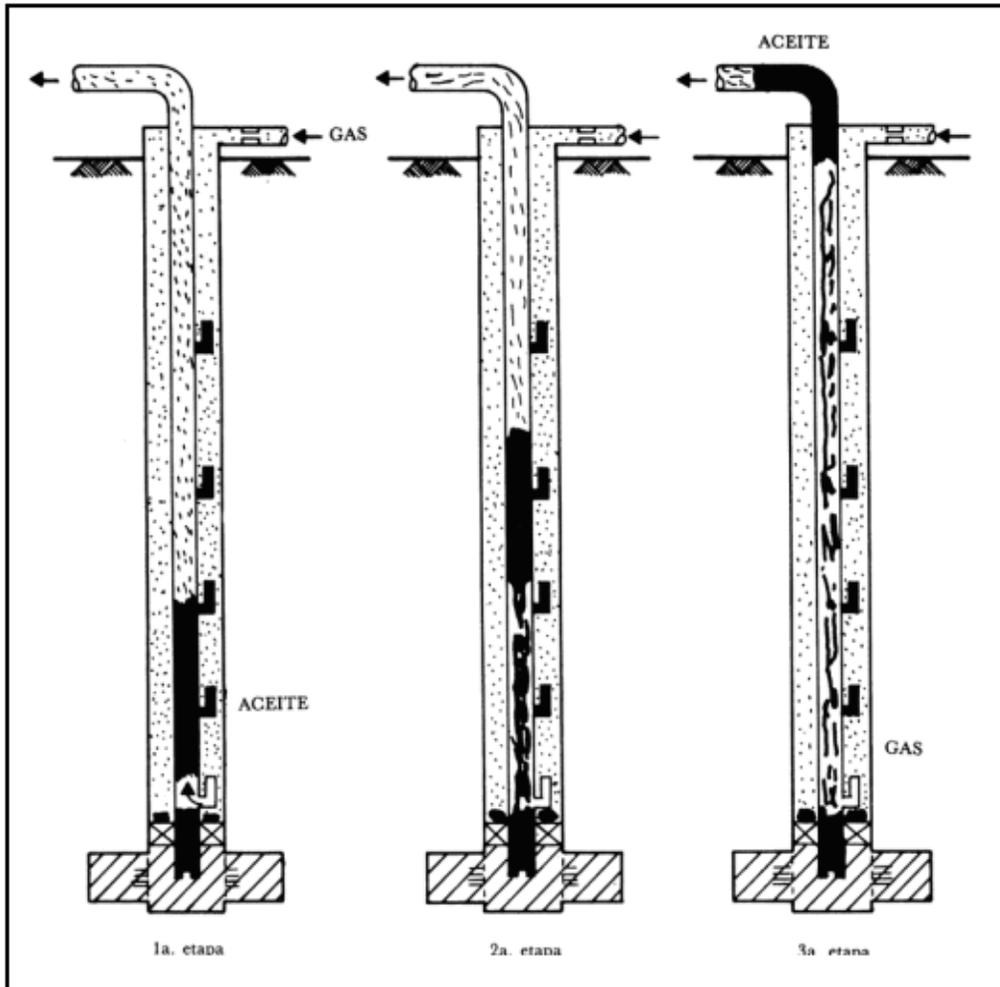


Figura 49. Bombeo de gas por flujo continuo en 3 etapas

1) Expansión del gas inyectado que empuja a la fase líquida, 2) reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna, aumenta la diferencial de presión aplicada al área de drenaje del yacimiento.

3.5.5.1.- Intervalos de aplicación

Se utiliza en pozos de mediana a alta energía: (presión > a 150 psi/1000 pies [44]).

3.5.6.- Bombeo de gas por flujo intermitente

Requiere altas cantidades de gas en la tubería de producción; es necesaria una válvula de apertura rápida y de gran admisión. El objetivo consiste en acumular líquido en la tubería y, al mismo tiempo, almacenar gas en el espacio anular para desplazar al líquido de la tubería con el gas almacenado. El gas se inyecta en la superficie al espacio anular por un regulador, un interruptor o la combinación de ambos; el gas pasa del espacio anular a la tubería de producción por medio de una válvula insertada en la misma, cuando la válvula abre, el fluido que proviene de la formación (que se acumula en la tubería de producción) se expulsa al exterior en forma de tapón o bache de aceite, por causa de la

energía del gas, sin embargo debido, al resbalamiento del líquido (dentro de la tubería de extracción, sólo parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie y el resto desciende al fondo del pozo reincorporándose al bache de aceite en formación.

Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de aparente inactividad, en el cual la formación continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo. En este tipo de bombeo el gas es inyectado a intervalos regulares.

La extracción por levantamiento de gas intermitente es un ciclo cerrado que comienza y termina en los compresores, descargando el gas entre 450 y 480 psia [44]. Con el diseño se determina el tipo y espaciado de las válvulas, la presión de operación de inyección y el requerimiento de gas.

El levantamiento intermitente se usa en pozos con: 1) bajas tasa de producción, baja RGL y una baja presión de yacimiento, 2) columna hidrostática de 30% (o menor) en proporción a la profundidad, 3) pozos sin producción de arena y baja presión de fondo.

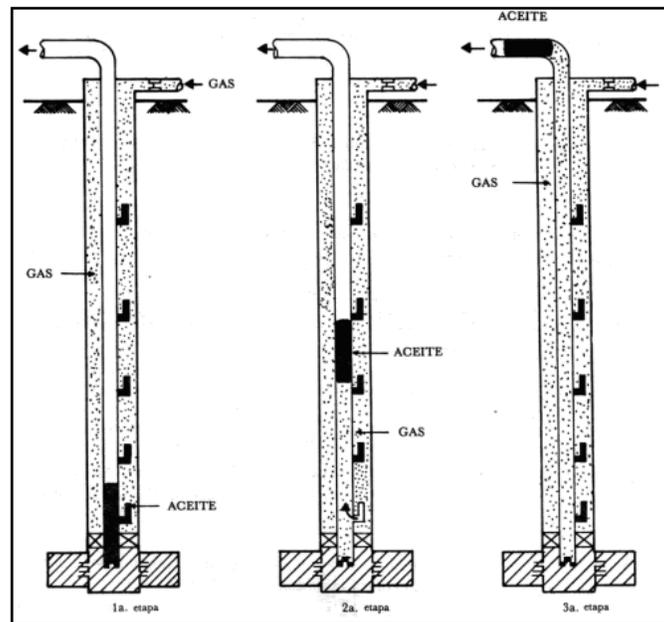


Figura 50. Bombeo de gas por flujo intermitente en 3 etapas

3.5.6.1.- Rangos de aplicación

Se aplica en pozos de baja a mediana energía (presión < 150 lb/pg²/1000 pies) y de baja a mediana productividad (índice de productividad < 0.3 bl/d/lb/pg²) incapaces de aportar 100 (bl/d) [44].

3.5.6.2.- Mecanismos de levantamiento

Los mecanismos de levantamiento son: 1) expansión del gas inyectado, empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y, de allí, al separador, 2) desplazamiento ascendente del tapón de líquido, debido a la inyección de un gran caudal súbito de gas en la parte inferior del tapón. En la figura 48 se ilustra el ciclo de levantamiento con gas en flujo intermitente.

3.5.6.3.- Balance de gas

El volumen diario de gas que, se usa en el levantamiento, utiliza parte de la capacidad del compresor, la complementaria se debe al gas que proviene del yacimiento y que se recolecta mediante el equipo de baja presión; para mantener el control, es necesario realizar el balance de los volúmenes de gas al nivel del sistema y al del pozo, en el sistema, el volumen de gas recolectado desde la estación (por día) menos el quemado (o venteado) y el extraído del equipo de baja presión (para otro uso) debe ser igual al que entra al sistema de compresión.

3.6.- Generación de energía eléctrica

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

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

Como se comentó, el gas natural por sus propiedades fisicoquímicas es un combustible limpio (más que cualquier derivado del petróleo); es apropiado para máquinas térmicas convencionales (por cada pie cúbico de gas natural se obtienen 1.088 BTU, así las unidades del consumo de gas natural son en pie³ o en m³).

Una turbina de gas con potencia de 100 MW y rendimiento de 10.500 BTU / kWh, consume 23 millones de pie³/d, la misma máquina con un rendimiento de 14 kWh / galón de diesel, consume 170 000 galones al día [45]. En los últimos años se ha incrementado el consumo del gas natural para la producción de energía eléctrica, así como para procesos industriales.

Los factores que determinan el tipo de combustible para generación eléctrica son:

1) disponibilidad, 2) fuente económica, 3) variación de precio, 4) regulación.

En los próximos años los combustibles de mayor relevancia para generar electricidad serán el gas natural y el carbón (a nivel mundial) y disminuirá el combustóleo, esto obedece a los precios y a la disponibilidad de tecnología eficiente.

3.6.1.- El comercio del gas natural y generación eléctrica

El abasto de gas natural se realiza por dos vías: gasoductos y gas natural licuado (GNL), ambas requieren capital, largo período de construcción y plazo para recuperar la inversión.

El precio del gas natural se determina con base en la metodología propuesta por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Se consideran las condiciones del mercado internacional, el sitio de venta y las opciones de suministro a usuarios [46]. Un objetivo para determinar el precio máximo pretende limitar a PEMEX como único productor nacional del gas. El mecanismo que se emplea para fijar los precios es el netback, que toma como referencia al precio del sureste de Texas, para fijarlos al interior del país y agrega los costos de transporte hasta Ciudad PEMEX, Tabasco; este método refleja el costo de oportunidad del gas natural, el cual significa que PEMEX no debería obtener menos recursos al vender la producción en México o en el sur de Texas; al relacionar el

precio del gas en México al de Estados Unidos, la variación en este mercado se refleja en el interior del país[47].

Para que el gas natural se utilice en procesos de combustión, es necesario eliminar los componentes indeseados como el H₂S y el CO₂, que reducen el poder del combustible. El gas natural debe cumplir con las siguientes características para ser útil: 1) eliminación de H₂S a menos de 0.05 % en moles, 2) eliminación de CO₂ a menos de 1% en moles, 3) eliminación de H₂O, que se lleva a cabo durante la separación trifásica, mientras que los otros gases se eliminan por aminas, al endulzar el gas.

3.6.2.- Cogeneración

Son sistemas de producción en los que se consigue simultáneamente energía eléctrica y térmica (calor o frío) partiendo de un único combustible. Al generar electricidad con un motor generador o una turbina, el aprovechamiento de la energía primaria del combustible es del 25% al 35%, lo demás se pierde; al cogenerar se puede llegar a aprovechar hasta un 85% de la energía que entrega el combustible [48]. La eficiencia térmica de la cogeneración se basa en aprovechar el calor residual de los sistemas de refrigeración de los motores de combustión interna para la generación de electricidad.

De los sistemas de generación de energía alternativa (sistemas de cogeneración) existe gran variedad, como fuentes de energía renovables y residuos (biomasa o compuestos que se incineran), la elección de cada sistema está sujeta a resultados. El gas natural es utilizado en muchos países por ser el mejor y más barato. Los proveedores independientes de energía y compañías de electricidad emplean cada vez más gas natural por los bajos costos de capital, rápida construcción y menor impacto ambiental que el de las centrales de combustibles fósiles.

Los avances tecnológicos en diseño de turbinas, en procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. La cogeneración del gas natural produce a la vez potencia y calor útiles para el consumo empresarial o casero.

3.6.3.- Cogeneración eléctrica

Una planta de cogeneración se estructura de un motor de combustión interna con ciclo de Otto (o turbina de gas) que acciona un alternador (generador eléctrico), posee óptima eficiencia en transformación energética y produce baja contaminación, además aprovecha la energía térmica liberada en la combustión mediante intercambiadores de calor instalados en los circuitos de refrigeración (del aceite lubricante). Presenta una ventaja adicional por la recuperación de calor de los gases de escape, se ubican cerca del consumidor, por lo que se pierde menos por la distribución en comparación a una central convencional. Existen dos tipos de motores de combustión interna: los basados en compresión y los de ignición, difieren en 3 aspectos: 1) combustible, 2) sistema de ignición y 3) sistema de compresión.

Al compararse se observa que, para la combustión los de diesel toman sólo aire, mientras que los de gas toman una mezcla gas-aire; los de diesel inyectan combustible al centro de la toma de aire y mientras se realiza la compresión, utilizan el calor de ésta para la ignición. Los motores de gas usan bujías de chispa para la ignición, la forma de identificarlos es observando su carburador, el cual mezcla gas con aire y no atomiza el combustible; cada cilindro del motor tiene una bujía eléctrica para la ignición, cuentan con un pequeño generador eléctrico que aporta la energía para el sistema de ignición; la mezcla correcta de combustible ocasiona alta temperatura en la cámara de escape, por funcionar con el mismo porcentaje de combustible. La mayoría de motores a gas se estructuran con 80% de componentes, similares a los de uno de diesel, no obstante operan con una eficiencia del 40 % al 50 % menor que el de diesel.

Otras diferencias consisten en que los de gas tienen mayor vida, por utilizar combustible seco (los de diésel usan líquido, el cual daña las partes), la temperatura alcanza 450 °F más que el de diésel, por lo que necesitan enfriarse por agua y aire. La clave para optimizar a

un motor a gas, es usar compresión para el combustible, la generación de electricidad es posible mediante turbinas, tanto en sistema de ciclo simple como en el combinado.

3.6.4.- Turbinas de gas

Es una turbomáquina motora y térmica cuyo fluido de trabajo es un gas (ver Figura 51); comúnmente se habla de turbinas a gas para separarlas de las simples, ya que, aunque funcionan con sustancias en estado gaseoso, su diseño es diferente y, cuando se habla de gases no existe cambio de fase. La turbina de gas se usa en ciclos de potencia como el de Brayton y en ciclos de refrigeración.

La turbina transforma el calor producido por el gas en energía mecánica y el generador la convierte en electricidad; el aire atmosférico se introduce en la turbina y se comprime al pasar a través de cuchillas rotativas; el aire comprimido pasa a una cámara de combustión, a donde también llega gas natural y se producen gases calientes. El calor generado aumenta la presión dentro de la cámara y expande los gases al salir.

En la Figura 51 se describe el proceso del ciclo de combustión de una turbina a gas.

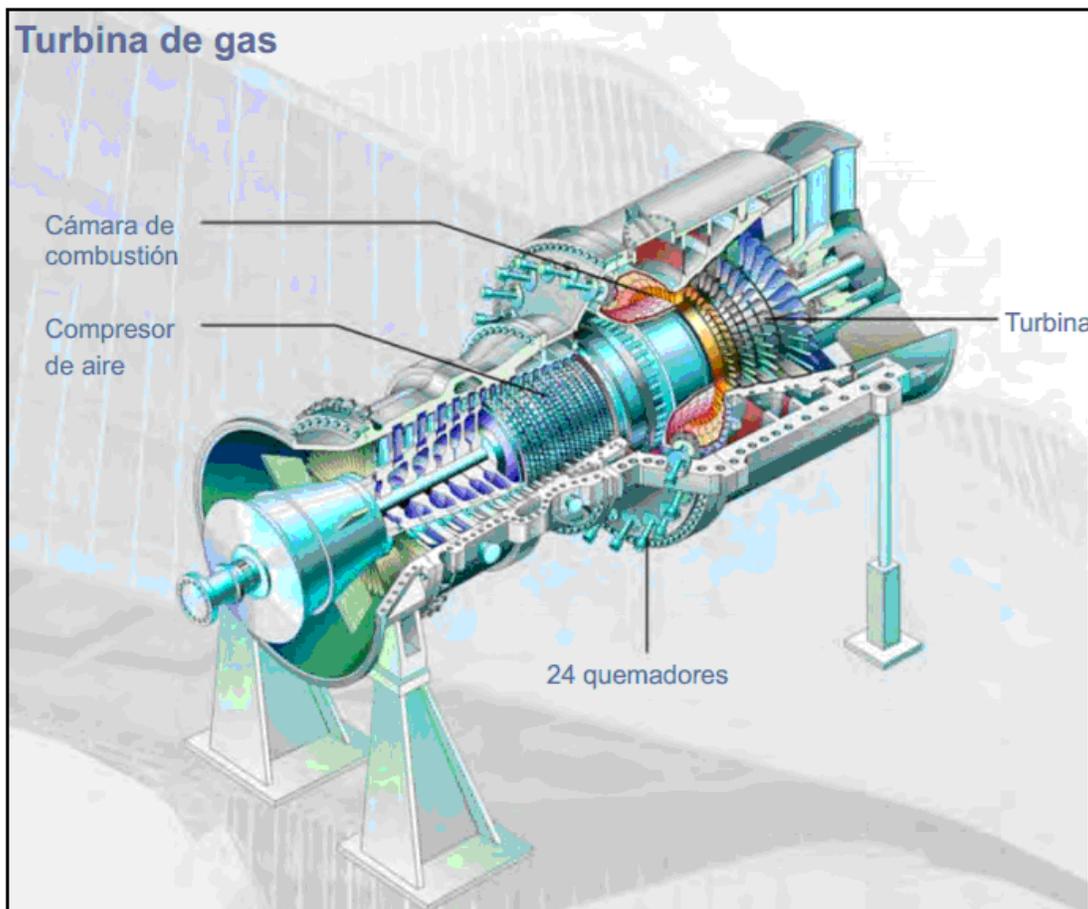


Figura 51. Turbina de gas

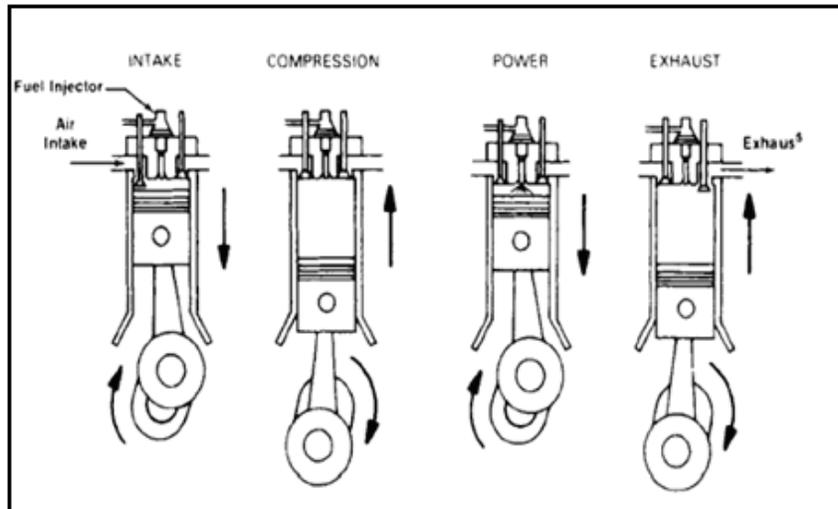


Figura 52. Proceso del ciclo de combustión de una turbina a gas: 1) la mezcla de gas y aire es inyectada 2) es comprimida en la cámara de combustión 3) la mezcla es encendida por una bujía eléctrica que genera una explosión, 4) luego expelle hacia atrás nuevamente, para iniciar el ciclo otra vez.

3.6.4.1.- Sistema de ciclo simple para generar energía

Consiste de una turbina y un generador eléctrico, no aprovecha los gases calientes que se envían a una chimenea (ver Figura 53).

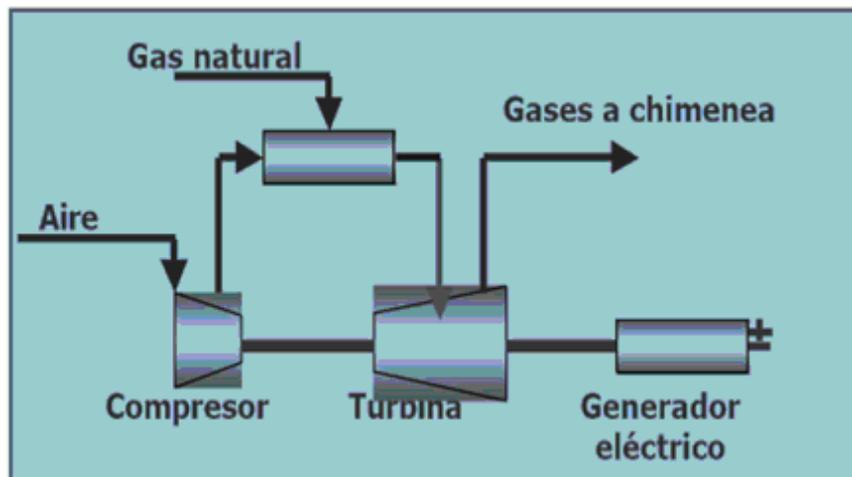


Figura 53. Sistema de ciclo simple para generar energía eléctrica

3.6.4.2.- Generación eléctrica con ciclos combinados de gas natural

En un sistema de ciclo combinado, el aire aspirado (desde el ambiente) se comprime y mezcla con combustible (atomizado) en la cámara de combustión, los gases de combustión se expanden y giran la turbina, que proporciona el trabajo para accionar al compresor y al generador asociado. Los gases de escape de la turbina de gas ingresan a una caldera de recuperación, en ésta se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape

y el agua a alta presión del ciclo de vapor; se aprovecha el calor llevando su temperatura al valor más bajo posible, los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea. En la Figura 54 muestra el proceso del sistema.

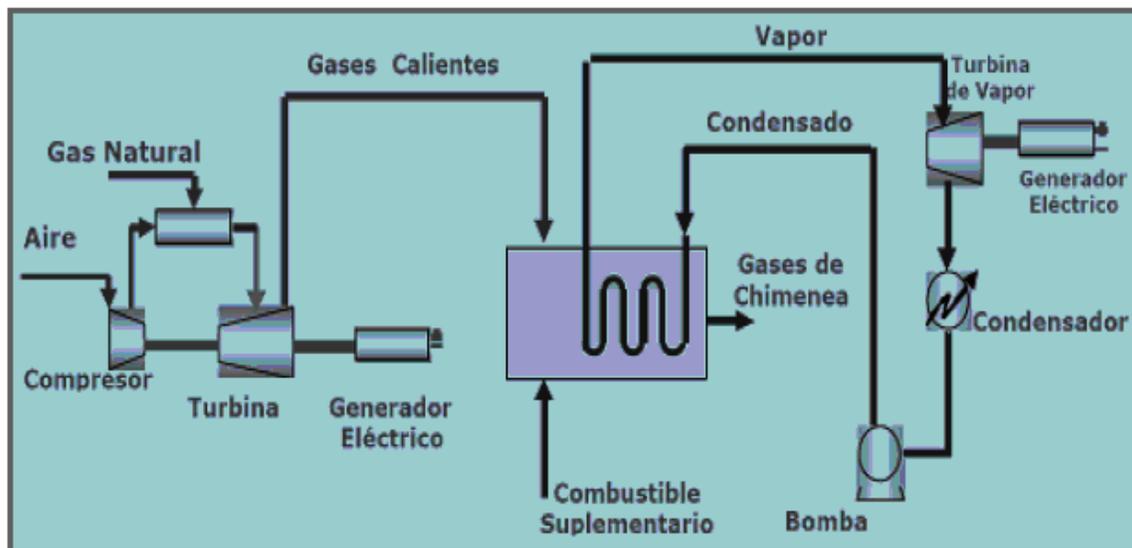


Figura 54. Sistema de ciclo combinado para generar energía

3.6.5.- Utilización del gas natural asociado producido en un campo petrolero

Para aprovechar el gas natural asociado con el petróleo, que se quema sin beneficio en las antorchas, se propone generar electricidad con turbinas que existen en campos petroleros para disminuir la contaminación y abaratar costos al usarlo como combustible alterno. Para su implementación, se analiza la factibilidad del gas como combustible, se caracteriza, se calcula la potencia de compresión y se diseña un gasoducto para conducir el gas hasta el centro de generación. Finalmente, se realiza un análisis económico, en donde se estima la inversión y el tiempo de recuperación de la misma.

