



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**SITUACIÓN ACTUAL EN LA ADMINISTRACIÓN DEL VENTEO**

**Y QUEMA**

**DE GAS EN MÉXICO Y EL MUNDO**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**

**JADE ALEJANDRA FRAGOSO DE DIOS**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA**



## **Agradecimientos**

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por permitirme terminar por que debo confesar que a veces me asaltaron las dudas sobre si realmente lo lograría, también a cada uno de los profesores que me inspiraron y ayudaron para adquirir los conocimientos que poseo. Especialmente deseo agradecer a una persona a quien debo el merecido reconocimiento por que sin su influencia no habría logrado llegar a donde estoy, así que se las doy por este medio: Gracias Francisco Navarro, por que mi sueño de ingresar a la universidad sin usted no hubiese sido posible, me enseñó que la llave que abre el baúl del conocimiento es el razonamiento, a valorar la perseverancia y hacerla mi aliada cuando más la necesité.

Debo a mi familia todo cuanto soy, de cada uno de ellos he aprendido lecciones que no podrán borrarse jamás de mi interior, gracias Rosario por tu fortaleza y enseñarme que siempre que sufrimos reveses de la vida hay que levantarse, por tu apoyo incondicional y tu amor de hermana, Gracias Vera por tu ayuda en veces de Padre y hermano, gracias Arturo por ser mi hermano mayor y mostrarme que la vida siempre posee ese cariz mágico, gracias a mi hermana Celeste por ser esa vocecita que revolotea en mi cabeza para lograr la cordura y a Abel por ser mi brújula al darme los mejores consejos cuando más los he necesitado, gracias Cibeles por estar a mi lado y de mi lado, siempre cuidando de mí cuando debería ser al revés y por mostrarme que siempre tenemos la opción de vivir sin miedo a caer, gracias Mamá por ser mi ejemplo y quien más exige de mí para sacar lo mejor pues bien sé que no ha sido fácil, gracias Lucía por ser la raíz de mi vida y de la familia. Gracias a todos mis sobrinos(as) hermosos.

Gracias Papá por ser la persona que más admiro, siempre has sido para mí la personificación de las palabras de Juan de Dios Peza:

Tu código augusto, en mi alma pudo desde que lo escuché, quedar grabado; en todas las tormentas fue mi escudo, de todas las borrascas me ha salvado.

Siendo el culto de mi alma su cariño, la suerte quiso que al honrar su nombre, fuera el amor de niño la más sagrada inspiración del hombre.

Gracias César por que el solo hecho de contar contigo en mi vida aunque por poco tiempo me hizo mejor y ser tu tía fue una bella experiencia. A mis queridos Oscar, Leonardo y mi tío Manuel por formar parte del caleidoscopio que es mi vida y en la que permanecerán mientras dure este viaje.

Y por que los amigos son la familia que se elige a voluntad, quiero agradecer a toda mi familia de la facultad de ingeniería haber estado para mí : a Manuel Becerril por ayudarme a permanecer despierta cuando debía estudiar y disfrutar más las clases de Ocáriz, a Diana y Paola por compartir gran parte del escabroso camino que es a veces la universidad, a Jorge por animarme todos los días, a Héctor por ser una fuente de ayuda, a Rubén por todas sus ocurrencias, a Fredy por todas las experiencias vividas que sin duda han enriquecido mi existencia y por ser mi mejor amigo, a Gilberto por pasar horas en la biblioteca estudiando conmigo cuando seguro prefería estar en otra parte, a Manuel Cabrera por ser paciente y hacer más llevaderos días interminables, a angelito por todos los buenos momentos entre clases- y aún en ellas. A las bandidillas de Aracely y Daniela, incomparables como room mates.

Aldo gracias por citarme a Shakespeare, me ayudó a poner más atención a los instantes felices; Sheila y Claudia gracias por que su amistad hizo resplandecer una luz en el período más oscuro de mi vida. Gracias Kelly por siempre estar dispuesta a escucharme y despeñar mis tristezas, y a

Paloma por la ternura de tus palabras y tu trato que son un bálsamo cuando el día ha sido una pesadilla.

Debo especial agradecimiento a la familia Martínez Ramos por tratarme como miembro suyo, y al profesor Gachuz por su ejemplo y por que sin su ayuda esta tarea hubiese sido titánica para mí.

# CONTENIDO

## CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL GAS HIDROCARBURO

1.1 Propiedades del gas hidrocarburo.....	2
Clasificación de yacimientos .....	7
1.2 Gas asociado y no asociado .....	8

## CAPÍTULO 2 FUENTES ALTERNAS DEL GAS HIDROCARBURO

2.1 Gas de lutita .....	10
2.2 Gas Grisú .....	11
2.3 Yacimientos de hidratos de metano .....	16
2.4 Principales cuencas gasíferas de México y el mundo .....	20

## CAPÍTULO 3 ANTECEDENTES DEL VENDEO Y LA QUEMA DEL GAS EN MÉXICO Y EL MUNDO

3.1 Venteo y quema .....	23
3.2 Cifras históricas de la situación en México .....	24
3.3 Cifras históricas de la situación en el mundo .....	26
3.4 Leyes, normas y prácticas internacionales .....	29
3.5 Repercusiones de la quema y venteo de gas en el cambio climático .....	31
3.6 Legislación ambiental.....	36
3.7 Situación en México .....	38
3.7.1 Demanda del gas en México .....	38
3.7.2 Gas competitivo .....	39
3.8 Quema, reforma energética y planes estratégicos .....	40

## CAPÍTULO 4 ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS

4.1 Exploración .....	46
4.2 Explotación .....	51
4.2.1 Bombeo Neumático autoabastecido .....	52
4.2.2 Reinyección de gas asociado.....	55
4.2.3 Separación del gas ácido e inyección .....	56

4.3 Mantenimiento de presión .....	61
4.4 Almacenamiento .....	62
4.4.1 Sumideros y almacenamiento.....	62
4.4.2 Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	63
4.5 Almacenamiento subterráneo de gas natural .....	65
4.6 Almacenamiento en cavernas de sal .....	68
4.6.1 Localización de las zonas de almacenamiento.....	72
4.7 Almacenamiento en el subsuelo .....	72
4.7.1 Pruebas cero emisiones.....	74
4.8 Infraestructura de producción .....	1
4.9 Infraestructura doméstica e Industrial para su aprovechamiento .....	84
4.9.1 Transporte del gas natural en el mar .....	86
4.10 Aprovechamiento del gas .....	89
4.10.1 Reducción de la quema del gas .....	89
4.10.1 Conservación del gas .....	95
4.10.1 Cero quema .....	98
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>100</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>106</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

## Capítulo 1 Generalidades del gas hidrocarburo

1.1 Gráfica de comportamiento de la densidad relativa con respecto a la presión .....	2
1.2 Gráfica de comportamiento del factor de volumen del gas contra la presión .....	4
1.3 Gráfica de comportamiento de la viscosidad del gas contra la presión .....	6

## Capítulo 2 Fuentes alternas de gas hidrocarburo

2.1 Comportamiento de la producción de las capas de carbón.....	14
2.2 Capacidad de absorción del carbón y gráfica del contenido de gas en capas de carbón y areniscas... ..	15
2.3 Actividad relacionada con el metano contenido en capas de carbón en el mundo .....	16
2.4 Distribución de los hidratos en los sedimentos.....	17
2.5 Métodos principales considerados para la explotación del metano.....	18
2.6 Mapa de la República Mexicana con la ubicación de las principales cuencas productoras de gas.....	20
2.7 Reservas de gas natural comprobadas para el año 2002 .....	21

## Capítulo 3 Antecedentes del venteo y quema del gas en México y el mundo

3.1 Gráfica de las emisiones registradas de CO <sub>2</sub> .....	2	<b>Error! Marcador no definido.</b>
3.2 Emisiones a la atmósfera a consecuencia de las actividades petroleras.....	25	
3.3 Emisiones de SO <sub>x</sub> a la atmósfera en el período 2001-2006... ..	25	
3.4 Niveles de emisiones de CO <sub>2</sub> en el período 1981-1985.. ..	27	
3.5 Niveles de emisiones de CO <sub>2</sub> en el período 1986-1990... ..	28	
3.6 Niveles de emisiones de CO <sub>2</sub> en el período 1991-1995.. ..	28	
3.7 Niveles de emisiones de CO <sub>2</sub> en el período 2006-2010.. ..	28	
3.8 Emisiones correspondientes a cada país .....	29	
3.9 Quemado de gas durante una prueba de un pozo descubridor en el Golfo de México.....	21	
3.10 Capas de la atmósfera.....	32	
3.11 Representación del efecto invernadero .....	35	
3.12 Efecto invernadero natural y acentuado .....	35	
3.13 Impacto del calentamiento global por región .....	37	
3.14 Tabla de ventas nacionales según el portal de PEMEX.....	38	
3.15 Modificaciones en los equipos de procesamiento .....	44	
3.16 Modernización de la infraestructura .....	4	<b>Error! Marcador no definido.</b>

## Capítulo 4 Alternativas para el aprovechamiento del gas

4.1 Etapas del ciclo de vida de exploración y producción .....	¡Error! Marcador no definido.6
4.2 Diagrama esquemático de los levantamientos electromagnéticos .....	38
4.3 Badger explorer .....	39
4.4 Diagrama esquemático del funcionamiento del B.E.....	50
4.5 Herramienta B.E. ....	51
4.6 Esquema del sistema artificial Bombeo Neumático.....	53
4.7 Esquema del sistema de bombeo neumático autoabastecido.....	54
4.8 Esquema del proceso de inyección de gas ácido.....	57
4.9 Remoción de gas amargo por amina solvente.....	57
4.10 Remoción de gas amargo por permeabilidad de la membrana.....	58
4.11 Esquema AGEU.....	59
4.12 Separación de H <sub>2</sub> S del gas ácido antes de la inyección.....	59
4.13 Unidad de Ryan/Holmes para recuperación de NGL.....	60
4.14 Inyección continua de CO <sub>2</sub> en un yacimiento... ..	62
4.15 Almacenamiento de CO <sub>2</sub> en yacimientos abandonados.....	63
4.16 Pozo de inyección de CO <sub>2</sub> en la formación Utsira.....	65
4.17 Sistemas de almacenamiento subterráneo.....	67
4.18 Forma de una caverna delineada por un calibrador tipo sonar.....	69
4.19 Tipos de daños en los pozos de yacimientos de almacenamiento de gas.....	71
4.20 Programa de tres etapas usado en Medio Oriente para eliminar el quemado de gas.....	73
4.21 Prueba en cámara cerrada .....	74
4.22 Herramienta diseñada para la producción y reinyección continuas.....	75
4.23 Concepto del módulo de almacenamiento en áreas marinas.....	76
4.24 Sistema de Gasoductos en Noruega .....	78
4.25 Infraestructura de PEMEX .....	79
4.26 Planta procesadora e infraestructura perteneciente a PEMEX .....	80
4.27 Química de la conversión de gas a líquidos .....	83
4.28 Componentes de una terminal de importación .....	88
4.29 Sistema de recuperación de vapores en un tanque de producto estándar.....	92
4.30 Medidor de flujo multifásico.....	97
4.31 Esquema de un arreglo de un sistema de ignición instantáneo.....	99

---

## Introducción

El presente trabajo está dedicado a la situación en la administración de la quema y venteo de gas en nuestro país y la situación mundial, así como la responsabilidad de cada uno de los principales países productores de hidrocarburos, actualmente este tópico posee una relevancia particularmente importante debido a que la energía es un factor de primordial importancia para impulsar el crecimiento económico, en épocas como la que vivimos de grandes cambios económicos y sociales es necesario seguir una estrategia de desarrollo que cuide de los recursos no renovables que estamos explotando y que a su vez garantice mayores oportunidades para nuestra sociedad.

Según los informes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el volumen de quema de gas o venteo del energético enviado a la atmósfera a nivel nacional fue de 117.3 millones de pies cúbicos diarios en el año 2011. Los Informes oficiales comprobaron que la quema de gas se realiza como medida de seguridad para evitar su concentración y altas presiones en los equipos de extracción y producción.

Sin embargo, también se debe a la libranza de gas amargo por obras de mantenimiento de equipos de compresión, fallas operativas en instalaciones e insuficiencia de infraestructura superficial para manejar el gas, falta de inversión en equipos que permitan procesar, almacenar y distribuir el volumen de gas asociado, y a la ausencia y desarrollo de nueva infraestructura operativa y procesadora en relación con los altos niveles de producción de crudo exigidos para obtener los ingresos presupuestados.

La responsabilidad de cuidar los ciclos de vida necesarios para que continúe la vida humana en la Tierra debe orillarnos a tomar las medidas que aseguren la ininterrupción del equilibrio ecológico, por lo anterior se han declarado obligatorias muchas medidas que tienen por objetivo la disminución de gases contaminantes a la atmósfera, no obstante es un proceso que se revertirá a medida que se apliquen dichas medidas en cada una de las áreas que han contribuido a las alteraciones de ciclos vitales para nosotros.

Nuestro país está dando pasos para conciliar nuestras necesidades de consumo de energía con el cuidado de los recursos naturales, trabajando intensamente con una visión de largo plazo para superar los desafíos de los próximos años y construir los cimientos de una sociedad en la que podamos vivir mejor. En el presente trabajo se presentan algunas medidas que la paraestatal ha puesto en práctica así como algunas alternativas que otros países han desarrollado para cumplir con los límites de las cuotas de gases contaminantes establecidos con resultados alentadores.



# Capítulo 1

---

## Generalidades del gas hidrocarburo

---

## Generalidades del gas hidrocarburo

### 1.1 Propiedades del gas hidrocarburo

**Gas:** Materia que no tiene volumen ni forma fijos; se adapta al volumen y forma del recipiente que lo contiene.<sup>1</sup>

#### Gas natural

El gas natural proveniente de yacimientos de gas y aceite es una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas, que principalmente consiste 80 % de metano y proporciones significativas de etano, propano, butano, pentanos, hexanos, heptanos y pequeñas cantidades de impurezas y algunas fracciones más pesadas.<sup>2</sup>

Los sistemas que existen en estado gaseoso en el yacimiento sin clasificados como gases y subdivididos en gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

#### Propiedades del gas

Para diseñar los sistemas de transporte que permitirán que el gas fluya desde el yacimiento hasta las instalaciones de venta o procesamiento, es imperativo conocer las propiedades termodinámicas y de transporte del gas. Entre las cuales figuran las siguientes:

##### ❖ Densidad del gas

La densidad se define se como la masa por unidad de volumen. Matemáticamente se describe como:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{pM_a}{ZRT} \quad (1.1)$$

Donde:

$\rho_g$  = La densidad del gas

$M_a$  = La masa molecular aparente

##### ❖ Densidad relativa:

La densidad relativa se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire. Matemáticamente se expresa como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.2)$$

Asumiendo condiciones de gas ideal

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{aire}} = \frac{M_a}{28.96} \quad (1.3)$$

Donde:

$M_a$  = Peso molecular aparente del gas

$M_{aire}$  = Peso molecular del aire = 28.96

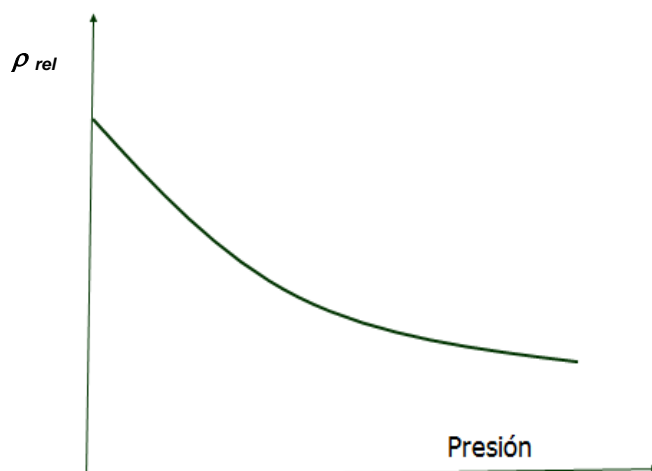


Figura 1.1 comportamiento de la densidad relativa con respecto a la presión

❖ **Volumen específico**

Se define como el inverso de la densidad del gas y matemáticamente:

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g} \quad (1.4)$$

Donde:

$v$  = volumen específico molar, ft<sup>3</sup>/lb

$\rho$  = densidad del gas, en lb/ft<sup>3</sup>

❖ **Factor de volumen del gas**

El factor de volumen del gas, es definido como la relación del volumen del gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ C.Y.} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de gas @ C.S.} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]} \quad (1.5)$$

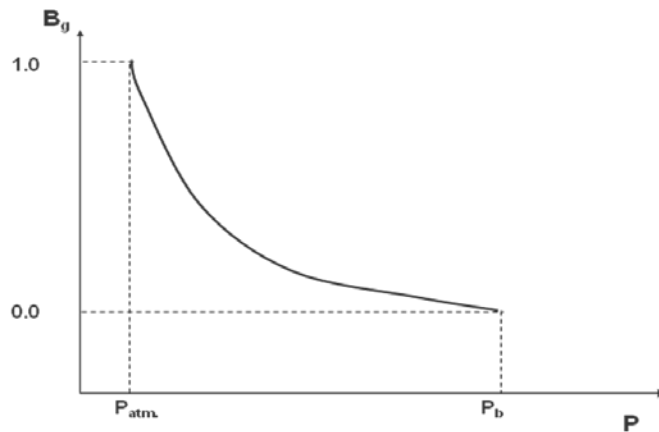


Figura 1.2 Comportamiento del factor de volumen del gas contra presión.

**Factor de compresibilidad**

El conocimiento de la variación de la compresibilidad de un gas respecto a la presión y la temperatura es esencial para numerosos cálculos en ingeniería de producción. Matemáticamente puede definirse de la siguiente forma:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.6)$$

Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a temperatura constante.

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento.

**La ecuación para gases superficiales es:**

$$T_{pc} = 167 + 316.67 y_{gf} \quad (1.7)$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 y_{gf} \quad (1.8)$$

**Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases**

Las propiedades pseudocríticas de gases que contienen cantidades apreciables de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, pueden calcularse por el método de Standing-Katz, modificado por Wichert y Aziz.

La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste ( $\epsilon_3$ ) para calcular la presión y temperaturas pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3 \quad (1.9)$$

$$P'_{pc} = P_{pc} T'_{pc} / (T_{pc} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})\epsilon_3) \quad (1.10)$$

$\epsilon_3$  se determina con base en las fracciones molares de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S de la siguiente manera:

$$\epsilon_3 (^{\circ}R) = 120(y_{CO_2, H_2S}^{0.9} - y_{CO_2, H_2S}^{1.6}) + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4) \quad (1.11)$$

**Donde:**

$$Y_{CO_2, H_2S} = \text{Es la suma de las fracciones molares de H}_2\text{S Y CO}_2 \quad (1.12)$$

$$Y_{H_2S} = \text{Es la fracción molar de H}_2\text{S} \quad (1.13)$$

Los valores de  $T'_{pc}$  y  $P'_{pc}$  así obtenidos, se usan en vez de  $T_{pc}$  y  $P_{pc}$  para el cálculo del factor de compresibilidad Z.

❖ **Viscosidad del gas**

La viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna del fluido (resistencia) al flujo, es decir la resistencia de una sustancia a fluir. Si la fricción entre las capas del fluido es pequeña, un esfuerzo de corte resultara en un gradiente de velocidad enorme. La viscosidad de un fluido se define como la razón del esfuerzo de corte por unidad de área al gradiente de velocidad local.

La viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(X(\rho_g / 62.428)^Y) \quad (1.14)$$

$$K = (9.4 + 0.5794 \gamma_{gf}) (T + 460)^{1.5} / (209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)) \quad (1.15)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (1.16)$$

$$X = 3.5 + 986 / (T+460) + 0.2987 \gamma_{gf}. \quad (1.17)$$

$\rho_g$  = La densidad del gas a P y T del yacimiento lb/ft<sup>3</sup>

$T$  = Temperatura del yacimiento °R

$M_a$  = Peso molecular del gas

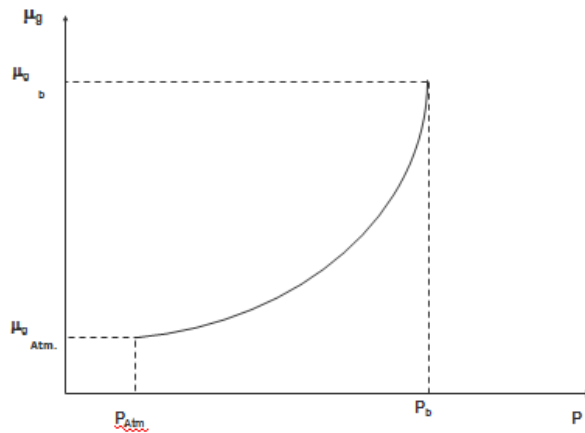


Figura 1.3 Comportamiento de la viscosidad del gas contra la presión

### 1.1 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

Es una práctica común clasificar a los yacimientos petroleros para su estudio, según las características de los fluidos producidos y las condiciones bajo las cuales se produjo su acumulación en el subsuelo.

Para delimitar un yacimiento por las características de los fluidos se cuenta con la siguiente clasificación<sup>3</sup>:

❖ Yacimientos de aceite

Estos producen un líquido negro o verde-negrusco, con una densidad relativa mayor de 0.8 y una relación gas-aceite instantánea menor de 200  $[m_g^3 / m_o^3]$ , además de tener una gravedad API menor a 40°.

❖ Yacimientos de aceite volátil

Producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.704 y 0.800 y con una RGA instantánea entre valores de 200 y 1500  $[m_g^3 / m_o^3]$  y una gravedad API entre un rango de 40-55°.

❖ Yacimientos de gas y condensado

Producen líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.704 y 0.780 y con RGA instantánea entre valores que varían de 1500 a 12000  $[m_g^3 / m_o^3]$ .

❖ Yacimientos de gas húmedo

Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y valores de RGA oscilantes entre los 10 000 y 20 000  $[m_g^3 / m_o^3]$ .

❖ Yacimientos de gas seco

Producen un líquido ligero; transparente (si lo hay) y con RGA mayores de 20 000  $[m_g^3 / m_o^3]$ .

Para una clasificación más adecuada se cuenta con los diagramas de fases presión- temperatura para sistemas multicomponentes, que son una herramienta mucho más confiable ya que se toma en cuenta la posición de la temperatura y presión iniciales del yacimiento con respecto a la región de dos fases, básicamente se logra clasificar a los yacimientos en función del tipo de fluidos que contiene.

De acuerdo al diagrama de fase, los yacimientos pueden agruparse de la siguiente forma:

#### **Yacimiento de gas seco**

Aquellos en los que la temperatura inicial excede a la cricondenterma y están constituidos por metano, con rastros de hidrocarburos superiores, que en la superficie no se condensan. A causa de la alta energía cinética de las moléculas y su baja atracción, no alcanzan la forma de líquidos a las condiciones de presión y temperatura en el tanque de almacenamiento.

---

### **Yacimientos de gas húmedo**

Son aquellos yacimientos en los que la temperatura inicial, excede a la temperatura cricondentérmica y están formados por hidrocarburos ligeros a intermedios que no se condensan en el yacimiento pero sí lo hacen en superficie (en el separador).

A consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas, se origina un aumento en las fuerzas de atracción, por lo cual se transforma parte del gas en líquido.

### **Yacimientos de gas condensado**

Están constituidos por fluidos que por su expansión isotérmica a la temperatura del yacimiento puede o no revaporizarse al continuar el proceso, en este tipo de yacimientos puede hablarse de la condensación retrógrada, donde el gas se condensa al disminuir la presión, este líquido se adhiere a los poros convirtiéndose en líquido inmóvil, por lo que hay una disminución en la producción de líquidos.

### **Yacimientos de aceite volátil**

Se caracterizan por una temperatura ligeramente menor a la cricondentérmica, además la mezcla de hidrocarburos en las condiciones iniciales se encuentra en estado líquido cerca del punto crítico.

### **Yacimientos de aceite negro**

La temperatura del yacimiento es muy inferior a la cricondentérmica, son poseedores de un alto porcentaje de componentes pesados, a partir del C<sub>7</sub>, con un porcentaje mayor al 40 %.<sup>4</sup>

## **1.2 Gas asociado y no asociado**

El petróleo y el gas natural junto con la hulla son las principales fuentes de energía, se conocen como combustibles fósiles. Todos ellos se han formado a lo largo de millones de años por la descomposición de plantas y animales. Dependiendo del tipo de materia orgánica, tendremos un producto oleoso o carbonoso. Y es por lo anterior que en los yacimientos petroleros encontramos una mezcla de compuestos orgánicos.