El diseño para separar sólidos y líquidos del gas natural desempeña un importante papel porque garantiza que sólo el gas se succione en las unidades de compresión. La disponibilidad de equipos es diversa, pero los más utilizados son los scrubbers verticales. La selección de tubería para gasoductos debe realizarse cuidando la calidad del material y que sus características de construcción cumplan con las especificaciones API.

Realizado el estudio de factibilidad, el diseño y selección de equipo necesario para la captación y transporte del gas natural, el siguiente paso es el análisis económico, fundamental para conseguir el financiamiento. El precio del gas natural que se capte y se utilice en las turbinas, se estima haciendo una equivalencia con el de diesel, en términos de costo y energía, ya que éste es el que se reemplazará con el gas. Además de evaluar los costos para la captación de gas natural, hay que estimar los de la tubería, compresión, operación y mantenimiento, el dinero invertido tiene que recuperarse [49], [50], [51].

3.6.6.-Proceso del gas antes de ser utilizado para generación de energía eléctrica

El gas que se extrae de los pozos petroleros es amargo, no está libre de impurezas, también se denomina gas asociado (ya que viene mezclado con el petróleo), éste suele enviarse a un tanque para separar la fase líquida de la de vapor. La fase vapor (gas asociado) se comprime para enviarse por ducto a la estación de endulzamiento, para generar energía eléctrica.

CAPITULO 4

4.1.- El Protocolo de Kioto

En los años noventa se llevaron acuerdos cruciales del cambio climático como: la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático (CMNUCC) y el Protocolo de Kioto, que fue el primer intento serio de reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). La CMNUCC nace después de que el panel intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC) realizase en 1990 su primer informe de evaluación. Hoy son 195 los países del mundo que han ratificado la convención [52].

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón. Pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005 (ver figura 55): se establecen compromisos legalmente vinculantes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (ver tabla XIV y XV) para 37 países desarrollados, con la excepción de los Estados Unidos (el cual no ratificó). Las emisiones totales de los países desarrollados debieron reducirse durante el periodo 2008-2012 al menos en un 5.2% respecto a los niveles de 1990.

Cada uno de los países tiene sus propias metas, algunos países con bajas emisiones se les autoriza incrementarlas, lo que posibilita las negociaciones para reducir las emisiones. Un país industrializado puede invertir en el desarrollo de un mecanismo limpio desde el punto de vista medioambiental en otro país, se puede incluir como parte de su meta. También los países que sobrepasen sus cuotas de emisiones podrán comprarles "unidades de carbono" a países que emitan menos.

Después de la CMNUCC, que tuvo lugar en Durban, Sudáfrica, ha acordado dar continuidad al protocolo de Kioto, con un segundo período de compromiso, a partir de 2013, con una duración a determinar, de entre 5 y 8 años [52].

Tabla XIV.- Anexo A del Protocolo de Kioto; GEI regulados por el Protocolo de Kioto

Sustancia	Fuente / Uso	Daño a la atmósfera
Bióxido de Carbono (CO₂)	Se produce de manera natural y en la quema de combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo), así como en la deforestación.	No hay datos precisos. Los niveles de CO ₂ variaban menos de 10% antes de la era industrial. A partir de 1800, sus niveles se han incrementado en un 30%.
Oxido de Nitrógeno (N₂O)	Se produce de manera natural, en el uso de fertilizantes y la quema de combustibles fósiles a altas temperaturas.	Una molécula de N ₂ O es 200 a 300 veces más efectiva que una de CO ₂ en la provocación del efecto invernadero.
Metano (CH₄)	Se produce de manera natural y en plantíos inundados de arroz, animales de granja, tiraderos de basura y en actividades mineras.	Su contribución al efecto invernadero oscila entre un 15 a 20%.
Halocarbonos Clorofluorocarbonos (CFC) Hidrofluorocarbonos (HCFC)	Utilizados para producir espuma, limpiadores, aerosoles y refrigerantes.	Contribuyen a acentuar el efecto invernadero. Además destruyen la capa de ozono.
Perfluorocarbonos (PFCs)	Utilizados en solventes (especialmente para la limpieza de equipo electrónico) y para equipo de supresión de incendio.	Su potencial de calentamiento global es 5,000 a 10,000 veces mayor que el CO ₂
Hexafluoruro sulfúrico (SF₆)	Utilizado para producir espuma, limpiadores, aerosoles y refrigerantes.	Tiene un potencial para producir un efecto invernadero mucho mayor al CO ₂ , aunque su concentración en la atmósfera es muy baja.

Tabla XV.- Sectores o categorías de fuentes

SECTORES O CATEGORÍAS DE FUENTES	
<p>Energía</p> <p>Quema de combustible</p> <ul style="list-style-type: none"> -Industrias de energía -Industria manufacturera y de construcción - Transporte -Otros sectores 	<p>Emisiones fugitivas de Combustibles</p> <ul style="list-style-type: none"> - Combustibles sólidos - Petróleo y gas natural - Otros
<p>Procesos industriales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Productos minerales - Industria química - Producción de metales - Producción de halo carbonos y Hexafluoruro de azufre - Consumo de halo carbonos y Hexafluoruro de azufre - Otros 	<p>Utilización de disolventes y otros productos</p>



Figura 55. Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto [52]

En el Protocolo de Kioto se crean mecanismos para que sean flexibilizadas las obligaciones que implican el cumplimiento de los compromisos adquiridos, como, el comercio de emisiones y el mecanismo para un desarrollo limpio.

4.1.1.- Mecanismo de implementación conjunta (IC)

Fue regulado en el artículo 6 del protocolo de Kioto, permite que un país del anexo I de la convención, pueda invertir en proyectos para reducir las emisiones de GEI en otro país del anexo I; con estos proyectos se permitirá una reducción de las emisiones debidas a las fuentes o al aumento de la absorción por los sumideros. El país inversor tendrá unidades de reducción de emisiones (URE), las cuales son descontadas de las unidades de emisión asignadas al país receptor. El país que financia el proyecto obtiene unidades de reducción a un precio inferior al que le habría costado en su país de origen y el país receptor obtendrá beneficios de las inversiones realizadas en el mismo.

Países del anexo I (anexo B protocolo Kioto)

Alemania. Australia. Austria. Belarús(*). Bélgica. Bulgaria(*). Canadá. Comunidad Económica Europea. Croacia(*). Dinamarca. Eslovenia(*). España. Estados Unidos de América. Estonia(*). Federación Rusa(*). Finlandia. Francia. Grecia. Hungría(*). Irlanda. Islandia. Italia. Japón. Letonia(*). Liechtenstein. Lituania(*). Luxemburgo. Mónaco. Noruega. Nueva Zelanda. Países Bajos. Polonia(*). Portugal. Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, República Checa(*), Eslovaquia(*), Rumania(*), Suecia, Suiza. Turquía. Ucrania(*).

(* países en proceso de transición para una economía de mercado)

Países del anexo II

Australia. Austria. Bélgica. Canadá. Dinamarca. Comunidad Económica Europea. Finlandia. Francia. Alemania. Grecia. Islandia. Irlanda. Italia. Japón. Luxemburgo. Países Bajos. Nueva Zelanda. Noruega. Portugal. España. Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte. Estados Unidos.

Los demás países no relacionados en el anexo I son conocidos como países no anexo I, incluido Brasil.

4.1.2.- Mecanismo para un desarrollo limpio (MDL)

Fue, regulado en el artículo 12 del protocolo, tiene los mismos principios que el mecanismo de implementación conjunta, con la diferencia de que el país receptor debe ser un país no incluido en el anexo I (países en desarrollo) de la convención marco sobre el cambio climático. El país inversor obtendrá certificados de reducción de emisiones (CRE).

Existen las reducciones certificadas de emisiones (CRE) o “bonos de carbono”. El CER es la unidad con la que trabaja el MDL y corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; estos se comercializan a través de un contrato compraventa de las reducciones de emisiones, resultantes de un proyecto MDL.

Tabla XVI.- Equivalencias de los GEI con potencial de calentamiento global [52]

Gases Efecto Invernadero	Equivalencia en CO₂
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
HFC	740
PFC	1300
SF ₆	23900

Hay proyectos de reducciones de emisiones voluntarias y son el resultado de un proceso de intercambio voluntario de emisiones. Para que un país pueda participar en proyectos MDL debe de cumplir con los criterios siguientes:

- Participación voluntaria de cada país en el MDL.
- Ratificación del protocolo de Kyoto.
- Establecimiento de una autoridad con el propósito de MDL.

Hay tres criterios de elegibilidad que deben de cumplir los proyectos MDL.

- Proveer reducción de emisiones que sean adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto certificado.
- Que sea real, medible y que provea beneficios de largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático.
- Asistir entidades que no pertenecen al anexo I en alcanzar el desarrollo sostenible y en contribuir al objetivo último de la convención.

4.1.2.1.- (MDL) en México

PEMEX tiene un proyecto con vigencia del 18 de julio del 2011 al 31 de diciembre del 2016 llamado MDL CO₂ Tres Hermanos, que es una planta de separación de CO₂ (por quema) y acondicionamiento de gas natural (endulzamiento) ubicada en el campo Tres Hermanos en el Estado de Veracruz a 50 km al norte de la Ciudad de Cerro Azul y, cuyo objetivo es recuperar 800 b/d de condensados que provienen de una corriente de 14 millones de pies cúbicos por día alimentados por 149 pozos perforados en el mismo campo. En la figura 56 se ejemplifica el proceso. Fuente PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

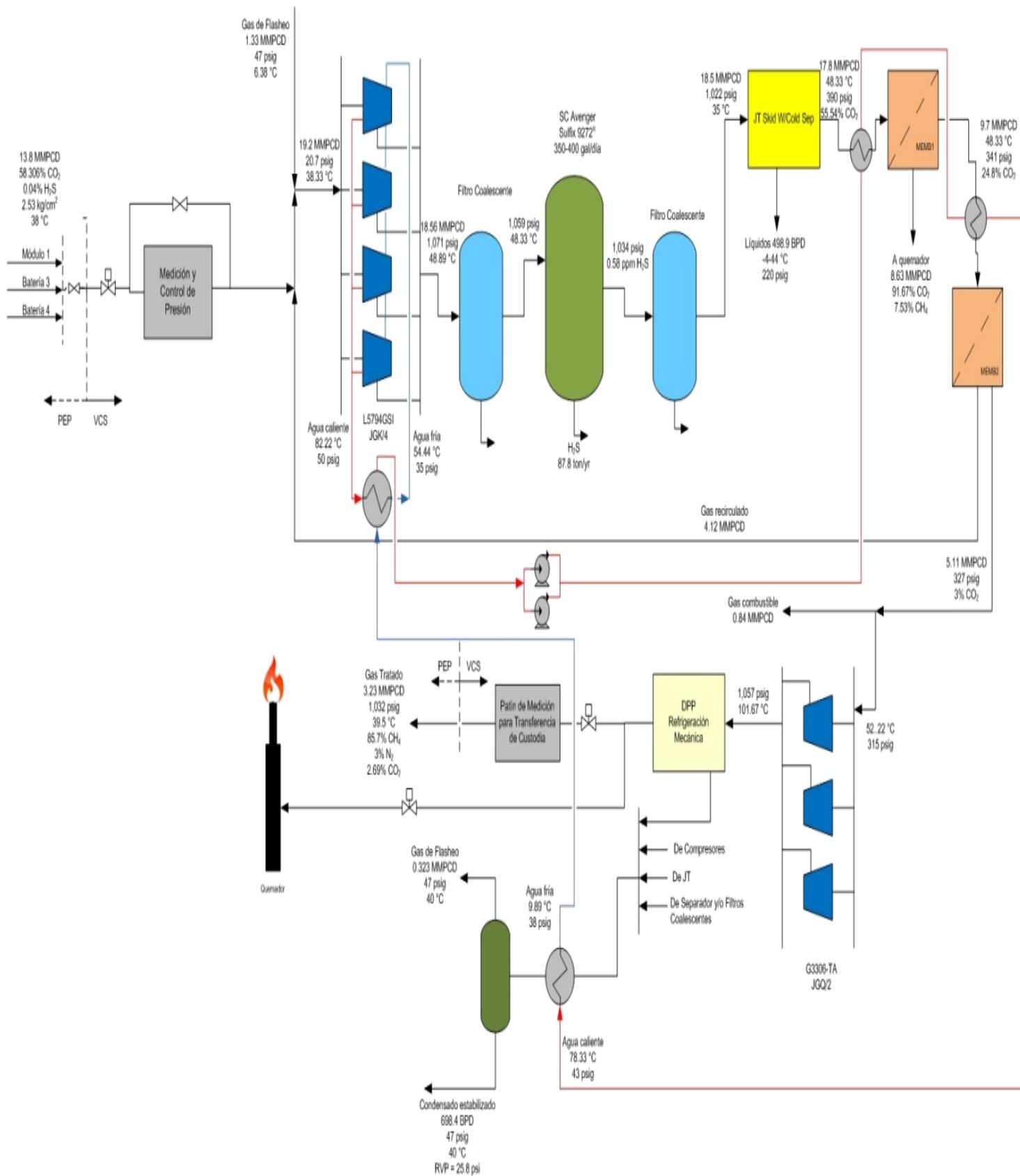


Figura 56. Diagrama de proceso de separación de CO₂ y acondicionamiento del gas natural campo Tres Hermanos

4.1.3.- Comercio internacional de emisiones

Se establece como tercer mecanismo flexible en el artículo 17 del protocolo de Kioto; el comercio de emisiones, el cual señala que toda operación de este tipo debe ser suplementaria a las medidas que se adopten para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el propio país.

4.1.4.- El mercado del carbono

Este es un sistema de comercio en el que los gobiernos, empresas o individuos pueden adquirir o vender reducciones de emisiones de GEI. El mercado del carbono funciona como cualquier otro mercado y se llega a un acuerdo del valor de este bien para cada parte.

Este comercio de reducciones de emisiones esta basado en:

- Dado el tiempo de duración de los GEI en la atmósfera, el efecto ambiental de evitar las emisiones el día de hoy o en unos años es el mismo, siempre y cuando realmente se evite la emisión.
- Se admiten transacciones entre países geográficamente muy distantes, porque no importa en qué parte del planeta se eviten las emisiones de GEI, el efecto global es el mismo.

Este mercado comprende dos tipos de transacciones:

4.1.4.1.- transacciones basadas en proyectos

El MDL y la IC funcionan con este tipo de transacciones. Cuando no han sido expedidas las certificaciones de las reducciones de emisiones se dan reducciones futuras, con diferentes riesgos que incluyen la no reducción de las emisiones esperadas, la no realización del proyecto, etc. Cuando las certificaciones ya han sido expedidas, se trazan reducciones que ya han sido realizadas y por tanto son bienes transables reales y de menor riesgo.

4.1.4.2.- El comercio de derechos de emisión

Representan cantidades de emisión que se pueden liberar sin incurrir en una falta legal; se dan derechos de emisión creados y asignados, los cuales determinan un límite de emisiones para una determinada empresa o entidad. Si se emite menos de lo permitido, deja derechos de emisión, que pueden ser vendidos a entidades que por, algunas razones, no pudieron conseguir emitir menos del límite establecido.

4.1.4.3.- CREs (bonos de carbono)

Son las reducciones certificadas de emisiones (certified emission reductions) y también conocidos como bonos de carbono. Se generan durante la fase de ejecución de un proyecto y constituyen derechos o créditos dentro del mercado del carbono.

El CER es la unidad con la que el MDL trabaja y corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. Usualmente los GEI son contabilizados en ton de CO₂ equivalente, tomando como referencia su potencial de calentamiento global, (ver figura 52).

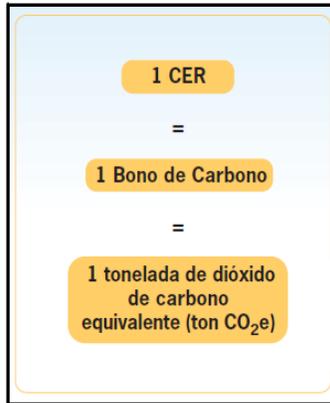


Figura 57. Equivalencia del CER [52]

Los CERs se pueden comercializar por medio de una transferencia inmediata o venta futura de las reducciones.

Los contratos para la comercialización de CERs a futuro difieren según sea el comprador o el vendedor quien asuma el riesgo de que estos se emitan. El contrato de compraventa más conocido es el ERPA (Emission Reductions Purchase Agreement).

Los brokers son las entidades que pueden facilitar las transacciones, actuando como intermediarios entre el vendedor de CERs y los compradores, para conseguir un acuerdo de compra-venta. Se encargan de encontrar los mejores compradores de CERs y obtener las mejores condiciones para la venta de los CERs.

Con los CERs se facilitará el desarrollo de una actividad de proyecto, ya que de registrarse se proveen un flujo adicional de recursos para la actividad y mejorar el retorno sobre el capital invertido en el proyecto.

4.2.- Asociación mundial para la reducción de la quema de gas (GGFR)

La asociación GGFR (global gas flaring reduction) es una iniciativa conjunta público-privada, encabezada por el grupo del Banco Mundial que facilita y respalda los esfuerzos de los países para utilizar el gas que actualmente se quema, a través de cambios en las políticas con la facilitación de los interesados y ejecución de proyectos.

La GGFR fue lanzada en la cumbre mundial sobre el desarrollo sostenible (CMDS) llevada a cabo en Johannesburgo en 2002. La GGFR da apoyo a los esfuerzos de los países productores de petróleo y a las empresas de propiedad estatal y las principales compañías petroleras internacionales para que, mediante el intercambio de mejores prácticas globales y la realización de proyectos específicos de cada país, se pueda extender el uso de gas natural asociado y por consiguiente reducir la quema y venteo.

La asociación GGFR, promueve y da apoyo a los esfuerzos nacionales para manejar el gas que en la actualidad se quema mediante la promoción de marcos regulatorios efectivos y emprender las limitaciones en la utilización de gas, tales como la escasa infraestructura y falta de acceso a los mercados energéticos locales e internacionales, en particular en los países en desarrollo.

Una parte integral del programa de la GGFR es la reducción de la pobreza, en el cual se están desarrollando conceptos de cómo las comunidades locales cercanas a los sitios de quema pueden utilizar el gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) que de otro modo se quemará y se desperdicia. El programa ya ha evaluado las oportunidades de utilización de gas a pequeña escala en varios países.

Los socios del GGFR 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, BP, Chevron, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, Marathon Oil, Maersk Oil & Gas, PEMEX, Qatar Petroleum, Shell, Statoil, Total, Unión europea, el grupo del banco mundial, [52].

De acuerdo con la (GGFR), los volúmenes de gas venteado y quemado por país se indican en la tabla XVII.

Tabla XVII.- Volúmenes de gas quemado y venteado (2010)

Lugar	País	Volumen de Gas Quemado (m ³ /día)
1	Rusia	46 100 000
2	Nigeria	14 800 000
3	Irán	10 900 000
4	Iraq	8 300 000
5	Kazajstán	5 000 000
6	Argelia	4 900 000
7	Angola	3 600 000
8	Libia	3 600 000
9	Arabia Saudita	3 500 000
10	Qatar	2 900 000
11	Venezuela	2 800 000
12	Indonesia	2 700 000
13	China	2 400 000
14	USA	2 000 000
15	México	2 000 000
16	Omán	1 900 000
17	Kuwait	1 800 000
18	Canadá	1 800 000
19	Uzbekistán	1 700 000
20	Egipto	1 700 000
	Total	124 400 000
	Resto del mundo	21,000,000
	Nivel mundial de Quema de Gas	145,400,000

En la figura 58 se muestra la magnitud de las emisiones de CO₂ asociadas a la quema de gas en la industria petrolera.

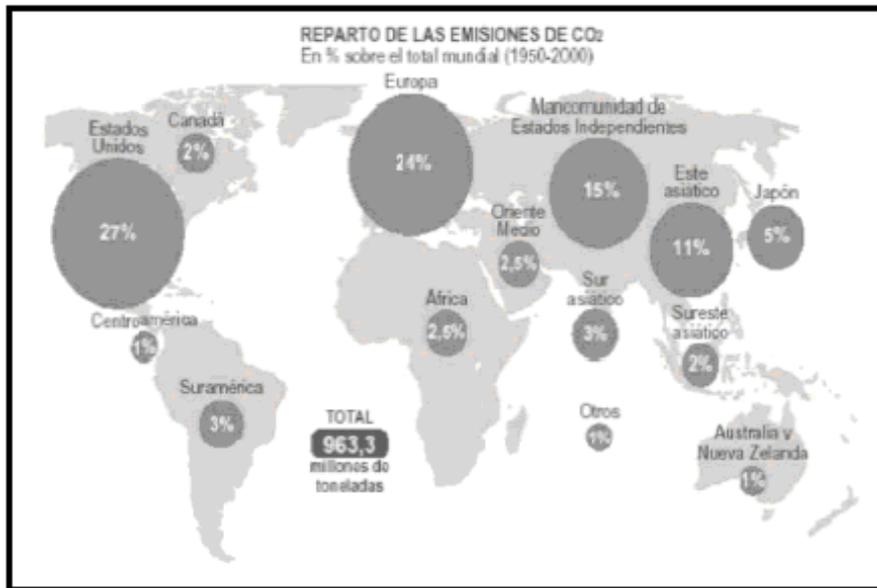


Figura 58. Aprovechamiento del gas de los diferentes países [52]

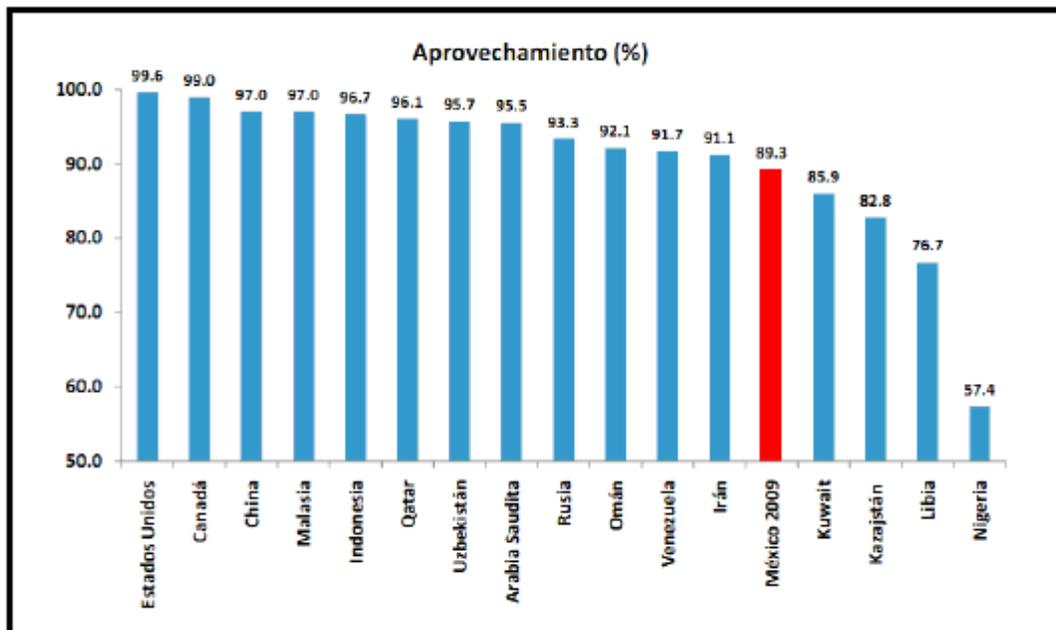


Figura 59. Comparativo mundial de aprovechamiento de gas [52]

Para finales del año 2011, 150 000 000 000 de metros cúbicos de gas asociado se quemaban anualmente. Eso equivale a alrededor del 25 por ciento del consumo anual de gas natural en los Estados Unidos o alrededor del 30 % del consumo anual de gas en la Unión Europea.