El petróleo es una mezcla compleja de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos y se origina de una pequeña fracción de la materia orgánica depositada en las cuencas sedimentarias en ambientes sedimentarios mixtos y marinos principalmente. En términos generales, el petróleo está constituido por dos elementos mayores, el carbono y el hidrógeno y en cantidades menores Azufre, Nitrógeno y algunos metales en proporciones muy bajas.

En los yacimientos petroleros se producen hidrocarburos-entendiendo por hidrocarburos a los compuestos orgánicos con una estructura caracterizada por la presencia de enlaces químicos estables carbono-carbono – principalmente y con esto nos referimos a que se extraen aceite y gas junto con pequeñas cantidades de Vanadio, Níquel, Cromo y Cobre principalmente,



---

El gas natural es la porción de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa o que se encuentra en solución en el aceite, consiste en hidrocarburos gaseosos, contiene primordialmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y butano. Al igual que el aceite crudo, el gas también puede incluir impurezas tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros. El gas natural puede encontrarse en las siguientes presentaciones:

**Gas asociado:** Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento, puede ser clasificado como gas de casquete o gas en solución.

**Gas asociado libre:** Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

**Gas no asociado:** gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

**Gas asociado en solución o disuelto:** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.<sup>5</sup>Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimientos o de flujo.

El gas podemos encontrarlo en muchos otros sitios además de los yacimientos petroleros, y estas son las llamadas fuentes alternas de gas natural, que en conjunto tienen una importante cantidad de reservas, y en la siguiente sección se analizará el tema.

---

# Capítulo 2

---

## Fuentes alternas de gas hidrocarburo

---

---

**Capítulo 2. Fuentes alternativas de gas hidrocarburo****2.1 Gas de Lutita (art. Producción de gas desde su origen)**

Millones de pozos de petróleo y gas perforados en los pasados 150 años han atravesado intervalos sustanciales de la más abundante de las rocas sedimentarias: la lutita, siempre se le ha considerado simplemente una barrera natural con permeabilidad extremadamente baja para la migración de los hidrocarburos.

En estos intervalos de lutita está contenido el gas proveniente de formaciones lutíticas o con alto contenido de arcillas que es producido únicamente bajo ciertas condiciones. Mientras que en los yacimientos de gas convencionales el gas migra desde la roca generadora hacia una formación sea de arenisca o carbonato, donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, y en donde a menudo subyace un contacto gas-agua, en las lutitas gasíferas el gas se genera localmente; es decir, la lutita actúa como roca generadora y como almacenadora.

La lutita comprende partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que se han consolidado para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja, algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica como para lograr la generación de hidrocarburos, lo cual dependerá de la cantidad y tipo de material orgánico. Las cualidades que son particularmente características de las lutitas gasíferas incluyen: alcance regional, falta de un sello y trampa obvios, ausencia de un contacto gas-agua bien definidos, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada que por lo general es más baja que la de una acumulación convencional.

El material orgánico que produce hidrocarburos, se encuentra sometido a condiciones específicas de temperatura y presión, que desencadenan la transformación, sin embargo antes de esto debe encontrarse preservados en cierta medida, el grado de preservación incidirá sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán.

La producción de gas de las lutitas, a largo plazo y de forma redituable depende principalmente del volumen de gas en sitio, la calidad de la terminación y la permeabilidad de la matriz. Las cuencas que han sido plenamente desarrolladas, y donde el gas lutita se ha convertido en el interés de producción, cuentan con abundantes datos de estudios de campo: secciones de afloramiento, los mapas geológicos de campo de lutitas ricas en contenido orgánico y los datos de pozos perforados previamente que contribuyen generosamente a la elaboración de las estimaciones preliminares del gas lutita *in situ*.

En una campaña de perforación en lutitas gasíferas, la extracción de núcleos desempeñará el papel principal en un programa de evaluación de formaciones, esto debido a que los núcleos de lutitas son útiles al proveer mediciones directas que se utilizan para determinar el gas *in situ*.

El gas contenido en los espacios porosos y en las fracturas se encuentra adherido en sitios activos de la superficie, en el material orgánico contenido en la lutita. La combinación de gas intersticial y gas adsorbido conforma el contenido de gas total en una lutita.

Las lutitas con mejor calidad de yacimiento generalmente tienen saturaciones de petróleo y agua reducidas y alta saturación de gas intersticial, y por lo tanto, mayor permeabilidad relativa al gas; consecuentemente estas lutitas poseen un contenido orgánico entre moderado y alto, un alto grado de maduración orgánica, y una textura que refleja una preservación de la porosidad y permeabilidad durante el proceso de sepultamiento.

---

Debido a lo anterior, para evaluar el gas *in situ*, es importante que las mediciones en el laboratorio provean una evaluación directa de las saturaciones de gas y líquidos, así como de la porosidad, la permeabilidad de la matriz, el contenido orgánico con capacidad para adsorber el gas a una temperatura de yacimiento constante en función de la presión del yacimiento y la maduración.

Con la ayuda de los análisis de registros calibrados, con mediciones reales de las propiedades de los yacimientos derivadas del análisis de las muestras, se tiene el fundamento para efectuar predicciones confiables del gas *in situ* mediante cálculos de porosidad y saturación de gas. Lo anterior facilita el proceso de predecir propiedades en zonas adyacentes, y esto a su vez facilita la evaluación de la heterogeneidad a escala de cuenca.

Para evaluar el potencial de una lutita gasífera deben sopesarse las contribuciones positivas y negativas de múltiples factores entre los que podemos enumerar: la mineralogía y textura de las lutitas, la madurez de la arcilla, el tipo y madurez del kerógeno, la saturación de fluidos, los mecanismos de almacenamiento del gas adsorbido e intersticial, la profundidad del sepultamiento, la temperatura y presión de poro. Particularmente los factores; porosidad, saturación de fluidos, permeabilidad y contenido orgánico son los más importantes para determinar si la formación posee potencial explotable posteriormente.

La evaluación de yacimientos es complicada con las lutitas por que el gas lutita es producido en formaciones notoriamente heterogéneas, es decir que la formación puede presentar cambios abruptos en la calidad de las lutitas en dirección vertical y lateral, intercalando secciones con un gran potencial prospectivo con otras muy pobres.

La caracterización de la calidad del yacimiento y las causas sedimentarias subyacentes de dicha heterogeneidad son un desafío para la exploración y producción de los yacimientos de gas lutita; para poder producir se necesita que el gas llegue a superficie, esto mediante trayectorias suficientes en la roca para estimular la migración hacia el pozo, en las lutitas la baja permeabilidad de la matriz de la roca se compensa en cierto grado con la permeabilidad causada por las fracturas de la roca generadora. Por lo anterior debe considerarse la combinación de la permeabilidad de la matriz con las fracturas naturales.

Con la perforación de pozos horizontales en lutitas gasíferas se han logrado resultados favorables, ya que con este arreglo se expone más pozo al yacimiento y se extrae provecho de las fracturas naturales, si aunamos a esto el desarrollo de prácticas de estimulación económicas y eficaces podemos asegurar el éxito comercial de los pozos de gas lutita. La producción económica depende significativamente de la tecnología de terminación de pozos.

En última instancia, la clave para el descubrimiento de yacimientos de lutitas gasíferas radica en identificar con precisión la concurrencia de parámetros geológicos favorables, tales como la historia de variaciones de temperatura, el contenido de gas, el espesor del yacimiento, las propiedades de la roca matriz y las fracturas<sup>1</sup>.

## 2.2 Gas Grisú

Es notoria la importancia de la cual se ha revestido el gas últimamente, al ser una fuente alternativa de energía limpia no es de sorprender que se busquen más formas de obtenerlo, recurriendo incluso a fuentes de gas no convencionales entre las que se encuentra el gas grisú que es el gas que puede encontrarse en las minas subterráneas de carbón, cuyo principal componente

---

---

es el metano como subproducto del proceso de maduración termal del carbón, además de ser capaz de formar atmósferas explosivas .

El gas grisú se define como el gas metano absorbido dentro de los límites de los mantos, vetas, masas o yacimientos de carbón mineral. Dependiendo del tipo de yacimiento se presentarán gases como el etano, el dióxido de carbono, nitrógeno y en pequeña proporción argón, helio e hidrógeno.

El gas contenido en las capas de carbón representa un porcentaje importante de los recursos gasíferos del mundo, por lo que las tecnologías avanzadas y la experiencia de la industria enfocadas en el desarrollo de reservas de metano en las capas de carbón, han logrado buenos avances en este terreno.

Las compañías mineras han lidiado con los inconvenientes que trae consigo la explotación del carbón, entre las primeras destaca el riesgo de las emisiones de metano en las minas, dicha situación se solucionó satisfactoriamente implementando técnicas de ventilación en las minas, disipando el metano venenoso y explosivo y aportando oxígeno a los trabajadores.

En muchas zonas donde se lleva a cabo la actividad minera mediante pozos de avanzada una técnica de suma importancia es la desgasificación, que ayuda a disminuir la cantidad de accidentes asociados con estas actividades. Los primeros intentos de desgasificación del carbón en las minas tuvieron lugar en Inglaterra en la década de 1800, y el gas derivado del carbón era usado para iluminar las calles londinenses.

El primer pozo de CBM<sup>1</sup> para desarrollar gas como recurso fue perforado en Virginia Occidental, EUA. En la década de los 70's el gobierno estadounidense promulgó la Ley Política del Gas Natural, la cual permitió a las compañías percibir mejores precios por el gas natural producido en yacimientos gasíferos de baja permeabilidad, lutitas gasíferas y filones de carbón. En 1984 el gobierno de EUA ofreció créditos fiscales para impulsar el desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales; aunque tales créditos vencían en 1990 se otorgó una prórroga por dos años más por el impacto positivo sobre la perforación.

La accesibilidad a la infraestructura de transporte del gas y los asuntos técnicos relacionados con la producción de CBM, entre los que podemos citar los bajos gastos de producción de gas iniciales, las altas tasas de producción de agua y todo lo relacionado con el método de eliminación, son los factores que afectan la viabilidad del desarrollo de esta fuente no convencional.

Actualmente el desarrollo de los yacimientos de CBM está impactando el mercado del gas, pues el incremento de los precios del gas, la expansión continua del sistema de transporte del gas natural y los avances en tecnologías de campos petroleros han contribuido a aumentar la rentabilidad de los pozos de CBM.

La formación del carbón inicia con la sedimentación de material orgánico vegetal, lo que da lugar a la turba, esta se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba. La carbonización<sup>2</sup> se produce a diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica inicia el proceso de carbonización, con el sepultamiento, el aumento de las presiones

---

<sup>1</sup>La nomenclatura CBM (Coal Bed Methane) se refiere a los yacimientos de gas natural contenido en capas de carbón.

<sup>2</sup> Carbonización es la transformación de la turba en carbón.

---

---

de los estratos de sobrecarga y las temperaturas reinantes en el subsuelo genera procesos fisicoquímicos que dan continuidad a la carbonización.

Cuando se libera el agua, el dióxido de carbono y el metano, el carbón aumenta de rango, con esto se mide su madurez.

Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen en orden de rango creciente:

- ❖ Carbones sub-bituminosos
- ❖ Carbones bituminosos alto volátil
- ❖ Carbones bituminosos medio volátil
- ❖ Carbones bituminosos bajo volátil
- ❖ Carbones semi-antracita
- ❖ Antracitas

La composición del carbón incluye ciertos minerales inorgánicos, con un gran porcentaje de macerales o compuestos vegetales, que van desde plantas leñosas hasta resinas y reflejan la composición básica de las capas de carbón, con lo que los geólogos pueden determinar el potencial de los yacimientos CBM.

El carbón empieza a diferenciarse de otros tipos de roca yacimiento desde el momento de la sedimentación, se compone principalmente de material vegetal alterado (macerales) que funciona como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. La generación del metano es una función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano. Cada tipo de maceral adsorbe, diferentes volúmenes de metano, el carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango. A diferencia de los yacimientos de areniscas y carbonatos, el metano es almacenado en el carbón por adsorción, que es el proceso mediante el cual las moléculas de gas individuales se ligan a las moléculas orgánicas sólidas que conforman el carbón mediante fuerzas eléctricas débiles.

Una buena comprensión de los sistemas de fracturas y fracturas naturales en las capas de carbón es esencial en cada una de las facetas de desarrollo de yacimientos CBM, dado que el carbón se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización, por lo que forma fracturas verticales o diaclasas. En todos los yacimientos de metano en capas de carbón, las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario, las capas de carbón pueden ser naturalmente fracturadas. En las capas más profundas, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón y cerrar las diaclasas. En tales localizaciones, el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal sustento de la permeabilidad<sup>2</sup>.

La evaluación de la producción de los pozos CBM en el transcurso del tiempo, consiste en comprobar la capacidad de absorción y adsorción de las muestras de carbón trituradas y la construcción de isotermas de desorción, estas últimas describen la relación entre la presión y el contenido de gas adsorbido en el carbón, en condiciones de temperatura y humedad estáticas.

La capacidad de almacenamiento del carbón reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de

---

gas y el grado de desarrollo del sistema de permeabilidad (diaclasas y fracturas naturales) sean las consideraciones preponderantes al evaluar cierta zona para determinar el potencial de producción de CBM<sup>3</sup>.

Esta capacidad de almacenamiento confiere a las capas de carbón un comportamiento sumamente peculiar en términos de producción, la producción está relacionada con la desorción, no con la caída de la presión.

Las capas de carbón pueden contener agua o gas, o una combinación de ambos, en las diaclasas y fracturas naturales, y gas adsorbido en la superficie interna de la matriz del carbón. Para poder generar un volumen de gas significativo debe producirse el agua presente en las diaclasas para disminuir la presión del yacimiento. La deshidratación aumenta la permeabilidad al gas dentro de las diaclasas y las fracturas y hace que el gas presente en la matriz se desorba, se difunda a través de la matriz y se desplace hacia el sistema de diaclasas.

Al principio la producción es predominantemente agua, al desplazarse el agua fuera de las diaclasas y fracturas, la saturación y la producción de agua cae. Cuando la permeabilidad al gas se estabiliza, el carbón se considera deshidratado y la producción de gas alcanza su máximo. Como en todos los yacimientos de gas, la permeabilidad es la variable más importante dado que controla la producción y determina en buena medida el volumen de reservas recuperables del gas presente en las capas de carbón; también influyen en la producción las variaciones locales de la conductividad y la densidad de las diaclasas y de las fracturas naturales provocando variaciones considerables en el rendimiento de los pozos dentro de áreas en desarrollo.

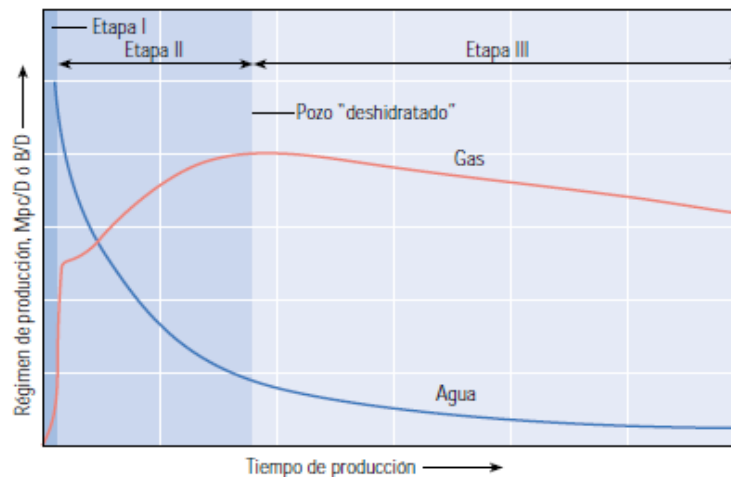


Figura 2.1 Comportamiento de la producción de las capas de carbón. Durante la primera etapa, la producción es dominada por el agua. La producción de gas aumenta durante la segunda etapa, al producirse agua en el carbón y aumentar la permeabilidad relativa al gas. Durante la tercera etapa, declinan tanto la producción de agua como la del gas<sup>4</sup>.

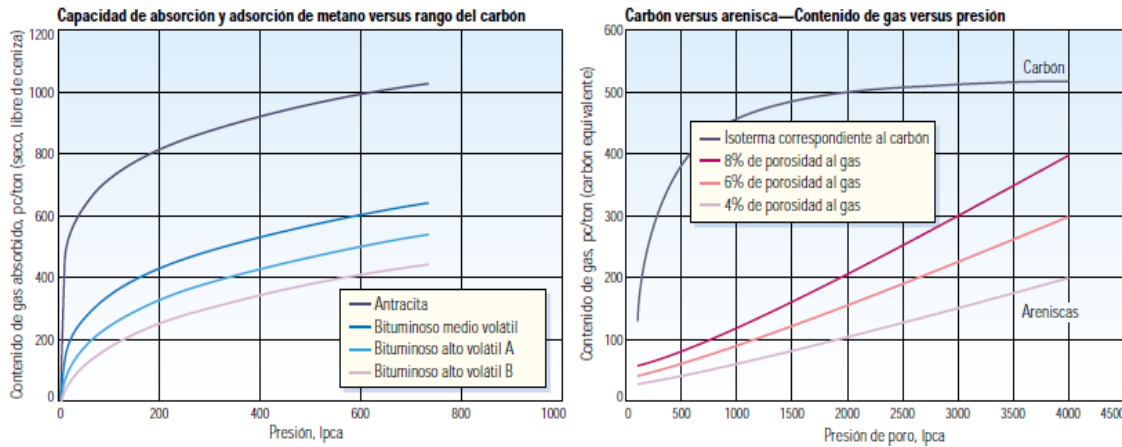


Figura 2.2 Capacidad de absorción y adsorción del carbón. Al aumentar la madurez del carbón bituminoso a antracita, aumenta su capacidad de absorción y adsorción. Las pruebas realizadas a muestras de carbón para relacionar el gas adsorbido con la presión –bajo condiciones isotérmicas– evalúan cómo sería la producción de los pozos CBM con el tiempo. La gráfica de la izquierda muestra respuestas típicas en carbones bituminosos y carbones de antracita. La gráfica de la derecha representa la capacidad de almacenamiento del gas en una formación de carbón que puede ser considerablemente superior a una de areniscas<sup>4</sup>.

La permeabilidad, la presión de formación y la saturación del fluido del yacimiento son cruciales para la identificación de áreas adecuadas para el desarrollo de yacimientos CBM. La permeabilidad en las capas de carbón, controlada por los eventos acaecidos durante la sedimentación, la madurez y el tectonismo aparece como el factor más importante en la producción de CBM.

Los intervalos de prueba pueden ser perturbados por los fluidos de perforación y dañados por la cementación y los fluidos de fracturamiento y estimulación, causando efectos adversos sobre los resultados de las pruebas. Las ambigüedades se producen por diversas razones, incluyendo el hinchamiento de las diaclasas y fracturas del carbón, la permeabilidad bifásica y los efectos de almacenamiento del pozo.

Las causales del escaso interés en el desarrollo de este tipo de yacimientos son las propiedades y el desempeño de la producción no convencional, no obstante el conocimiento y las experiencias colectivas de la industria en lo que se refiere a la explotación de este recurso está mejorando la producción de los yacimientos de CBM.

A pesar de las complicaciones que se presentan al explotar los yacimientos CBM, países como Canadá han decidido seguir el ejemplo de EUA produciendo gas de yacimientos CBM obteniendo estimaciones en volúmenes de reserva por 36.8 trillones de  $m^3$ , Australia empezó a producir yacimientos de este tipo en 1998 y el cálculo de sus reservas totales oscila entre 8.6 y 14.3  $m^3$ , estas cifras son una pequeña parte pues se estima que el total de reservas de CBM en el mundo es de 100 a 272 trillones de  $m^3$ .





Figura 2.3 Actividad relacionada con el metano contenido en capas de carbón en todo el mundo<sup>4</sup>.

Con el enorme volumen de reservas mundiales y una infraestructura creciente para explotarlas en forma económica, este tipo de yacimientos no convencionales se perfila para ser una de las principales alternativas para ser desarrolladas en un futuro.

### 2.3 Yacimientos de Hidratos de Metano

Aunque ampliamente conocidos por los problemas que causan al bloquear ductos y tuberías de producción, los hidratos de metano son un recurso potencial de hidrocarburos que algún día probablemente sustituirá a los depósitos convencionales que nos suministran energía actualmente.

Los hidratos de metano son una combinación especial de dos sustancias comunes; agua y gas natural, si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y alta temperatura, se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo.

Vastos volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares reúnen las condiciones favorables para la formación de hidratos de metano, conocidos también como hidratos de gas o clatratos<sup>3</sup>.

Si intentamos describir su estructura sería de la siguiente manera: la unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compactado, presentan una estructura similar a la del hielo, excepto que las moléculas de gas se encuentran ubicadas dentro de los cristales en vez de estar entre ellos. Los vapores de gas que escapan de estas muestras a la presión ambiental pueden entrar en combustión, por lo que se les conoce como los hielos que arden<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> Clatratos proveniente de las palabras griega y latina para emparrillado.

La naturaleza compacta de la estructura del hidrato contribuye a la altamente eficaz compactación del metano. Un volumen cúbico de hidrato contiene gas que se expandirá entre 150 y 180 volúmenes cúbicos a presión y temperatura estándar.

Los hidratos de metano capturaron el interés de la industria petrolera en la década de 1930, cuando Hammerschmidt encontró que la formación de los hidratos de gas era la causa de los bloqueos en algunos ductos en Kazakstán, con todos los esfuerzos enfocados en evitarlos o evitar su acumulación. Tres décadas después personal de perforación ruso descubrió la formación natural de hidratos en un campo de gas en Siberia. Para 1970, científicos de expediciones en aguas profundas, descubrieron que los hidratos se forman naturalmente tanto en regiones continentales polares como en los sedimentos de las aguas profundas en los límites continentales exteriores.

Diversos estudios demuestran que el gas que se encuentra en los hidratos formados naturalmente, se produce cuando las bacterias anaeróbicas descomponen material orgánico por debajo del fondo del mar, produciendo metano y otros subproductos gaseosos como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Estos subproductos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, aunque el predominante es el metano.

La mayoría de las acumulaciones marinas de clatratos parecen estar confinados en los límites de los continentes, donde las aguas tienen una profundidad aproximada de 500 [m] los hidratos se encuentran entre 100 y 500 [m] debajo del fondo marino, y donde las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos como suministro constante a las bacterias que las convierten en metano.

En las regiones del permafrost<sup>4</sup> los hidratos de gas pueden formarse en zonas menos profundas debido a que las temperaturas de la superficie son menores. Mediante experimentos se ha averiguado que las condiciones de estabilidad del hidrato de metano dependen de la presión y temperatura que son las condiciones preponderantes en el fondo oceánico.

Pocas muestras de hidratos formados naturalmente han sobrevivido el tiempo suficiente para ser estudiados, las muestras extraídas muestran partículas individuales de hidrato diseminado en la sección sedimentaria, sin embargo los clatratos pueden presentarse como cemento intergranular, nódulos, láminas, vetas y capas masivas.

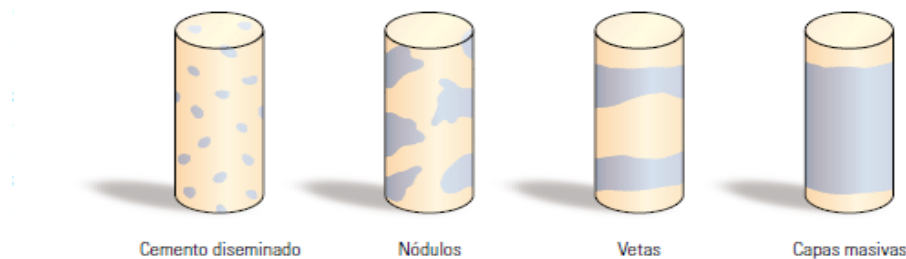


Figura 2.4 Distribución de los hidratos en los sedimentos. Una formación puede contener hidratos en la forma de cemento diseminado, nódulos, vetas y capas masivas<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> Permafrost: capas situadas a cierta profundidad que permanecen heladas todo el año.