A partir de 2010, 10 países presentaron el 70 por ciento de la quema, y veinte el 85 %. Los principales países contribuyentes a la quema de gas en el mundo en 2010, fueron: Rusia (26%), Nigeria (11%), Irán (8%), Iraq (7%), Argelia (4%), Angola (3%), Kazajstán (3%), Libia (3%), Arabia Saudita (3%) y Venezuela (2%).

Esta quema crea unas 400 000 000 de toneladas CO₂, ~1.2% de las emisiones mundiales de CO₂; que es más de la mitad de créditos de carbono hasta junio de 2011.

De 2005 a 2010, las emisiones globales por esta práctica disminuyeron un 20%; las más significativas fueron hechas en Rusia y Nigeria.

4.2.1.- Normatividad internacional

La GGFR emitió una norma voluntaria de la reducción mundial de la quema de gas y venteos, dando lineamientos de reducción; esta establece apoyo a otras iniciativas de disminución de quema. Se enfoca inicialmente en las fuentes grandes a nivel mundial los objetivos específicos de esta norma son:

- La eliminación de las fuentes rutinarias de venteo de gas asociado, que podría ser capturado o conservado o mandarlo a un quemador, lo que reduce las emisiones directas de CH₄.

- Eliminar o reducir las fuentes grandes de quema de gas asociado, primordialmente las principales fuentes de producción continua de quema, con excepción de las relacionadas con emergencia, seguridad y fallas operacionales.

La GGFR ha publicado el reporte llamado quema y venteo en la industria de producción y exploración de petróleo y gas, dando una visión general del propósito, cantidades, problemas, prácticas y las tendencias, donde se señala que esta es una práctica realizada principalmente por razones de seguridad, ambientales y de conservación de los recursos.

A nivel mundial la quema de gas contribuye alrededor del 1% de las emisiones de CO₂ antropogénico, la quema y venteo, juntos con el 4% de las emisiones de CH₄. Para reducir esta práctica, algunas alternativas son minimizar sus impactos a través de la comercialización de reservas de gas, mejoras en la operación, el mantenimiento, diseño de sistemas de quemadores de campo y nuevas formas de almacenamiento de gas asociado.

4.3.- Panorama nacional

PEMEX exploración y producción (PEP) está a cargo de las actividades de exploración y explotación del petróleo y del gas natural en México (su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano). Administrativamente se realizan en cuatro regiones geográficas que son: Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Sureste.

PEMEX refinación realiza las operaciones básicas de refinación del crudo: elaboración de productos, distribución, almacenamiento, planeación, administración, y comercialización; se cuenta con 6 refinerías distribuidas en el territorio nacional.

PEMEX gas y petroquímica básica se encarga del recibo, endulzamiento y acondicionamiento de gas natural, licuados y petroquímicos básicos; actualmente cuenta con 9 complejos procesadores de gas.

PEMEX petroquímica lleva a cabo la producción, comercialización y distribución de productos petroquímicos no básicos derivados de la transformación de gas natural, cuenta con 8 centros de trabajo. Se cuenta con equipos para disponer con seguridad de los gases durante desajustes del proceso, libranzas y/o emergencias, pueden ser: quemadores de campo, los del tipo elevados son los más usados tanto en PEMEX como de la industria privada.

Las operaciones de los quemadores elevados además de las emisiones contaminantes, representan una pérdida de energéticos con valor comercial. Durante el 2009, en México, el gas producido era de 6517 MMPC, de los cuales 699 MMPC (10.7%) fueron venteados a la atmósfera, lo que representaba un monto de 921 millones de dólares y 18.5 millones de toneladas de CO₂.

4.3.1.- Normatividad en México

No existe una normatividad que regule las emisiones de los quemadores, no obstante, fue creada la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), que regula y da seguimiento al aprovechamiento del gas producto de las actividades de perforación y producción, siendo una de sus principales funciones vigilar el cumplimiento de las metas de reducción de quema de gas.

Conforme a la Reforma Energética del año 2008, a la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo y a la (CNH), PEMEX está obligado a:

- LRA27CRP Artículo. 15.I. incisos b y c. establece que “PEMEX deberá cumplir con las disposiciones que expidan la SENER y la CNH, en términos de la normatividad aplicable, y entregar la información que les requieran:

- b) Reducir o evitar la quema o el venteo de gas
- c) Evitar desperdicio o derrame de hidrocarburos”

- LCNH Artículo. 3°. “La CNH ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos de exploración y explotación:

- a) Eleven el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y gas en el largo plazo.
- f) Reduzcan al mínimo la quema/venteado de gas en su extracción.”

En relación con los acuerdos internacionales, se llevó a cabo un taller en la ciudad de Campeche dirigido a personal de PEMEX, impartido por personal de GGFR (Global Gas Flaring Reduction) cuyos objetivos principales fueron:

1. Dar a conocer las mejores prácticas de quema, como alternativa en la reducción del venteo y quema de gas aplicables al contexto de México.
2. La discusión y formulación de acciones concretas y tareas a ser incorporadas en México 2010-2012 del plan de trabajo de reducción de quema.

Asimismo, dentro del Programa Especial de Cambio Climático (PECC), PEMEX debe contribuir con más del 50% de la meta de reducción de 51 millones de toneladas de dicho programa, a través de la reducción del venteo y quema de gases en las regiones marinas, vía reinyección y otras medidas complementarias de eficiencia energética.

La Secretaría de Energía, en coordinación con SEMARNAT, diseñarán una norma tendiente a reducir las prácticas de quema de líquidos y gases orientada principalmente a la reducción gradual de uso de quemadores de piso en instalaciones terrestres; la obligatoriedad de programas de recuperación de corrientes para aprovechamiento y minimización de volúmenes de venteo y quema; el empleo de las mejores tecnologías disponibles; así como el registro y reporte de datos de operación de los quemadores.

Algunas medidas de gestión complementarias a considerar son las siguientes:

- Establecer apartados específicos en los formatos de las cédulas de operación anual que permitan identificar con claridad las emisiones generadas por cada quemador, enfatizando

sobre la obligatoriedad de estimar las emisiones generadas por los sistemas, bajo condiciones normales, así como durante eventos de emergencia.

- Mantener un inventario nacional actualizado de quemadores y sistemas de desfogue, así como de sus respectivas emisiones.
- Considerar en el proceso de evaluación de los programas para la prevención de accidentes, que se enfatice en la presencia de los sistemas de desfogue y se reitere en los oficios de resolución la obligatoriedad de integrar los quemadores y sus emisiones en la cédula de operación anual.
- Permitir sólo el venteo y quema de gas cuando se trate de aspectos de seguridad industrial.

Finalmente, PEMEX cuenta con una norma de referencia que establece las consideraciones técnicas aplicables para la selección de quemadores de campo siendo ésta la NRF-031-PEMEX-2003. Dicha norma pudiera considerarse como parte del sustento de una norma que regule las emisiones de los quemadores de campo.

La NRF-031-PEMEX-2003 hace referencia al cumplimiento de la NOM-085-SEMARNAT-1994, lo cual no es factible y procedente, toda vez que los sistemas de desfogue con flama abierta no son equipos cuya función sea transferir calor, es decir, no se trata de equipos de calentamiento indirecto o directo. (La misma NRF establece: “Las emisiones a la atmósfera deben cumplir con la NOM-085-ECOL-1994”).

4.4.- Inventario de Quemadores de PEMEX

El Sistema Informático de Seguridad y Protección Ambiental (SISPA) de PEMEX, proporciona el registro de operación de los equipos de cada centro de trabajo, éste tiene el registro de los quemadores de campo que se presentan en la tabla XVIII.

Tabla XVIII.- Quemadores de las subsidiarias de PEMEX [53]

Subsidiaria	Numero de quemadores (incluye de fosa y elevados)
Pemex Exploración y Producción	370
Pemex Refinación	21
Pemex Gas y Petroquímica Básica	84
Pemex Petroquímica	24
Total	499

- PEMEX exploración y producción, 370 quemadores, con 47 elevados que están ubicados en las regiones marinas.
- PEMEX petroquímica, 24 quemadores, con 7 de fosa y el resto elevados.
- PEMEX gas y petroquímica básica, 84 quemadores, de los cuales 49 son asociados al manejo y transporte por ducto de gas LP y de ellos 27 son elevados y 22 de fosa. 35 quemadores asociados a los complejos de proceso de gas, tales como Cactus, Nuevo PEMEX, La Venta, Matapionche, Poza Rica, Cd PEMEX, área Coatzacoalcos, Arenque y Burgos.
- PEMEX Refinación, las 6 refinerías, ubicadas en Salamanca, Tula, Madero, Salina Cruz, Cadereyta y Minatitlán, reportan 21 quemadores de campo (de los cuales no se puede discriminar cuántos y cuáles son de fosa y cuántos son elevados).

Petróleos Mexicanos cuenta con un inventario de 499 quemadores de campo que no son sujetos a las regulaciones establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas vigentes (NOM-

137-SEMARNAT-2003, NOM-148-SEMARNAT-2006, NOM-085-SEMARNAT-2011, entre otras). Petróleos Mexicanos a través de la dirección corporativa de operaciones, proporcionó al 31 de octubre de 2012, un listado de quemadores instalados en los activos del organismo subsidiario PEMEX exploración y producción, con 370 equipos, distribuidos por regiones o subdirecciones de producción (ver tabla XIX).

Tabla XIX.- Quemadores PEP [53]

Región PEP	Número de quemadores
Región Marina Noreste, RMNE	28
Región Marina Suroeste, RMSO	12
Región Norte, RN	236
Región Sur, RS	82
Subdirección de Distribución y Comercialización, SDC	12
Total	370

Se dan los siguientes comentarios:

- 40 quemadores se encuentran costa fuera, en la sonda de Campeche, (pertenecientes a las regiones Marina Noreste y Suroeste) son del tipo elevado (flares), queman los excedentes de gas asociado al crudo que no se pueden procesar o enviar para su manejo en los complejos procesadores de gas, además de funcionar como dispositivo de seguridad.
- 40 quemadores son de fosa, se encuentran ubicados en instalaciones en tierra y están asociados a las baterías de separación de la Región Sur, la Región Norte y a la Subdirección de Distribución y Comercialización, (SDC).
- 290 quemadores en instalaciones de tierra, corresponden principalmente a baterías de separación y estaciones de compresión.

4.4.1- Inventario de las emisiones de los quemadores de campo

Para conocer la magnitud de las emisiones de contaminantes, tóxicos y de gases de efecto invernadero, generadas por los quemadores de campo, se tomó como base al volumen de gas quemado que reportan PEMEX exploración y producción (PEP), PEMEX gas y petroquímica básica (PGPB) y el Sistema Nacional de Refinación (SNR) para el año base 2010. También se consideró la composición del gas que se refiere en la Tabla XX que es representativa del gas asociado a la producción de petróleo crudo en la sonda de Campeche (con más del 85% del gas que es quemado en el país).

Tabla XX.- Composición mol del gas quemado [53]

Componentes		%mol base húmeda	%mol base seca
N ₂	Nitrógeno	0.4879	0.4884
CO ₂	Bióxido de Carbono	3.2232	3.2268
H ₂ S	Gas sulfhídrico	2.1734	2.1758
H ₂ O	Agua	0.1117	
C ₁	Metano	59.9622	60.0292
C ₂	Etano	17.3242	17.3436
C ₃	Propano	10.7465	10.7585
IC ₄	Isobutano	1.1951	1.1964
NC ₄	Butano Normal	3.1375	3.1410
IC ₅	Isopentano	0.5776	0.5782
NC ₅	Pentano normal	0.7400	0.7408
C ₆ ⁺	Hexanos y más pesados	0.3206	0.3210
SUMA		100	100

Se consideró una eficiencia de destrucción del 97% y el cálculo involucró la aplicación de dos técnicas de estimación: balance de masa y factores de emisión.

Se muestran los volúmenes de gas quemado y sus respectivas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Tabla XXI.- Emisiones de GEI, Ton/año, año 2010. [53]

Organismo subsidiario *	Volumen de gas quemado (MMm ³ /año)	Emisión de GEI (Ton/año)			
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ eq
Pemex Exploración y Producción, PEP	2 784	5 842 031	226 750	97	11 086 125
Pemex Gas y Petroquímica Básica, PGPB	399	837 274	32 498	14	1 588 852
Pemex Refinación, PREF	15	31 476	1 222	1	59 731
Suma	3 198	6 710 781	260 469	112	12 734 708

* No se proporcionó información del organismo subsidiario Pemex Petroquímica.

Se presenta la estimación de las emisiones de contaminantes criterio y precursores a partir de los volúmenes de gas quemados durante el año base 2010

Tabla XXII.- Emisiones de contaminante criterio y precursores (Ton/año). [53]

Organismo subsidiario *	Volumen de gas quemado MMm ³ /año	Emisión de contaminantes (Ton/año)					
		PM ₁₀ ***	SO ₂	NO _x	CO	COV's	H ₂ S **
Pemex Exploración y Producción, PEP	2 784	108 832	220 098	4 454	253 483	555 460	28 484
Pemex Gas y Petroquímica Básica, PGPB	399	15 569	31 544	638	36 329	79 608	3 796
Pemex Refinación, PREF	15	585	1 186	24	1 366	2 993	143
Suma	3 198	124 786	252 828	5 117	291 178	638 061	30 422

* No se proporcionó información del organismo subsidiario Pemex Petroquímica.

** En lo referente a contaminantes tóxicos (HAP's), se incluyen las emisiones de H₂S. Debe considerarse de igual manera la presencia de otros HAP's a nivel de trazas en las partículas y COV's.

*** Considérese que alrededor de un 15% de las emisiones de partículas corresponden a carbón negro, contaminante significativo en materia de calentamiento global.

El CH₄ que no es quemado, da una importante contribución para el efecto invernadero; también es importante tener en cuenta que del 10 al 15% de las partículas PM₁₀ estimadas corresponden a carbono negro (BC), el cual posee un alto potencial de calentamiento global (PCG). Es importante señalar el gas venteado contiene CO₂.

El inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero (INEGEI), estima unas 750 MM Ton CO₂ eq para el año 2010, por lo que las 12 734 708 Ton CO₂ eq mostradas en la Tabla XXI, representan del orden del 2% del total nacional para ese año.

En cuanto a las emisiones de contaminantes criterio, destacan las altas emisiones de (COV's), cuya magnitud se estimó en 638 061 toneladas anuales, conteniendo contaminantes orgánicos tóxicos y un gran potencial para la formación de ozono troposférico a nivel regional. Las 291 178 toneladas de (CO) también contribuyen a la formación de dicho contaminante secundario.

En lo referente a emisiones de bióxido de azufre (SO₂), estimadas en 252 828 Ton/año, éstas representan el 9% del inventario nacional de emisiones (INEM) del año 2008. Dado que la mayor parte de estas emisiones se generan costa fuera en las regiones marinas, su efecto es de tipo regional a través de la formación de aerosoles secundarios (sulfatos).

4.5.- Disposiciones técnicas para la quema y venteo de gas [54]

Documento que integra la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como la Resolución CNH.07.002/10 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los criterios de interpretación y aplicación para el cálculo del límite máximo nacional en materia de quema y venteo de gas natural, previsto en el artículo 5 de dichas disposiciones técnicas.

Disposiciones Generales

Artículo 1

Las presentes disposiciones técnicas se emiten en términos de los artículos 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y 2, 3 y 4,

fracciones III, VII, VIII, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por lo que son de observancia obligatoria y tienen por objeto que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios realicen la planificación sobre la forma en la que deberán conservar el valor económico del gas presente en los yacimientos objeto de trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, en tanto que es patrimonio de la nación; buscando siempre la maximización de su valor económico una vez que sea producido y atendiendo a los principios y bases siguientes:

I.- La Comisión dará prioridad a las inversiones para evitar o reducir al mínimo la quema y el venteo de gas. De la misma manera, la Comisión considera como prioritarias las inversiones en materia de seguridad industrial, a efecto de disminuir los riesgos que las actividades de la industria petrolera puedan causar al medio ambiente y a la salud de los trabajadores;

II.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán sujetarse al marco normativo y procedimental establecido en las presentes disposiciones técnicas, a fin de evitar, salvo causa grave, o reducir al mínimo la quema o el venteo de gas que pudiera resultar prudente realizar, como consecuencia de sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos;

III.- Las presentes disposiciones establecen las metodologías que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán seguir en el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, conforme lo establecido en el capítulo II de las presentes disposiciones técnicas, en lo relativo a la evaluación de las alternativas para evitar extraer, aprovechar, conservar o transferir el gas natural que se debe obtener de un yacimiento y a través de dichas medidas, evitar su destrucción;

IV.- Se establecen las bases para el diseño y ejecución de un programa de inversión, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones, cuyo propósito sea reducir al mínimo los volúmenes de gas que pudiesen resultar prudente destruir, y que en tal programa Petróleos Mexicanos se compromete a cumplir con lo establecido en los capítulos II a V de las presentes disposiciones técnicas.

V.- Se establecen los procedimientos que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán seguir para presentar a la Comisión un programa de cumplimiento obligatorio que incluya los objetivos, medidas, inversiones, cronogramas y otras informaciones o compromisos que resulten necesarios para reducir la quema o el venteo de gas al menor volumen y nivel técnico y económicamente viable de alcanzar. Lo anterior, como consecuencia de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de proyectos actualmente en explotación y en términos de lo establecido en el capítulo IX de las presentes disposiciones.

VI.- Se establecen las bases para realizar la verificación del cumplimiento del programa referido en las fracciones tercera, cuarta y quinta de este artículo, así como los procedimientos y avances en los programas de inversión para garantizar el cumplimiento de los objetivos planteados en materia de reducción de quema y venteo de gas, en el marco del desarrollo de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, conforme lo establecido en los capítulos VI, VII y VIII de las presentes disposiciones.

Artículo 2

El presente instrumento regula algunos aspectos operativos del proceso de extracción del gas y es complementario a los manuales de ingeniería y demás normatividad técnica emitida por Petróleos Mexicanos, siempre y cuando estas últimas no lo contravengan, en cuyo caso, prevalecerán las presentes disposiciones técnicas.

Artículo 3

En la interpretación y aplicación de las presentes disposiciones técnicas, se estará sujeto a las siguientes definiciones:

I.-Aprovechamiento del gas: Se refiere al consumo de gas por parte de la misma unidad administrativa de Petróleos Mexicanos como combustible en turbinas, compresores o motores o para su reinyección para mejorar la extracción de aceite en el mismo campo; a la venta del gas a terceros o su traspaso a otra subsidiaria que la procese, lo consuma en usos propios o lo conduzca para ser entregada a empresas permisionadas o a usuarios finales.

II.-Análisis económico: Evaluación monetaria que compara el valor presente neto de distintos proyectos de inversión en términos y condiciones semejantes.

III.-Campo: Área geográfica consistente en un yacimiento, o conjunto de yacimientos de hidrocarburos, todos agrupados o relacionados con la misma estructura geológica o condiciones estratigráficas. Puede haber dos o más yacimientos en un campo que estén separados verticalmente por rocas impermeables, por barreras geológicas laterales, o por ambas.

IV.-Comisión: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

V.-Conservación del gas: Se refiere a la recuperación del gas extraído para su inyección al yacimiento de origen para su almacenamiento, o en otros yacimientos o almacenes, siendo susceptible de ser sustraído ulteriormente para su aprovechamiento.

VI.-Destrucción del gas: La incineración, quema, venteo o fugas de gas. Estas prácticas tienen por efecto la pérdida o menoscabo del patrimonio de la nación, en virtud de que se está desperdiciando un recurso que tiene un valor económico, o de que dicho gas puede ser utilizado para otros fines.

VII.-Destrucción controlada: La quema, incineración o venteo de gas que no puede ser conservado o aprovechado por razones económicas o técnicas, y que se realiza conforme lo establecen las presentes disposiciones y demás normativa aplicable.

VIII.-Eficiencia operativa: se refiere a la adopción de prácticas o acciones para el diseño y operación de las instalaciones o en la realización de los trabajos petroleros dedicados a la exploración y explotación de hidrocarburos, que mejoren el rendimiento o los resultados de un proceso por encima del incremento en costos o consumo de recursos.

IX.-Fugas: Compuestos orgánicos o inorgánicos volátiles u otros que escapan de un sistema presuntamente cerrado, de forma fortuita.

X.-Gas: compuestos orgánicos o inorgánicos en estado gaseoso.

XI.-Gas natural: gas hidrocarburo cuyo principal componente es metano.

XII.-Gas asociado: Gas natural disuelto en el aceite en un yacimiento.

XIII.-Incineración de gas: La combustión de gas extraído en incineradores.

XIV.-Mejores prácticas: Son las acciones o recomendaciones publicadas, tecnologías empleadas o destrezas industriales instrumentadas en el mundo, que permiten elevar la eficiencia para alcanzar un objetivo o resultado con un menor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre para alcanzar un objetivo o resultado claramente definido, ambas, eficiencia y efectividad, considerando la disminución de riesgos de daños o perjuicios a las personas, a los bienes o a la naturaleza.