Para cuantificar el volumen probable de hidratos y su potencial como recurso, es de suma importancia conocer la distribución de los hidratos en los sedimentos y las propiedades mecánicas de las formaciones que contienen hidratos. Tanto en los depósitos continentales y marinos los espesores de los intervalos con hidratos varían de unos centímetros hasta los 30 [m].

Aunque el aporte de los volúmenes de los hidratos de metano a las reservas sería realmente extraordinario, debe tomarse en cuenta que aún no se ha cuantificado con cálculos exactos la cantidad de hidratos en porciones accesibles del subsuelo y en el caso de comprobarse, si el hidrato se distribuye en forma dispersa en el sedimento en vez de concentrarse, su recuperación no será fácil ni económica ni ambientalmente.

En el área de explotación los hidratos de gas están agrupados con otros recursos de hidrocarburos no convencionales (capas carboníferas con metano, arenas compactas y lutitas negras) que con el uso de tecnología y riguroso estudio de evaluación de las formaciones sin duda resultará en una caracterización exitosa de dichos recursos, claro está después de insumir una considerable cantidad de capital y desarrollo de tecnología.

Pese a ser una de las mejores opciones si se estudia desde el punto de vista económico, la industria del gas ha trabajado lentamente en el desarrollo de metodologías para extraer el metano de los hidratos. Se encuentran bajo consideración tres métodos principales: la despresurización, la inyección térmica y la inyección de un inhibidor.

La primera metodología consiste en la despresurización del hidrato de gas disminuyéndola lo suficiente para provocar disociación, este método es viable solamente cuando puede producirse el gas libre asociado para disminuir la presión del depósito de hidrato.

En caso de ausencia de una zona de gas libre por debajo de los hidratos, una solución es la inyección térmica o estimulación, aquí se les agrega calor a los estratos que contienen hidratos de gas a fin de incrementar la temperatura lo suficiente para provocar que el hidrato se disocie.

Por último al inyectar inhibidores (por ejemplo metanol) se modifica el equilibrio presión-temperatura de modo que los hidratos ya no se encuentren estables en sus condiciones normales y se libere el metano.

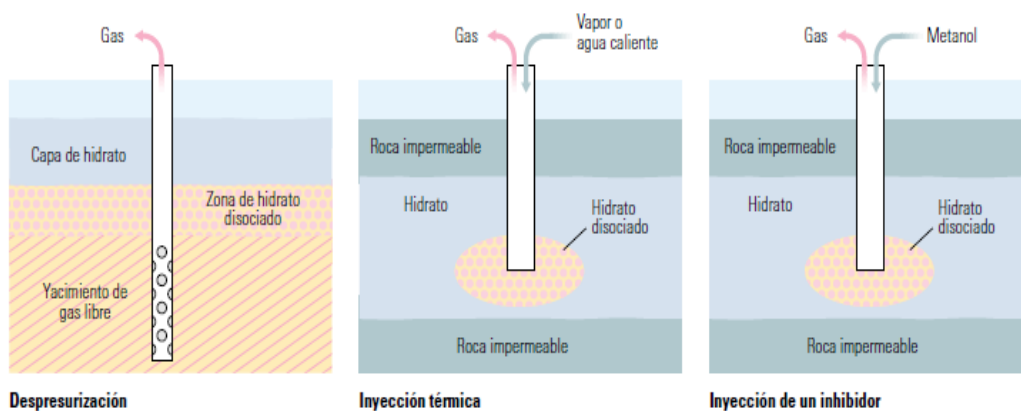


Figura 2.5 Los tres métodos principales considerados para la explotación del hidrato: despresurización, inyección térmica e inyección de un inhibidor<sup>6</sup>.

---

Un tópico de importancia al evaluar los desafíos de la explotación de los hidratos de gas es la estabilidad en el fondo del mar, pues la disociación de los hidratos puede ocasionar inestabilidad en los sedimentos del lecho marino depositado sobre las pendientes continentales. La base de la zona que contiene a los hidratos puede representar una discontinuidad en la solidez de la columna de sedimentos. La presencia de hidratos puede inhibir la consolidación y compactación del sedimento normal y el gas libre atrapado debajo de la zona de hidratos puede sobrepresionarse<sup>5</sup>.

Con la excepción de los hidratos, actualmente se están produciendo comercialmente alguna porción del volumen total mundial de estas fuentes no convencionales, esto debido a que los hidratos sólo se convertirán en un recurso potencial cuando se demuestre que la energía recuperada sobrepasa por mucho a la necesaria para liberar el gas metano.

El conocimiento adquirido sobre la formación de hidratos de metano ha dado lugar a otras aplicaciones, por ejemplo, investigadores de la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología analizan la posibilidad de almacenar y transportar gas natural en su estado de hidrato a presión atmosférica, lo cual es interesante al pensar en las múltiples áreas donde se aprovecharía ampliamente al proveer alternativas convenientes de eliminación y transporte, como las siguientes:

- ❖ El gas producido en campos petroleros podría convertirse en hidrato de gas sólido y facilitar su transporte en tanques o mezclarse con el petróleo crudo refrigerado y transportarse como pasta aguada en tanques de transporte o a través de ductos.
- ❖ Transportar el hidrato congelado así como el gas natural líquido, sin necesidad de ductos.
- ❖ Almacenar gas natural cuando se requiera.
- ❖ El nitrógeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno pueden separarse del metano mediante la formación de hidratos.
- ❖ Las sales y los materiales biológicos pueden separarse del agua mediante el proceso de formación de hidratos.
- ❖ El dióxido de carbono puede eliminarse de la atmósfera y almacenarse en forma de hidrato sólido para ser transportado y eliminado en aguas profundas.

La falta de conocimiento sobre la naturaleza de las acumulaciones de hidratos es el principal contribuyente para que este recurso siga sólo como proyecto a futuro; sólo existen iniciativas de investigación y exploración para entender el comportamiento de los hidratos y la forma de extraerlos, por parte de países como Japón, India, E.U.A., Canadá, Noruega y Rusia. Sin duda las estimaciones que sugieren reservas mundiales de hasta 20 mil millones de m<sup>3</sup> son una poderosa motivación para lograr el desarrollo rentable de lo que en un tiempo se consideraba solo una molestia.

## 2.4 Principales Cuencas gasíferas en México y el Mundo

En México los trabajos de exploración han permitido el descubrimiento de cuencas sedimentarias productoras de hidrocarburos, seis de ellas con producción comercial; Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México. Entre estas destacaremos las de interés para este trabajo, es decir las de gas: Burgos y Veracruz que son las principales productoras de gas no asociado.

La cuenca de Burgos se descubrió gas en 1945. Con una superficie de 9595 km<sup>2</sup>, es la que proporciona el mayor volumen de producción de las **cuatro** cuencas productoras de gas no asociado localizadas en México.

#### Productoras

1. Sabinas
2. Burgos
3. Tampico- Misantla
4. Veracruz
5. Sureste
6. Golfo de México profundo

#### Potencial medio-bajo

7. Plataforma de Yucatán
8. Sierra de Chiapas
9. Sierra Madre Oriental
10. Chihuahua
11. Golfo de California
12. Vizcaíno-La Purísima

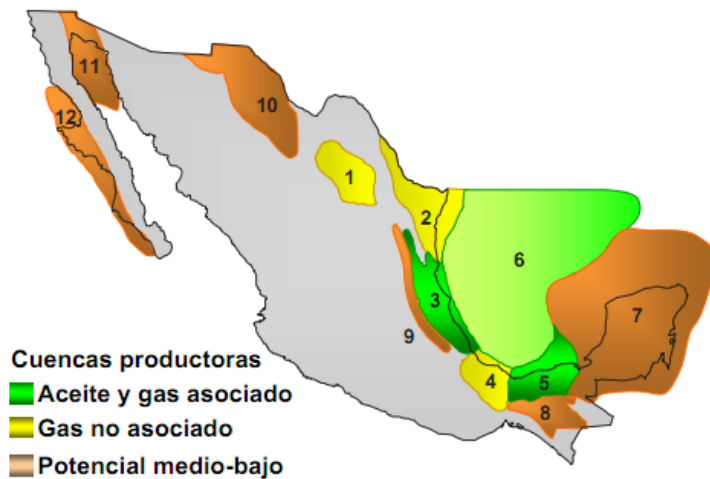


Figura 2.6 Mapa de la república con ubicación de las cuencas productoras<sup>6</sup>.

Los estudios recientes realizados por PEMEX indican que los campos de la Cuenca de Burgos podrían contener hasta 515,000 millones de m<sup>3</sup>. En el presente la cuenca produce aproximadamente 29 000 millones de m<sup>3</sup>/d.

La Cuenca de Burgos contiene espesores de sedimentos de hasta 9000 m, correspondientes a estratos del Mesozoico Superior y del Terciario. Los yacimientos ubicados en dichos estratos son de sedimentos siliciclásticos de baja permeabilidad, pequeños y se encuentran organizados en pequeños compartimentos a causa de la presencia de fallas<sup>7</sup>.

La complejidad geológica prevaleciente en la Cuenca origina formaciones con problemas de circulación y alta presión. La mayoría de los pozos se perforan a profundidades oscilantes entre los 2900 y 3000 metros, son terminados y fracturados hidráulicamente, con productividades iniciales altas pero que declinan rápidamente.

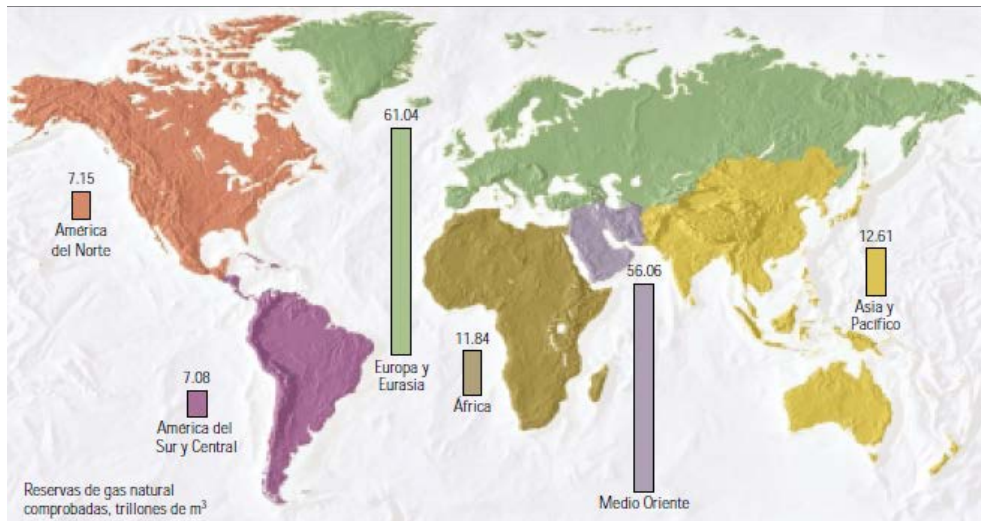


Figura 2.7 Reservas de gas natural comprobadas a fines de 2002<sup>8</sup>.

A nivel mundial las principales cuencas gasíferas se encuentran repartidas por región, con Rusia a la cabeza con aproximadamente 44.7 trillones de m<sup>3</sup>, mientras que las reservas de Irán, Qatar, Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y E.U.A totalizan 72.6 trillones de m<sup>3</sup> y países como Irak, Nigeria, Venezuela, Argelia e Indonesia reúnen un volumen de reservas pequeño pero significativo.

---

# Capítulo 3

---

## Antecedentes del venteo y quema del gas en México y el Mundo

---

### 3.1 Venteo y Quema

Aunque el gas natural es considerado un recurso energético por derecho propio, un gran volumen sigue siendo destinado a la quema y el venteo, la razón es que no se cuenta con equipo adecuado para almacenar, procesar o recuperar el flujo de gas. La producción de energía eléctrica es la que contribuye principalmente a las emisiones de CO<sub>2</sub> (Dióxido de Carbono) y NO<sub>x</sub> (Óxidos de nitrógeno). Otras fuentes de emisiones a la atmósfera son la quema, venteo en frío, las emisiones fugitivas de equipos de proceso y de las operaciones de carga y almacenamiento. Las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la producción de energía y la quema están sujetas a cuotas.

Para una mejor comprensión debemos empezar por aclarar en qué consiste cada una de estas prácticas tan comunes en la industria petrolera.

La quema de hidrocarburos consiste en una combustión rápida de un flujo de gases hidrocarburos, que es necesaria para prevenir la liberación descontrolada de dichos gases a la atmósfera y desahogar al equipo de las condiciones de sobrepresión (figura 3.1), es preferible a la liberación de gases sin quemar, si se consideran la seguridad y las emisiones; a esto último se le conoce como venteo. Las actividades de quema y venteo del gas proveniente de las instalaciones petroleras aportan unos 57 mil millones de m<sup>3</sup> de gas al año, según cifras del banco mundial en 2009, sin mencionar que el organismo de la Información de la Administración de Energía<sup>1</sup> (EIA por sus siglas en inglés) afirma que un volumen de  $97 \times 10^9$  metros cúbicos se queman anualmente alrededor del mundo; la cantidad equivalente al 15 % del consumo de gas en Estados Unidos.



Fig. 3.1 Quema del gas en una plataforma petrolera en el golfo de México.

---

<sup>1</sup> EIA(Energy Information Administration)



### 3.2 Cifras Históricas de la Situación en México

Las emisiones a la atmósfera concernientes al sector petrolero se deben principalmente al escape de gas en las turbinas, la quema de gas y la combustión del combustible diesel, estos gases residuales contienen entre otras cosas CO<sub>2</sub>, metano, dióxido de azufre y nitratos (NOx). La producción, el procesamiento, la transmisión y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente de emisiones antropogénicas más grande de metano en todo el mundo; libera anualmente a la atmósfera hasta 88 mil millones de metros cúbicos. México, al ser un país productor de petróleo y contar con una industria petrolera y de gas natural, se encuentra dentro del listado de países que emiten CH<sub>4</sub> a la atmósfera y ocupa el lugar número cuatro ya que sus emisiones para el año 2005 han sido estimadas en 198 MMft<sup>3</sup> [5,607,000 m<sup>3</sup>].

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Producción de petróleo (Mbd)	3,382.9	3,333.3	3,255.6	3,075.7	2,791.6	2,601.5	2,575.9
Producción de gas (MMpcd)	4,572.9	4,818.0	5,356.1	6,058.5	6,918.6	7,030.7	7,020.0
Venteo (MMpcd)	180	198	286	560	1347	1044	611

Tabla 3.1 Emisiones de Metano en la industria de Petróleo y Gas en México<sup>1</sup>

La actividad combinada de desfogue a la atmósfera y la combustión en quemadores de tipo fosa y elevados (venteo) que se realiza en los campos productores de petróleo y gas, es considerada como la fuente principal de emisiones de metano en la industria petrolera nacional.

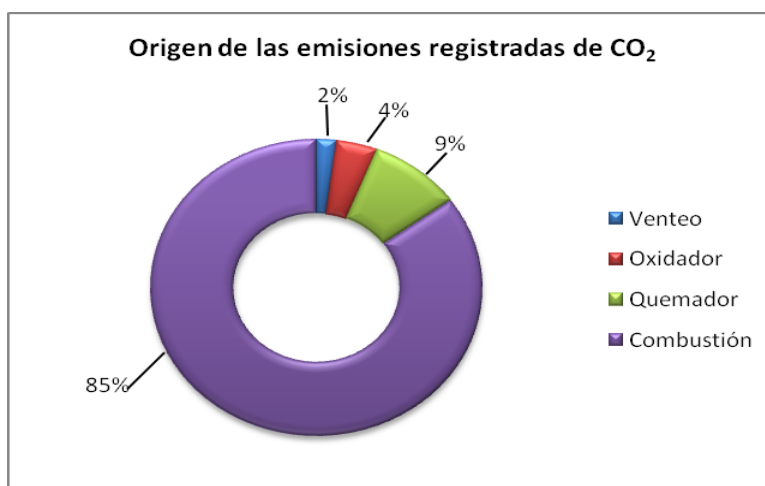


Fig. 3.1 Gráfica de las emisiones registradas de CO<sub>2</sub>.

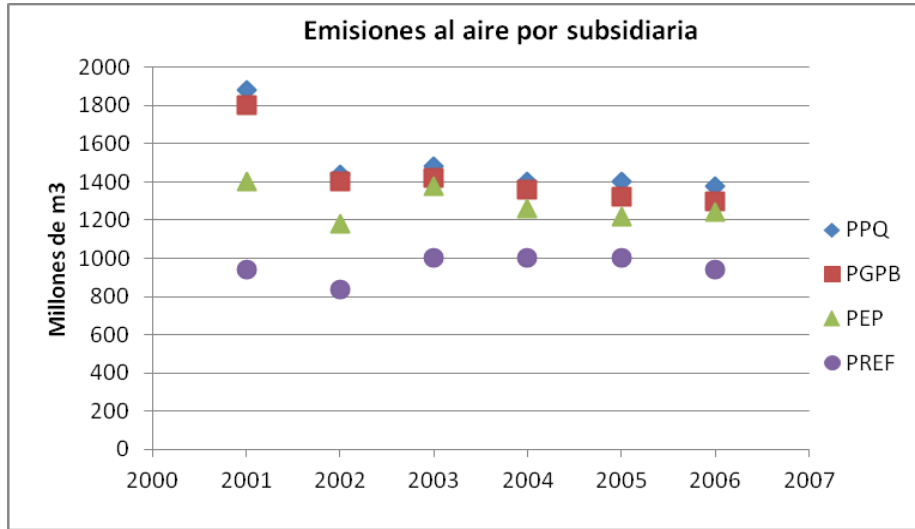


Figura 3.2 Emisiones a la atmósfera a consecuencia de las actividades petroleras por subsidiaria (PPQ Pemex Petroquímica, PGPB Pemex Gas y Petroquímica Básica, PEP Pemex Exploración y Producción, PREF Pemex Refinación).

Durante el período 2001-2006, se hizo evidente una pequeña reducción de las emisiones al aire con un promedio anual de 6.3%, al pasar de 1, 874,000 m<sup>3</sup> [66, 176,562 ft<sup>3</sup>] en 2001 a 1, 350,000 m<sup>3</sup> [47, 672,550 ft<sup>3</sup>] en 2006. Del total de las emisiones de SOx (Compuestos de Azufre) el 47.7% se originan en los procesos de quema de hidrocarburos y equipos oxidadores.

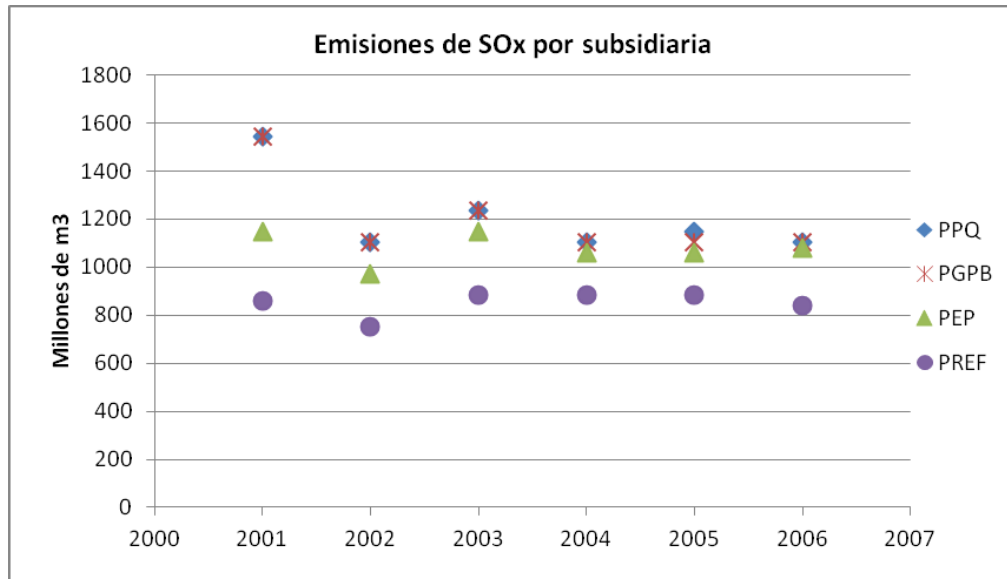


Figura 3.3 Emisiones de SOx en el período comprendido entre 2001-2006

---

### 3.3 Cifras Históricas de la Situación en el Mundo

El avalúo del impacto ambiental requiere una seria consideración de numerosos factores de diseño, la quema de gases hidrocarburos tiene un impacto en el calentamiento global, es decir, en las emisiones de dióxido de carbono, en la disminución de la capa de ozono y en las emisiones responsables de la lluvia ácida.

La quema de gas se ha convertido en un asunto de interés internacional, ya que de acuerdo a investigaciones hechas y respaldadas por la información satelital, las emisiones de gases invernadero como resultado de la quema de gas asociado al petróleo son los responsables de los efectos nocivos que se manifiestan en el medio ambiente tales como la lluvia ácida, la contaminación auditiva, y el daño a los ecosistemas, además afecta la calidad de vida de los habitantes de las zonas donde se lleva a cabo la quema de gases, en lo concerniente a la salud, esta se ve afectada por males que van desde padecimientos como el asma y bronquitis hasta enfermedades mortales como el cáncer y la leucemia.

La eliminación de la quema y venteo de gases es posible, solo se requiere un verdadero compromiso por parte del gobierno y una buena política ambiental para lograrlo aunque el reto de satisfacer la demanda de energéticos no hace nada fácil la tarea, a esto hay que añadir que la práctica de quema y el venteo de gases resulta en una pérdida millonaria de recursos no renovables que con una infraestructura adecuada añadiría un enorme caudal de ingresos para las compañías petroleras. Los gobiernos de los países que practican la quema y el venteo deben tomar muy en serio las cuestiones implicadas y tomar medidas que sean puestas en práctica lo más rápidamente posible por que de lo contrario las consecuencias que padeceremos a nivel global serán irreparables.

Los volúmenes de gases vertidos indiscriminadamente a la atmósfera por tan largo tiempo han comenzado a dejar huella en los ciclos naturales y por extensión en la calidad de vida de los seres humanos.

La quema de gases históricamente puede remitirse a la compañía Shell-BP en los años 60, aunque en esos años sólo se sabía de cierto impacto de estos gases en el equilibrio de la naturaleza, con el tiempo se ha descubierto que las consecuencias de la mezcla de los gases quemados con los existentes en las capas de la atmósfera reaccionan químicamente provocando fenómenos conocidos como la lluvia ácida y el calentamiento global.

Existen 3 áreas donde se manifiestan los efectos ambientales secundarios de la quema de hidrocarburos:

1. Emisiones de Dióxido de Carbono y Metano

Las emisiones que contribuyen principalmente al calentamiento global son el CO<sub>2</sub> y el Metano, este último con un potencial 35 veces mayor que el CO<sub>2</sub> para reaccionar con los gases presentes en la atmósfera. El dióxido de carbono se produce mediante la combustión del petróleo crudo y/o el gas natural procedentes de los quemadores.

Esto puede evitarse al mejorar la eficiencia en la generación eléctrica y reducir la quema aprovechando el gas con tecnología.

## 2. Sulfuro de hidrógeno y dióxido de azufre

La importancia del dióxido de azufre es por ser el principal precursor de la lluvia ácida, y el sulfuro de hidrógeno es un gas tóxico, oloroso y corrosivo además de que rápidamente se oxida y se convierte en  $\text{SO}_2$ .

Estas emisiones pueden reducirse si se construye una planta de tratamiento o reinyectándolas a los yacimientos.

## 3.- Emisiones de $\text{NO}_x$

Los óxidos de nitrógeno en presencia de componentes volátiles y luz solar forman pequeñas cantidades de ozono y otros poderosos irritantes respiratorios, el dióxido de nitrógeno es el único de los óxidos que ha mostrado efectos en la salud de los humanos.

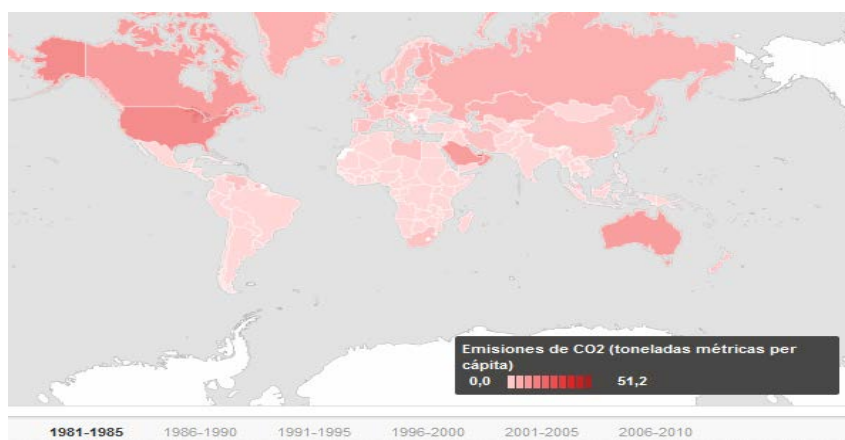


Fig. 3.4 Emisiones de  $\text{CO}_2$  en el período 1981-1985.<sup>2</sup>

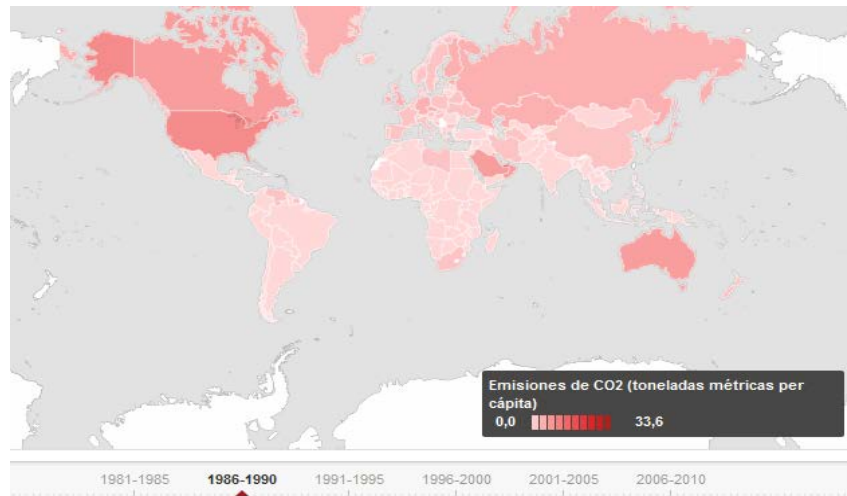


Figura 3.5 Niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> para el período 1986-1990.<sup>3</sup>

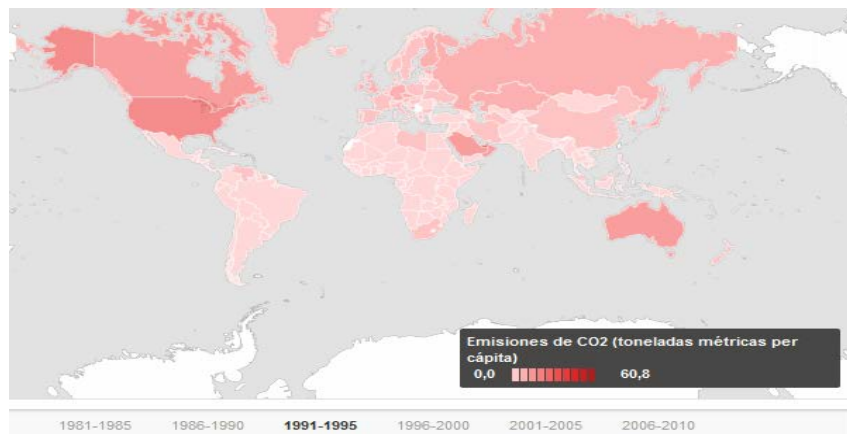


Figura 3.6 Niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> para el período 1991-1995.<sup>4</sup>

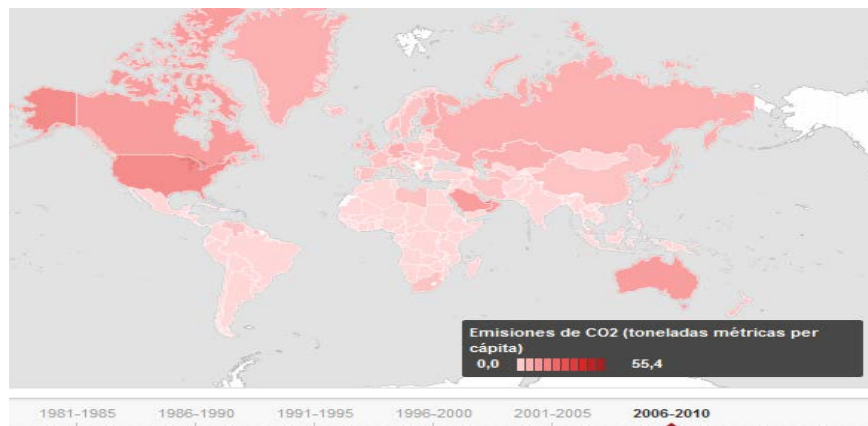


Figura 3.7 Niveles de emisiones CO<sub>2</sub> en el período 2006-2010.<sup>5</sup>

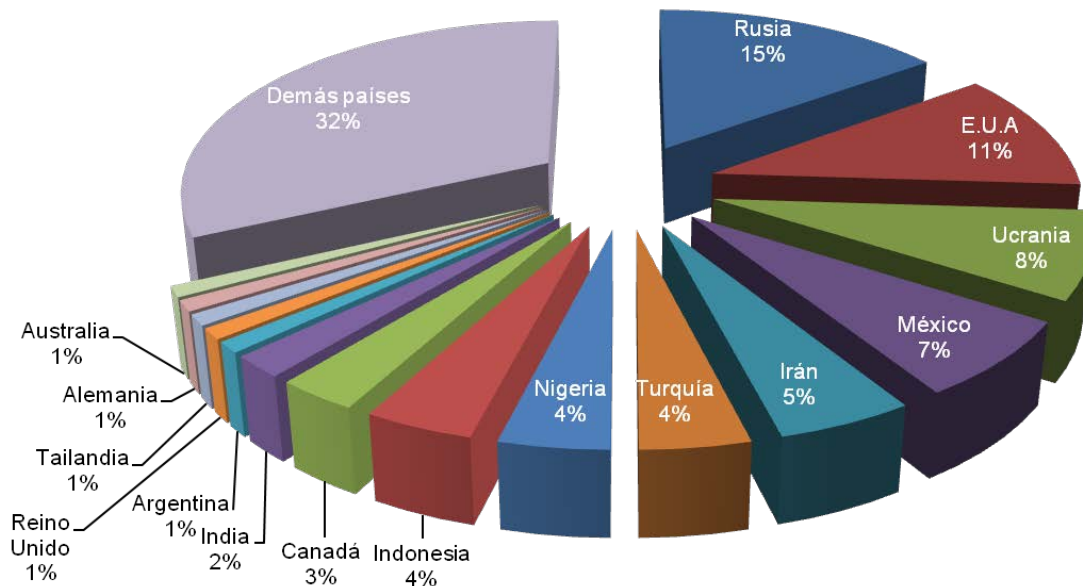


Figura 3.8 Emisiones correspondientes a cada país <sup>6</sup>

Los países con mayor cantidad de emisiones de metano provenientes del sector de petróleo y gas son Rusia con el 15% del total mundial, Estados Unidos con el 11%, Ucrania con el 8%, y en menor proporción México e Irán con una participación del 7 y 5 % respectivamente.

Las emisiones varían considerablemente de instalación a instalación, y en su mayoría, se relacionan con los procedimientos de operación y mantenimiento, así como con las condiciones del equipo.

Las consideraciones ambientales, son actualmente las modeladoras de las normas en la industria petrolera a nivel mundial en todas sus fases (desarrollo, operación y terminación), las que establecen límites estrictos; cada vez más enfáticos en la necesidad de contar con una industria que cumpla con las expectativas plasmadas en los tratados internacionales, y es que sólo se necesita echar un vistazo a las cifras de emisiones de años anteriores para comprender que el futuro que nos espera si no actuamos de inmediato no resulta muy promisorio.

### 3.4 Leyes, Normas y Prácticas Internacionales

Muchos países europeos tienen límites de emisión específicos para operaciones de producción en tierra, los acuerdos sobre emisiones a la atmósfera suelen especificar límites de emisión para cada país, y por lo tanto se han impuesto límites de emisiones/ cuotas para óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre.

En el mundo existen considerables variaciones en lo que respecta a las aplicaciones de los límites de emisiones en las actividades relacionadas con la industria petrolera. Por ejemplo, los requerimientos de emisiones de EUA para las plataformas petroleras en el Golfo central y occidental de México, así como a las ubicadas a lo largo de la costa de la plataforma continental son evaluadas minuciosamente para resguardar la calidad del aire en tierra y aplicando las mejores tecnologías disponibles para reducir cualquier efecto adverso derivado de las emisiones.

En Canadá se promulgó la ley federal canadiense que si bien no especifica los límites de emisiones, reglamenta la recuperación del azufre y las emisiones de plantas de tratamiento de gas amargo, se establecieron concentraciones máximas de agua (H<sub>2</sub>O), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO), sin que dicha regulación ignorara los requerimientos propios de la industria petrolera en Alberta. Asimismo, existe una estrategia regulatoria basada en la concurrencia de los sectores públicos y privado, es decir, la colaboración de ambos sectores para lograr el mayor valor económico posible de la quema y el venteo del gas, así como en el establecimiento de umbrales y metas de emisión, de acuerdo con las necesidades propias de operación del sector. El Consejo de Energía y Rentabilidad de la Junta de Servicios Públicos y Energía (EUB<sup>2</sup>) en Alberta participa en el proceso de definición de estos umbrales.

En el Reino Unido bajo la ley de protección al medio ambiente (1990), especifica que los operadores de instalaciones de producción de petróleo en tierra usarán las mejores técnicas disponibles sin acarrear gastos excesivos (BATNEEC<sup>3</sup> por sus siglas en inglés), lo que les obliga a garantizar el mínimo impacto ambiental<sup>7</sup>.

En el caso de Noruega, el principal incentivo para la recuperación de gas quemado en el Mar del Norte, fue la imposición de una legislación fiscal en 1985 que reconocía la pérdida económica que conllevan las prácticas de venteo y quema del gas que les conminó a reducir sustancialmente sus índices de venteo, emisiones, fugas y quema del gas. Una reforma posterior estableció que sólo se permitiría el venteo, en cantidades predefinidas, cuando éste se relacione con la seguridad industrial de la operación, con la previa autorización del Ministerio competente. Para 1991 una adición a la Ley, que estableció que la contaminación del venteo y quema de gas queda sujeta a regulación económica, en términos del impuesto especial al CO<sub>2</sub>.

Después del Protocolo de Kyoto creado en 1997, Noruega estableció límites de emisión para los años comprendidos entre 2008-2012 donde se comprometió a no aumentar más de 1 % en comparación con el nivel de emisiones de 1990.

Al igual que EUA, Canadá y varios países europeos, Noruega controla las descargas con consecuencias ambientales regionales mediante protocolos en el marco del convenio sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a gran distancia (LRTAP). Asimismo en 1999 se firmó el protocolo de Gotemburgo en el cual se planteaba la búsqueda de soluciones a la eutrofización y el ozono troposférico, entrando en vigor en 2005.

Noruega ha logrado una importante reducción en el nivel de sus emisiones anuales del continente y su zona económica exclusiva, estos logros no son fortuitos pues los noruegos han puesto en marcha iniciativas para la vigilancia ambiental desde 1973, al estudiar seriamente alternativas en

<sup>2</sup> Energy and Utilities Board por sus siglas en inglés.

<sup>3</sup> Best Available Techniques Not Entailing Excessive Cost.

altamar que han contribuido a que las emisiones se reduzcan casi en un 30 % si se le compara a las emisiones de 1989.

Entre las diferentes estrategias que han adoptado en Noruega figura la ley de comercio de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, que se revisó en 2007 y en febrero de 2009. En el otoño de 2007, Noruega implementó la Directiva de Comercio de Emisiones de la UE y el sistema de cuotas de Noruega está vinculada al sistema de comercio de derechos de emisiones en el período 2008-2012<sup>8</sup>.

En Nigeria se ha ejercido un mejor control de su gestión del gas, aunque la región del delta enfrenta muchos problemas no solo de carácter ambiental sino político. Aún así han reducido significativamente la quema y han construido redes locales para el uso de gas para la generación de energía y aumentar la producción de petróleo.



Figura 3.9 Quemado de gas durante una prueba de un pozo descubridor en el Golfo de México.

En Rusia, las autoridades han dado la orden a las compañías petroleras de reducir la quema de gas en un cinco por ciento de la cantidad de gas asociado a partir del 2012, mientras tanto el país ha puesto un gran esfuerzo para establecer métodos y sistemas para salvaguardar el gas, entre las que se puede mencionar la mejora en la técnica de medición, y campos que producen energía eléctrica del gas que se quemaba con anterioridad.

### 3.5 Repercusiones de la Quema y Venteo de Gas en el Cambio Climático

En los últimos años se ha convertido en uno de los temas más controvertidos en los círculos políticos, científicos y sociales, es uno de los aspectos más importantes de la química moderna, ya que los resultados de nuestra interacción con el entorno circundante no son perceptibles inmediatamente, por lo que el manejo del ambiente de manera sustentable es una prioridad.

Se han dedicado varios congresos y cumbres para discutir la forma de obtener un desarrollo sustentable, el crecimiento económico de los países depende directamente de los procesos químicos, algunos de los cuales son dañinos para el ambiente y que han alterado el comportamiento químico de ciclos vitales para una vida de calidad.



Para comprender mejor hay que empezar por el hecho de que la atmósfera es un sistema complejo en extremo, variables como la temperatura y la presión varían en un rango muy amplio conforme a la altitud. La atmósfera sufre un bombardeo constante de la radiación y las partículas con alto contenido de energía provenientes del sol. Esta descarga de energía tiene efectos químicos profundos, particularmente en las zonas más exteriores de la atmósfera, el campo gravitatorio terrestre también contribuye con átomos y moléculas ligeros que tienden a elevarse hasta la parte superior, todo lo anterior da como resultado una composición atmosférica no uniforme.

La atmósfera puede dividirse en 4 regiones con base en un perfil de temperatura que varía con la altitud:

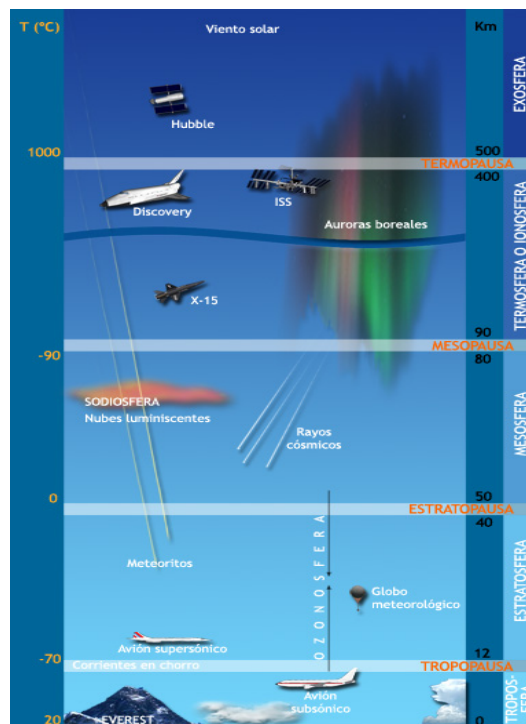


Figura 3.10 Capas de la atmósfera.

La zona más externa de la atmósfera, más allá de la estratosfera contiene sólo una pequeña fracción de la masa atmosférica, desempeña un papel importante en determinar las condiciones de vida en la superficie de la Tierra, por que la protege de la lluvia de radiación y partículas de alta energía que bombardean el planeta.

En la estratosfera se producen reacciones químicas que dan lugar a la molécula de ozono ( $O_3$ ), en una región entre los 30 y 90 km, la concentración del oxígeno molecular es mucho mayor que la del oxígeno atómico; por lo tanto, los átomos comprendidos en esta región sufren frecuentes colisiones con  $O_2$ , por lo que se forma ozono; esto es importante ya que el ozono absorbe la radiación solar evitando que la radiación de alta energía penetre hasta la superficie terrestre, por que de lo contrario no sobreviviría la vida vegetal ni animal, de lo anterior se comprende que la formación de ozono es indispensable.

---

En 1970 el químico holandés Paul Crutzen demostró que los óxidos de nitrógeno de origen natural, destruyen el ozono. Mientras que Frank Sherwood Rowland y Mario Molina reconocieron cuatro años después que el cloro de los fluorocarbonos\* puede agotar la capa de ozono que protege a la superficie terrestre de la radiación ultravioleta nociva, estas investigaciones les valieron el Premio Nobel en 1995.

Los fluorocarbonos se han usado como propelentes en latas de aerosoles, gases refrigerantes, acondicionadores de aire y agentes espumantes para plásticos, no reaccionan en la atmósfera baja aunque les permite sobrevivir en ella y con el paso del tiempo se difunden en la estratósfera, donde se exponen a la radiación de alta energía, liberando átomos de cloro libres que destruyen el ozono, adelgazando esta capa protectora.

Como muestra de la preocupación colectiva en 1987 se firmó el Protocolo de Montreal que limitaba la manufactura y uso de los Clorofluorocarbonos y sustancias que agotan la capa de ozono, en 1992 la producción se redujo y finalmente en 1996 se prohibió su producción y uso. No obstante debido a que los CFC no son reactivos y se difunden lentamente en la estratósfera, los científicos calculan que el agotamiento del ozono continuará hasta el próximo siglo.

Sin embargo el CFC no es el único factor desequilibrante en los ciclos naturales, también cabe mencionar a los compuestos de azufre y a los óxidos de nitrógeno; los primeros no son una amenaza en concentraciones derivadas de fuentes naturales, empero no ocurre lo mismo cuando lo extrapolamos a las acumuladas en medios urbanos e industriales.

Los compuestos de Azufre, particularmente el dióxido de azufre están entre los gases contaminantes más desagradables y dañinos para la salud, y es que la magnitud del problema depende directamente de la cantidad de azufre presente en los hidrocarburos que se vierten a la atmósfera mediante la quema y el venteo. Por lo que el petróleo bajo en azufre tiene más demanda y es más costoso.

La presencia del dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y el ácido sulfúrico que produce esta sustancia provoca el fenómeno conocido como lluvia ácida, que ha afectado a la población de peces de muchos lagos del norte de Europa y E.U.A, Canadá y otras partes de la red ecológica en lagos y bosques circundantes, además de ser corrosiva para los metales y materiales de construcción tales como el mármol y la piedra caliza; que son seriamente dañados por este fenómeno causando pérdidas millonarias.

El monóxido de carbono se forma por la combustión incompleta de materiales que contienen carbono, como los combustibles fósiles; es una molécula poco reactiva y no supone una amenaza directa para la vida vegetal o animal, sin embargo tiene la particularidad de unirse muy fuertemente a la hemoglobina, la proteína de los glóbulos rojos en la sangre que contiene hierro y es la encargada de transportar el oxígeno en la sangre. En los pulmones, una molécula de hemoglobina recoge una molécula de  $\text{O}_2$ , la cual reacciona con el átomo de hierro para formar la oxihemoglobina para que al circular en la sangre se libere el  $\text{O}_2$  en los tejidos según se necesite en el metabolismo celular en un proceso normal.

Cuando se introduce CO en la escena, las cosas tienden a cambiar drásticamente pues la afinidad de la hemoglobina por el CO es 210 veces mayor que por el  $\text{O}_2$ , lo que produce un fuerte enlace y en consecuencia una cantidad relativamente pequeña de CO puede inactivar una fracción considerable de hemoglobina de la sangre para el transporte de oxígeno, lo que es importante ya que la exposición a concentraciones más altas de CO causa un aumento en el nivel del complejo llamado Carboxihemoglobina (es decir CO unido a la hemoglobina en lugar de  $\text{O}_2$ ), dejando menos sitio para que se enlacen la hemoglobina y el  $\text{O}_2$ , interrumpiendo el transporte de oxígeno lo que produce la muerte.

---

Y por si fuera poco, a lo anterior hay que anexar el fenómeno conocido como *smog*, que no es sino una condición desagradable de contaminación presente en ciertos ambientes urbanos cuando las condiciones meteorológicas producen una masa de aire relativamente estancada, como consecuencia de la presencia de los óxidos de nitrógeno en la atmósfera.

Este apartado es una visión rápida a la forma en que cada uno de los gases nocivos emitidos inciden en la atmósfera, que es fundamental para mantener una temperatura razonablemente uniforme y moderada en la superficie del planeta.

Podría explicarse de la siguiente manera:

Nuestro planeta irradia energía hacia el espacio en una proporción igual a la rapidez con la que absorbe energía proveniente del sol, la troposfera, que es transparente a la radiación visible no lo es a la radiación infrarroja, es aquí donde se encuentra la importancia del  $\text{CO}_2$  y el agua ya que absorben ciertas longitudes de onda de la radiación infrarroja, lo que ayuda a impedir que la energía escape de la superficie terrestre, pues estos gases retienen gran parte de la radiación que sale de la Tierra manteniendo una temperatura uniforme habitable en la superficie.<sup>9</sup>

A la influencia del agua, el  $\text{CO}_2$  y ciertos gases atmosféricos adicionales sobre la temperatura de la Tierra se le ha llegado a conocer como el *efecto invernadero*.

El efecto invernadero es el nombre dado al mecanismo aislante por el cual la atmósfera mantiene la superficie terrestre a una temperatura sustancialmente mayor que la que tendría en ausencia de atmósfera. Los climatólogos usan el símil físico de un invernadero para hacer comprensible el fenómeno del calentamiento. La energía solar transmitida como luz visible, pasa a través del cristal de un invernadero, sin ningún obstáculo, siendo principalmente absorbida por el piso y los elementos que están en el interior y luego se emite de nuevo como radiación infrarroja; esta última no puede pasar a través del vidrio tan fácilmente como la luz del sol, parte de ella se retiene en el interior y debido a esto se eleva la temperatura del invernadero, creando la situación propicia para el crecimiento de las plantas en un ambiente cálido.

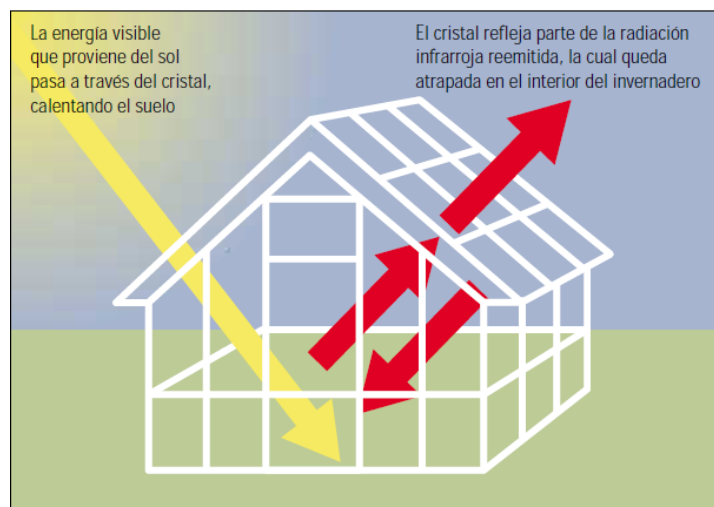


Figura 3.11 Representación del efecto invernadero.

El efecto invernadero natural permite a la atmósfera funcionar como los paneles de vidrio. La energía solar en forma de radiación visible de longitud de onda corta cruza la atmósfera de forma idéntica a como lo hace a través del cristal del invernadero, y es absorbida por la superficie terrestre, que la emite nuevamente en forma de radiación infrarroja de longitud de onda larga.

La radiación infrarroja es absorbida por los gases producidos naturalmente en la atmósfera: vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, ozono y otros, y se irradia nuevamente; logrando que la mayor parte de la energía sea irradiada a la Tierra para calentar su superficie.

El fenómeno antes explicado se presenta acentuado cuando las actividades antropogénicas<sup>4</sup> incrementan los niveles de ciertos gases que producidos naturalmente son inocuos para la capa protectora terrestre, el aumento de la concentración de los gases que producen el efecto invernadero es proporcional al aumento del espesor de la capa, intensificando sus propiedades aislantes.