XV.-Netback productor de gas: El precio regulado por la Comisión Reguladora de Energía del gas que PEMEX vende por primera vez, también denominado Precio de Venta de

Primera mano, menos el costo de transporte entre la planta de procesamiento de ese gas y la boca del pozo que lo produjo.

XVI.-PEMEX: Petróleos Mexicanos, a través de su división de Exploración y Producción, y sus organismos subsidiarios.

XVII.-Plan de Desarrollo: Documento que conforme a los Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos deberá presentar PEMEX a la Comisión, en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para su dictaminación.

XVIII.-Quema de gas: La combustión, controlada o no controlada, sin aprovechamiento productivo del gas extraído de un campo, cuyo flujo contiene un porcentaje significativo de metano, pudiendo también contener otros componentes sólidos, líquidos o gaseosos.

XIX.-Quema rutinaria: La combustión controlada y planificada de gas extraído de un campo, hasta un volumen máximo establecido en las presentes disposiciones, que ocurre dentro de condiciones normales de operación, y se realiza con el objeto de mantener las condiciones necesarias de seguridad.

XX.-Secretaría: La Secretaría de Energía.

XXI.-Transferencia de gas: Es la entrega de la custodia del gas producido por una unidad administrativa de PEMEX Exploración y Producción a otra unidad administrativa o a otra subsidiaria de PEMEX distinta de PEMEX Exploración y Producción, a cambio de un precio administrado por el organismo de PEMEX encargado de calificar y establecer los términos y condiciones de los cambios de custodia de combustibles entre unidades administrativas, siendo dicho precio igual o diferente al Precio de Venta de Primera Mano determinado por la Comisión Reguladora de Energía para el gas natural.

XXII.-Venteo de gas: Acto de dejar escapar de forma controlada o fortuita a la atmósfera sin combustión el gas extraído, total o parcialmente.

XXIII.-Venteo temporal o intermitente: Acto de dejar escapar de forma controlada a la atmósfera sin combustión el gas extraído, hasta un volumen máximo por día propuesto por PEMEX y autorizado por la Comisión, siempre y cuando éste no pueda ser quemado, y se realice únicamente con el objeto de mantener las condiciones necesarias de seguridad de conformidad con las presentes disposiciones.

XXIV.-Valor económico: el valor definible o hipotético superior a cero que la nación o un tercero estaría dispuesto a pagar por un recurso, un bien o un servicio en sí mismo o por los beneficios diversos directos o indirectos que a su juicio su posición le pudiese acarrear.

Artículo 4

Únicamente podrá realizarse la destrucción del gas que sea extraído del subsuelo o de un almacén, como consecuencia de los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, en los siguientes casos:

I.-Cuando de acuerdo al estudio técnico-económico que se refiere en el capítulo II de las presentes disposiciones, y después de evaluar las alternativas para evitar extraer el gas, realizar su conservación, transferencia o disponer de él para su aprovechamiento, se arribe a la conclusión de que la única alternativa es la destrucción controlada del gas extraído.

II.-Cuando la extracción de hidrocarburos de un pozo sea inferior o igual al volumen mínimo y periodicidad que para tales efectos determine la Comisión y que ésta se realice en términos del capítulo VI, y bajo las categorías de “venteo temporal” o “quema rutinaria”.

III.-Cuando existan circunstancias de fuerza mayor, que impliquen un riesgo para la operación segura en las instalaciones, en términos de lo establecido en los capítulos V y VI de las presentes disposiciones.

Artículo 5

PEMEX deberá realizar las acciones necesarias para evitar extraer o, en caso contrario, para conservar o aprovechar el gas sustraído durante los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, o bien, transferirlo a otro campo, de conformidad con las presentes disposiciones técnicas. Para tal efecto, PEMEX evaluará las alternativas y soluciones con las que se cuenten, de tal forma que su acumulado nacional, en materia de quema y venteo de gas natural, cumpla con el criterio y bases siguientes:

I.-El volumen de destrucción de gas, a nivel nacional, que PEMEX podrá realizar cada año estará sujeto al cálculo de un límite máximo o techo.

II.-Dicho límite se obtiene de realizar las siguientes operaciones:

a).- Se divide el promedio móvil de los últimos tres años de quema y venteo de gas entre el promedio móvil de la producción de gas asociado en el mismo periodo. Para realizar esta operación deberá excluirse la información del campo Cantarell. Dicho cálculo se expresa en lenguaje matemático, a través de la siguiente fórmula:

$$X_T = \frac{\sum_{t=T-3}^{T-1} v g_t}{\sum_{t=T-3}^{T-1} g a_t}$$

Donde:

I. T es el periodo inicial a estimar (periodo de referencia).

II. t es el contador de temporalidad.

III. Σ es el operador matemático que denota la suma tanto de venteo como de producción de gas asociado.

IV. X_T es la razón de gas que servirá de base para definir el límite máximo en T de gas quemado o venteado.

V. $v g_t$ es el volumen de gas venteado o quemado sin considerar el nitrógeno en cada uno de los periodos.

VI. $g a_t$ es la producción de gas incluyendo aquél empleado como insumo para el bombeo neumático, sin considerar el nitrógeno, en cada uno de los periodos.

b).- Una vez que se ha calculado el factor X_T , se deberán aplicar las siguientes reglas para determinar el volumen de gas que podrá destruirse en determinado año:

$$1. \text{ Si } X_T \geq 2\% \quad \rightarrow \tau_T = X_T \times (1 - 20\%)$$

$$2. \text{ Si } 1\% \leq X_T < 2\% \quad \rightarrow \tau_T = X_T \times (1 - 15\%)$$

$$3. \text{ En otro caso } \rightarrow \tau_T = X_T \times (1 - 5\%)$$

Es decir,

1.- Si la razón de gas que servirá como base para el cálculo del periodo (X_T) es mayor o igual a 2%, entonces el factor τ_T será igual al 80% del factor X_T .

2.- Si el valor X_T es menor a 2% y mayor o igual a 1%, entonces el factor τ_T será igual al 85% del factor X_T .

3.- Si el valor X_T es menor a 1%, entonces el factor τ_T será igual al 95% del factor τ_T .

C).- Al multiplicar el factor τ_T por la producción de gas asociado, incluyendo aquél empleado como insumo para bombeo neumático, ambos en el periodo **T**, sin nitrógeno, se obtendrá el límite máximo de gas quemado o venteado para el periodo de referencia (**T**). Para obtener la producción de gas asociado, el nitrógeno y el gas empleado para insumo de bombeo neumático, se utilizará el POT I del periodo de referencia.

III.- Este criterio tiene por efecto que cada año se estime un nivel nuevo o techo que vaya ajustándose en el tiempo y que permita converger, en un periodo determinado a nivel nacional, al menor volumen posible de gas quemado y venteado en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, al tiempo que PEMEX alcance niveles de aprovechamiento de gas comparables con las mejores prácticas.

Una vez que se alcancen los objetivos planteados en la fracción anterior, o bien que los niveles de quema y venteo sean menores al 0.5%, la Comisión definirá nuevas bases y objetivos en esta materia.

Los límites máximos establecidos en este artículo podrán ser revisados y ajustados por parte la Comisión, con base en el análisis económico que para tal efecto realice.

Artículo 6

Con base en el cálculo establecido en el artículo anterior, PEMEX deberá realizar una planeación integral de todos los campos, yacimientos y pozos abandonados, en proceso de abandono y en explotación en donde se realice quema y venteo de gas, a efecto de establecer una estrategia integral que logre llevar la quema y el venteo de gas a niveles por debajo del límite máximo o techo establecido en el artículo anterior.

Para tal efecto, PEMEX podrá desarrollar un sistema de compensaciones en materia de quema y venteo entre distintos campos, con el objeto de elevar o garantizar el índice de recuperación y la obtención máxima de petróleo crudo y gas natural de determinado campo, mientras mantiene niveles de destrucción de gas ajustados para alcanzar la meta nacional en otros.

A través de dichas compensaciones podrán contemplarse, de forma extraordinaria, un mayor volumen de destrucción controlada de gas a los expresamente programados de conformidad con el artículo 30 de las presentes disposiciones, siempre y cuando:

I. La quema o venteo de gas se realicen de manera temporal y por un plazo no mayor a seis meses, ya sea en el mismo campo o en otros.

II.- No se rebase el límite de quema y venteo nacional proyectado para ese año.

La solicitud que para tal efecto dirija PEMEX a la Comisión, deberá contener:

I. -El análisis de factibilidad de la obtención de los beneficios económicos proyectados con estas acciones.

II.-La proyección de los volúmenes de gas que serán destruidos a través de este esquema.

III.- Las inversiones y acciones que PEMEX realizará en otros campos o yacimientos, para compensar los volúmenes de gas que serán destruidos conforme al presente artículo.

IV.- El cronograma de los trabajos que PEMEX realizará para compensar la quema y venteo realizado conforme al presente artículo.

V.- La identificación y descripción de las instalaciones e instrumentos de los campos en los cuales se realizarán las compensaciones.

VI.- Las modificaciones a los Manifiestos a los cuales hace referencia el artículo 30 de las presentes disposiciones.

Tras recibir la solicitud, la Comisión contará con 30 días para realizar las recomendaciones correspondientes, a las cuales PEMEX realizará las adecuaciones conducentes y, en su caso, expresar las razones por las cuales no atendería las observaciones realizadas por la Comisión.

Artículo 7

En caso de nuevos descubrimientos de hidrocarburos susceptibles de explotación, PEMEX deberá evaluar las alternativas señaladas en el Artículo 5 de las presentes disposiciones técnicas, siguiendo los Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos expedidos por esta Comisión.

La información que para tal efecto remita PEMEX a la Comisión, deberá permitir evaluar y determinar la cantidad de gas asociado presente en el yacimiento, el aceite a producir durante las distintas etapas de su ciclo productivo, desde el inicio de operaciones hasta su abandono, y los requerimientos técnicos que se considerarán para el diseño de los equipos e instalaciones necesarias para la conservación, aprovechamiento o en su caso, para la quema o venteo de gas extraído. Lo anterior, de conformidad con el análisis económico que para tal efecto realice PEMEX, en términos de lo establecido en el Capítulo II de las presentes disposiciones.

Artículo 8

Para el caso de aquellos pozos, campos y yacimientos en desarrollo, en proceso de abandono o en explotación, de conformidad con el apartado a) del Artículo 3 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburo, y Tercero, Cuarto y Quinto Transitorios del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, PEMEX y la Comisión definirán un programa de trabajo, en términos de lo establecido en el Capítulo IX de las presentes disposiciones, que permita la adopción de medidas específicas para los trabajos en curso. Lo anterior, con el objeto de conservar, aprovechar o transferir el gas extraído.

Artículo 9

PEMEX será responsable, de conformidad con el artículo 7 bis de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, de contar con los seguros o, en su caso, con los recursos económicos necesarios, para resarcir cualquier siniestro, daño o perjuicio económico o ambiental que genere, como consecuencia de la destrucción, controlada o no controlada, que realice de gas extraído.

Artículo 10

Corresponderá a la Comisión la interpretación y vigilancia en la aplicación de las presentes disposiciones técnicas, así como, en su caso, la realización de acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento.

Capítulo II De la explotación eficiente de los hidrocarburos

Artículo 11

Para la presentación de un proyecto nuevo de exploración y explotación de hidrocarburos o de una modificación al mismo que será sometido a dictaminación a la CNH, en términos de la fracción V, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, PEMEX deberá realizar un análisis económico de la evaluación de las alternativas para evitar la extracción del gas o su conservación, aprovechamiento o transferencia y, como último recurso, su destrucción controlada en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Dicho análisis deberá fundamentarse en las características del yacimiento conforme a los resultados que arrojen las pruebas de pozo que se realicen, el modelo estático y dinámico del yacimiento en cuestión, y con base en las siguientes premisas económicas:

I.-La incineración y quema del gas extraído no se consideran como una alternativa económica a su conservación, aprovechamiento o transferencia. Para los propósitos del reporte del manejo del gas extraído, su incineración debe ser reportada dentro de los volúmenes de gas quemado.

II.-El venteo no se considera dentro del análisis económico como una alternativa a la quema. Si los volúmenes de gas son suficientes que permiten mantener una combustión estable, el gas extraído deberá ser quemado, conservado, aprovechado o transferido.

III.- Únicamente se considerará el venteo por cuestiones de caso fortuito y seguridad industrial, y para garantizar la operación segura de las instalaciones, conforme los capítulos IV, V y VI de estas disposiciones.

En el análisis económico se considerarán los volúmenes de gas que se pretendan incinerar, quemar o ventear como destrucción de valor económico, el cual debe ser cuantificado en volúmenes, componentes o precio unitario de cada componente y valor monetario total.

Los costos en que se incurrirá en la destrucción del gas extraído deberán incluir los costos de capital y de operación de la ejecución de la destrucción, su verificación y vigilancia, así como las cargas financieras o seguros contemplados para remediar los posibles daños o perjuicios que se generen a la nación, a las personas, a las actividades económicas y a la naturaleza, como consecuencia de estas actividades.

Artículo 12

PEMEX presentará a la Comisión la metodología de cálculo económico que usó para el análisis económico referido en el artículo anterior. La metodología deberá considerar los principios y variables enunciados en el artículo anterior y complementarse con la definición de las variables que de manera enunciativa, más no limitativa, se enlistan a continuación:

I.-Relación gas aceite del yacimiento;

II.-Pronóstico diario, mensual y anual de producción del gas a extraer durante la vida productiva del yacimiento, identificando sus distintos componentes;

III.-Contenido calorífico del gas natural a extraer:

IV.-Premisas de precios y, costos de capital y de operación de acuerdo al campo conforme lo establecen los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos expedidos de comisión;

V.- Estimado de las inversiones necesarias a incurrir para efectos de la conservación o del aprovechamiento del gas;

VI.-Valor presente neto –VPN- de la evaluación a nivel de campo.

VII.-Valor monetario del gas sustraído, a través del Netback productor de gas.

Artículo 13

Para evaluar la alternativa de aprovechar el gas o bien, optar por su conservación, se deberán atender las siguientes consideraciones:

I.-Características y componentes del gas sustraído.

II.-Volumen de gas a producir de forma constante.

III.-Cercanía de instalaciones de procesamiento del gas.

IV.-Características geográficas, geológicas y estratigráficas del yacimiento.

V.-Ubicación de las estructuras para su almacenamiento.

Artículo 14

Para evaluar la alternativa de transferir el gas, se deberán atender las siguientes consideraciones:

I.-La localización remota donde las ventas de gas no sean factibles.

II.-Infraestructura disponible para transportar el gas.

III.-Monto de inversiones a realizar entre distintos campos.

Artículo 15

Si la transferencia del gas se realiza con el objetivo de mejorar el desplazamiento o incrementar la presión del campo-yacimiento receptor, el estudio económico que presente PEMEX deberá reportar la siguiente información:

I.-Cálculo del tamaño o capacidad del casquete de gas del campo-yacimiento receptor.

II.-Justificación por la cual la inyección de agua no sea factible. Por ejemplo, PEMEX podrá explicar si los minerales de la roca son sensibles al agua, que la locación carece de un abastecimiento factible de agua, o permeabilidades extremadamente bajas, que hagan que la inyección de agua no sea factible.

III.-La descripción de las características del gas que será destinado a la transferencia para la inyección en el yacimiento de otros campos, de acuerdo con los siguientes factores:

a) Si el punto de rocío del agua es menor o igual a 15°C a 73.21 Atm.

b) Si el contenido de condensados es menor al 1%.

- c) Si existe un bajo contenido de propano, el cual sea menor al 5%.

La medición del volumen de gas transferido al campo receptor se hará bajo la metodología de transferencia de custodia del gas, vigente en PEMEX, bajo las siguientes consideraciones generales para su medición:

- a) La incertidumbre general en la medición será de un +- 4%.
- b) Todas las mediciones serán consideradas una sola fase, es decir, se deben excluir los líquidos u otros materiales que pudieran contener.
- c) Las mediciones deben ser especificadas en volumen.
- d) Las condiciones de referencia estándar serán de 20°C y 1 Atm.

Es responsabilidad de la Dirección General de PEMEX Exploración y Producción, garantizar el acceso a los sistemas de transporte, recolección y procesamiento productivo existentes, a efecto de que pueda realizarse la transferencia de gas en las condiciones técnicas y económicamente viables.

Artículo 16

Sin perjuicio de los resultados de la evaluación técnica y económica, PEMEX deberá conservar, transferir o aprovechar el gas extraído, en caso de que la relación gas-aceite en un yacimiento sea mayor a 17.81 metros cúbicos sobre metro cúbico (100 pies cúbicos estándar sobre barril estándar), o si la instalación para la quema del gas está a una distancia menor a 500 metros (1640 pies) de una zona habitacional.

Artículo 17

Si en virtud de los resultados del análisis económico revisado por la Comisión, resultara que la única alternativa es la destrucción controlada del gas asociado en un determinado campo, PEMEX deberá considerar las disposiciones de los capítulos IV, V y VI, dentro del diseño de su Plan de Desarrollo de los proyectos, a fin de obtener el dictamen favorable de la Comisión en materia de quema y venteo de gas. Lo anterior, en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 18

PEMEX presentará a la Comisión el plan de desarrollo del proyecto a evaluar, el cual deberá contemplar, en la materia de aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien destrucción controlada de gas, la siguiente información:

I.-Análisis económico referido en el Artículo 11 de las presentes disposiciones y justificación técnica de las alternativas por las que se haya optado en el proyecto, así como las acciones que se emprenderán para disminuir al mínimo la destrucción del gas a lo largo del ciclo productivo del campo y la propuesta de desarrollo tecnológico para alcanzar una mayor eficiencia operativa en cuanto a dicha disminución.

II.-El Plan de Explotación del Gas que basado en el conocimiento de las reservas del campo programe el aprovechamiento y la explotación prudente del gas asociado a lo largo de su ciclo productivo, desde su inicio hasta su abandono, que maximice el valor del gas natural y que contemple las medidas para evitar su destrucción.

III.-El Plan de Desarrollo del Campo y de Instalaciones de Apoyo para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien destrucción controlada de gas, el cual deberá incluir apartados en los que específicamente se programen soluciones para el

aprovechamiento o la conservación del gas y para la destrucción controlada del gas conforme a las presentes disposiciones.

IV.-El cronograma de trabajos para la construcción de las instalaciones que se dedicarán al aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien destrucción controlada de gas y la fecha tentativa en la que concluirán los mismos.

Artículo 19

El Plan de explotación del gas deberá contener, al menos, la siguiente información:

I.-Identificación de las posibles fuentes continuas e intermitentes para la recuperación y, en su caso, la destrucción del gas extraído.

II.-El cálculo del volumen de gas asociado que se proyecta extraer durante un período o etapa dentro del ciclo de vida de un yacimiento o campo, y el cual serviría como fundamento para evaluar las opciones para adaptar diversas instalaciones.

III.-La complementariedad técnica y económica de las distintas instalaciones propuestas a fin de optimizar la eficiencia operativa de cada una de ellas.

Artículo 20

El Plan de Desarrollo del Campo y de Instalaciones de Apoyo para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien destrucción controlada de gas deberá contener, al menos, la siguiente información:

I.-Pronósticos diarios, mensuales y anuales de extracción de gas y de la forma en la que se dispondrá del gas extraído.

II.-Descripción de instalaciones y equipos, identificación de su ubicación y croquis.

III.-Vida útil de las instalaciones y de los equipos, así como el programa diario, mensual y anual de uso y de paros pronosticados de los sistemas y equipos para la quema y venteo.

IV.-Análisis de riesgos en seguridad industrial, salud y protección ambiental. Requisitos de operación y mantenimiento.

V.-Cronogramas para la instalación e inicio de operación de las instalaciones.

VI.-Condiciones de logística y riesgos asociados a la operación de aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien destrucción controlada de gas.

VII.-Condiciones técnicas que deben cumplirse para la destrucción controlada de gas.

VIII.-Pruebas de las instalaciones y supervisión.

IX.-Sistemas de control, bitácoras y reportes.

X.-Mecanismos de evaluación del cumplimiento y de correcciones en caso de fallas o insuficiencias.

Artículo 21. La Comisión evaluará las propuestas técnicas presentadas por PEMEX en estos planes durante la dictaminación que realice del Plan de Desarrollo del proyecto, en términos del artículo 3 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior, a efecto de que se emitan opiniones y recomendaciones para garantizar que los volúmenes de gas natural a destruir sean los mínimos y se fomente una creciente eficiencia operativa en su aprovechamiento conforme las mejores prácticas internacionales. Asimismo, PEMEX

estará obligado a reevaluar cada cinco años la viabilidad técnica y económica de las alternativas de conservación o de aprovechamiento del gas que esté siendo destruido por cada proyecto, en términos de lo establecido en el Capítulo VI de las presentes disposiciones técnicas. Para ello, deberá presentar al término de ese periodo, una propuesta de modernización que contemple un comparativo con las mejores prácticas, tanto de empresas públicas como privadas, sobre las alternativas de aprovechamiento o conservación del gas, independientemente de su viabilidad económica en México al momento del análisis.

Capítulo III

Del manejo operativo de la destrucción del gas (quema y del venteo)

Artículo 22

PEMEX dará aviso a la Comisión de la terminación de los trabajos de construcción de las instalaciones, y remitirá adjunto al mismo un Programa de Inversiones, Operación y Mantenimiento a las Instalaciones dedicadas a la conservación, aprovechamiento y, en su caso, a la destrucción controlada de gas, el cual contendrá, al menos, la siguiente información:

I.-Resultados del estudio PVT (Presión, Volumen, Temperatura) referido a los fluidos del yacimiento y en especial al gas asociado, en el cual se deberá reportar al menos, el contenido en porcentaje de los siguientes elementos:

- a).- Gases inertes Nitrógeno, Helio y Argón
- b).- Gases ácidos: ácido sulfhídrico y dióxido de carbono
- c).- Componentes ligeros: Metano, Étano, Propano, Butano y Pentano
- d).- Componentes pesados: Parafinas, Naftas y aromáticos.
- e).- Compuestos con azufre e hidrocarburos con metales.

II.-El Pronóstico sobre la destrucción del gas, a lo largo del ciclo de vida del yacimiento.

III.-Plan de trabajo que contemple:

- a).- La programación de la quema rutinaria y del venteo temporal o intermitente permitido de gas extraído por pozo, yacimiento y campo.
- b).- La programación de destrucción del gas por mantenimiento y operaciones programadas.
- c. Protocolos o procedimientos a adoptar en materia de venteo y quema rutinaria de gas.
- d).- Sistemas de medición.
- e).- Programas de capacitación al personal que manejará los instrumentos y deberá ejecutar los planes y protocolos de seguridad en materia de destrucción controlada del gas.
- f).- Programa de inspecciones internas realizadas por PEMEX para supervisar la seguridad de las instalaciones en materia de destrucción del gas, así como los reportes de cumplimiento de los objetivos planteados en las presentes disposiciones técnicas.

IV.-Descripción técnica de las características de los equipos e instrumentos en general que conforman las instalaciones dedicadas a la destrucción controlada del gas extraído.