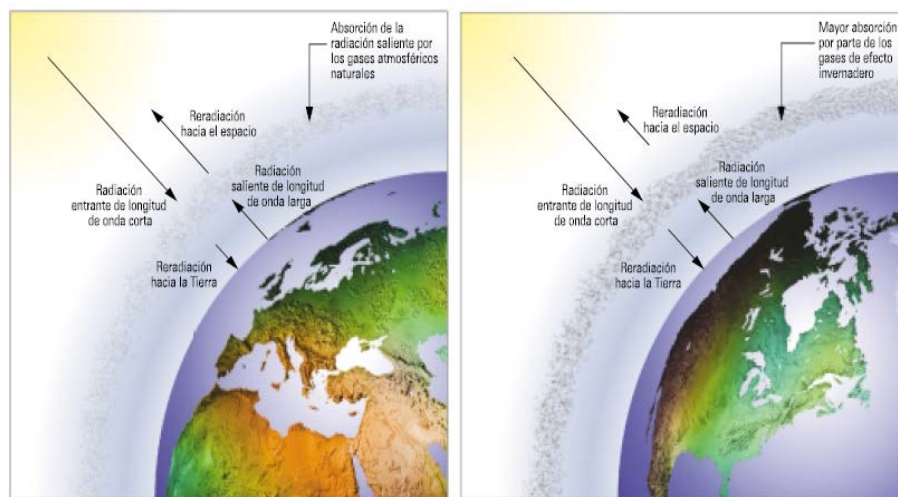


Figura 3.12 Efectos invernadero natural (izquierda) y acentuado (derecha).

Son las actividades ligadas a la industrialización y comodidades de la vida moderna las responsables de este desequilibrio, pues se libera dióxido de carbono a la atmósfera al quemar desechos sólidos, madera y combustibles fósiles. Se emite metano cuando los desechos orgánicos se descomponen en lugares de relleno sanitario, durante la producción y transporte de combustibles fósiles, en actividades agrícolas y por la disociación de los hidratos de los gases. El óxido nitroso se libera durante la combustión de desechos sólidos y combustibles fósiles.

El CO<sub>2</sub> se convierte en el protagonista de la historia debido a que tiene una duración efectiva en la atmósfera de aproximadamente 100 años, y cada año se liberan a la atmósfera más de 20 mil millones de toneladas en actividades relacionadas con los combustibles fósiles.

<sup>4</sup> Antropogénico: actividades relacionadas con los seres humanos.

### 3.6 Legislación ambiental

Pese a las constantes reticencias de la comunidad científica se ha hecho patente que los cambios que ha sufrido el planeta son consecuencia de múltiples abusos cometidos por la raza humana, que si bien no puede adjudicarse plenamente el mérito si participa con un porcentaje considerable de la responsabilidad.

Dicho sea lo anterior, sopesando los potenciales peligros y efectos adversos del calentamiento global, es una prioridad actualmente desarrollar opciones legislativas y técnicas para mitigar los efectos de este cambio climático.

Comenzaremos en este apartado con la legislación de índole ambiental, en décadas anteriores a los 90's ha habido intentos políticos por enfrentar este problema con modestos resultados, conferencias celebradas hasta la fecha y subsiguientes protocolos que ilustran los desafíos que representan para la industria energética en lo referente a la tecnología y procesos petroleros, así como los negocios y la industria en general.

El movimiento político para alcanzar un consenso global comenzó en 1992, en la Conferencia de Río de Janeiro, Brasil; esta dio como resultado una declaración de intenciones acerca del control de las emisiones de gas de efecto invernadero que fue firmada por la mayoría de los líderes mundiales. En el segundo artículo de la convención mencionada, que entró en vigencia en 1994, se señalaba que los participantes acordaban “lograr la estabilización de las concentraciones de gases causantes del efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que evitara la interferencia antropogénicas que amenaza el sistema climático”..... en un período de tiempo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático<sup>10</sup>.

Para 1997, el objetivo se tornó más ambicioso con la creación del Protocolo de Kyoto en el cual se estipula que 39 naciones que concentran la riqueza del mundo se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un promedio mínimo de 5 % del nivel registrado en 1990, en el lapso comprendido entre los años 2008 y 2012. El Protocolo de Kyoto depositó la mayor parte de responsabilidad en los países desarrollados, pues fueron ellos los responsables de la mayor cantidad de emisiones. Los países de la Unión Europea acordaron una reducción del 8% y EUA prometió el 7% tomando como base los niveles de 1990.

Para la firma de este tratado se eximió a más de 130 países en desarrollo, aunque para entrar en vigor debía ratificarse por 55 países como mínimo, considerando los países desarrollados responsables del 55% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en 1990.

Nuestro país se adhiere a este tratado a partir del 16 de febrero de 2005, aprovechando la flexibilidad de los mecanismos para reducir el costo en la reducción de emisiones y participando solamente en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que permite ayudar al desarrollo sostenible de los países no desarrollados, a través de proyectos con tecnologías limpias y generar reducciones certificadas de emisiones.

Los objetivos fijados en el protocolo de Kyoto son más rigurosos de lo que podría parecer, dado que muchas economías desarrolladas han estado y siguen creciendo rápidamente y emitiendo mayores cantidades de gases de efecto invernadero.

En el año 2000 se realizaron conversaciones en La Haya para una implementación del Protocolo de Kyoto, las cuales colapsaron ante la postura de los EUA que versaba en una solicitud hecha a la Unión Europea de que se le descontaran los 310 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> que se estima que absorben los bosques estadounidenses de su compromiso del 7 %, en vez de eso la Unión Europea sugirió que se asignara a EUA una compensación monetaria de 7.5 millones.

Para el año 2001 se alcanzó un acuerdo amplio sobre un reglamento operativo del protocolo de Kyoto en Bonn, Alemania. En Bonn se resolvió cuánto crédito recibirían los países desarrollados con relación con sus objetivos de Kyoto por el uso de “sumideros”, es decir zonas reforestadas y el manejo de bosques, tierras de cultivo y de pastoreo que absorben el carbono de la atmósfera. Se fijaron cuotas individuales por país para un buen control de las reducciones de emisiones que se plantearon como objetivo.

El protocolo de Kyoto incluye un mecanismo de cumplimiento, por cada tonelada de gas que un país emita por sobre su objetivo, está obligado a reducir 1.3 toneladas adicionales durante el segundo período de cumplimiento del protocolo, que comenzará en el año 2013.



Figura 3.13 Impacto del calentamiento global por región.

### 3.7 Situación en México

#### 3.7.1 Demanda del gas en México

En la cuestión de demanda de gas, México se dedica a satisfacerla principalmente comercializando el gas natural y el gas licuado, el primero que es generado en los complejos procesadores de gas y del gas seco de campos que no requiere procesamiento se destina al sector eléctrico, industrial, clientes de consumo residencial, así como a otros organismos subsidiarios; mientras que el gas licuado se destina esencialmente a cubrir las necesidades del sector doméstico.

	Gas Natural (MMpcd)					Gas Licuado(Mbd)		
	Total	Industrial y distribuidoras	Eléctrico	Comercializadores	Ventas a subsidiarias	Total	Doméstico	Industriales
2003	4,364.1	1,138.5	1,483.9	0	1,741.7	331.8	326.9	0.6
2004	4,557.5	1,221.0	1,534.9	0	1,801.6	333.6	327.6	0.7
2005	4,415.6	1,212.1	1,421.9	0	1,781.7	317.8	313.4	0.7
2006	4,819.5	1,289.0	1,663.5	0	1,867.0	310.7	305.4	0.7
2007	4,923.6	1,324.4	1,739.9	0	1,859.2	306.4	300.5	0.8
2008	4,975.4	1,267.1	1,671.0	148.2	1,889.1	296.6	291.3	0.8
2009	5,008.1	1,135.6	1,800.7	182.5	1,889.3	286.1	281.0	0.8
2010	5,199.5	1,289.2	1,763.1	201.4	1,945.7	292.2	287.9	0.9
Enero	5,193.3	1,349.0	1,699.0	157.3	1,988.0	324.9	320.2	0.7
Febrero	5,281.9	1,363.5	1,680.9	280.3	1,957.3	318.2	312.9	0.8
Marzo	5,069.9	1,307.1	1,651.3	114.1	1,997.4	305.3	301.0	0.8
Abril	5,206.6	1,250.2	1,821.4	126.5	2,008.5	279.5	276.3	0.9
Mayo	5,389.1	1,240.2	2,011.3	149.7	1,987.9	260.4	258.4	0.9
Junio	5,419.9	1,227.6	2,091.5	140.3	1,960.6	266.2	260.3	1.0
Julio	5,195.5	1,245.8	1,891.6	115.6	1,942.5	274.4	267.7	1.0
Agosto	5,307.8	1,250.1	1,802.6	323.8	1,931.3	272.4	266.9	0.9
Septiembre	4,956.2	1,287.1	1,531.9	180.2	1,957.1	269.9	1.0	1.0
Octubre	4,951.0	1,302.6	1,547.3	208.6	1,892.6	291.7	1.1	1.1
Noviembre	5,101.0	1,336.5	1,683.5	221.8	1,859.3	303.1	301.1	0.7
Diciembre	5,325.5	1,316.6	1,739.4	401.8	1,867.7	335.7	334.2	0.7
2011	5,356.6	1,385.4	1,812.8	246.6	1,911.8	309.8	304.3	0.9
Enero	5,430.1	1,399.7	1,752.9	372.6	1,904.9	317.3	312.7	0.8
Febrero	5,326.6	1,421.7	1,818.6	179.3	1,907.0	319.4	313.6	0.8
Marzo	5,310.0	1,338.3	1,867.4	181.2	1,923.1	293.6	287.5	1.0

MMpcd: millones de pies cúbicos diarios

Mbd: miles de barriles diarios

Nota 1: Se modifican las ventas nacionales de gas licuado, debido a que se incluyen las ventas a organismos de Pemex e industriales.

Nota 2: A partir de 2008, se modifica la estructura de las ventas nacionales de gas natural, debido a que se separan las ventas a Comercializadores.

Tabla 3.14 Tabla de ventas nacionales según el portal de PEMEX<sup>11</sup>

### 3.7.2 Gas competitivo

Hace diez años el mercado del gas natural de Norteamérica era uno de los más caros del mundo. Hoy, la región tiene a su favor el precio más bajo para este energético, incluso por debajo de Rusia o Argentina. Así Norteamérica observa que la tendencia del precio del gas natural se va separando de la tendencia del precio del petróleo, que obedece a un mercado global. Por lo pronto, el mercado de Norteamérica al que México pertenece y al cual tiene su precio de gas natural referenciado, está viviendo uno de sus mejores momentos y es favorable para los consumidores finales.

La inclusión de los recursos de gas no convencionales en la producción total de gas en países como EUA va en aumento y las expectativas hacia el futuro lo plantean incluso como una fuente de producción que permitirá reducir la dependencia a las importaciones de gas natural en EUA. Los precios actuales del gas, están contribuyendo significativamente a una recuperación económica y productiva en ese país.

Gas competitivo se traduce en energía eléctrica más económica para su aparato productivo; en reactivación de industrias que habían cerrado por falta de competitividad y finalmente en la reactivación de plantas y complejos petroquímicos que habían cesado operaciones para trasladarse a otras regiones del planeta con materia prima menos costosa.

El impacto de la reducción de precios de gas natural favorece a México, que tiene indexado su precio del gas al mercado del sur de Texas. Recientemente, el presidente de la Comisión Reguladora de Energía, Francisco Javier Salazar, afirmó que en el norte de México existe un potencial enorme en donde es posible aplicar tecnología para aprovechar recursos de gas no convencionales. Sin embargo PEMEX no cuenta con la experiencia ni los recursos para adquirirla de terceros, y la opción de la participación privada está legalmente muy acotada para permitir dicha inversión. Los precios bajos del gas y el aumento de la oferta a mediano y largo plazo pueden incentivar a la industria para destinar más fondos a la investigación de procesos como el GTL y promover el uso del gas en sectores como el de transporte.

Es vital recordar que el gas natural es el energético preferido para generar energía menos contaminante y más eficiente en plantas de ciclo combinado. También preferido para su uso en industrias para usos comerciales y para necesidades domésticas, principalmente en los países con inviernos fríos. El uso vehicular aún está muy limitado a algunos países y en cuanto a la utilización como materia prima, para la petroquímica, manifestar únicamente que entre el 5% y 7% de la demanda mundial de gas natural se destina a esta área.

Si se considera que hay mucho potencial por descubrir de gas convencional en muchas partes del planeta, con reservas que durarían 120 años, podríamos manifestar que es posible basar la economía mundial en un energético abundante, por ende económico, más limpio en su combustión y eficiente; comparado con la relación reservas/producción del petróleo que se espera dure entre 40 y 45 años. Sólo los estudios especializados pueden medir con algún grado de exactitud la incidencia del gas natural en la economía productiva de un país, sin embargo, es vital que Latinoamérica y muy particularmente el Caribe y Centroamérica se sumen a la apuesta por el desarrollo del gas y lo incorporen a su matriz energética<sup>12</sup>.



---

### 3.8 Quema, reforma energética y planes estratégicos

#### Reforma Energética

El gas es un producto invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos y derivados del petróleo, su manejo y almacenamiento son de igual importancia que el de los hidrocarburos líquidos; sin embargo debido a que comparativamente el costo del gas con el del petróleo difiere sustancialmente, en muchas ocasiones la instalación de plantas y sistemas para el tratamiento de este producto no se lleva a cabo debido a la magnitud de inversión que esto representa<sup>13</sup>, por lo cual la quema y venteo de gas se ha constituido en una práctica consuetudinaria en la industria petrolera nacional.

Durante años la quema de gases ha permitido a México maximizar su producción petrolera, para el país la quema de combustibles es un asunto más financiero que ambiental, pues esta práctica vista ahora como sucia e innecesaria se ha convertido en un verdadero reto debido a que la producción de hidrocarburos representa la principal fuente de ingresos para el gobierno y cualquier impacto negativo sería un fuerte golpe a la economía nacional, a esto debemos añadir el peso del compromiso adquirido a nivel internacional en materia ecológica (Protocolo de Kyoto) para colaborar en todo lo posible con un desarrollo sustentable; así como los compromisos adquiridos con la sociedad en materia ambiental, por lo que se hizo necesaria una reforma en el ámbito energético para un mejor aprovechamiento de los recursos petroleros en el país, entre las medidas que adquieren relevancia están las encaminadas a la reducción de las emisiones de gas a la atmósfera, con las que se procurará alcanzar una reducción tentativa de 50 millones de toneladas al año.

México tiene 2 opciones:

- 1) Reducir su producción petrolera para mantener el gas que se quemará dentro de los límites que sean capaces de procesar, lo que implicaría dejar al gobierno sin fondos suficientes o
- 2) Quemarlo, contaminando el ambiente y reduciendo la producción a largo plazo.

Sin mejores alternativas, sobra decir que hemos optado por la segunda, aunque sin excluir las medidas necesarias para una reducción paulatina y controlada mediante diversas operaciones en los campos petroleros. El gobierno ha destinado una fuerte inversión para lograr su objetivo de reducir la quema a menos de 240 millones de pies cúbicos diarios.

Los principales países productores petroleros a nivel mundial encaran fuertes desafíos tecnológicos y de ejecución de proyectos para conservar su lugar en una industria tan demandante, el deseo de incrementar y conservar volúmenes de reserva satisfactorios ha sido el principal motor para los avances en capacidad operativa y diversificación en los procesos de aprovechamiento de fluidos que anteriormente se desechaban. Para nuestro país la realidad ha marcado una pauta muy diferente pues a pesar de depender tanto del oro negro, el marco legal de la industria petrolera había permanecido sin actualizaciones lo que desencadenó crecientes dificultades para sostener la producción y las reservas que comenzaron a declinar en 1998 y 2004 respectivamente.

---

Puede encabezar la lista el hecho de que no se ha descubierto ningún yacimiento de dimensiones considerables como para restituir las bajas de los viejos yacimientos que aún explotamos, los cambios de condiciones de los yacimientos en explotación y la falta de tecnología disponible para afrontar los problemas de los campos nacionales<sup>14</sup>.

El rezago en el ámbito legal dentro del cual debía realizar todas sus actividades la paraestatal, limitó el enorme potencial de crecimiento de la empresa por mucho tiempo, y por ello se hizo urgente una reforma acorde a las necesidades de desarrollo de PEMEX y a los requisitos establecidos por organismos internacionales.

La reforma consiste en asignar y definir claramente las funciones de las instituciones y empresas implicadas como se hace notar a continuación:

SENER (Secretaría de Energía)

- ❖ Determinar la política energética
- ❖ Asegurar el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos
- ❖ Coordinación y planeación de largo plazo
- ❖ Fijar la plataforma de producción y la política de reservas

CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

- ❖ Creado en la reforma energética
- ❖ Apoyar a la SENER en las tareas de regulación y supervisión del operador
- ❖ Auxiliar técnicamente a la SENER para la administración de hidrocarburos

Paraestatal (Petróleos Mexicanos)

- ❖ Operador

La Secretaría de Energía (SENER) debe establecer y conducir la política energética del país y supervisar su cumplimiento, integrando el aprovechamiento de los hidrocarburos, la seguridad energética y la protección al medio ambiente. La SENER debe atender los criterios de disminución progresiva del impacto de la industria petrolera en el ambiente, mayor participación de energías renovables y mayor eficiencia de su producción.

La SENER presentará anualmente una Estrategia Nacional de Energía, con un horizonte de quince años, la cual creará en colaboración con el Consejo Nacional de Energía (CNH).

---

La reforma propiciará un crecimiento económico adicional al producto interno bruto durante las siguientes dos décadas y generará inversiones de aproximadamente 158 mil millones de pesos en promedio al año en el período 2010-2025. Además de hacer posible recuperar los niveles de producción, elevar tasas de restitución de reservas, aumentar el aprovechamiento del gas y por ende generar más ingresos al erario público y a PEMEX<sup>15</sup>.

### Planes estratégicos

En México la paraestatal es la encargada de generar una estrategia de desarrollo sustentable, lo cual no es nada fácil sabiendo el contexto bajo el que debe hacerlo, obteniendo el mayor beneficio posible de los hidrocarburos y sus derivados, con una producción estancada desde 2004 y reservas probadas que disminuyen desde 1984, además de crecientes necesidades de gastos de operación e inversión. A lo anterior hay que agregar que:

- ❖ Para reponer el nivel de reservas se requiere operar en cuencas petroleras localizadas en regiones ambientalmente sensibles.
- ❖ Para garantizar el abasto de combustibles de calidad a precios competitivos se necesita la construcción de grandes obras de infraestructura de refinación y transporte de hidrocarburos.
- ❖ La obtención del financiamiento necesario para las inversiones se ha restringido cada vez más en términos de riesgo socioambiental de los proyectos de inversión.

La estrategia de protección ambiental de México, puesta en marcha por la paraestatal tiene ciertas áreas principales de oportunidad para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que se encuentran localizadas en las áreas de cogeneración, eficiencia energética y el abatimiento de quemados y venteos de hidrocarburos, así como el secuestro geológico de carbono como alternativa adicional para una disminución en las emisiones de CO<sub>2</sub> de la industria petrolera.

2001 fue el año de inicio de México como participante de las iniciativas internacionales para reducir el impacto de sus operaciones en el cambio climático, y a la fecha ha identificado 19 proyectos que de llevarse a cabo le reportarán una reducción anual de 2.3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> con un valor económico estimado en 14.6 millones de euros al año.

Estos proyectos se clasifican de la siguiente manera:

- ❖ 6 proyectos para eliminar emisiones de metano, que totalizarían 761,861 toneladas anuales de CO<sub>2</sub>.
- ❖ 11 proyectos de eficiencia energética, que disminuirían 495,072 toneladas anuales de CO<sub>2</sub>
- ❖ 2 proyectos de cogeneración, con una reducción estimada de 1, 050,456 toneladas anuales de CO<sub>2</sub>.

---

Desde 2005 hasta la fecha México co-preside con la federación Rusa y Canadá el subcomité de la industria de Petróleo y Gas, en nombre de México, PEMEX participa en un programa llamado Metano a Mercados (M2M), que es una iniciativa de voluntariado de carácter internacional, integrada por 19 países productores de petróleo y gas, que en total aportan cerca del 60 % de las emisiones mundiales de metano. Esta iniciativa tiene por objetivo reducir las emisiones de GEI, a través de la ejecución de proyectos de recuperación de metano en instalaciones de proceso, almacenamiento y distribución de gas natural y crudo.

La mayoría de los proyectos de México se han enfocado a la medición y cuantificación de emisiones de metano para eventualmente pasar a la reducción de dichas emisiones con otras medidas que se enlistan a continuación:

- ❖ Actualizaciones de tecnologías y equipo, tales como válvulas reguladoras de baja emisión que reducen o eliminan los escapes de los equipos o fugas.
- ❖ Mejoras en las prácticas de administración y en los procedimientos de operación para reducir los escapes.
- ❖ Mejores prácticas administrativas, como la detección de fugas y los programas de medidas que aprovechen las tecnologías en medición y reducción de emisiones.

Las actividades específicas en cada uno de los procesos son:

a) Producción y procesamiento de Gas Natural

- ❖ Mejoras en la terminación de pozos
- ❖ Bombas de émbolo en pozos de gas
- ❖ Identificar, medir y reducir emisiones fugitivas
- ❖ Instalar tanques flash en deshidratadores

b) Transporte de gas natural

- ❖ Detectar, medir y reparar fugas en estaciones de compresión y gasoductos
- ❖ Utilizar gas proveniente de vaciado de líneas
- ❖ Reemplazo de dispositivos neumáticos operados con gas

c) Distribución de gas natural

- ❖ Técnicas mejoradas de vaciado de líneas
- ❖ Reemplazo de dispositivos neumáticos operados con gas

d) Producción de petróleo

- ❖ Instalación de unidades de recuperación de vaciado y paro de gasoductos para minimizar el venteo
- ❖ Redireccionar el gas perdido a dispositivos de recuperación para su uso y venta.

Si bien las primeras actividades de prevención han sido sólo en cuanto a control y medición de los impactos, no es suficiente y deberán establecerse objetivos y metas más claras dentro de sus operaciones respecto al desempeño ambiental<sup>16</sup>.

Equipos	Tecnología	Ppmv	Lb/MMBtu
Generadores de vapor y calentadores a fuego directo	Quemador convencional	120	0.16
	Bajos NOx	75	0.10
	Ultra bajos NOx	25	0.03
Turbinas de gas	Bajos NOx	25	0.03
	Ultra bajos NOx	2	0.003

Tabla 3.15 Modificaciones en los equipos de procesamiento.

Entre las medidas para evitar efectos adversos al medio ambiente se planea la sustitución de equipos obsoletos para los requerimientos establecidos en los tratados y en la política ambiental vigente. La siguiente tabla muestra algunas de estas sustituciones para la reducción de NOx: Con el bióxido de azufre procedente de las plantas de endulzamiento del gas y condensados amargos para lograr disminuir los niveles de emisiones de acuerdo a los establecidos con los estándares internacionales, la paraestatal se dio a la tarea de modernizar su infraestructura de control de emisiones por recuperación de azufre mediante avanzados desarrollos tecnológicos, según se muestra en la tabla 3.16.

Centro de trabajo	Modernización de infraestructura
CPG Cactus	Construcción de plantas recuperadoras de azufre nuevas con tecnología súper Claus
CPG Ciudad PEMEX y Nuevo PEMEX	Construcción de plantas recuperadoras de azufre existentes con tecnología Claus
CPG Arenque y Sector Cangrejera	Construcción de plantas recuperadoras de azufre con tecnología Claus modificado
CPG Matapionche	En proyecto la sustitución de plantas existentes por una nueva que cumpla con la normatividad

Tabla 3.16 Modernización de infraestructura

---

# Capítulo 4

---

## Alternativas para el Aprovechamiento del Gas

---

## Capítulo IV Alternativas para el Aprovechamiento del Gas

### 4.1 Exploración

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas siempre han implicado un riesgo significativo, pero la industria petrolera ha prosperado gracias a la rápida adopción de tecnologías avanzadas que ayudan a manejar los riesgos y reducir las incertidumbres. La sísmica y los sondeos electromagnéticos han sido fundamentales para lograr un desarrollo de la industria petrolera en áreas donde la incertidumbre oscurecía las expectativas de producción.

La tecnología sísmica ha resultado clave para el mejoramiento de los índices de éxito exploratorio en las últimas décadas y ahora se ha convertido en una tecnología establecida para reducir el riesgo e incertidumbre en las etapas subsiguientes de la vida productiva de los campos de petróleo y gas, puesto que con esta actividad se obtiene información crucial sobre las estructuras y ubicaciones de los yacimientos.

Los levantamientos sísmicos reducen riesgo de dos formas: primero suministran parámetros vitales de profundidad y velocidad sísmica de los estratos a los levantamientos sísmicos de superficie, vinculando eficientemente las imágenes sísmicas de los estratos con las profundidades exactas medidas en los pozos y extrapolando la información de los mismos al volumen de la región comprendida entre pozos. Segundo, proporcionan imágenes independientes de alta resolución e información acerca de las propiedades de las rocas para investigar cientos de metros alrededor de las zonas de interés y más allá de la profundidad del mismo.

En pocas palabras la información obtenida en la etapa de exploración con sísmica puede ser la única disponible para evaluar los yacimientos potenciales y medir la incertidumbre y el riesgo, el cual disminuirá en la proporción en que se integren los datos provenientes de interpretaciones más completas, es decir de las adquiridas en la perforación, las pruebas y la producción de pozos con los datos sísmicos, antes de comprometer las enormes inversiones y recursos que implica toda evaluación exhaustiva.

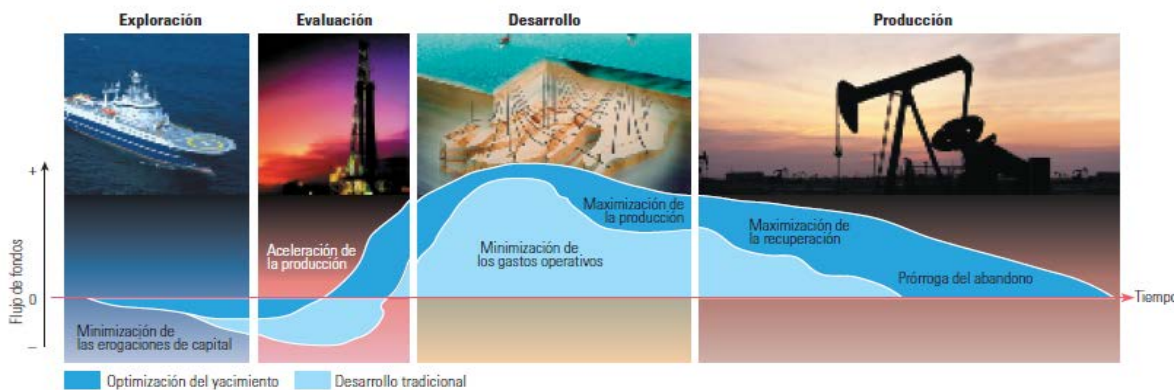


Figura 4.1 Etapas del ciclo de vida de exploración y producción<sup>1</sup>.

---

Los datos provenientes de la sísmica pueden incrementar el valor de los activos en todas las etapas de la vida productiva del yacimiento.

El valor de los levantamientos sísmicos radica en cumplir con la máxima: el valor de cualquier tecnología se puede evaluar por su capacidad para reducir el riesgo, de ahí que la provisión de un alto valor a los emprendimientos de exploración y producción.

En la etapa de exploración es necesario examinar meticulosamente las áreas prospectivas, para definir el potencial de cierta área e identificar el método óptimo para su evaluación, con los datos sísmicos de alta resolución se refina el modelo geológico de cierta área prospectiva con lo que se logra una mejor comprensión del sistema petrolero y consecuentemente a una optimización de la ubicación de los pozos, además de aportar información para el análisis de riesgo.

En la etapa de evaluación también realiza una valiosa aportación, pues con base en los datos sísmicos se elaboran los modelos mecánicos y de presión tridimensionales, que son útiles para predecir la ubicación de zonas riesgosas en el subsuelo, tales como zonas de flujo de aguas someras y altas presiones de poro.

Para la etapa de desarrollo, se vuelven fundamentales debido a que con estos datos calibrados con información de los pozos se confeccionan mapas de las propiedades de los yacimientos en la región entre pozos. Los ingenieros del área de geociencias se sirven de la sísmica para crear modelos de yacimientos, así como para rastrear cambios de saturación y de presión para el emplazamiento de los pozos de relleno, lo que a largo plazo redundará en una mayor vida productiva del campo.

Los datos sísmicos de alta calidad constituyen la clave para efectuar estimaciones precisas de la presión de fluidos antes de la perforación, información que es muy útil dado que una zona de presión inesperada es una de las principales causas de pérdidas en la etapa de perforación. El comportamiento de las velocidades de las rocas en función de la profundidad, aporta valiosa información acerca del estado de la presión de poro que puede esperarse en el subsuelo, y a medida que aumenta la profundidad de las zonas exploradas, también lo hace la complejidad de los estudios de exploración, pues los ingenieros de perforación deben conocer las condiciones de presión para asentar correctamente las tuberías de revestimiento, ya que si la profundidad es inadecuada puede impedir que se alcance la profundidad final planeada.<sup>2</sup>

Si bien los levantamientos sísmicos son una herramienta indispensable para las compañías que se dedican a algún ramo de la industria petrolera, no son los únicos, a ellos debe añadirse el reciente interés en las mediciones Magneto Telúricas<sup>1</sup> que se ha centrado en las evaluaciones de ambientes marinos, esto como resultado del incremento de los costos de perforación en aguas profundas y la complejidad que implica obtener imágenes por debajo de formaciones salinas y basálticas.

---

<sup>1</sup> El estudio de la interacción de la Tierra con los campos eléctricos y magnéticos incidentes, los iones emitidos por el sol experimentan un proceso complejo de interacción con el campo magnético terrestre, generando campos electromagnéticos que se propagan y penetran en el subsuelo e interactúan con sus capas conductivas.



Los estudios electromagnéticos son un método relativamente nuevo para la recolección de datos geofísicos, para la evaluación de yacimientos de petróleo y gas. El método se vale del análisis de la conductividad electromagnética de la formación de líquido en un depósito y por lo tanto es capaz de distinguir entre el agua y el aceite o la saturación de gas de las formaciones, a diferencia de las encuestas sísmicas convencionales que no pueden distinguir entre la saturación de hidrocarburos de baja y alta.<sup>3</sup>

Aunque el uso comercial de la tecnología marina en la industria E&P es relativamente nuevo y la industria está aún en sus comienzos en cuanto a interpretación de estos datos de levantamientos electromagnéticos y con respecto a la combinación de esa información con la de proveniente de los levantamientos sísmicos

El conocimiento exhaustivo del contenido de depósito es una valiosa información antes de decidir sobre los detalles de un proyecto, y puede reducir los costos y el número de pozos secos.

A medida que la industria intensifica la búsqueda de hidrocarburos, se agudiza el uso y combinación de tecnologías que aumentan la posibilidad de éxito económico después de localizar los objetivos de perforación, más geocientíficos están utilizando estos campos electromagnéticos para examinar áreas difíciles de detectar con métodos sísmicos, pues los resultados magnetotelúricos pueden combinarse de manera más eficiente con los levantamientos sísmicos y gravimétricos, generando un modelo más calibrado del suelo.<sup>4</sup>

La información obtenida por este medio permite trascender los límites de la exploración petrolera para tener una perspectiva que permita evaluar las reservas con mayor certeza, desarrollar los descubrimientos con mayor efectividad.

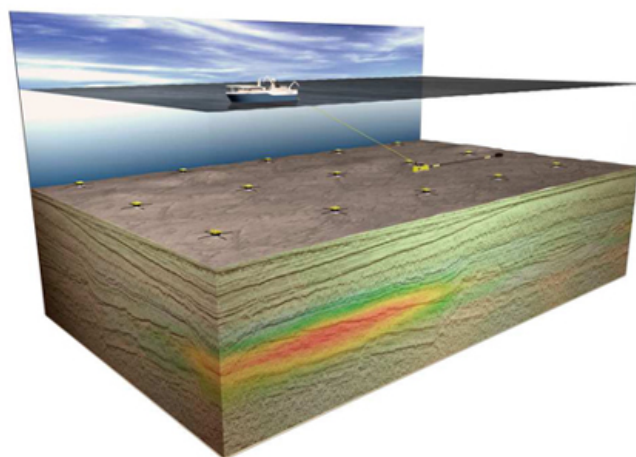


Figura 4.2 Diagrama esquemático de los levantamientos electromagnéticos.<sup>5</sup>

Las compañías operadoras aprovechan los avances tecnológicos logrados en el área de exploración para mejorar el rendimiento de sus activos de petróleo y gas, desde el descubrimiento hasta el abandono.

Cada una de las etapas implicadas en la producción de estos recursos requiere de fuertes inversiones, por lo que cualquier innovación tecnológica que reduzca el monto destinado a alguna de esas actividades capta la atención de las empresas operadoras, y si además se apegan a las normativas ecológicas resulta más que atractivas.

Como ejemplo de este tipo de innovaciones está el proyecto desarrollado por el Instituto Internacional de Investigación de Stavanger, que propone una tecnología de perforación con el potencial de detectar posibles recursos sin necesidad de taladrar una exploración convencional.

La idea comenzó a investigarse en forma entre el año 2001 y 2003, se realizaron varios estudios de viabilidad para comprobar si esto era físicamente posible, y con resultados preliminares positivos atrajo la atención de tres titanes de la industria petrolera (Exxon- Mobil, Royal Dutch Shell y Statoil-Hydro) que han brindado su patrocinio para el desarrollo del prototipo del denominado BADGER EXPLORER desde 2005.

Badger Explorer (fig. 4.3) es una máquina perforadora autónoma que es un comando eléctrico de vuelo que no necesita equipo. Perfora y a la vez carga con los sensores que almacenan información continuamente. La herramienta penetra en el fondo del mar usando una barrena dirigida por un motor eléctrico para aflojar y aplastar la formación, delante de la herramienta. Los recortes o pequeños fragmentos de la formación atravesada son transportados a través del dispositivo y depositados en el espacio vacío detrás de la herramienta. Así el gas y el petróleo que están bajo presión no pueden escapar a la superficie. Por eso no se necesita equipo de control de presión, como lo necesitan los equipos convencionales.

Además posee un cable eléctrico conectado a la superficie, a través del cual se suministra energía a la herramienta y los datos son transferidos a la superficie.

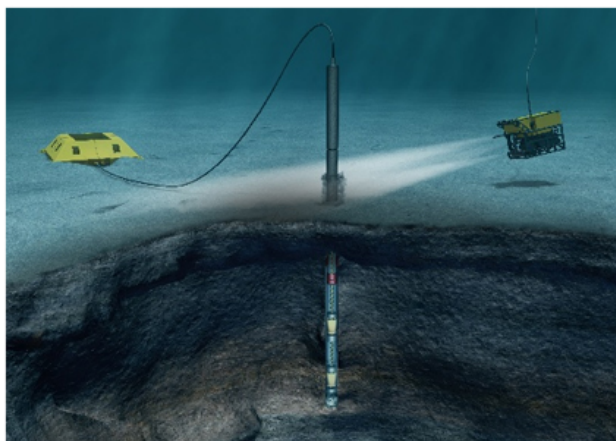


Figura 4.3 Badger Explorer funciona como una secuencia del taladro de perforación a través de las formaciones y sella el agujero detrás de ellos<sup>6</sup>.

Una imagen tridimensional del área subterránea se produce en los lugares en los que a temperatura, a presión de yacimiento, el tipo de fluido, tipo de roca y la porosidad pueden ser medidos, clave para decidir cuál será el desarrollo del proyecto.

La herramienta también acorta el tiempo entre la etapa de exploración y la de producción, lo que implica un retorno más rápido de la inversión.

La información se envía vía satélite a la costa para su procesamiento. La herramienta es operada por la energía eléctrica suministrada a través del cable. El paquete que genera electricidad para ser colocado en el fondo del mar y la operación puede ser controlado desde tierra o desde un barco en la zona. Los soportes, que se perforan sin el uso de fluidos de perforación, continuamente presionados juntos detrás de la herramienta y sella el agujero con el tiempo detrás de la herramienta sin el uso de revestimiento y el cemento, lo que conduce a una menor alteración del lecho marino y el subsuelo y proporciona una reducción significativa de las emisiones al aire y al mar (figs. 4.4 y 4.5). El hecho de no utilizar extensos equipos de perforación y toda la logística que eso implica reduce el impacto en el entorno natural, ya que no existen emisiones de recortes de perforación o de dióxido de carbono proveniente de un generador de corriente al usar el BADGER EXPLORER.

Esta herramienta perfora dentro de la tierra sin los riesgos, costos y complicaciones que surgen en un pozo de exploración, con un equipo convencional para perforaciones offshore. Según cálculos preliminares los costos de exploración se reducen entre 60 y 80 % utilizando Badger Explorer, en comparación con una plataforma de perforación en la zona.<sup>7</sup>

La implementación de herramientas diseñadas para disminuir el impacto ambiental, reducirán los problemas asociados a la actividad petrolera.

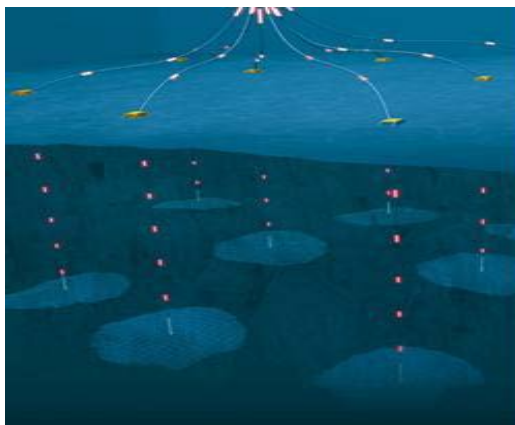


Fig.4.4 Diagrama esquemático del funcionamiento<sup>8</sup>.



#### Detalles Técnicos

- Profundidad (penetración total vertical): 3000m
- Tiempo hasta los 3000m: 2 meses a un promedio de 2m/h (dependiendo de la dureza de la roca)
- Tamaño de pozo: 6
- Energía requerida: 10kW

Fig.4.5 Acercamiento de la herramienta del B.E.<sup>9</sup>

## 4.2 Explotación

La vida de cualquier yacimiento comienza con la exploración, previa al descubrimiento, seguida por la delimitación para conocer la dimensión del mismo y posteriormente desarrollarlo como un campo y producirlo. Al principio esto se logra aprovechando la energía natural del yacimiento para explotarlo y luego de forma secundaria y terciaria utilizando técnicas y tecnologías para ampliar su recuperación final hasta que llega el momento de su abandono.

Toda la información acumulada desde el descubrimiento, complementada con la información obtenida a través de la toma de núcleos durante la perforación de los pozos para el análisis de la formación y para caracterizar al yacimiento en su conjunto; son fundamentales para entender al yacimiento y establecer una estrategia de explotación.

En la medida en que se disponga de información real obtenida de los pozos, esto mediante pruebas de presión y el análisis continuo de fluidos, puede establecerse una estrategia de explotación del yacimiento, la cual contendrá todos los elementos requeridos para el desarrollo del yacimiento, desde el número de puntos para el drenaje, así como el diseño de pozos a perforar y los costos asociados con la construcción de la infraestructura correspondiente para la producción, transporte, recolección y diferentes etapas del proceso.

La explotación de yacimientos se compone de tres subsistemas que conforman el sistema integral de producción:

- ❖ Instalaciones superficiales
- ❖ Pozo
- ❖ Yacimiento

Los dos primeros dependen del tercero, es decir, dependen del tipo de fluido en el yacimiento, junto con el comportamiento que dicta la ubicación y forma de perforar los pozos.

Las etapas comprendidas en la explotación de campos petroleros se pueden englobar en: descubrimiento, desarrollo del campo, optimización del campo, recuperación secundaria y mejorada y abandono del campo<sup>10</sup>.

En términos de la estrategia de explotación debe entenderse que no es solamente definir el plan de explotación, sino que implica el seguimiento de las actividades programadas, el monitoreo diario de la ejecución de las mismas, también abarca los métodos que optimizan la recuperación de estos campos para aprovechar los recursos remanentes que quedan atrapados por diversas causas.

Los procesos de explotación de los yacimientos incluyen desde los pozos para pruebas geológicas o exploratorios que alteran de forma notable la superficie, los caminos de acceso, el campo de aviación si la zona es de difícil acceso, la construcción y operación de las instalaciones para perforación y posterior producción y emisiones atmosféricas tanto en pozos exploratorios como para quema y venteo en infraestructura en operación; hasta las operaciones de perforación y terminación de pozos que confirman la viabilidad de un área prospectiva, y luego crean el marco propicio para la construcción e instalación de plataformas.

La actividades de explotación requieren de herramientas avanzadas para la adquisición de registros, evaluaciones sísmicas 4D, tecnologías de generación de imágenes entre pozos, métodos de geomodelado 3D y otros sistemas de software de última generación, comprensión de las estructuras sedimentarias clásticas, la petrofísica de los carbonatos para construir modelos y el conocimiento de la geomecánica de los yacimientos para planificar las trayectorias de los pozos.

El diseño de las operaciones de terminación para monitorear y controlar mejor los procesos de producción e inyección en el fondo del pozo y para medir las propiedades de los fluidos, tanto en sitio como en superficie; y los químicos necesarios para mejorar la recuperación de hidrocarburos, además de las actividades de investigación de avanzada que se ocupan de las innovaciones pertinentes a la explotación como por ejemplo la utilización de nanopartículas para movilizar el petróleo remanente.

Hoy, la industria puede perforar pozos más complejos y acceder con precisión a objetivos múltiples que contienen hidrocarburos sin explotar.

#### **4.2.1 Bombeo Neumático Autoabastecido**

Para producir hidrocarburos es primordial la presión del yacimiento, pues es esta la que impulsa los fluidos desde el espacio poroso de la formación hasta la zona de baja presión de un pozo. Dentro del pozo, puede ser necesario implementar algún sistema de levantamiento artificial para llevar los fluidos al cabezal o árbol de producción. Si bien el levantamiento artificial agrega energía al flujo del pozo, también imparte cambios en los fluidos producidos con respecto al calor, presión o densidad.

El sistema de levantamiento artificial por gas conocido como bombeo neumático (Fig.4.6) funciona mediante la inyección de gas natural en los fluidos de producción. El gas inyectado reduce la densidad del fluido, ayudando así a que la presión del yacimiento levante el fluido hasta el árbol de producción<sup>11</sup>.

Este sistema artificial es el que más se asemeja a la explotación en forma natural, por ello generalmente se utiliza una vez que un yacimiento ya no tiene la energía suficiente para proveer el soporte de presión requerido para subir la producción a superficie, tomando en cuenta los requerimientos de inyección de gas y así continuar con su explotación en forma artificial.

El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

1. Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas alta presión o compresor a boca de pozo.
2. Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o estrangulador ajustable (válvula de aguja).
3. Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).
4. Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

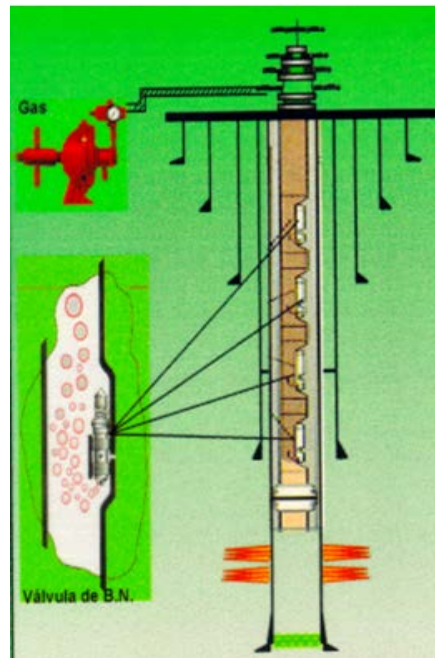


Fig. 4.6 Esquema del sistema artificial Bombeo Neumático<sup>12</sup>.

Los mecanismos involucrados en este sistema artificial son:

- Disminución de la densidad
- Expansión del gas inyectado
- Desplazamiento del líquido

Existen dos tipos de diseño en la operación de los sistemas de BN:

- Para la instalación de flujo continuo (inyección controlada de gas)
- Para la instalación de flujo intermitente (flujo bache)

El tipo de instalación dependerá de si se trabaja con un sistema intermitente o continuo<sup>13</sup>.

En la mayoría de los casos el gas se obtiene de los pozos productores de gas adyacentes y se comprime y distribuye entre los pozos de petróleo individuales, a través de una red de tuberías de superficie. Una vez que un pozo opera por levantamiento artificial por gas produce petróleo o fluidos asociados, el gas inyectado se recupera en superficie, se recomprime y se reinyecta al mismo campo.

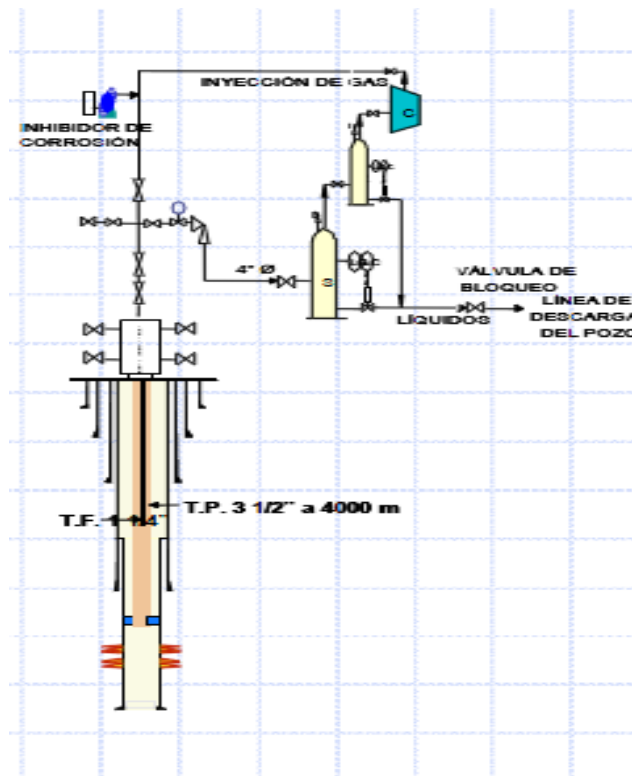


Fig. 4.7 .Esquema del sistema de Bombeo Neumático Autoabastecido<sup>14</sup>.

El sistema de Bombeo Neumático Autoabastecido es una alternativa tecnológica probada, que utiliza el mismo gas producido por el pozo (Fig. 4.7).

La idea fundamental es la de separar la producción total de aceite y gas del pozos en la misma localización. El aceite se envía a la batería y el gas separado es rectificado y se reinyecta a alta presión con un compresor a boca de pozo, operando como Bombeo Neumático Continuo<sup>14</sup>.

El hecho de incluir una escueta descripción del sistema artificial Bombeo Neumático se debe, a que utiliza gas (nitrógeno) y existe la posibilidad de sustituirlo por CO<sub>2</sub> o gas natural provenientes del yacimiento que se está explotando; esta modificación se conoce como Bombeo Neumático Autoabastecido, pues el suministro de gas que utiliza el sistema artificial proviene del mismo yacimiento, cuando se produce el volumen necesario para suministro del sistema artificial ; por lo que se perfila como una alternativa ante el desperdicio que representa la quema y el venteo de dichos gases.

### Reinyección de Gas Asociado

El flujo de reinyección puede usarse para expandir las operaciones de EOR (recuperación mejorada). Entre los gases asociados que se producen en un yacimiento se encuentra el CO<sub>2</sub> que esta presente en prácticamente todos los yacimientos petroleros, aunque en la mayoría de estos no rebasa el 10% en contenido de este fluido. Explorando yacimientos de hidrocarburos, se han descubierto yacimientos con alto contenido de bióxido de carbono en su fluido original, los cuales constituyen fuentes importantes de este gas.

El dióxido de carbono es un gas más denso que el aire, muy soluble en agua, fácilmente se licua y solidifica formando un sólido de color blanco, llamado hielo seco.

No es combustible, es un producto de la combustión; puede presentarse en el estado gaseoso, sólido y líquido, bajo esta última forma existe principalmente cuando éste se disuelve en agua, manteniendo la presión. Si la presión desciende intentará escapar al aire, dejando una masa de burbujas de aire en el agua, disuelto en agua se comporta como un ácido débil y se combina con los hidróxidos para formar carbonatos.