V.-Descripción técnica de las características de los equipos e instrumentos en general con los que se contará para afrontar situaciones de emergencia y seguridad en la operación de estas instalaciones.

VI.-Descripción técnica de los instrumentos con los que se cuenta para realizar los trabajos de medición, conforme a las disposiciones técnicas que para tal efecto emita la Comisión.

VII.-La Comisión contará con diez días hábiles para emitir sus observaciones al Programa y, en caso de ser necesario, proponer modificaciones al mismo. PEMEX contará con diez días hábiles a su vez, para responder a dichas observaciones y, en caso de no adoptar las sugerencias de la Comisión, deberá comunicar por escrito las razones respectivas.

Artículo 23

PEMEX podrá realizar quema o venteo de gas, de acuerdo con los límites establecidos en el artículo 35 de las presentes disposiciones, durante la realización de las pruebas de pozo dentro de la fase de exploración del yacimiento o del campo y las cuales no podrán durar más de 72 horas.

Artículo 24

La programación de la quema rutinaria del gas debe contemplar, entre otra, la siguiente información:

I.-Condiciones generales para la realización de la quema rutinaria.

II.-Reglas para remediar las situaciones de seguridad o de emergencia que obliguen la realización de quema no rutinaria.

III.-Reglas para remediar situaciones de seguridad o de emergencia que impidan la realización de quema rutinaria o no rutinaria.

IV.-Reglas de operación, en caso de que se presenten fallas en los equipos.

V.-Reglas para la prevención de retorno de flama (backflash).

Artículo 25

Los equipos e instalaciones para la realización de la quema de gas deben garantizar:

I.-El encendido y apagado automático del quemador.

II.-La separación de los líquidos que surjan como consecuencia de la quema.

Artículo 26

La realización de la quema deberá realizarse usando las tecnologías más eficientes y llevando a cabo las mejores prácticas de la industria, bajo las siguientes condiciones de operación:

I.-Se debe considerar un tiempo límite para la quema rutinaria, la cual no podrá ser mayor a 72 horas.

II.-Se deberá efectuar la quema a una distancia segura, la cual será calculada dependiendo de los compuestos del gas a quemar y de las instalaciones industriales o zonas residenciales. En cualquier caso, se deberán observar los siguientes criterios:

a).-Se deberán guardar 60 metros (196 pies) de distancia entre el quemador y otras instalaciones o equipos, tales como cabezales de pozos, separadores, tanques, bombas, compresores, intercambiadores de calor y ductos.

b).-Si el gas contiene una cantidad significativa de compuestos tóxicos, en términos de la normatividad de salubridad y seguridad en los centros de trabajo, y cercanos a una zona residencial, se deberá guardar al menos 500 metros (1640 pies) de distancia de los mismos.

III.-Se deben verificar las condiciones de ruido que se pudieran generar, tomando como máximo 80 y 100 decibeles desde el origen del mismo.

IV.-Se deben verificar las condiciones de calor que pudiera generar, existiendo como mínimo entre la fuente de calor y los operadores de las instalaciones, al menos una distancia de 60 metros (196 pies) para 50.66 MJ/ pie².

V.-Se debe cuidar que las emisiones de humo que pudieran generarse observen un valor menor de 2 en la escala Ringleman.

VI.-Se debe cuidar que las emisiones de olor que pudieran generarse, se contengan dentro de lo establecido en la fracción II de este artículo.

Artículo 27

La realización de venteo temporal de gas extraído debe contemplar, entre otra, la siguiente información:

I.-Condiciones generales para la realización de venteo de gas en las que se establezcan:

a).-Condiciones atmosféricas óptimas, e identificación de asentamientos humanos cercanos o zonas residenciales potencialmente en riesgo.

b).-Manejo adecuado de los líquidos, presentes al momento de realizar el venteo de gas.

c).- Condiciones generales de la presión de vapor y temperatura para la realización del venteo.

d).-Tiempos máximos para la realización del venteo.

e).-Existencia de gas dulce el cual no deberá contener ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

II.-Situaciones de seguridad o de emergencia que obliguen la realización de venteo.

III.-Límites al volumen, escala o porcentaje del gas a ser venteado.

IV.-Casos de excepción.

V.-Control y seguimiento de venteo de gas no combustible.

Artículo 28

Los equipos de seguridad para controlar el venteo deben garantizar, al menos, los siguientes requerimientos:

I.-Que pueda limitarse el venteo de gas que contenga H₂S (ácido sulfhídrico), Benceno, así como otros compuestos olorosos.

II.-Que puedan programarse y ejecutarse reparaciones en el mismo lugar, así como posibilidad de detectar y reparar fugas.

III.-Mecanismos para garantizar la transportación con controles de emisiones para transportar fluidos.

Artículo 29

Adicionalmente, PEMEX deberá establecer medidas para prevenir o minimizar la combustión proveniente de las emisiones de azufre derivadas de la combustión, especificando las condiciones operativas y de diseño para las mismas. Asimismo, queda prohibido que PEMEX ventee gas que contenga más de 2 a 3 mol de H₂S (ácido sulfhídrico).

Artículo 30

A efecto de garantizar la transparencia en la ejecución del programa de inversiones, operación y mantenimiento a las instalaciones dedicadas a la destrucción controlada de gas y de conformidad con los términos y condiciones aprobados por la Secretaría en el Título de Asignación correspondiente, PEMEX deberá elaborar y remitir para su inscripción en el Registro Petrolero, dentro de los diez días hábiles posteriores a que la Comisión haya recibido la comunicación final referida en el Artículo 22 de las presentes disposiciones, el manifiesto por el que se establecen las metas, por campo, para el aprovechamiento, conservación y, en su caso, la destrucción controlada de gas extraído.

Dicho manifiesto contendrá, al menos, la siguiente información:

I.-Características y componentes del gas que se encuentra en el campo.

II.-Objetivos de recuperación, por campo, de aprovechamiento o conservación de gas, en su caso.

III.-Cantidad de gas extraído que quedaría sujeto a destrucción, en su caso.

IV.-Determinación de los responsables oficiales por campo, que deberán reportar el cumplimiento y grado de avances de las metas proyectadas, en materia de conservación, aprovechamiento, transferencia y destrucción controlada de gas extraído.

V.-Plan de trabajo, por cada campo, del programa de inversiones, operación y mantenimiento a las instalaciones dedicadas a la destrucción controlada de gas.

VI.-Inversiones comprometidas, en materia de adecuación o modificación de instalaciones, para el aprovechamiento, conservación y destrucción controlada de gas.

Capítulo IV De las instalaciones y procedimientos para la destrucción del gas

Artículo 31

A efecto de preservar la seguridad operacional al momento de realizar la destrucción controlada del gas extraído, PEMEX deberá adoptar las medidas necesarias para garantizar la protección contra incendios en las instalaciones dedicadas a la quema y venteo de gas, así como la adaptación y localización de éstas, de acuerdo con las mejores prácticas.

Para tal efecto, y como referencia prudencial para preservar la seguridad operacional al momento de realizar la destrucción controlada del gas extraído, la localización de cualquier instalación dedicada a la destrucción controlada de gas guardarán las siguientes distancias:

I.-De otro pozo localizado, en perforación o en producción de hidrocarburos, la mínima que, asegure el espaciamiento óptimo de los pozos para la explotación racional del campo, de acuerdo con el estudio del yacimiento que PEMEX presentará a la Comisión y conforme lo establecen lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

II.-Mientras no se cuente con los datos necesarios para el estudio anterior, la distancia mínima entre pozos será de 200 metros (656 pies) si se trata de pozos productores de aceite, y de 600 metros (1968) pies para los pozos productores de gas, siempre y cuando se demuestre a la Comisión que se trata de un mismo yacimiento. En casos especiales, podrán reducirse las distancias anteriores, si se demuestra la necesidad o la conveniencia técnica de esta reducción.

III.-De un tanque de almacenamiento de hidrocarburos en uso, dos veces el diámetro del tanque, siempre que la distancia que resulte no sea inferior a 20 metros (66 pies).

IV.-De las baterías de separación y quemadores, como mínimo 100 metros (328 pies).

V.-De los diversos talleres, calderas y demás instalaciones en uso, 50 metros (164 pies).

VI.-De las casas habitación, 500 metros (1640 pies).

VII.-De algún oleoducto, gasoducto, tuberías de productos, tuberías de descarga y, en general, toda clase de tuberías, 20 metros (66 pies).

Artículo 32

En cualquier circunstancia, PEMEX deberá tomar las previsiones necesarias para evitar el riesgo de una explosión o incendio, como consecuencia de la realización de la destrucción de gas. Para tal efecto, deberán considerarse, al menos, los siguientes requerimientos:

I.-Para la realización del venteo deben guardarse las siguientes distancias:

a) 25 metros (82 pies) de cualquier equipo inflamable.

b) 50 metros (164 pies) de la fuente.

c) 35 metros (115 pies) de los equipos para la prueba y/o servicio al pozo cuyos componentes tengan elementos inflamables.

II.-Para la realización de quema rutinaria, la localización de tanques de almacenamiento de hidrocarburos guardará, al menos, las siguientes distancias, de acuerdo con su capacidad, características y condiciones de almacenamiento:

a).-Tanques para almacenamiento a presión atmosférica (ver tabla XXIII).

Tabla XXIII.- Tanques para almacenamiento [54]

	PUNTO DE REFERENCIA	DISTANCIA
1. Para tanques de almacenamiento de petróleo crudo, de techo fijo y desprovisto de sistema de extinción de incendios:		
	(i) De un tanque fijo a construcciones, a fuegos descubiertos o a cualquier	3 veces su mayor dimensión
	lindero con vía pública	
	(ii) De un tanque fijo a otros tanques	La semisuma de las mayores dimensiones de los dos tanques; cuando los tanques formen parte de instalaciones de campos petroleros en producción, la distancia entre tanques con capacidad de 500 bbl o mayores será la máxima dimensión del tanque de menor capacidad, y para las mismas condiciones pero con tanques de capacidad menor de la indicada, la distancia podrá ser de un metro como mínimo.
2. Para tanques de almacenamiento de petróleo crudo, de techo flotante o de techo fijo, con sistema fijo para la extinción de incendios o con sistema de aprovechamiento de vapores:		
	(i) De un tanque fijo a construcciones, a fuego descubierta o al lindero con cualquiera vía pública.	2 veces su mayor dimensión.
	(ii) De un tanque fijo a otros tanques de almacenamiento-	La semisuma de las mayores dimensiones de los tanques.
3. Para tanques de almacenamiento de productos refinados, de techo fijo y sin sistema fijo de extinción de incendios:		
	De un tanque fijo al lindero próximo, a construcciones o al lindero con cualquiera vía pública	2 veces su mayor dimensión
4. Para tanques de almacenamiento de productos refinados, de techo flotante, o de techo fijo con sistema de extinción de incendios o con sistema de aprovechamiento de vapores:		
	(i) De un tanque fijo al lindero próximo, a construcciones o al lindero con cualquiera vía pública.	Una vez su mayor dimensión, pero no menos de 3 metros.
	(ii) De un tanque fijo a otros tanques de almacenamiento.	La semisuma de las mayores dimensiones de los tanques.

b).-Tanques para almacenamiento a presión. Para tanques horizontales y verticales con sistema de venteo, que permitan presiones hasta un máximo de 0.180 kg/cm² las (2.56 lb/pulg²) las distancias mínimas requeridas de los tanques de almacenamiento a la presión indicada al lindero más próximo, a construcciones o al límite de cualquiera vía pública, se establecerán de acuerdo con la siguiente tabla XXIV.

Tabla XXIV.- Tanques para almacenamiento a presión [54]

PUNTO DE REFERENCIA	DISTANCIA
De capacidad menor de 6 bbl	3 metros
De capacidad menor de 6 bbl hasta 19 bbl	6 metros
De capacidad menor de 19 bbl hasta 283 bbl	9 metros
De capacidad menor de 283 bbl hasta 717 bbl	12 metros
De capacidad menor de 717 bbl hasta 1195 bbl	18 metros
De capacidad menor de 1195 bbl hasta 2390 bbl	30 metros
De capacidad menor de 2390 bbl hasta 11950 bbl	50 metros
De capacidad menor de 11950 bbl hasta 23807 bbl	60 metros
De capacidad menor de 23807 bbl hasta 47614 bbl	80 metros
De capacidad menor de 47614 bl hasta 71420 bbl	100 metros
De capacidad mayor a 71420 bbl	110 metros
De un tanque fijo a otros tanques	La semisuma de sus mayores dimensiones, pero no menos de 6 metros

c) Para tanques que almacenen hidrocarburos o productos derivados del petróleo a presiones mayores de 0.180 kg/cm² (2.56 lb/pulg²) las distancias que deberán mantener al lindero más próximo, a las vías públicas más cercanas o a otros tanques será de 1.5 veces mayor que las indicadas para tanques que almacenen hidrocarburos o productos derivados del petróleo hasta el 0.180 kg/cm² (2.56 lb/pulg²) de presión manométrica.

Todas las distancias establecidas anteriormente pueden ser reducidas cuando en la construcción de los tanques se tomen las siguientes prevenciones: protección contra incendios, protección con revestimiento, que los tanques sean cerrados o cualquiera medida de seguridad que se emplee en la construcción y sea suficiente.

Para tal efecto, PEMEX deberá reportar dichas adecuaciones a las instalaciones, en el aviso a que hace referencia el artículo 22 de las presentes disposiciones.

Capítulo V De las fugas de gas y mermas

Artículo 33

PEMEX deberá desarrollar e implementar un plan para detectar y reparar las fugas que se presenten en sus instalaciones, debiendo calcular y reportar el volumen de gas que se esté mermando de sus instalaciones.

Dicho plan será reportado dentro del programa referido en el artículo 22 de las presentes disposiciones y deberá contemplar, al menos, los siguientes elementos:

I.-Contar con los instrumentos necesarios para medir las diferencias en el volumen del gas y del aceite, desde su punto de extracción, hasta su inyección en los sistemas de recolección y de transporte. Lo anterior, conforme a las disposiciones técnicas de medición que para tal efecto expida la Comisión.

II.-Identificar los elementos en las instalaciones que pudieran presentar algún punto de fuga como lo son las válvulas, ductos, bombas, instrumentos de medición, conectores, compresores y bridas.

III.-Cálculo aproximado del volumen de emisiones basado en un fundamento técnico.

IV.-Contar con los recursos técnicos, humanos y financieros para la prevención, control o reparación de las fugas que se presenten en las instalaciones.

Artículo 34

El proceso general para la cuantificación de las fugas se realizará en los términos y condiciones que establezcan las disposiciones técnicas de medición referidas en el artículo anterior.

PEMEX deberá reportar, a través de los informes trimestrales señalados a los que hace referencia el artículo 36 de las presentes disposiciones, al menos, la siguiente información:

I.-Identificación del número de fuentes o componentes posibles de fuga, indicando su accesibilidad;

II.-Identificación del tipo de componentes emitidos.

III.-Tipo de servicio (gas, vapor, líquido con gas). Si de acuerdo con los instrumentos de medición, existen diferencias entre distintos puntos de uno o varios sistemas, sean estos de extracción, recolección o traslado, PEMEX incorporará dicha información en los informes trimestrales referidos en el artículo 36 de las presentes disposiciones, e incluirá una justificación técnica de tal diferencial.

Capítulo VI De la gestión y administración de la destrucción del gas

Artículo 35

PEMEX podrá realizar la destrucción controlada de gas en los términos del Programa de Inversiones, Operación y Mantenimiento a las Instalaciones y dentro de los límites siguientes:

I.-Para el caso de venteo temporal o intermitente, el volumen total de gas no podrá sobrepasar el límite establecido en la fracción II, del artículo 37. Los volúmenes de gas venteado durante las pruebas de pozos nuevos y existentes quedarán sujetas a la planeación que PEMEX deberá reportar a la Comisión en términos del artículo 22 de las presentes disposiciones.

II.-Para el caso de quema rutinaria, se atenderá a la siguiente tabla XXV.

Tabla XXV.- Quema rutinaria en distintos tipos de pozos [54]

Categoría	Descripción	Umbral
Pozo Exploratorio	Pozo que se perfora como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos, y en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas. Este tipo de pozos se realizan en campos nuevos o en una nueva formación productora dentro de un campo existente. Después de la construcción del mismo, dependiendo del área donde se perforó y del resultado de la perforación, la clasificación del pozo cambia y pueden ser productores y no productores.	$\leq 21188 \text{ } 10^3 \text{ pie}^3$
Pozos de Desarrollo	Aquellos pozos perforados con la finalidad de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento. El objetivo principal al perforar un pozo de desarrollo es aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada; sin embargo y debido a la incertidumbre acerca de la forma o el confinamiento de los yacimientos, algunos pozos de desarrollo pueden resultar secos.	$\leq 7062 \text{ } 10^3 \text{ pie}^3$
Pozo delimitador	Después de la perforación de un pozo exploratorio en un área inexplorada que resulta productor, se perforan los pozos de avanzada con el objetivo principal de establecer los límites del yacimiento. Sin embargo, también se perforan pozos de avanzada con el objeto extender el área probada de un yacimiento, si durante el desarrollo de la explotación del mismo se dispone de información que indique que este podría extenderse más allá de los límites originalmente supuestos.	$\leq 14125 \text{ } 10^3 \text{ pie}^3$
Pozo inyector	Aquellos pozos que permiten inyectar fluidos en las formaciones atravesadas durante la perforación.	$\leq 7062 \text{ } 10^3 \text{ pie}^3$

III.- Si derivado de las pruebas de pozo se concluye la existencia de un yacimiento de aceite negro que registra en sus pozos una relación gas aceite menor a $1.78 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a 20°C y 1 atmósfera (10 pies cúbicos sobre barril estándar), y que éste no contiene elementos contaminantes en una cantidad que pongan en peligro la salud humana y el medio ambiente en términos de la legislación de la materia, se podrá realizar la quema del mismo.

Artículo 36

La destrucción controlada de gas, dentro de límites establecidos en los artículos anteriores y conforme a los programas, cronogramas y planes de trabajo descritos en los capítulos III, IV y V de cada campo, será reportada a la Comisión, a través de informes trimestrales que contendrán, entre otra, la siguiente información:

I.- Volúmenes de gas destruido por mes, tomando en cuenta las emisiones acumuladas de todas las fuentes y desagregando las siguientes categorías:

- a).-Gas quemado por yacimiento y por campo.
- b).-Gas venteado por yacimiento y por campo.

II.- Resultado de las verificaciones internas realizadas.

III.- Reporte del mantenimiento de las instalaciones e instrumentos de medición dedicados a la destrucción controlada de gas.

IV.- Reporte de eventos inusitados respecto de la destrucción controlada de gas.

V.- Fugas registradas.

Artículo 37

PEMEX deberá dar aviso a la Comisión:

I.- Cuando por cuestiones de mantenimiento no programado y de la adopción de medidas preventivas, se requiera la realización de quema de gas no programada, por un máximo de 3 días. Dicho aviso deberá ser presentado, cuando menos, 72 horas antes de la realización del evento, y deberá contener, al menos:

a).- Mapa de ubicación del pozo donde se realizará la quema no programada, identificando las instalaciones más próximas, en un radio de 500 metros (1640 pies) y, de ser el caso, las zonas residenciales que podrían verse afectadas.

b).- Justificación por la que no fue posible considerar la quema, dentro del cronograma de los programas de trabajo.

c).- El volumen de gas que pretende destruirse.

d).- La descripción de las instalaciones y equipo con el que se cuenta para realizar la quema no programada, señalando su capacidad máxima de operación.

e).- Porcentaje en el que impactará las metas proyectadas, por pozo, yacimiento y campo, en materia de aprovechamiento o destrucción de gas.

II.- Cuando por cuestiones de seguridad se requiera ventear un volumen mayor a 199,973 metros cúbicos (7062×10^3 pies³), dentro de las 24 horas de operación, por más de 3 días, para prevenir riesgos operacionales. Dicho aviso deberá contener:

a).- Mapa de ubicación del o los pozos donde se requiere ventear, identificando las instalaciones más próximas, en un radio de 500 metros (1640 pies) y, de ser el caso, las zonas residenciales que podrían verse afectadas.

b).- Justificación por la que no fue posible considerar el venteo, dentro del cronograma de los programas de trabajo.

c).- Razones por las que no es posible quemar.

d).- El volumen de gas que se pretende ventear.

e).- La descripción de las instalaciones y equipo con el que se cuenta para realizar el venteo no programado, señalando su capacidad máxima de operación.

f).- Porcentaje en el que impactará las metas proyectadas, por pozo, yacimiento y campo, en materia de aprovechamiento y destrucción de gas.

Los avisos deberán estar firmados por el responsable oficial de las instalaciones, con copia al Titular de la Dirección de Planeación y Evaluación de PEMEX Exploración y Producción.

Artículo 38

No se requerirá dar aviso previo a la Comisión, cuando por situaciones de emergencia que pongan en riesgo la salud y seguridad del personal, de las instalaciones o de las zonas residenciales cercanas, sea necesario realizar quema o venteo de gas.

Una vez que haya comenzado la operación de destrucción, conforme al párrafo anterior, PEMEX deberá rendir un informe a la Comisión, dentro de las 48 horas siguientes, el cual contendrá, al menos, lo siguiente:

I.- Tiempo proyectado para la realización de la quema o venteo.

II.- Justificación técnica de la realización de la quema o venteo.

III.- Volumen de gas que se proyecta quemar o ventear.

IV.- Plan de trabajo para evitar o, en su caso, aminorar los efectos que se generarán por la contingencia.

V.- Descripción de las instalaciones y equipo con el que se cuenta para realizar la quema o el venteo no programado, señalando su capacidad máxima de operación.

Dicho informe deberá estar firmado por el responsable oficial de las instalaciones, con copia al Titular de la Dirección de Planeación y Evaluación de PEMEX Exploración y Producción.

Artículo 39

Cada cinco años, en la segunda semana del mes de enero, PEMEX entregará informes por proyecto a la Comisión a los cuales hace referencia el artículo 21 de las presentes disposiciones y contendrán, al menos, la siguiente información:

I.- Los avances de los Programas de inversiones, operación y mantenimiento a las instalaciones dedicadas a la recuperación y, en su caso, la destrucción controlada de gas de cada proyecto en curso. Lo anterior, conforme lo señalado en los manifiestos referidos en el artículo 30 de las presentes disposiciones.

II.- Un balance de la eficacia de las acciones adoptadas en materia de quema y venteo de gas, por yacimiento y campo.

III.- En su caso, las propuestas de modificaciones a los Programas de inversiones, operación y mantenimiento a las instalaciones dedicadas a la recuperación y la destrucción controlada de gas de los proyectos en curso. Con dicha información, PEMEX elaborará un informe quinquenal general. La Comisión contará con treinta días hábiles, contados a partir de la fecha de presentación de dichos informes, para evaluar las modificaciones propuestas por PEMEX y, de ser el caso, realizará las observaciones correspondientes. Una vez terminado este plazo, PEMEX contará con quince días hábiles para responder a las observaciones realizadas por la Comisión, y solicitará la inscripción de las posibles adecuaciones a las metas programadas en los manifiestos de cada proyecto en curso.