El dióxido de carbono es altamente soluble en el agua, por tal razón una parte del CO<sub>2</sub> inyectado en un desplazamiento miscible se solubilizará con el agua de la formación o en el agua inyectada con el CO<sub>2</sub>.

La inyección de CO<sub>2</sub> como agente de recuperación mejorada de aceite:

- a) El CO<sub>2</sub> afecta físicamente al aceite principalmente reduciendo su viscosidad y aumentando su volumen (hinchándolo).
- b) El CO<sub>2</sub> reacciona con algunos componentes del aceite para formar compuestos polares (ejemplo: ácidos orgánicos) que tienden a reducir la tensión superficial gas-aceite, además de evitar la precipitación de iones como el hierro Fe.
- c) El CO<sub>2</sub> es soluble en agua así como en la mayor parte de los aceites, por lo que afecta en solución al fluido que moja la roca, disminuyendo así la tensión interfacial.



- d) El  $\text{CO}_2$  aumenta la inyectividad y se debe al bajo índice de PH del agua carbonatada, lo cual impide o limita el crecimiento bacterial que obtura el área de inyección.
- e) Evita la expansión de las arcillas hidrofílicas.
- f) El ácido Carbónico ( $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ ) reacciona con los carbonatos de la roca formando sales fácilmente solubles en agua.

El flujo reciclado para inyección estará mezclado con el flujo original de  $\text{CO}_2$ , debido a esto ocurrirá flujo multifásico. El metano contenido en el flujo reinyectado incrementará la presión mínima de miscibilidad<sup>2</sup> (MMP). Sin embargo, el  $\text{H}_2\text{S}$  y los componentes más pesados reducirán o revertirán estos efectos por la composición de la corriente<sup>15</sup>.

Para los procesos EOR se utilizan varios gases como inyectantes. El gas natural- producido en el mismo campo o en un campo vecino- pueden ser las fuentes. También se utiliza metano o etano enriquecido con fracciones livianas o si los costos de transporte son suficientemente bajos, se puede utilizar un suministro de gas como el gas de escape proveniente de una central de energía. Aunque el nitrógeno también se encuentra bien posicionado como un inyectante, la mayor parte de los proyectos EOR con inyección de gas utilizan dióxido de carbono.

En Texas, Nuevo México y Oklahoma el dióxido de carbono natural se produce y se envía por líneas de conducción a los campos petroleros. Recientemente, se ha generado gran interés en el uso de la inyección de este gas como una forma de incrementar la recuperación de petróleo y además de secuestrar las fuentes antropogénicas de este gas de efecto invernadero.

El gas inyectante debe cumplir con ciertos requisitos en su composición que se definirán en función de las necesidades del yacimiento, como es de suponerse los gases inyectantes deben pasar por un proceso de limpieza para cumplir con las especificaciones para la inyección.

Las diversas etapas de procesamiento de gases inyectantes se describen a continuación.

---

<sup>2</sup> Miscibilidad es la facilidad que tienen dos fases de fluidos para mezclarse y la Presión Mínima de Miscibilidad se refiere a las altas presiones requeridas para comprimir el gas a una densidad en la cual llegue a ser a buen solvente para los componentes ligeros del hidrocarburo.

**Separación del Gas Ácido e Inyección<sup>16</sup>**

Un esquema de técnicas de removedores de gas ácido (AGR) es ilustrado en la fig. 4.8.

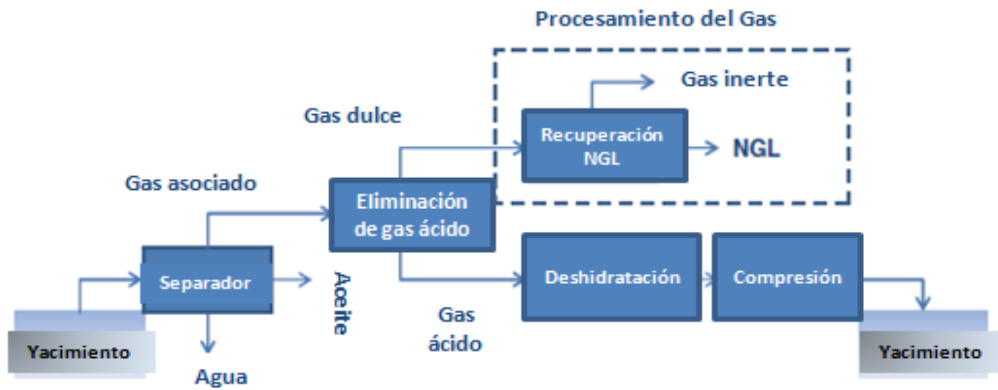


Fig.4.8 - Esquema del proceso de inyección de gas ácido<sup>17</sup>.

Separación de amina, como el proceso selectivo metildietanol amina (MDEA) (fig. 4.8) depende de la absorción, columnas de regeneración y la circulación de una amina de propiedad solvente en el medio.

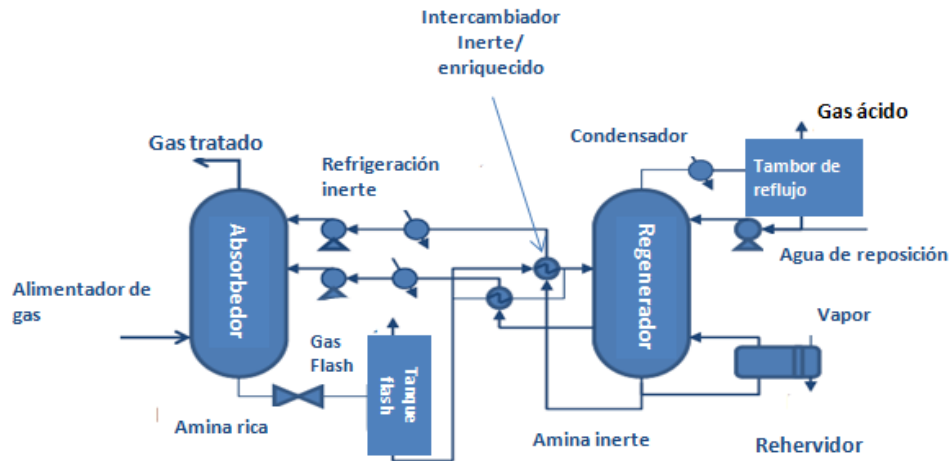


Fig.4.9 - AGR por amina solvente<sup>18</sup>.

- (a) Permeabilidad de la membrana (fig.4.10) siendo de naturaleza modular tiene la ventaja de permitir la adición de membranas gradualmente tal y como se incrementa el nivel de CO<sub>2</sub> en el gas asociado, en comparación con otros procesos que deben ser diseñados con base en el porcentaje máximo de CO<sub>2</sub> esperado en la composición del gas asociado.

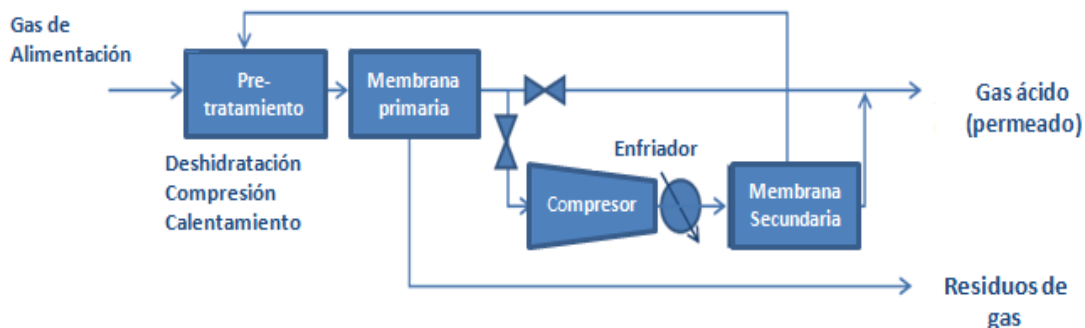


Fig.4.10 -AGR por permeabilidad de la membrana<sup>19</sup>.

- (b) el fraccionamiento criogénico de Ryan/Holmes será explicado después en el contexto de recuperación-NGL.

La corriente de gas ácido puede usarse para expandir las operaciones EOR, reducir la necesidad de comprar CO<sub>2</sub>, o recuperarlo a alto costo. Similar a la opción de reinyección de gas asociado, el aislamiento de instalaciones será expuesto a altas tasas de corrosión. Si la corriente es mezclada con los suministros de CO<sub>2</sub> original, necesitaremos lidiar con las dificultades para el tamaño de las tuberías de flujo bifásico como resultado de la ocurrencia de H<sub>2</sub>S con CO<sub>2</sub> supercrítico<sup>3</sup>.

La inyección de gas ácido es común en Canadá y Qatar, para evitar la producción, almacenamiento, transporte y mercadeo del sulfuro.

El contenido de H<sub>2</sub>S en el gas inyectado puede reducir MMP de CO<sub>2</sub> (presión mínima de miscibilidad) en aceite. Sin embargo, existe la preocupación de la deposición de azufre elemental y la reducción de la inyectividad de los pozos. Debe mencionarse que el H<sub>2</sub>S inyectado puede alcanzar la superficie de nuevo, lo que significa que puede que necesitemos incrementar la capacidad de tratamiento de la unidad AGR (Removedor de gas ácido) en el futuro.

A la unidad Removedor de Gas Ácido (AGR) puede seguirle una unidad AGEU, como se ilustra en la fig. 4.11 para separar al CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, inyectar la primera y recuperar el sulfuro de la última, como se muestra en la fig. 4.12.

<sup>3</sup> El adjetivo supercrítico indica que cuando se superan las condiciones críticas de temperatura y presión, el fluido se comporta con la viscosidad de un gas pero con la densidad de un líquido.

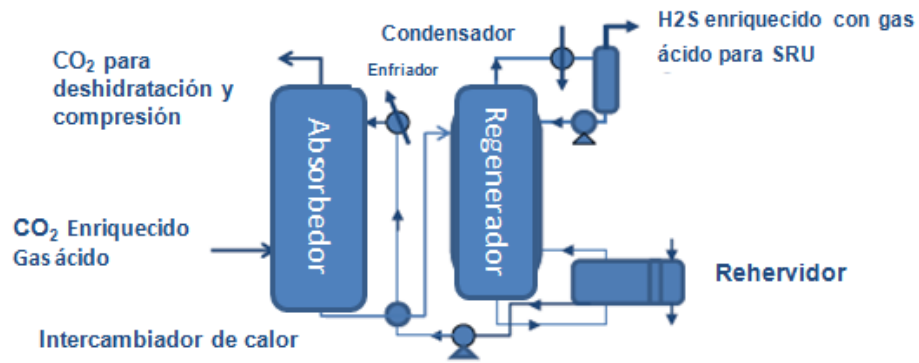


Fig.4.11 - Esquema AGEU<sup>20</sup>.

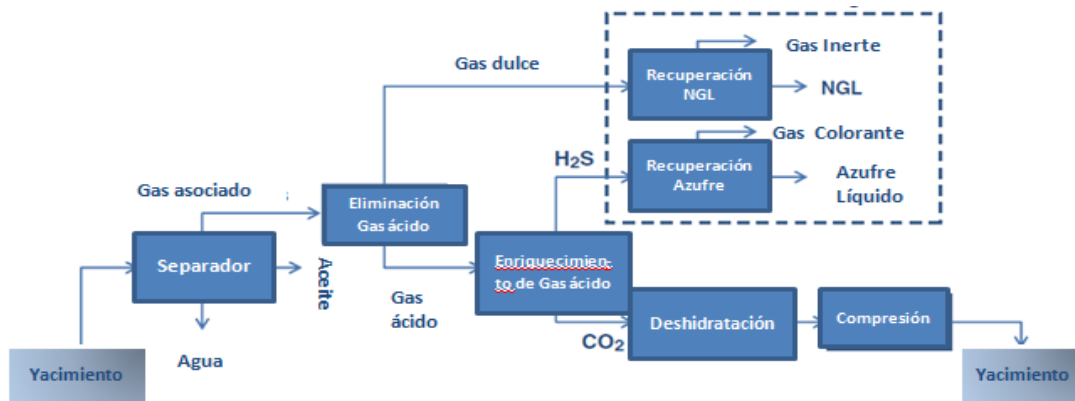


Fig.4.12 – Separación de H<sub>2</sub>S del gas ácido antes de la inyección<sup>21</sup>.

Las oportunidades de integración existen con una unidad AGR teniendo absorción y columnas de regeneración similares a un proceso de enriquecimiento. Una columna de regeneración puede ser común entre ambos procesos. El enriquecimiento puede ser realizado dentro de la unidad AGR (removedores de gas ácido) reciclando la mayoría del gas ácido removido de vuelta a la columna de absorción.

Con respecto a la recuperación de NGL, la reducción en el porcentaje de producción de aceite se atribuye no solamente al regreso del CO<sub>2</sub> a la superficie, sino a la acción del CO<sub>2</sub> disuelto inyectado en el aceite extraído de sus componentes hidrocarburos más ligeros y su desplazamiento en los pozos productores. Tales componentes se evaporan en la superficie en el separador, enriqueciendo el gas con líquidos valiosos para la recuperación en las plantas de recuperación de NGL.

Sin embargo, el líquido recuperado deberá ser evaluado en cuanto a si deben dejarse estos componentes en la corriente de reinyección para reducir la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de la mezcla en el aceite. En suma, hay dificultad en la separación del etano del  $\text{CO}_2$  por que ambos fluidos forman una mezcla con un punto de ebullición constante, lo que significa que el etano producido estará altamente contaminado con  $\text{CO}_2$ .

Esto puede superarse mediante realizar el proceso Ryan/Holmes, en el cual los líquidos más pesados del gas son reciclados a una columna de separación de etano, para mezclar con etano y los componentes más pesados del gas y extraerlos, rompiendo el punto de ebullición fijo de la mezcla como se muestra en la fig.4.13.

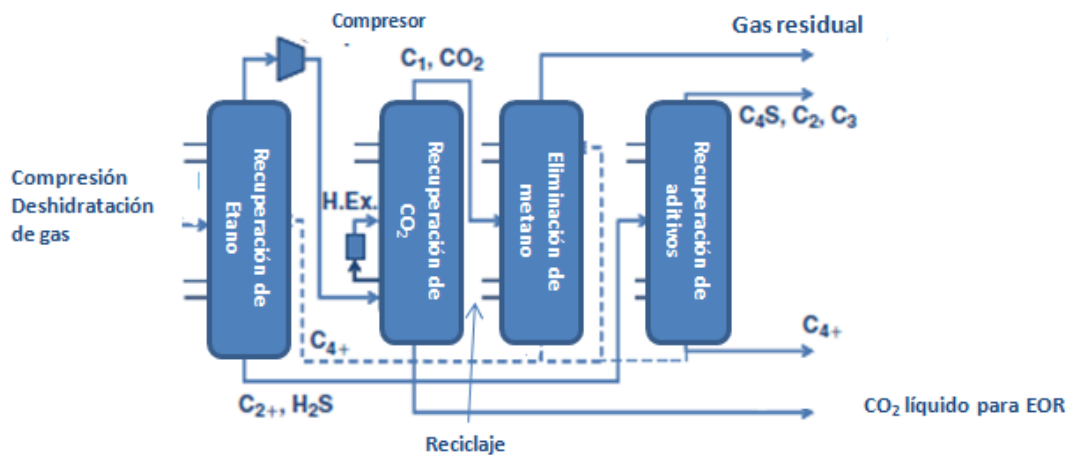


Fig.4.13 -Unidad de Ryan/Holmes para recuperación de NGL y separación de la mezcla de etano/ $\text{CO}_2$  <sup>22</sup>.

En lo alto de la columna de recuperación de aditivos debe ser instalada una unidad amina (no mostrada en la fig. 4.13) para remover o recuperar  $\text{H}_2\text{S}$ . La unidad Ryan/Holmes puede estar precedida por una unidad membrana como una provisión para incremento del  $\text{CO}_2$ .<sup>23</sup>

Si llegase a corroerse alguna parte de la infraestructura, existen instalaciones que pueden estar diseñadas para el servicio de gas amargo, basados en las especificaciones de la Asociación Nacional de los Ingenieros de Corrosión. Sin embargo, la tasa de corrosión se incrementa con el incremento de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en presencia de agua.

Es difícil especificar el porcentaje aceptable de  $\text{CO}_2$  para instalaciones superficiales, con otros factores afectando el potencial de ocurrencia de corrosión (temperatura, contenido de  $\text{H}_2\text{S}$ , y ubicación de ocurrencia de corrosión). Generalmente la corrosión puede ser contrarrestada en corto plazo mediante la inyección de químicos anticorrosivos y reforzamiento de los programas de monitoreo.

### 4.3. Mantenimiento de Presión

En todo el mundo el número de campos maduros se ha incrementado y cada año más campos excederán su pico de producción, los operadores trabajan para optimizar la recuperación de estos campos, y los avances extraordinarios registrados en los últimos veinte años ayudan a acceder a este recurso remanente.

Normalmente se recurre a métodos para mantener la presión y lograr que el aceite que existe en yacimiento pueda llegar a superficie. Estos métodos se conocen como métodos de recuperación mejorada (EOR<sup>4</sup>), el término EOR se refiere a todos los procesos utilizados; para recuperar más aceite de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases -como hidrocarburos gaseosos, gases no hidrocarburos -CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>, y químicos líquidos y/o uso de energía térmica. El objetivo es que los fluidos inyectados interactúen con el sistema roca-fluidos y modifiquen las propiedades como la tensión interfacial, la viscosidad o la mojabilidad.

Históricamente, el proceso de inyección de gas ha sido clasificado como un método de recuperación secundaria, sin embargo puede convertirse en un método EOR si es aplicado después de la inyección de agua. Cuando se ejecuta en conjunto con el método de inundación con agua, la inyección se alterna típicamente entre el gas y el agua, este método se conoce como WAG<sup>5</sup>.

No obstante los procesos de inyección de gas adoptan diversos nombres según las peculiaridades que posean; por ejemplo el Proceso de Doble Desplazamiento<sup>24</sup> (DDP por sus siglas en inglés) es el desplazamiento con gas en una zona en la que previamente ha sido desplazado el aceite con agua, que actualmente es el proceso de recuperación utilizado en Cantarell.

En ambos casos el gas inyectante a utilizar puede ser bióxido de carbono<sup>25</sup>.

En el caso específico del CO<sub>2</sub> disuelto en el aceite, tiene un efecto en la movilidad del aceite y la reducción de la viscosidad mejoran sensiblemente la eficiencia de barrido. Las altas presiones son requeridas para comprimir el gas a una densidad en la cual llegue a ser a buen solvente para los componentes ligeros de los aceites (Presión Mínima de Miscibilidad).

Dependiendo de la presión, temperatura y la composición del gas y del petróleo, la inyección puede llevarse a cabo en condiciones inmiscibles o miscibles.

La inyección de CO<sub>2</sub> Miscible se puede obtener a presiones más bajas que con el uso del Nitrógeno. El bióxido de carbono es altamente soluble en el agua, por tal razón una parte del CO<sub>2</sub> inyectado en un desplazamiento miscible se solubilizará con el agua de la formación o en el agua inyectada con el CO<sub>2</sub>. Este gas puede ser inyectado ya sea en estado gaseoso de manera continua, o bien bajo la forma de baches alternados con agua (fig.4.14).

---

<sup>4</sup>EOR: Enhanced Oil Recovery.

<sup>5</sup>Water-Alternating-Gas

Países como Noruega, comenzaron a inyectar gas para mejorar la recuperación desde 1975, con resultados bastante alentadores pues obtuvieron entre 2 y 2.3 millones de barriles adicionales. Dicha práctica se llevó a cabo hasta 1997, durante este período una cuarta parte del gas se ha inyectado en los campos, mientras que el resto del gas que se exporta.

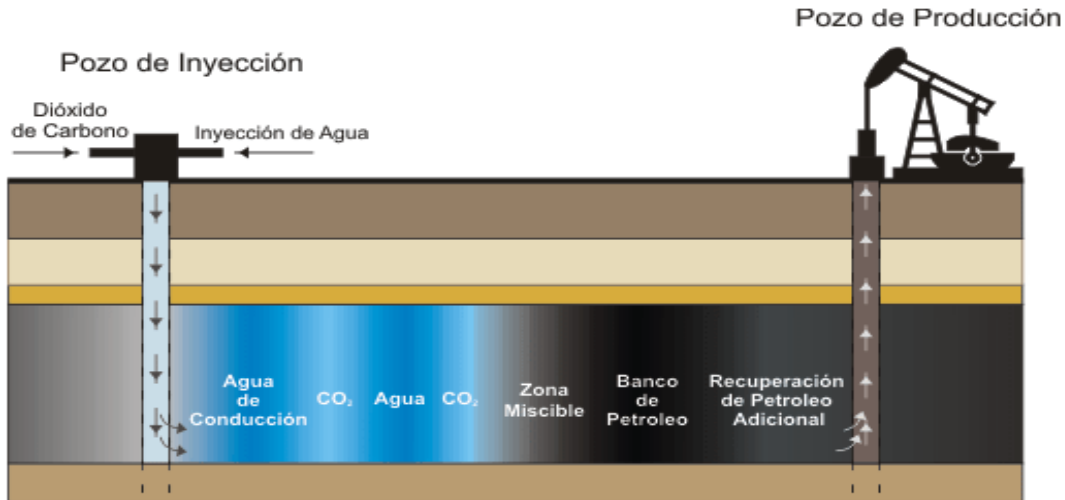


Figura.4.14 Inyección continua de CO<sub>2</sub> en un yacimiento<sup>26</sup>.

Aunque originalmente el gas se inyectaba en los embalses (en ciertos estratos de los lagos), debido a que no existían tuberías para el transporte a los campos; el factor decisivo fue la prohibición de las autoridades sobre actividades nocivas al ambiente tales como la quema y el venteo de gases contaminantes lo que impulsó los nuevos proyectos para optimizar la producción con el uso de los recursos disponibles.

Así que se pensó en la inyección de gases hidrocarburos a los campos Ekofisk, Statfjord y por último en la formación Brent. En la plataforma continental de Noruega la tasa esperada de recuperación promedio de los yacimientos de petróleo es de un 46 por ciento - que es una cifra elevada en comparación con las esperadas en cualquier campo de petróleo en otras partes del mundo. Desde 1971 las actividades petroleras han producido más de 2000 millones de m<sup>3</sup> de gas que se ha utilizado para exportación al mercado europeo y la cuarta parte para EOR.

## 4.4 Almacenamiento

### 4.4.1 Sumideros y Almacenamiento

La dependencia de los hidrocarburos convencionales como fuente de energía de bajo costo es un aliciente para investigar métodos para controlar las emisiones de gases de efecto invernadero, entre ellos el CO<sub>2</sub>. Los métodos de mitigación son los llamados *sumideros* y el almacenamiento de carbono en yacimientos naturales en el subsuelo de los océanos.

Los sumideros de carbono son bosques recientemente plantados en donde los árboles toman  $\text{CO}_2$  de la atmósfera a medida que crecen y lo almacenan en sus ramas, troncos y raíces. Esto se hace para contrarrestar en cierto modo los niveles de descarga de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera, plantando nuevos árboles que absorben y almacenan  $\text{CO}_2$ .

Según estimaciones hechas por el IPCC <sup>6</sup> en 1995, se podrían plantar cerca de 345 millones de hectáreas de nuevos bosques en el período comprendido de 1995-2050, los cuales absorberían enormes cantidades de  $\text{CO}_2$ ; logrando una compensación de aproximadamente 7.5 % de las emisiones de combustibles fósiles. En el concepto de los sumideros también se incluyen los bosques nuevos, la agrodeforestación, la regeneración y la disminución de la deforestación, aspectos que en conjunto neutralizarían entre un 12% y 15 % de las emisiones de combustibles fósiles para el 2050. Los sumideros son una buena alternativa para ganar tiempo mientras se encuentran soluciones a largo plazo para satisfacer a un mercado energético demandante sin sacrificar el bienestar del clima<sup>27</sup>.

#### 4.4.2 Almacenamiento de Carbono

El  $\text{CO}_2$  se produce como subproducto de varios procesos industriales, generalmente combinado con otros gases. La captura del  $\text{CO}_2$  implica que deberá separarse antes de ser comprimido, lo anterior significa que el  $\text{CO}_2$  se expone a la presión de modo que entra en forma líquida, por lo que requiere menos espacio.