Artículo 40

Sin detrimento de las demás disposiciones contempladas en el presente capítulo, PEMEX deberá informar a la Comisión, sin que se requiera oficio o solicitud alguna, cualquier acto, hecho o circunstancia que directa o indirectamente, altere, modifique o ponga en riesgo la operación de los instrumentos, instalaciones y programa en general en materia de aprovechamiento, conservación, transferencia o destrucción controlada de gas, durante la ejecución de los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Capítulo VII De la verificación de la destrucción del gas

Artículo 41

El seguimiento de la ejecución del programa de inversiones, operación y mantenimiento para la destrucción controlada de gas, así como la verificación de los informes respectivos se realizarán a través de los procedimientos contemplados en las presentes disposiciones técnicas y bajo los términos y condiciones de las visitas de verificación que esta Comisión realice conforme a la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y sus respectivos Reglamentos.

Artículo 42

La Comisión podrá realizar las siguientes acciones de verificación:

I.-Revisión documental.

II.-Visitas de verificación a instalaciones.

III.-Revisión de los instrumentos de medición y pruebas de equipo y de operación de las instalaciones dedicadas al aprovechamiento, conservación o destrucción controlada de gas.

Artículo 43

PEMEX mantendrá a disposición de la Comisión, en todo momento, la siguiente información:

I.-Documentación de la adquisición del equipo e instrumentos empleados para el aprovechamiento, conservación o destrucción controlada de gas, así como los manuales y guías de operación de los mismos.

II.-Bitácoras de los trabajos de mantenimiento del equipo, instalaciones e instrumentos de medición empleados para el aprovechamiento, conservación o destrucción controlada de gas.

III.-Programas y temarios de los cursos de capacitación del personal destinado a realizar las acciones para el aprovechamiento, conservación o destrucción controlada de gas, así como la relación de asistencia a los mismos.

IV.-Reportes e informes, por pozo, yacimiento y campo de las verificaciones internas realizadas por parte de PEMEX, a las instalaciones y a los equipos de medición de los volúmenes de gas extraído.

V.-En general, la información relacionada con el seguimiento de la operación de las instalaciones donde se realicen actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículo 44

La Comisión emitirá un manual de verificaciones, en donde se detallen los procedimientos de verificación de las instalaciones en materia de quema y venteo de gas.

Artículo 45

Las visitas de verificación podrán iniciarse a instancia de la propia Comisión, por solicitud expresa de la Secretaría, o como consecuencia de denuncias públicas.

Artículo 46

La Comisión emitirá en su caso las Normas Oficiales Mexicanas y sus respectivos Procedimientos de Evaluación de la Conformidad en donde se establezcan los procedimientos de revisión de los instrumentos de medición y pruebas de equipo y de operación de las instalaciones dedicadas a la conservación, aprovechamiento, transferencia y destrucción controlada de gas.

Capítulo VIII De las medidas precautorias y del procedimiento correctivo en casos de incumplimiento

Artículo 47. De conformidad con los artículos 15 Bis y 15 Ter y 16 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, e inciso f) del Artículo 3, y fracciones VI, VIII, XIII, XV, XVI, XXII, XXIII del Artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el artículo 32 del Reglamento Interno de la Comisión y demás aplicables del Reglamento Interior de la Secretaría, la Comisión sustanciará los procedimientos administrativos que se requieran, en términos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, a efecto de:

- I.-**Determinar si existió incumplimiento a las presentes disposiciones técnicas.
- II.-**Dictar las medidas preventivas necesarias para evitar posibles riesgos asociados a la destrucción de gas extraído.
- III.-**Establecer las sanciones correspondientes por incumplimiento a las presentes disposiciones.
- IV.-**Dictaminar la eficiencia operativa de las acciones adoptadas por parte de PEMEX, para la recuperación y destrucción controlada de gas extraído.
- V.-**Dictar las medidas necesarias para que, en coordinación con PEMEX, se reduzca al mínimo la quema y venteo de gas y de hidrocarburos.

Artículo 48

Si como consecuencia de la revisión documental a los instrumentos de medición o a las visitas de verificación realizadas por la Comisión, se determina la existencia de un incumplimiento de las presentes disposiciones, se girará oficio al funcionario designado como responsable de las instalaciones de vigilar el cumplimiento de las presentes disposiciones, el cual contendrá:

- I.-**La relación de los hechos que llevaron a la Comisión a la conclusión de la existencia de un incumplimiento.
- II.-**El establecimiento de un plazo máximo de 48 horas, para que el funcionario responsable de las instalaciones rinda informe pormenorizado por escrito.
- III.-**Se marcará copia al superior jerárquico del funcionario para que coadyuve con la Comisión en el esclarecimiento de los hechos.

Artículo 49

El informe rendido por parte del funcionario responsable de PEMEX deberá contener, al menos:

I.-La presentación de documentos adicionales que permitan esclarecer las circunstancias de hecho respecto de la presunta infracción.

II.-Relación de nombres, puestos y, de ser el caso, la declaración de hechos firmados que deseen realizar los funcionarios y personal operativo involucrados.

III.-Plan de trabajo para remediar la infracción, señalando acciones y obligaciones concretas a los funcionarios y operadores responsables de garantizar el cumplimiento de los trabajos que se emprenderán para remediar la infracción.

IV.-PEMEX podrá solicitar una prórroga de otras 24 horas, por una sola ocasión, para poder rendir su informe.

Artículo 50

En caso de que PEMEX no rinda informe dentro del plazo otorgado, la Comisión deberá dictar las medidas necesarias, dentro de las siguientes 24 horas, para evitar los posibles efectos adversos generados por el incumplimiento de las presentes disposiciones.

Únicamente podrán dictarse las medidas a las que hace referencia el artículo 15 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, cuando alguna obra o instalación relacionada con el aprovechamiento, recuperación o destrucción controlada de gas, representen un peligro grave para las personas o sus bienes.

La Comisión podrá citar a los funcionarios de PEMEX responsables del cumplimiento de las presentes disposiciones, con el objeto de que comparezcan y rindan de forma personal su informe. Lo anterior, en términos de la fracción XIII del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 51

Una vez agotado el término anterior, la Comisión contará con 24 horas, para emitir un dictamen sobre los hechos objeto del procedimiento, y aprobará el plan de trabajo propuesto por PEMEX y, en su caso, dictará medidas complementarias para garantizar la eliminación o disminución de los riesgos operacionales asociados la recuperación y destrucción de gas controlada.

El Dictamen emitido por la Comisión establecerá:

I.-Los términos en los que ésta supervisará el cumplimiento del plan de trabajo y la realización de las acciones concretas.

II.-Los objetivos y términos en los que se evaluará el cumplimiento y eficacia del plan de trabajo.

III.-La programación de visitas de verificación a las instalaciones de PEMEX, a efecto de evaluar la ejecución del plan de trabajo y su eficacia.

Artículo 52

Si durante la comparecencia de los funcionarios responsables por parte de PEMEX y de la ejecución del plan de trabajo, existe negligencia, falta de probidad, o negativa reiteradas por parte de sus funcionarios para acatar las resoluciones de ésta, la Comisión dará aviso al órgano Interno de Control, y a las demás autoridades responsables, para deslindar las responsabilidades administrativas penales o civiles que procedan. Lo anterior, sin detrimento de las sanciones que en términos de las fracciones I, VI y segundo párrafo del artículo 15 Bis de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo, la Comisión pueda dictar.

Artículo 53

PEMEX, a través de la Dirección General de PEMEX Exploración y Producción y la Comisión se reunirán dentro de los cinco días hábiles posteriores a la fecha en la que hayan concluido los trabajos programados para remediar el incumplimiento objeto del procedimiento y su verificación.

Lo anterior, con el objeto de realizar un balance conjunto de las incidencias del caso, e identificar las prácticas y políticas operativas inadecuadas y, de ser el caso, programar las inversiones necesarias para resarcir los perjuicios provocados por el incumplimiento.

Capítulo IX De los proyectos especiales para campos en desarrollo, en proceso de abandono, o en explotación

Artículo 54

De conformidad con los apartados a) y f) del artículo 3 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, del Tercero, Cuarto y Quinto Transitorios del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y en el marco de la revisión de los trabajos en curso en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, para la modificación o, en su caso, sustitución de las asignaciones petroleras vigentes, PEMEX deberá elaborar y presentar para dictaminación de Comisión, la siguiente información:

I.-Diagnóstico, por campo en desarrollo, en proceso de abandono y en explotación, que contengan, al menos:

a).-Descripción de las condiciones geológicas y geográficas en las que se encuentren los pozos y yacimientos del campo.

b).-Comportamiento histórico de la extracción de crudo y la relación gas aceite, por pozo, yacimiento del campo.

c).- Instalaciones y equipo con el que se cuenta actualmente para realizar el aprovechamiento, conservación y, en su caso, la destrucción controlada de gas.

II.-Análisis económico de las alternativas, por campo, con el objeto de reducir al mínimo la destrucción de gas. Las alternativas se evaluarán conforme lo establecido en el Capítulo II de las presentes disposiciones, usando para tal efecto, la información con la que PEMEX cuenta del ciclo productivo del yacimiento.

III.-Propuesta de programa de trabajo para reducir al máximo la quema y el venteo de gas, el cual contendrá, al menos:

a).-Análisis de la composición y estado del campo, de acuerdo al momento del ciclo productivo en el que se encuentra el mismo.

b).-Comparativo de las mejores prácticas internacionales que refieren cuales son las alternativas con las que se cuenta para alcanzar el objetivo.

c).- Inversiones comprometidas, a partir del próximo ejercicio fiscal, para desarrollar y aplicar las alternativas propuestas.

d).-Plan de trabajo que detalle el proceso al interior de la organización de PEMEX, así como las acciones concretas a desarrollar (FEL).

IV.-Manifiesto en el cual se establecen las metas, responsables y programa de trabajo. Lo anterior, en los términos y requisitos establecidos en el artículo 30 de las presentes disposiciones técnicas.

La Comisión emitirá sus observaciones y sugerencias al programa de trabajo referido en la fracción III del presente artículo, en los términos que se establecen en el artículo 30 de estas disposiciones, y con el objeto de elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas natural de campos en desarrollo, en proceso de abandono y en explotación, así como para reducir o evitar la quema y el venteo de gas.

Artículo 55

Como parte de esta revisión, PEMEX y la Comisión establecerán los criterios de priorización para determinar programa de trabajo conjunto y un cronograma, que permita cumplir con el plazo de tres años definido en la fracción II, del Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional del Ramo del Petróleo.

Para el caso particular del campo Cantarell, la Comisión revisará la situación que guardan los trabajos realizados en materia de quema y venteo de gas, a efecto de establecer con PEMEX un programa específico de trabajo en la materia, que termine en 2012. Dicho programa establecerá las siguientes metas:

I.-Dentro del primer año (2010) se realizará la revisión, y se elaborarán los planes y programas de trabajo a los que hace referencia el artículo anterior.

II.-Con la infraestructura actual, así como con las inversiones que se programen para el próximo ejercicio fiscal, PEMEX deberá llevar el campo al final de 2010, a los límites de aprovechamiento y conservación del gas que se reportaron en 2005.

III.-Entre el 2011 y el 2012, PEMEX deberá haber alcanzado de manera sostenida, el promedio nacional en el que se encuentre el límite máximo o techo en materia de quema y venteo de gas, al que hace referencia el artículo 5 de las presentes disposiciones.

Artículo 56

El seguimiento de los programas a desarrollar para el aprovechamiento, conservación o, en su caso, la destrucción controlada de gas, así como la verificación de su cumplimiento y demás procedimientos correctivos en casos de incumplimiento, se realizarán en los términos establecidos en los capítulos VI, VII y VIII.

TRANSITORIOS.

PRIMERO. Las presentes disposiciones técnicas entrarán en vigor el día 1 de diciembre de 2009.

SEGUNDO. Estas disposiciones técnicas se aplicarán a los nuevos proyectos que quedarán sujetos a dictaminación por parte de la Comisión, en términos de la fracción V, del Artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, hasta la publicación y entrada en vigor de los respectivos Lineamientos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

TERCERO. En tanto la Comisión no emita las disposiciones técnicas en materia de medición referidas en los artículos 33 y 34, mantendrán su vigencia la normatividad interna de PEMEX.

CUARTO. La Comisión emitirá el manual de verificación de las instalaciones en materia de quema y venteo de gas al cual hace referencia el artículo 44 de las presentes disposiciones, dentro de los tres meses posteriores a la entrada en vigor de las presentes disposiciones.

Asimismo, en ausencia de publicación de las Normas Oficiales Mexicanas y los Procedimientos de Evaluación de la Conformidad a los que hace referencia el Artículo 46 de las presentes disposiciones técnicas, la Comisión emitirá los instructivos por los que PEMEX realizará la revisión de los instrumentos de medición y pruebas de equipo y de operación de las instalaciones dedicadas a la recuperación y destrucción controlada de gas.

QUINTO. A efecto de dar cumplimiento a lo dispuesto en el capítulo IX de las presentes disposiciones, PEMEX y la Comisión conformarán un grupo de trabajo, a efecto de establecer un programa de trabajo conjunto para la revisión de los proyectos en operación y su calendarización. Dicha revisión deberá comenzar, a más tardar, dentro del mes de febrero de 2010.

Para cumplir con este objetivo, PEMEX deberá presentar, dentro de los treinta días posteriores a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, los planes de trabajo por campo que se tienen proyectados para el año 2010, en materia de quema y venteo de gas.

Dentro de dicho plan se especificarán los montos y la calendarización de inversiones en instalaciones y equipos, por campo, que se tiene proyectada realizar durante el 2010, así como la normativa interna y demás manuales o documentos que actualmente norman el manejo operativo de la quema y venteo de gas. Asimismo, se elaborará un reporte a nivel nacional proyectado para el próximo año, conforme al Artículo 5 de las presentes disposiciones.

SEXTO. Dentro del grupo de trabajo referido en el transitorio anterior, PEMEX y la Comisión revisarán la normativa y los manuales internos vigentes, a efecto de elaborar los instructivos y reportes a través de los cuales se notificarán los avances y cumplimiento de las obligaciones establecidas en las presentes disposiciones. Lo anterior, con el objeto de evitar duplicidades de información.

SEPTIMO. PEMEX definirá el nivel jerárquico de los responsables oficiales referidos en el Artículo 30, que serán nombrados para supervisar el cumplimiento de las presentes disposiciones técnicas en las instalaciones, los cuales deberán contar con las facultades suficientes para ordenar las medidas operacionales que se requieran para evitar la quema o el venteo de gas.

CAPÍTULO 5 ASPECTOS ECONÓMICOS, SOCIALES Y POLÍTICOS, DE LA QUEMA DE GAS NATURAL

5.1.- Introducción

El medio ambiente está intrínsecamente relacionado con el ser humano: las características físicas, químicas y biológicas del medio ambiente determinan los aspectos económicos políticos y sociales de nuestras relaciones, la satisfacción de las necesidades del desarrollo humano depende de la ciencia y tecnología que, en el afán de satisfacer las necesidades de energía causan efectos negativos al medio ambiente como: inundaciones y precipitaciones ácidas que dañan la hidrosfera, biosfera y tierra sólida debido al calentamiento global causado en parte por la quema de gas natural.

El dióxido de carbono y el calentamiento global:

El aumento de los niveles del CO₂ y otros gases invernadero en la atmósfera representa la influencia humana en el clima mundial ya que la conexión entre el calentamiento global y la quema de combustibles fósiles se relaciona con el CO₂ que es un gas producto de la combustión, se encuentra en forma natural en la atmósfera el cual está aumentando como consecuencia de la quema de gas natural, y representa alrededor del 0.037% (370 ppm) del aire limpio y seco.

La importancia del CO₂ reside en que es transparente a la radiación solar entrante de la longitud de onda corta, pero no a una parte de la radiación de longitud de onda más larga emitida por la Tierra. Una porción de la energía que abandona el suelo es absorbida por el CO₂ y se reenvía en parte hacia la superficie, manteniendo con ello más caliente el aire cercano al suelo de lo que estaría sin CO₂, que es uno de los gases responsables del calentamiento de la capas inferiores de la atmósfera (efecto invernadero).

Un informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (PICC) indica lo siguiente:

1) Durante el siglo XX, la temperatura superficial media del mundo aumentó alrededor de 0.6 ° C. 2) en los nuevos análisis de datos del hemisferio norte se indica que es probable que el aumento de la temperatura del siglo XX haya sido el mayor de cualquier siglo durante los últimos 1000 años. 3) se prevé que la temperatura superficial media de la tierra aumentará entre 1.4 y 5.8 °C al 2100. 4) la velocidad prevista de calentamiento es mucho mayor que los cambios observados durante el siglo XX y es muy probable que no tenga precedentes durante al menos los últimos 10000 años, y que casi todas las zonas continentales se calienten con más rapidez que la media mundial, en particular las zonas en las altitudes altas septentrionales durante la estación fría.

Los efectos de un rápido cambio térmico influyen en el clima, resultando en variaciones regionales como: aumento del nivel del mar, modificaciones en las trayectorias de las tormentas ciclónicas a gran escala, afectando la precipitación y aparición de tormentas tropicales cada vez más fuertes y el aumento de la frecuencia e intensidad de las olas de calor y las sequías.

5.2.- El suelo

Definición: Suelo es una combinación de materia mineral, orgánica, agua y aire, producidos por la meteorización (desintegración) de las rocas y humus (restos descompuestos de animales y vegetales); así como espacios porosos, donde circulan aire y agua, es un recurso natural que se presenta sin la inducción del hombre y es susceptible de ser aprovechado en beneficio de éste y además es no renovable, tiene diversas funciones como: filtro amortiguador al limpiar el agua de lluvia que recarga los acuíferos, medio productor de alimentos, hábitat biológico y de reserva genética, base física para la construcción y fuente de materias primas [55].

5.2.1.- Partes fundamentales de un suelo en latitudes medias

En la figura 60 se presenta un perfil de suelo ideal en el cual se identifican 5 horizontes, desde la superficie hacia abajo, se designan como O, A, E, B y C. El horizonte O consiste en material orgánico, contrasta con las capas debajo de él, que son materia mineral, la porción superior del horizonte O es mantillo vegetal (hojas sueltas y restos orgánicos reconocibles) y la inferior se compone de materia orgánica parcialmente descompuesta (humus) en el cual ya no se identifican las estructuras vegetales, además de plantas se tiene vida microscópica: bacterias, hongos, algas e insectos, organismos que contribuyen con oxígeno, CO₂ y ácidos orgánicos al desarrollo del suelo. Abajo del horizonte O, se encuentra el A, ésta zona está compuesta en gran medida por materia mineral; sin embargo la actividad biológica es alta y con humus, los horizontes O y A constituyen lo que se denomina capa superficial del suelo, por abajo del horizonte A está el E, que es una capa de color claro con poca materia orgánica, conforme el agua percola, transportando partículas finas y componentes de hidrocarburos que arrastra el agua, éste lavado de los componentes finos se denomina eluviación (elu = salir, via = camino). El agua que percola hacia abajo disuelve también componentes inorgánicos del suelo y los transporta a zonas más profundas empobreciendo de materiales solubles a la zona alta del suelo (lixiviación).

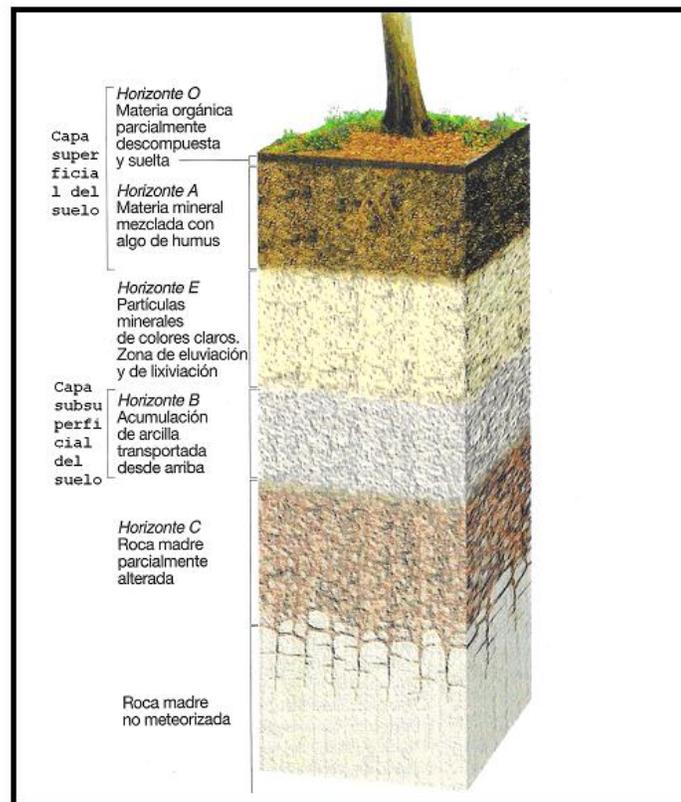


Figura 60 . Partes fundamentales del suelo

Debajo de la zona E se encuentra el horizonte B, o capa subsuperficial del suelo. Gran parte del material extraído de este horizonte se depositó en el B por eluviación acumulándose las partículas arcillosas finas que potencian la retención del agua en el subsuelo, los horizontes O,A,E y B constituyen el “suelo verdadero” donde se confinan las raíces vivas y otros tipos de vida animal y vegetal. Debajo del suelo verdadero y por encima de la roca madre

inalterada se encuentra el horizonte C, una capa caracterizada por roca madre parcialmente alterada, esta zona experimenta cambios que la transformarán por fin en suelo.

5.2.2.- Contaminación de Suelos

Los productos del quemado de gas son fuente de contaminación que se transforma con el aire y se deposita con las lluvias. La contaminación en el suelo hace que los compuestos solventes se filtren, y los sólidos y grasas permanezcan en la superficie o sean acarreados hacia tierras más bajas, provocando la destrucción de microorganismos y desequilibrio ecológico, como la disminución de insectos que, atraídos por la luminosidad de las antorchas, se incineran, por otra parte, se han registrado muertes entre los animales domésticos que están en contacto con aguas contaminadas y en el caso del ganado hay un alto número de abortos en vacas, y si la exposición es alta, mueren [56].

5.2.3.- Deterioros de suelos debido al calentamiento global por incremento de lluvias e inundaciones

Como consecuencia del cambio climático hay aumento en las lluvias e inundaciones, lo que influye en deterioro y degradación de nuestros suelos, que es un declive temporal o permanente en la capacidad de producción de la tierra, produciendo cambios en la calidad de suelo, reducción en la disponibilidad del agua e integridad, y provocando las siguientes afectaciones:

5.2.4.- Regueros

Un reguero es una depresión o canal en el suelo poco profundo que almacena agua después de lluvias recientes, que con el tiempo forman oquedades más grandes (producto de la acción del rozamiento del agua en un canal), tienden a aparecer sobre pendientes en las que prevalece la escorrentía a causa del uso de la tierra y la carencia de vegetación, dejando el suelo con superficie lisa y sin vegetación a causa de la erosión hídrica (ver figura 61). Los regueros se pueden eliminar con prácticas normales de agronomía (como el arado) [57].

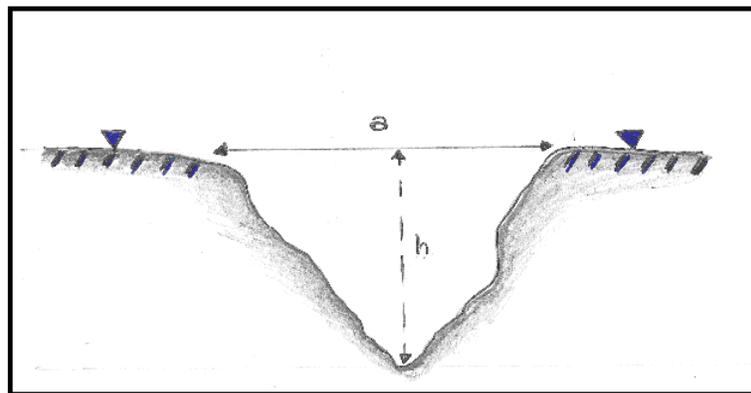


Figura 61. Regueros

5.2.5.- Cárcava

Es una depresión profunda, canal o barranco en un paisaje, semejando una superficie reciente y muy activa; se crea por la acción del agua, la escorrentía se canaliza en zanjas que profundizan con el tiempo. Tienden a formarse donde las pendientes son largas y ha habido una pérdida de vegetación como consecuencia del uso de la tierra, quedando desnuda una gran parte de la superficie [57].

5.2.6.- Cascada de agua

Es la pérdida de suelo en una depresión u hoyo, que se forma junto a la planta u otra obstrucción en la cara descendiente de una pendiente (ver figura 62),[57].

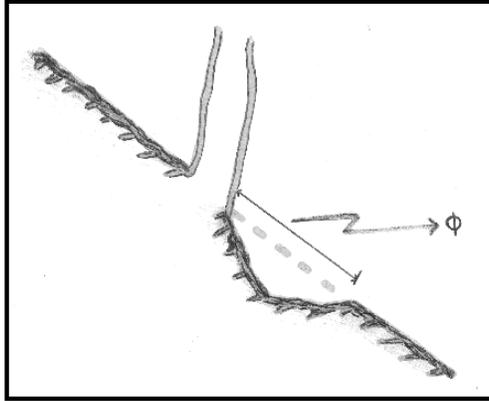


Figura 62. Cascada de agua

Donde:

Ø es el diámetro de la cascada

--- es la cara de la pendiente real sin deslave

La planta u otro punto de obstrucción causa la concentración de agua alrededor del tronco/tallo o poste en tiempos de intensa lluvia, se produce sobre pendientes, donde los suelos son fácilmente erosionados y la cubierta vegetal es pobre.

5.2.7.- Montículos a pie de árbol

Es cuando el suelo bajo la “copa” de algún árbol está a un nivel mayor de altura que el del área circundante, tiene aproximadamente la misma forma y diámetro que la “copa” del árbol que sobresale por encima (ver figura 63), indica que hay más erosión lejos del árbol que junto a él, puesto que la superficie del montículo representa el nivel original del suelo, se concluye que el impacto erosivo de las gotas de lluvia es absorbido por la copa del árbol, en contraste con el suelo no protegido por la copa que está sometido a toda la fuerza de ellas, desalojando y transportando pendiente abajo por la escorrentía las partículas de suelo. Se producen donde un árbol proporciona una protección buena y continua a la superficie del suelo [57].

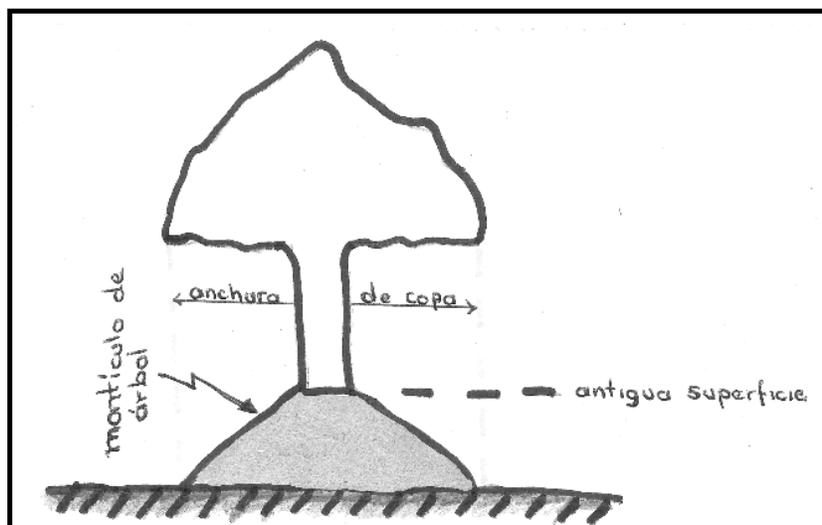


Figura 63. Montículos a pie de árbol

5.2.8.- Cociente de enriquecimiento

Es el proceso por el cual la erosión hídrica afecta a las fracciones más finas y fértiles del suelo, dejando detrás las más gruesas y menos fértiles. El enriquecimiento significa que el material de suelo erosionado más lejos tiene más alta calidad, mientras que el suelo que permanece en el campo se deteriora rápidamente debido a que va siendo progresivamente menos fértil, la erosión hídrica y eólica extrae las partículas más finas del suelo y materia orgánica liviana, que contienen niveles altos de nutrientes que en los suelos minerales, cuando estas partículas son depositadas en las partes más bajas del terreno, canales de drenaje, embalses locales o en el mar, enriquecen en nutrientes el lugar en el cual se establecen [57].

Se resume con lo antes mencionado las siguientes perturbaciones del suelo:

1) pérdida de suelo, nutrientes y materia orgánica ocasionado por la erosión hídrica afectando futuros cultivos. 2) aumento en la acidez por eliminación de cationes de calcio en el complejo de cambio, afectan la disponibilidad de nutrientes, conduce a la fijación de fósforo produciendo aluminio libre, causando severos efectos tóxicos.

Como consecuencia, los suelos se empobrecen por: pérdida de semillas, falta de fertilizantes, insuficiente germinación, variabilidad espacial y degradación del terreno. Los cultivos se tornan cada vez más difíciles y menos económicos, por consiguiente estos cambios en la calidad de suelo modifican las situaciones económicas locales y/o regionales, en este caso se analizará aspectos agrícolas (ver tabla XXVI y figura 64) y sociales en forma general del Estado de Tabasco.

Tabla XXVI.- Superficie agrícola cosechada de temporal (hectárea) Estado de Tabasco [58] [59].

Año	Total	maíz	frijol	arroz	sorgo	coco	caña	cacao	plátano
1980	136948	38115	3600	1072	492	25776	21393	38000	8500

Año	Total	Maíz	Frijol	Arroz	sorgo	chile verde	jitomate	aguacate	plátano	otros
2009	222832	75752	3929	5201	11155	784	36	108	1062	115255

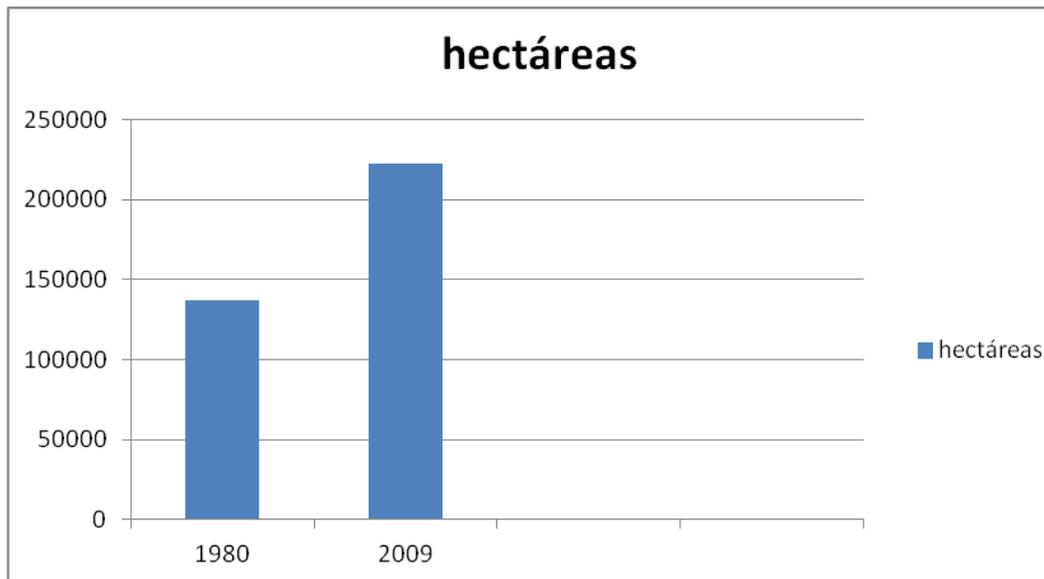


Figura 64. Grafica de la superficie agrícola cosechada de temporal [58],[59]

Se deduce de los gráficos de las figuras 64 y 65 (período de 1980 al 2009) que mientras la población crece a un poco más del doble, la superficie agrícola utilizada para siembra solo el 60 %.

5.3.- Aspectos económicos

Desde los años setenta, con el descubrimiento de grandes yacimientos de hidrocarburos en la parte occidental de Tabasco y noroeste de Chiapas, la política estatal en materia de hidrocarburos se enfoca hacia esa región, en particular hacia Tabasco, una de las entidades productoras de petróleo y gas. Así, Tabasco se convirtió en un enclave petrolero de importancia para el Estado Mexicano, por el cual el gobierno federal garantizaba la salida de la crítica situación económica debida al endeudamiento externo y la devaluación del peso generándose una estrategia política gubernamental de inversiones y partidas presupuestales hacia la entidad, con el propósito de intensificar la actividad de producción de hidrocarburos.

En este sentido, desde los años setenta hasta los noventa. Tabasco ha enfrentado problemas económicos y productivos provocados por problemas ambientales, además de cambios sociales y políticos debidos a la actividad petrolera. A continuación se muestran una serie de gráficos en donde se expone el compartimiento en ciertos rubros que existe en la región debido al cambio climático originado por la excesiva quema de gas.

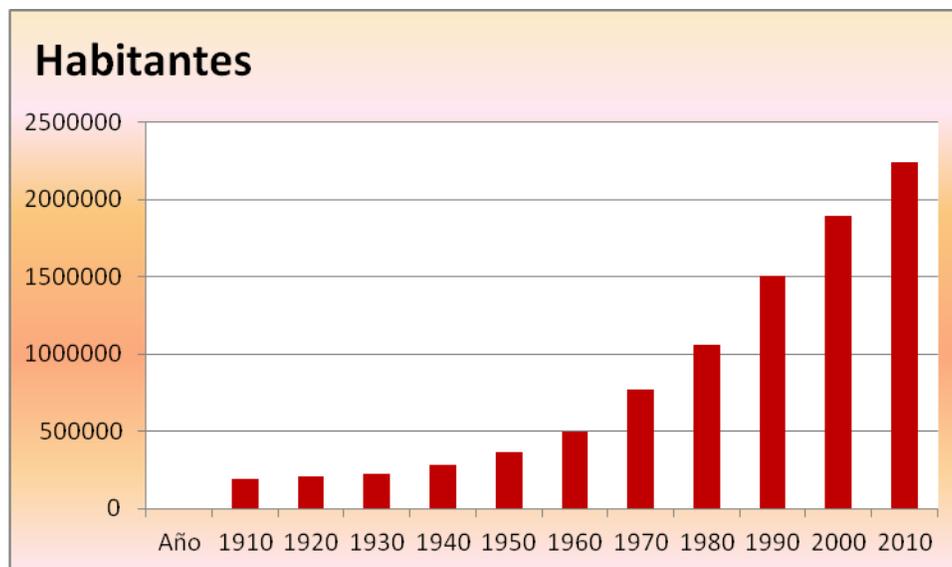


Figura 65. Crecimiento de la población (décadas), de 1910 al 2010 [60].

La figura 64 muestra cómo existe un incremento de población a partir del año de 1960, que es cuando se incrementan las actividades de explotación de hidrocarburos en la región y aunque estas zonas han sido polos de desarrollo a manera de casta privilegiada los trabajadores petroleros (foráneos y algunos locales que logran incorporarse a las plantillas laborales de las diferentes empresas que le trabajan a PEMEX) viven apartados del resto de la población y cuentan con servicios a los cuales los habitantes nativos no acceden. Los altos ingresos de este gremio han traído además como consecuencia una gran carestía en los productos de primera necesidad, afectando directamente al grueso de la población, cuyos escasos ingresos provienen de las actividades agropecuarias y/o de la pesca (ver tabla XXVII).

Tabla XXVII.- Valor de la producción por principales productos agropecuarios (miles de pesos) Estado de Tabasco [58],[59]

Año	Total	maíz	frijol	arroz	sorgo	coco	caña	Cacao	plátano
1980	2047248	380891	39910	15417	3236	405387	367608	437000	397799

Año	Total	maíz	frijol	Arroz	sorgo	chile	jitomate	Aguacate	Plátano
2009	1790924	381065	3312	61026	90256	53738	2147	2778	1196604

El valor de la producción de los productos agropecuarios de temporal, no ha elevado sus cifras, al contrario al analizar los 8 principales productos del 2009 éstos reflejan una baja del 87 % respecto a los de 1980 lo que se traduce en escasa actividad y carencia de empleo en este rubro (ver Figura 66).

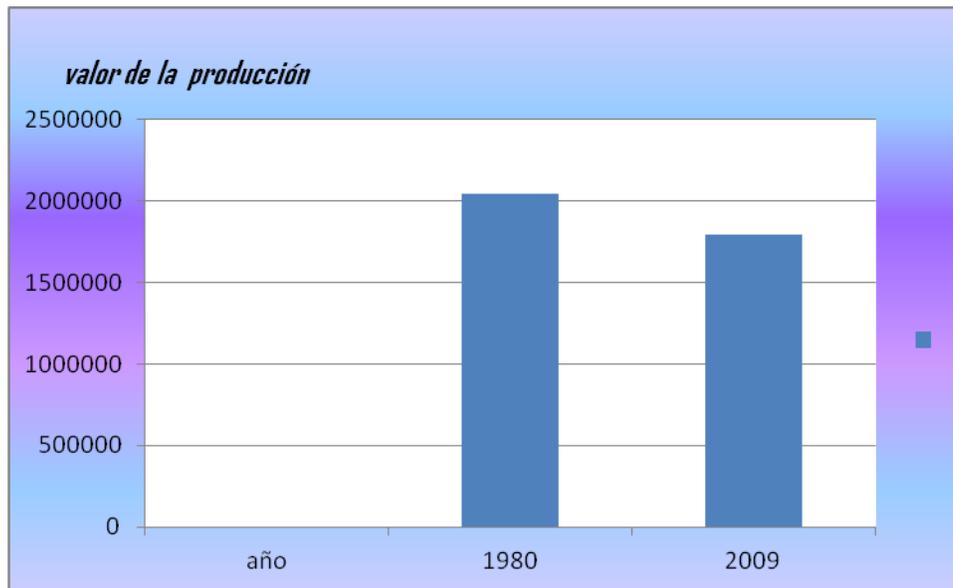


Figura 66 . Gráfico de el valor de producción en miles de pesos [58],[59]

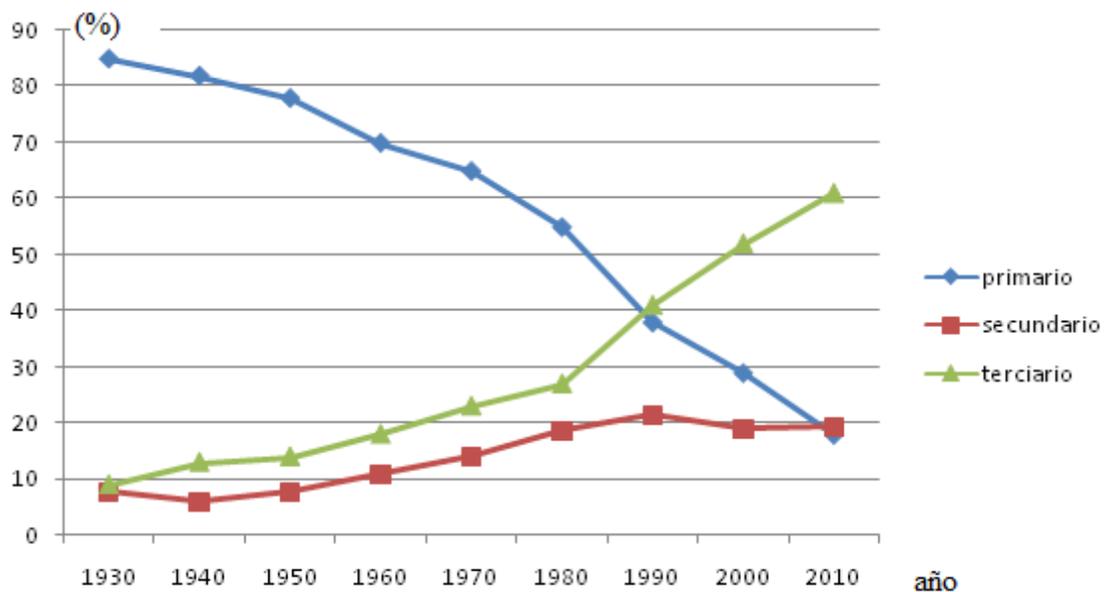


Figura 67. Porcentaje de la población total ocupada en los diferentes sectores de producción (por décadas) de 1930 a 2010 [60]

Se Deduce de la figura 67 que la actividad primaria (agricultura y pesca) ha declinado drásticamente, a partir de los años 70.

Tabla XXVIII.- Actividad primaria, a partir de los años 70 [58],[59]

Año	Tasa de participación económica
1970	25.6 %
2010	58.2 %

Valor de la producción en captura pesquera de (cazón,róbalo,comarón,mojarra,lisa,jaiba,sierra,pejelagarto)	
Año	Valor de la producción en millones de pesos
1980	2,100.00
2009	428.30

5.4.- Aspectos sociales

Como primer interrogante para abordar este tema, es el relativo a cómo se comportan las zonas petroleras con respecto a variables sociales nacionales. Para desarrollar este análisis se toma en cuenta las particularidades de la región donde se desarrolla la actividad petrolera; analizando las tendencias específicas de evolución social en esas zonas cabría preguntar lo siguiente:

¿Cuáles son las diferencias que existen en la estructura social entre las zonas en las cuales se desarrolla la quema de gas como consecuencia de la actividad petrolera y aquellas en las cuales esto no existe?, ¿Cuáles son los perjuicios, problemas y dificultades que la explotación petrolera produce en las zonas en las que se desarrolla esta actividad?
Para dar respuesta a estas 2 cuestiones, se analizan las siguientes estadísticas.

Tabla XXIX.-Educación en Tabasco 2010 [60].

Educación			
nivel educativo	% nacional	% entidad	lugar nacional
educación preescolar			
Cobertura	80.9	101.1	1
educación primaria			
Cobertura	100.6	104	8
eficiencia terminal	95	98.9	
educación secundaria			
Cobertura	95.9	100.4	13
eficiencia terminal	82.9	83.6	
educación media superior			
Cobertura	66.7	78.3	4
eficiencia terminal	63.3	66	
educación superior			
Cobertura	74.4	65.5	25
nivel preescolar corresponde a niños de 3,4 y 5 años de edad			
cobertura: es la relación entre la matrícula total de un nivel y el total de la población en edad para cursar dicho nivel			

En esta tabla se observa como Tabasco está en primer lugar en educación preescolar, y en educación primaria, secundaria y bachillerato, está en los primeros 13 lugares, solo en educación superior es rebasado de un 65% a un 74 % ocupando el lugar número 25 a nivel nacional.

Tabla XXX.- Alfabetismo en Tabasco [58],[59].

T A B A S C O (población de 15 años y más)				
Año	Total de población de 15 años y más.	alfabetas	Analfabetas	Tasa de alfabetismo
1960	388369	239556	148813	61.7 %
2010	1544096	1425690	118406	92.3 %

Tabla -XXXI.-Salud en Tabasco 1980 y 2009 [58].

Población total según condición de afiliación 1980				
Año	Total población	Población afiliada	Población no afiliada	Población beneficiada
1980	1062961	614098	448863	57 %

Población total según condiciones de afiliación en el 2009. A servicios de salud y tipo de Institución.

Población total según condiciones de afiliación 2009 [59].							
TIPO DE INSTITUCION							
Población total	Sin afiliación	Afiliada	IMSS	ISSSTE	SSA	Otra institución	% beneficiado
2049791	560680	1489111	364193	83832	771273	269813	72

Tabla XXXII.- Unidades de Servicio por Instituciones de Seguridad Social de Asistencia 1978-1983 [61]

INSTITUCIONES DE SEGURIDAD SOCIAL					
Año	Total	ISSSTE	PEMEX	ISSET	CEPSE
1978	17	17	-----	-----	-----
1979	17	17	-----	-----	-----
1980	18	18	-----	-----	-----
1981	20	20	-----	-----	-----
1982	21	21	-----	-----	-----
1983	61	21	15	24	1

Se observa que en el año de referencia 1980 solo el ISSSTE daba seguridad social, igualando casi en número de unidades por parte de Pemex en 1983.

Tabla XXXIII.-Servicios (agua entubada y energía eléctrica) [58],[59]

AGUA ENTUBADA			
AÑO	total de viviendas particulares	viviendas que disponen de agua entubada	porcentaje (%) de viviendas beneficiadas
1980	180929	75559	41.7
2010	558882	410778	73.5

ENERGIA ELECTRICA			
AÑO	total de viviendas	viviendas que disponen de energía eléctrica	porcentaje (%) de viviendas beneficiadas
1980	180929	94564	52
2010	558882	549940	98

Las tablas XXIX a la XXXIII permite y vislumbra algunas hipótesis sobre el impacto de la quema de gas en la estructura social; los datos muestran un relativo aumento en el período analizado de 1980 a 2010, en servicios de: educación alfabetismo de un 61% a 92%, salud, población afiliada de 57% a 72%, agua entubada de 41% a 73%, energía eléctrica de 52% a 98%. No debe olvidarse que la población creció 210%.

1) quemar y ventear gas significa extraer petróleo y que entre más gas se queme o ventee mayor es la extracción del crudo, por eso una cantidad cada vez mayor de suelo que se utiliza para esta actividad provoca poco crecimiento en el uso del suelo para siembra con respecto al número de la población, solo 60% en 30 años.

2) aunque en Tabasco se desarrollen actividades petroleras no es factor determinante para contrarrestar ni superar los problemas de pobreza, salud y fuentes de empleo.

3) la pobreza tiende a animar a los agricultores a enfocar las necesidades inmediatas más que aquellas cuyos beneficios puedan materializarse, a largo plazo e induce a la población rural a abandonar la agricultura y emigrar a las ciudades.

4) la actividad petrolera ha ido desplazando y nulificando las actividades regionales, ganadería, pesca, caza.

5) los daños que ocasiona la excesiva quema de gas en el sistema respiratorio de los pobladores vecinos a los pozos petroleros, no es dado a luz pública ya que esos datos se conocen de manera local.

Desafortunadamente en México, la mayoría de la población no tiene en mente y mucho menos se preocupa de los problema ambientales y ecológicos que afectan a cada localidad petrolera y por consecuencia al medio ambiente que nos afecta a todos; las pocas personas conscientes de todo esto descargan mayoritariamente la responsabilidad del cuidado ambiental al gobierno y esto en cierta manera es válido ya que la mayoría de los mexicanos, (como todos los seres humanos) anteponen el combate al desempleo en nuestro país que a los problemas de contaminación y esto se debe en gran medida a 2 razones importantes.

1) escasez de recursos económicos para la puesta en marcha de campañas y proyectos enfocados hacia la sustentabilidad ambiental que rebasen el contexto local.

2) los partidos políticos muestran dificultades en incorporar la temática ambiental a sus plataformas, provocando que la difusión del debate ecológico quede en manos de organizaciones no gubernamentales y de un partido verde poco acreditado que utilizan un vocabulario más ligado a las luchas por justicia social, aún cuando defienden derechos de carácter ambiental.

Como ya se ha visto, una consecuencia de la contaminación son los desastres naturales: incremento en las temperaturas promedio, cambio en los regímenes de lluvia, incremento de sequías y tormentas tropicales y aunado a la vorágine de las plantillas laborales que acarrear las empresas, destruyendo el entorno ecológico y consumiendo en tiendas de autoservicio de firma extranjera dejando a un lado, y menoscabando a una lastimera suerte los productos locales. Originando el desplazamiento de la población nativa convirtiéndose no sólo en inmigrantes laborales si no también en climáticos, se descuida por lo tanto rubros como el campo, la pesca, etc, con lo cual se podría sostener la economía local.

5.5.- Aspectos políticos de la quema de gas

“Fueron como las proverbiales langostas. Una vez que se esparcieron las noticias de que los pozos Potrero del Llano núm. 4 y Juan Casiano núm. 7 habían brotado, petroleros, agentes arrendadores y buscadores de fortuna llegaron a México en enjambres. Vinieron individualmente y en grupos. Arribaron a Tampico por barco y por tren”, el auge petrolero mexicano había empezado (ver figura [62]).

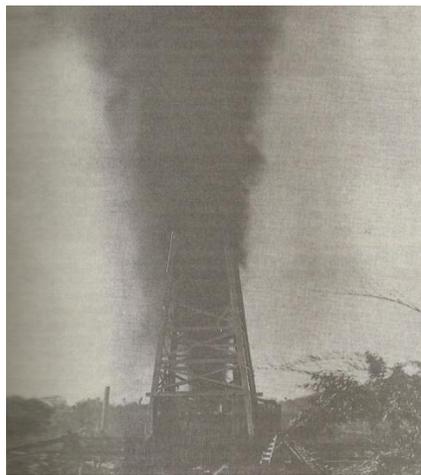


Figura 68. Pozo el ebano

Pozo el Ébano 1904. Uno de los primeros pozos petroleros en México, expulsa gas y petróleo crudo al poco tiempo de haber sido perforado, Los trabajadores enseguida desensamblan lo que queda de la estructura de la torre de madera, quitan el equipo y colocan una válvula en la tubería del pozo.

Una cosa era cierta: los extranjeros estaban llevando el auge petrolero cual si estuvieran en los Estados Unidos. Operaban en español sólo cuando era necesario notariar un arriendo petrolero o contratar empleados nacionales. La mayor parte del tiempo, interpretaban las leyes mexicanas de propiedad como si fueran copias al carbón de los Estados Unidos. Se resistían a las interpretaciones mexicanas.

La expropiación petrolera de 1938 cambió radicalmente la industria, existe mayor abastecimiento al mercado interno, y poco al externo (de 1938 a 1976). Sólo se exportaron 230 millones de barriles. A saber, de la presidencia de Cárdenas a la de Luis Echeverría, se exportó el mismo volumen que, para comparar exportaron los gobiernos de Fox y Calderón en cuatro meses.

Como se señaló con anterioridad existía un Proyecto Nacional de Desarrollo, aunque con múltiples distorsiones. Las empresas estatales, entre ellas Petróleos Mexicanos, fueron víctimas del patrimonialismo estatista. La élite sindical, convertida en un poderoso segmento de la nueva clase política, libró una feroz disputa por el control de Pemex, los contratos, el empleo y parte de la renta petrolera. Después en los años setenta, en toda la industria petrolera mundial se produjo un giro provocado por el alza de precios, se creyó que el petróleo llegaba a su fin, ello comenzó con la violenta irrupción de la exploración y explotación de Yacimientos en Tabasco y Chiapas.

Entre los años setenta y ochenta, la explotación fue otra vez apresurada por el señuelo de los precios altos; presionaban las metrópolis, pero igual de intensas y poderosas fueron las acciones de los funcionarios que, desde el interior del gobierno, querían aprovechar los dólares recaudados por la venta del crudo. Una vez más las codiciadas zonas petroleras del sureste sufrieron la abrupta invasión de equipos de perforación y de miles de trabajadores que, como describe Johathan Brown como langostas, destruyeron ríos, pantanos, la pesca, ramas completas de la agricultura, etcétera. Chiapas, Tabasco y una porción de Campeche, son entidades lastimadas a las que el petróleo solo les ha legado rencor debido a la destrucción que han sufrido.

Al comienzo de 1981 inicio una crisis de sobreoferta que la producción mexicana misma había contribuido a crear. La historia de la producción muestra que, cuando se descubren los yacimientos gigantes como Cantarell en el sureste del país, la producción se elevó de 500 mil barriles diarios en 1972, a un millón en mayo de 1977, y en 1980 se alcanzan los 2 millones de barriles diarios. Así en los años ochenta, el país tuvo la amarga certidumbre de que había sido conducido a una trampa: se veía obligado a continuar la depredación de sus yacimientos para pagar sólo los intereses de la deuda [62],[63].

En los años noventa, la primera guerra de Estados Unidos contra Irak exigió una mayor producción mexicana, en esa época el potencial petrolero era Cantarell, mismo que después de 10 años de explotación, presentaba algunos problemas, no de agotamiento, sino de diseño de tuberías. La respuesta a la crisis fue, (en el gobierno de Carlos Salinas), el desarrollo en secreto, de un primer proyecto para Cantarell. “Este proyecto fue presentado a la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP) por la Gerencia de Planeación Estratégica de Pemex en 1989, dicha dependencia explicó que, después de 10 años de explotación, con una producción de un millón de barriles diarios en promedio, y aunque sólo se había extraído alrededor del 20% de la reserva recuperable, empezaron a presentarse problemas de caídas de producción que hacían urgente un primer proyecto de optimización; la única información que se filtró fue la de reducción de contrapresión en las tuberías, reconfigurando el sistema de tuberías que conectan a los pozos con las plataformas, ampliando su diámetro”.

Fue una extraña paradoja que el mismo día que comenzaba la llamada “Tormenta del desierto”, punto culminante de la crisis en 1991, desembarcará en Coatzacoalcos la tubería destinada a ese primer proyecto Cantarell. En 1995 el gobierno de Zedillo, enfrentando a la crisis derivada del “error de diciembre”, se vio forzado a aceptar el plan de rescate de su homólogo, el presidente Clinton, dejando como garantía las facturas por ventas futuras del petróleo; de tal manera quedaba comprometido, independientemente de la situación del mercado, a asegurar la producción del petróleo.

Ya en el 2000 durante el gobierno de Fox, la producción de Cantarell se disparó de un millón a más de un millón y medio de barriles diarios. ¿Cómo se logró incrementar en un 50% la extracción?, duplicando el número de pozos perforados y ampliando el diámetro de

las tuberías de producción a 9 pulgadas. En otras palabras, a raíz de un acuerdo entre políticos mexicanos y estadounidenses para resolver el “error de diciembre”. Se decidió depredar Cantarell para rescatar las facturas. Se trató de una decisión irresponsable que atropelló normas técnicas y económicas [63].

El cuadro siguiente resume las cifras sobre la producción de crudo, agrupándolas por sexenio; nos muestra que los grandes beneficios en este caso es el gobierno panista, una muestra es la del sexenio de 2000-2006 donde se saquearon del subsuelo de México más de 7000 millones de barriles de crudo.

Tabla XXXIV.- Extracción de crudo en México, agrupados por sexenios [63],[64].[65],[66]

Años	Millones de barriles
1938-1940	125
1941-1946	244
1947-1952	403
1953-1958	518
1959-1964	645
1965-1970	821
1971-1976	1247
1977-1982	3894
1983-1988	5604
1989-1994	5754
1995-2000	6382
2001-2006	7172
2007-2012	8234
2013	930

Como se ha visto a través del tiempo ha existido una explotación feroz, un tanto primitiva donde sólo se aprovecho la energía primaria del yacimiento, con poca aplicación de los recursos tecnológicos utilizados en la industria petrolera internacional, sobre todo en Estados Unidos, donde la innovación técnica era imprescindible, pues llegó al pico de producción en los años setenta y desde entonces se esfuerza por atenuar la declinación. No puede olvidarse que la más trágica expresión del panorama anterior es la quema de gas, entonces, éste se quemó dada la vigencia de vender el crudo, era prioridad conseguir dinero, en donde todo el gas extraído se quemó o venteó como un estorbo.

Es prioritario demandar acciones que permitan la erradicación de la corrupción en los gobiernos que han administrado a la principal industria del país. Pero también es fundamental hacer énfasis en la necesidad de fortalecer las acciones que mitiguen los graves daños ambientales que ocasiona al entorno.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los 2 primeros capítulos se definió lo que es quema y venteo de gas asociado al crudo extraído así como las repercusiones ambientales de ésta acción en la generación de 400 millones de toneladas de CO₂ por año que produce la industria petrolera a nivel mundial. Se describieron los dispositivos que se utilizan para quemar el gas como quemadores de fosa y elevados así como sus accesorios, en el caso de venteo (en la perforación de pozos petroleros) sólo se estableció la recirculación de él lodo de perforación como medida de precaución.

Se analizó las Disposiciones técnicas para la quema y venteo de gas que la CNH recomienda, en especial los Artículos 5, 28 y 29 donde se establecen las acciones necesarias para evitar extraer, y en caso contrario, conservar el gas sustraído durante los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, observando que tales Disposiciones son muy permisibles, ya que se dan plazos de hasta 6 meses para ventear y/o quemar gas en un mismo campo, y puede ventearse gas que contenga de 2 a 3 mol de H₂S que equivalen a 62 ppm (comparando con los 6 mg/m³ de H₂S que equivalen a 8 ppm que según las normas del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo del Gobierno Bolivariano de Venezuela se pueden enviar a la atmósfera), se observa que se está 8 veces por arriba.

Se dieron a conocer las alternativas para aprovechamiento de gas asociado al crudo extraído; como: reinyección de gas a los yacimientos para mejorar su producción, generación de energía eléctrica, captura de CO₂ y su inyección en el subsuelo para carbonatar las rocas y regresarlo al subsuelo.

Por otra se estudió a Tabasco mediante una serie de termómetros sociales; (población, ocupación, educación, salud y servicios) se concluyó que México, nuestro País está a punto del colapso ambiental – económico, si no nos “apuramos” en resolver desde su raíz este problema; para el 2050 la gran mayoría de nuestros alimentos serán importados puesto que no habría fuerza rural para producirlos. En este momento México importa la mitad de sus alimentos [67]. Y todo ello se debe en gran medida al despilfarro despreocupado de nuestros productos petroleros (Gas Natural). La quema y venteo de este gas por parte de Pemex ha contribuido a nivel mundial a la generación de gases de efecto invernadero (GEI), CO₂, CH₄, N₂O los cuales están actuando directamente en el cambio climático alterando desde 1970 [68] las temperaturas oceánicas y por consecuencia la producción de alimentos, en una reducción de hasta 30% a nivel mundial [69].

También el radio de contaminación de estos residuos gaseosos es mayor, cruzan los océanos [70]. A nivel regional se analizó Tabasco observándose un decremento de la participación de la población en el sector primario, si bien desafortunadamente en nuestro país hay un crecimiento urbano alrededor de una hectárea por día en los últimos sesenta años [71], esto claramente representa un descuido en otras áreas. Por un lado necesitamos como país explotar nuestros recursos naturales para obtener energía, por otra parte estamos afectando el equilibrio homeostático del sistema natural donde se desarrollan tales operaciones, debido a la intensidad de ellas estamos rebasando el equilibrio natural de absorber estos cambios. A pesar de que México entró a el protocolo de Kioto que es un instrumento que contiene obligaciones específicas para mitigar los gases GEI, absurdamente ésta obligado a entregar a USA un volumen anual aproximado de 400 millones de barriles anuales de petróleo [72] y [73].

Lo cual no le permite a Pemex racionar adecuadamente sus yacimientos y gracias a las políticas existentes tampoco puede tener acceso a más recursos financieros para invertir en creación de plantas de endulzamiento de gas in situ y reaprovechar el mismo. Ya que México, es deficitario de gas natural y los E.U. lo abastecen [74], por tal motivo se propone: medidas para un desarrollo sustentable racionalizando nuestros recursos energéticos satisfaciendo las necesidades de esta generación sin menoscabar las posibilidades de las futuras. Así como la discusión y negociación de nuestros gobernantes para mayores inversiones económicas y solventar este problema.

BIBLIOGRAFÍA

- [1].- www.worldbank.org/ggfr
- [2].- www.cricyt.edu.ar/enciclopedia/terminos/contampetr.htm
- [3].- www.cnh.gob.mx
- [4].- www.slb.com//media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/p34_41.pdf
- [5].- <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/gasnatural.pdf>
- [6].- www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PGLP_2012_2026.pdf

- [7].- Fernando Pino Morales., Características y propiedades del Gas Natural, Escuela de Ingeniería del Petróleo, UDO Monagasgas, Processors suppliers association., “Engineering Data Book, Volume I/II”. (1987), Tenth Edition, Tulsa, Oklahoma.

- [8].- <http://ensenarquimica.galeon.com/aficiones2063281.html>

- [9].- Fontana/Norbis., 1983., Química General Universitaria, Editorial Fondo Educativo Interamericano, México.

- [10].- Garaycochea P. Francisco, Bashbush José Luis, 1987, Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

- [11].- Cruz López Miguel Angel, 2009, Tesis Construcción de un Modelo de Simulación Numérica de Yacimientos sin Historia de Producción, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

- [12].- www.biblioteca.edu.pe/saladocentes/archivoz/curzoz/clase_2_Utilizacion_del_Gas
- [13].- www.cricyt.edu.ar/enciclopedia/terminos/GasesEfect.htm

- [14].- <http://unfcc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>

- [15].- http://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Reservas_totales_de_gas_natural_por_pa%Dses

- [16].- <http://www.indexmundi.com/map/?v=136&l=es>

- [17].- <http://www.buenastareas.com/ensayos/Contenido-Liquido-De-Un-Gas/3346507.html>

- [18].- Barriga Rivera Alfredo, Seminario Combustión Industrial Aplicada y Control de Contaminantes, Control de Desarrollo Tecnológico y Sustentable, p.107

- [19].- Cáceres Graziani Luis, El Gas Natural, Ed. Grupo R.L., Lima, Perú.

- [20].- Samuel H. Maron et al, Fundamentos de fisicoquímica, 1993, Edit. Limusa, p. 803

- [21].- <http://bomberosk2.galeon.com/aficiones831064.html>

- [22].- García San José, 2001, Combustión y Combustibles, p.23
- [23].- Dominguez Cerdeira José, 2013, Conceptos de Combustión y Combustibles, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, p.15
- [24].- Gaydon, A. G. and Wolfhard, H. G.,1970 Flames, their structure, radiation and temperature. London : Champman and Hall ltd.,
- [25].- Manual del sector energía –emisiones. <http://unfccc.int/2860.php>
- [26].- Bravo Elizabeth, 2007, Los Impactos en la Explotación Petrolera en Ecosistemas Tropicales y la Biodiversidad, Acción Ecológica, p.61
- [27].- www.epa.gov/scram001/reportsindex.htm
- [28].- www.estrucplan.com.ar/articulos/verarticulo.asp?IDArticulo=536
- [29].- Barry, R. G y Chorley, R. J. 1993. Atmosphere, weather, and climate, Routledge Taylor & Francis Group, New York, p.248
- [30].- Oleg Anisimov et al., 2002,Cambio Climático y Biodiversidad, Grupo Internacional de Expertos sobre el Cambio Climático, Edit., Ministerio de Ciencia y Tecnología, Cuba, p.93
- [31].- www.watpad.com/590021-manejo-de-suelos-fertilizantes-y-enmiendas-en/page/189
- [32].- www.epa.gov/ttnecat1/dir2/venturs.pdf
- [33].- www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/regionales/Publicaciones/GUIA%20HIDROCARBUROS%20XI.pdf, Sistemas de desfuegos y quemadores en instalaciones de PEMEX exploración y producción. Julio del 2002.
- [34].- Rotenco S.A. de C.V., Junio 2008, Manual de Procedimientos para el curso de Operador Básico para el Registro de Hidrocarburos, Villahermosa Tabasco, p.120
- [35].- PEMEX, P.E.P., 2012, Programa de Acreditación en Control de Pozos, Well, Cap. p.17
- [36].- Rotenco S.A. de C.V., 2008, Catalogo de los Sensores utilizados en el Registro De Hidrocarburos y Parámetros de Perforación, p.65
- [37].- Paris de Ferrer Magdalena, Inyección de Gas y Agua en Yacimientos petrolíferos, Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleo de Venezuela. 2001, p.418
- [38].- www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/137/4/205.pdf.txt

- [39].- www.mtc.gob.pe/portal/consultas/cid/boletines_cid/17_/co2pdf
- [40].- <http://www.lenntech.es/dioxido-de-carbono.htm>
- [41].- www.ccusperu.com/what-is-ccus/ccs-to-ccus-abstract/transporte-del-dioxido-carbon
- [42].- Chen C. Rao – Rubin E. S., 2003, Comparative assessment of CO2 capture option For existing coal fire power plants, Second National Conference on Carbon Sequestration, USA.
- [43].- Maggiolo Ricardo, Marzo del 2004, Gas Lift Básico, International Training Group Venezuela, p.152
- [44].- www.oilproduction.net/cms/files/Ing%20de%20produccion%20C5-%20Gas%20lift.
- [45].- Sapón Velasquez Jorge, 2007, Tratamiento y Utilización del Gas Natural para la Generación de Energía Eléctrica, Universidad de San Carlos, Guatemala, p.179
- [46].- Calvo Diaz Manuel, Junio del 2008, Las Centrales de Ciclo Combinado Gas Natural: Clima y Medio Ambiente, p.42
- [47].- www.gestionypoliticapublica.cide.edu/num_anteriores/Vol.XVII_No.I_1ersem/03_Juan_Rosellon.pdf
- [48].- www.stilar.net/Archivos%20Web/cogeneracion.pdf
- [49].- www.cumminspower.com/www/literature/brochures/F-1414-LeanBurnGensetsenpdf
- [50].- www.iiie.org.mx/boletin042009/divulga.pdf
- [51].- Jiménez García Juan Antonio, Enero 2008, Tesis: Análisis de la Formación de NOx En el Generador de Vapor de 350 MW Quemando Combustóleo, IPN, México p.142
- [52].- www.aguascalientes.gob.mx/proespa/pdf/02.pdf
- [53].- SEMARNAT-IACONSMA, Estudio de emisiones a la atmósfera derivadas de los quemadores de campo elevados y de fosa, así como la tecnología para su control, Noviembre 2012, p.187
- [54].- www.cnh.gob.mx/_docs/QuemaVto/DT_QyV.pdf
- [55].- Seoanez Calvo Mariano, 1999, Contaminación Del Suelo: Estudios, Tratamiento Y Gestión, Ediciones Mundi Prensa, Madrid p.217
- [56].- Tarbuck Edward J., 2005, Introducción a la Geología Física, Ed. Prentice Hall p.712

- [57].- Stoking Michael, 2003, Manual para la Evaluación de Campo de la Degradación de la Tierra, Ediciones Mundi Prensa, España p.173
- [58].- Anuario estadístico de Tabasco 1984
- [59].- Anuario estadístico de Tabasco 2011
- [60].- Censo INEGI 2010
- [61].- Depto de actuaría y estadística. ISSSTE, Archivo clínico PEMEX, Archivo clínico ISSET, Centro de educación para la salud escolar. 1983
- [62].- C. Brown Jonathan, Petróleo y Revolución en México, 1998, Siglo XXI Editores S.A. de C.V. p.265
- [63].- Colmenares Cesar Francisco, et al., 2008, PEMEX Presente y Futuro, U.N.A.M. México p.415
- [64].- www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2012/noviembre/notacetp0722012.pdf
- [65].- www.jornada.unam.mx/2013/10/16/economia/032n1eco
- [66].- www.aztecanoticias.com.mx/notas/finanzas/155802/produccion-petrolera-en-2013-estable-pemex
- [67].- Gian Carlo Delgado Ramos, Cambio Climático y Pobreza: Retos de las Ciudades Periféricas a Principios del Siglo XXI, Editorial Casa Ruth, Habana, Cuba p.19
- [68].- Pichis Madruga Ramòn, Et al; 2011, Cambio Climático: Enfoques desde el Sur, Casa Editorial Ruth, Cuba p.270
- [69].- Diouf, Jack: Director General de la ONU para la agricultura y la alimentación (FAO), 2009. Texto original <http://english.cri.cn/6966/2009/10/13/1721s521980.htm>
- [70].- Sejenovich Héctor, 20011, Cambio Climático: Enfoques desde el Sur, (La lucha del Cambio Climático por la calidad de vida), Casa Editorial Ruth, Cuba p.27
- [71].- Secretaria del Medio Ambiente del G.D.F.: Programa de Acción climática de la Ciudad de México 2008-2012.
- [72].- [http://www.cnn.expansion.com/economia/2012.Publicado el jueves 12 de abril 2012](http://www.cnn.expansion.com/economia/2012.Publicado%20el%20jueves%2012%20de%20abril%202012)
- [73].- Periódico, EL SEMANARIO, Lunes 14 de enero del 2013

[74].- <http://www.foroconsultivo.org.mx> Autores: Gerardo Gil Valdivia y Susana Chacón Dominguez, Tecnológico de Monterrey, Foro consultivo científico y tecnológico, Abril 2008 p.292