Aunque en la actualidad es muy costoso separar el  $\text{CO}_2$ , cuando se logra puede almacenarse en vez de liberarse a la atmósfera. El almacenamiento podría hacerse en lugares como los océanos (fig.4.15), yacimientos de hidrocarburos agotados o en la tierra como sólido.

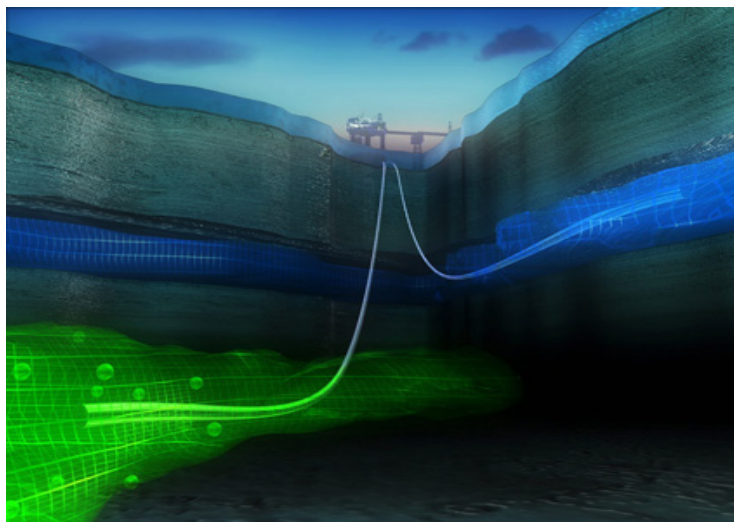


Fig. 4.15 Almacenamiento de  $\text{CO}_2$  <sup>28</sup>

<sup>6</sup> Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático por sus siglas en inglés.



La inyección de dióxido de carbono en campos petroleros en producción como método de recuperación mejorada se ha hecho por años y éste permanece en la formación. Básicamente puede almacenarse utilizando tres tecnologías existentes para capturar el CO<sub>2</sub>:

❖ **Precombustión** (Separación antes de la combustión )

Se libera el carbono del combustible antes de que se realice la combustión, la separación se hace mediante la formación de monóxido de carbono, luego se convierte en gas CO con vapor de agua en hidrógeno, que cumple el papel de combustible y CO<sub>2</sub>. Estos sistemas se sitúan en las instalaciones antes de realizar la combustión del combustible, su objetivo es preparar el combustible para que al realizar la combustión no se produzca el CO<sub>2</sub>, es decir se elimina el carbono del combustible antes de realizar la combustión.

❖ **Postcombustión** (Después de la purificación de los gases de escape )

Se trata de construir sistemas de captura, fundamentalmente basados en ciclos de absorción/desabsorción química, que funcionan de forma reversible para producir un gas de alto contenido en CO<sub>2</sub>. Mediante un tratamiento químico se elimina el CO<sub>2</sub> de los gases de escape, utilizando un absorbente (amina líquido, carbonato), que enfría al CO<sub>2</sub> antes de que entre en contacto con los gases de escape, para enseguida calentar la sustancia resultante y provocar la liberación del CO<sub>2</sub> de forma concentrada. Estos sistemas se sitúan en las instalaciones una vez que se ha realizado la combustión del combustible. De esta forma se parte de una corriente con una concentración muy baja en CO<sub>2</sub> y con un gran caudal de gases de combustión, y por ende requieren una gran cantidad de energía.

❖ **Oxicombustión** (Combustión con oxígeno puro)

En este proceso se busca realizar la combustión con un comburente de alto contenido de oxígeno y muy baja presencia de nitrógeno, de forma que la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases resultantes sea muy elevada. El oxígeno se separa del aire antes de que la combustión se lleve a cabo. Los gases de escape sólo consisten en emisiones de CO<sub>2</sub> y vapor de agua. El vapor de agua se separa de los gases de escape por enfriamiento (condensación) y como producto queda el CO<sub>2</sub>.<sup>29</sup> Con ello se facilita el confinamiento. Estos sistemas actúan sobre el comburente, tratando de eliminar el N<sub>2</sub> del aire y de esa forma al producirse la combustión se obtendrán unos gases de combustión con una alta concentración de CO<sub>2</sub>.

Al lograr la separación del CO<sub>2</sub>, puede convertirse en líquido para facilitar su transporte a través de gasoductos o por barcos. El líquido generalmente contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico, oxígeno e hidrocarburos.

Para el confinamiento del CO<sub>2</sub> existen varias alternativas; estructuras geológicas, acuíferos salinos, confinamiento oceánico y formaciones salinas. Con las estructuras geológicas existe la ventaja de que se conoce perfectamente la geología del yacimiento, de manera que el almacenamiento se hace en las áreas donde las formaciones sello pueden contener el gas.

La primera vez que se almacenó CO<sub>2</sub> a escala comercial fue en Noruega en 1996 con el proyecto denominado Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el Acuífero Salino (SACS), en el campo Sleipner perteneciente a la compañía petrolera Statoil (fig 4.16).

Para este proyecto se retiró del flujo de gas natural un millón de toneladas de CO<sub>2</sub> utilizando un proceso de absorción por solventes y reinyectándolo en el yacimiento Utsira localizado a 900 metros debajo del lecho marino en el Mar del Norte, que tiene un espesor de 200 m y teóricamente puede almacenar 800 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub><sup>30</sup>.

El proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el campo Sleipner ya ha motivado a otras compañías de petróleo y de gas a considerar planear iniciativas similares en el Sudeste Asiático, Australia y Alaska.

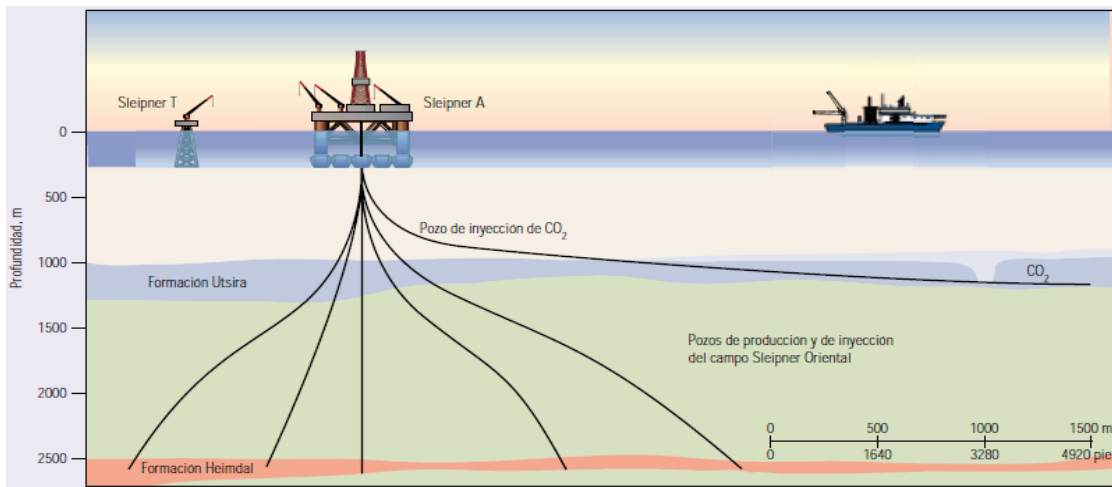


Figura 4.16 Pozo de inyección de CO<sub>2</sub> en la formación Utsira<sup>31</sup>.

#### 4.5 Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural<sup>32</sup>

El gas natural que arde sin generar residuos es el combustible con mayores posibilidades de satisfacer las complejas necesidades de una sociedad en aumento constante del consumo energético y con proyecciones de aumento para los próximos 20 años.

El gas puede utilizarse con dos fines: generación de electricidad y calefacción de ambientes con hornos alimentados con gas. Por lógica, las diferencias climatológicas intervienen en la demanda del gas, pues en algunos países esta fluctúa al ritmo de la temperatura ambiental, si esta descendiende se incrementa el uso de calefacción y si aumenta considerablemente se requiere el aire acondicionado.

Las empresas de servicios públicos que queman gas deben comprar suministros para sus centrales de energía, que suplen al contratar a proveedores de gas a largo plazo, lo que les garantiza una entrega básica para la generación de energía cotidiana, sin embargo, en estos acuerdos no se contempla que debido a demandas estacionales se necesiten volúmenes adicionales al precio instantáneo o de contado, en un lugar determinado.

Cuando la demanda es baja, las empresas de servicios públicos venden los excedentes en el mercado de disponibilidad inmediata o si pueden, lo almacenan. Los proveedores de gas suscriben contratos llamados “de compra firme”<sup>7</sup> con exportadores de gas, compañías de exploración y producción de petróleo y gas y propietarios de líneas de conducción. Y cuando la demanda se incrementa, los proveedores de gas compran en el mercado de disponibilidad inmediata, aunque si el precio decae y la situación es propicia pueden optar por almacenar el gas.

La práctica de almacenamiento subterráneo fue desarrollada como una alternativa a la imperante necesidad de energía de los centros poblacionales, con el tiempo también ha zanjado situaciones perjudiciales al abastecimiento de energía tales como la interrupción del suministro pactado de un volumen de hidrocarburos como consecuencia del cese de actividades de producción debido a fenómenos naturales y como una medida de protección de la seguridad nacional cuando estas estructuras almacenan reservas estratégicas de hidrocarburos.

El almacenamiento subterráneo de gas natural constituye una forma importante de manejar la fluctuación de los precios y la demanda. El viaje de este combustible desde los yacimientos de gas hasta su usuario final recorre un largo trayecto, lo que incide directamente en el precio, el cual de antemano ya está supeditado a la compleja dinámica de una industria globalizada. Principalmente por que muchas instalaciones de almacenamiento son manejadas sobre una base mercantil por compañías independientes cuyo negocio es el almacenamiento de gas. Estas compañías de almacenamiento de gas proveen centros de distribución de gas conectados a líneas de conducción múltiples para diversas compañías de abastecimiento y distribución de gas.

Si procedemos cronológicamente para conocer los aspectos fundamentales del almacenamiento subterráneo de gas natural, el primer sitio al que nos remitiríamos sería al Condado de Welland, Ontario, Canadá en 1915 pues es el primer sitio documentado de almacenamiento subterráneo de gas, seguido del yacimiento Zoar ubicado muy cerca de Búfalo, Nueva York como el primer proyecto de este tipo que emprendió EUA. Estos primeros proyectos consistían en inyectar el gas producido en otras partes en los yacimientos de hidrocarburos agotados durante el verano para luego extraerlo en invierno.

Hasta 1950 se reanudaron las investigaciones sobre la tecnología de almacenamiento, en EUA principalmente, en ese año se almacenó por primera vez gas natural líquido con el método de disolución local de cavidades de sal patentado por la compañía alemana Deutsche Erdoel AG en 1916 en el yacimiento Keystone en Texas, EUA.

En 1961 se utilizó por primera vez una caverna de sal estratificada, en Marysville, Michigan, EUA, para almacenar gas natural, los proyectos proporcionarían gas a los crecientes centros poblacionales, cuando la demanda superaba la capacidad de las líneas de conducción de acero.

Durante el año de 1970, se inauguró en Eminence, Mississippi, EUA, la primera instalación en una caverna lixiviada de un domo salino, para reemplazar la producción del Golfo de México que era interrumpida por los fenómenos naturales.

<sup>7</sup> Los contratos de compra firme, son contratos a largo plazo que requieren que los compradores paguen un volumen de gas convenido, exista o no demanda.

Cuando el suministro de energéticos se ve comprometido por el precio de los hidrocarburos, la opción de algunos países ha sido diseñar estructuras para almacenar reservas estratégicas de hidrocarburos como medida de protección de la seguridad nacional, es decir que cuando el precio del petróleo y el gas aumenta, los países importadores que cuentan con hidrocarburos almacenados en cavernas o domos salinos, recurren a estos en vez de comprarlo a precios que no les resultan convenientes, hasta que el precio se estabiliza nuevamente.

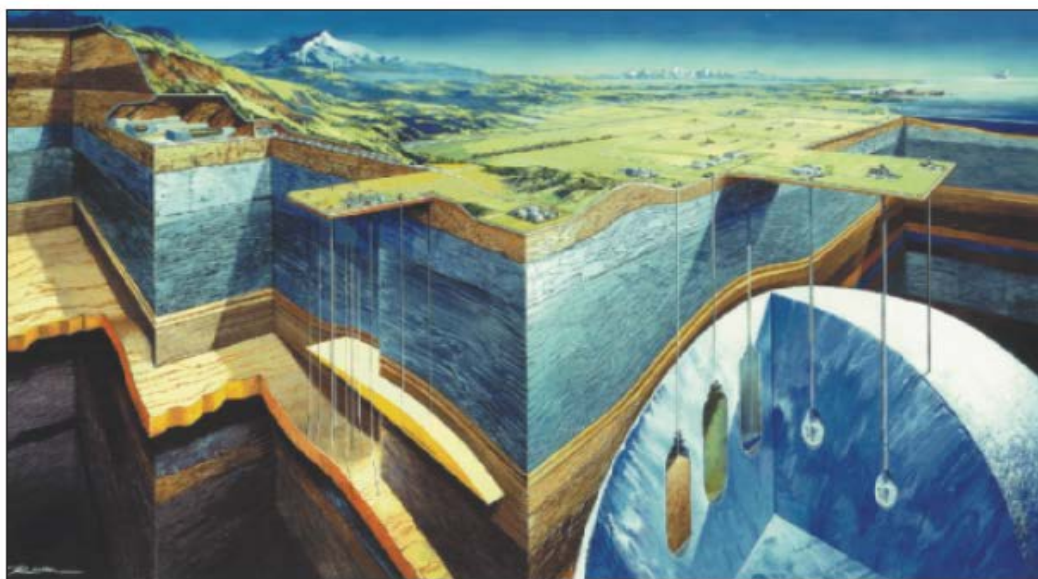


Figura 4.17 Sistemas de almacenamiento subterráneo<sup>33</sup>.

Con este objetivo en mira existen actualmente más de 550 instalaciones de almacenamiento de gas en el mundo, encabezando la lista EUA con aproximadamente dos tercios y el resto en Europa, aunque en el viejo continente proliferan las instalaciones tipo caverna de sal, debido a la abundancia de depósitos salinos naturales y a una historia importante en materia de explotación de minas de sal.

Los sistemas de almacenamiento de gas pueden construirse en formaciones salinas, rocas porosas (yacimientos de hidrocarburos agotados o acuíferos) y minas abandonadas (fig. 4.17).

Cada proyecto necesita un estudio de caracterización petrofísica y mecánica de la ubicación propuesta en el subsuelo, con el propósito de asegurar que las propiedades de la formación sean adecuadas para el almacenamiento de gas a largo plazo, por lo que para las rocas porosas se hace una evaluación del cierre estructural, los sellos, y con respecto a la porosidad y permeabilidad para sustentar altos regímenes de productividad; mientras que para las formaciones salinas se requiere evaluar la resistencia de la roca y el volumen de la misma.

Los parámetros de más importancia para todas las instalaciones de almacenamiento subterráneo son el volumen de gas de trabajo, esto es el gas disponible para la extracción y se determina por el volumen de la instalación de almacenamiento y la diferencia entre presiones de gas máxima y mínima, tomando en cuenta un volumen de gas que quedará siempre almacenado y que se denomina gas colchón; y el régimen de extracción máximo durante un período determinado que puede verse limitado por la resistencia al flujo en el pozo de producción y en las rocas porosas.

Las técnicas de construcción de pozos, aplicada a los pozos que almacenarán gas deben garantizar que los pozos pueden soportar las condiciones de altas presiones, altos regímenes de producción y frecuentes alternaciones cíclicas; inyección seguida de producción.

#### 4.6 Almacenamiento en Cavernas de Sal

Las propiedades características de la sal, convierten a las formaciones salinas en lugares ideales para almacenar el gas. Posee una resistencia moderadamente alta y fluye plásticamente, sellando fracturas que de lo contrario podrían convertirse en pasajes de fuga. Sus valores de porosidad y permeabilidad respecto de los hidrocarburos líquidos y gaseosos son cercanos al cero, por lo que lo que se halle almacenado no podrá escapar. Las cavernas salinas proveen gran productividad; el gas puede extraerse rápidamente por que no se registra pérdida de presión causada por el flujo a través de medios porosos.

La sal se deforma plásticamente en marcos temporales relativamente breves, lo cual explica sus excelentes cualidades de sello, esta propiedad ayuda a mantener la impermeabilidad y evita que las cavernas se fracturen bajo fuertes cambios de esfuerzos, también implica que las cavernas se contraerán con el tiempo.

Los domos salinos tienden a tener una composición más homogénea que las capas evaporíticas mixtas, pues las capas de sal regularmente contienen anhidrita, caliza y dolomía, que no se disuelven, por lo tanto los domos son más convenientes para el almacenamiento de gas por que se disuelven uniformemente y pueden alojar cavernas más grandes.

Las investigaciones relacionadas con la mecánica de rocas constituyen un componente esencial del diseño de las instalaciones de almacenamiento de gas. La exploración de los cuerpos salinos se hace mediante levantamientos electromagnéticos, sísmicos y gravimétricos, por que la velocidad y la densidad de la sal muestran un gran contraste con respecto a las rocas adyacentes. Con los registros de pozos y los núcleos se evalúa la estructura y la composición de la sal.

Los procesos de disolución óptimos para la creación de cavidades de sal se determinan con la ayuda de los registros de pozos y núcleos salinos (fig 4.18).

La presencia de impurezas se encuentra entre los factores de relevancia para la determinación de la mejor táctica de lixiviación<sup>8</sup>, en este proceso, se bombea agua dulce por una sarta de producción del pozo y por la otra retorna salmuera. Se necesitan alrededor de ocho volúmenes de agua para disolver un volumen de sal.

<sup>8</sup> La **lixiviación**, o extracción sólido-líquido, es un proceso en el que un disolvente líquido se pone en contacto con un sólido pulverizado para que se produzca la disolución de uno de los componentes del sólido.

El tiempo necesario para crear una caverna depende de la solubilidad de la sal y del tamaño que se desea que posea. La creación de cavernas implica la perforación de un pozo por el cual entrará agua dulce y saldrá salmuera residual. Este pozo se utiliza para la inyección y extracción de gas, y normalmente tiene el revestimiento cementado hasta el tope de la caverna. Cuando se perfora a través de la sal, la utilización de lodo saturado de salmuera ayuda a evitar la excesiva disolución de la sal mientras se perfora el pozo hasta el fondo de la caverna.

Los cálculos teóricos ayudan a determinar si una formación es apta para alojar una caverna. Estos cálculos requieren un conocimiento de la estructura y de la resistencia de la sal, y ayudan a verificar la forma y ubicación de la caverna, distancias entre cavernas y la estabilidad de las mismas a las presiones de operación.

La forma de la caverna puede controlarse, mediante la modificación de las profundidades relativas de las columnas de lixiviación, y la forma y tamaño resultante pueden confirmarse con calibradores tipo sonar.

El techo de la caverna debe protegerse de una disolución fuera de control, y esto se logra al bombear un fluido protector, que usualmente es nitrógeno, gas licuado, que flota en la superficie de la salmuera. Debajo de dicho manto protector, puede crearse una caverna de forma casi cilíndrica por disolución, y que corresponda a los objetivos, cálculos geomecánicos y de disolución local.

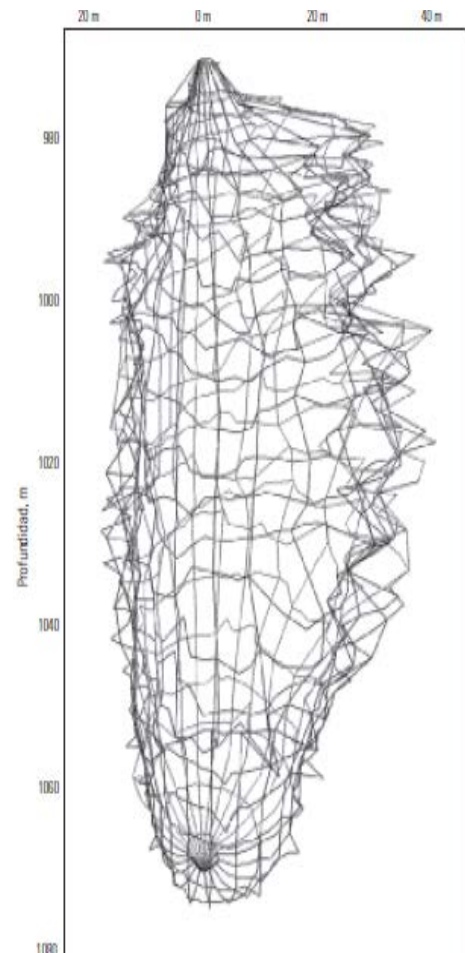


Figura 4.18 Forma de una caverna delineada por las mediciones de un calibrador tipo sonar<sup>27</sup>.

El almacenamiento en cavernas puede ser cíclico (es decir cambiar de períodos de inyección a períodos de producción en cuestión de minutos) y permite acomodar una fracción sustancial de gas de trabajo con respecto al gas total. Las cavernas salinas constituyen la opción preferida para el almacenamiento comercial, porque permiten frecuentes alternaciones cíclicas y altos regímenes de inyección y producción.

Las impurezas no disueltas en la sal forman un residuo saturado de agua, o colector, en el fondo de la caverna. Luego de llenar la caverna con gas seco, el agua del colector se evapora en el gas a medida que este se produce. La despresurización de este gas húmedo puede producir la formación de hidratos que pueden obstruir los tubulares de fondo de pozo y las instalaciones de superficie.

Para determinar las condiciones de extracción de gas libre de hidratos, deben mantenerse vigilados rutinariamente la presión, la temperatura, la humedad y el punto de rocío de la caverna.

La inyección de inhibidores para evitar la formación de hidratos es una práctica común antes de extraer el gas.

La salmuera producida puede diversificar sus destinos, ya que en la industria química se utiliza para la extracción de sal u otros minerales, puede arrojarse en mares cercanos, eliminarse mediante su inyección en otras capas de roca con suficiente inyectividad o colocarse en minas de sal abandonadas.

Los costos de construcción, incluyendo la perforación de pozos, la lixiviación de sal, el montaje de las instalaciones de superficie y la inyección del gas que forma el colchón pueden aproximarse a los 150 millones de dólares, la duración del proyecto desde el análisis de factibilidad hasta el montaje y la puesta en servicio, fue de más de cinco años.

Como en todo lo relacionado con la industria petrolera, las inversiones comprometidas son exorbitantes, por lo que siempre conviene asegurar un buen funcionamiento de las instalaciones mediante algún tipo de vigilancia rutinaria, para asegurar que los pozos puedan producir o aceptar gas a los gastos requeridos.

Tradicionalmente, la observación rutinaria de pozos en sistemas de rocas porosas implica la realización de pruebas de contrapresión en superficie cada 1 o 2 años. Una prueba de contrapresión en superficie consiste en cerrar el pozo unas horas hasta lograr la estabilización de la presión, para luego hacerlo producir y cerrarlo en forma alternante durante períodos de 4 a 8 horas. Se controla el gasto y se registran las presiones de superficie, normalmente cada 5 a 10 minutos, durante los períodos de flujo y cierre.

Una prueba de contrapresión convencional puede ser útil al determinar la productividad del pozo, para cualquier presión de yacimiento y cualquier presión en la boca del pozo, cualquier daño que se haya provocado desde la última prueba será evidente, si por el contrario no se realizan frecuentemente las pruebas no se logrará identificar daños en el pozo con la anticipación suficiente para evitar pérdidas de productividad, y mucho menos se determinará la causa de dicho daño.

Las pruebas frecuentes, utilizando medidores de presión de fondo de pozo, son muy costosas. En las pruebas de superficie, los pozos se hacen producir a diversos gastos para determinar su productividad y detectar cualquier daño que se haya producido desde la última prueba.

El control de la producción de arena puede constituir una preocupación importante en ciertos pozos de almacenamiento de gas, especialmente por que experimentan ciclos repetidos de altos regímenes de inyección y producción, esto debido a la frecuente alternancia entre dichas etapas.

Algunos de los mecanismos de daño, tales como invasión y producción de arena, resultan familiares para los operadores de E&P, mientras que otros mecanismo- tales como el desarrollo de bacterias o la obstrucción de los poros con aceite de compresores- están más relacionados con la inyección y el almacenamiento de gas(fig. 4.19).

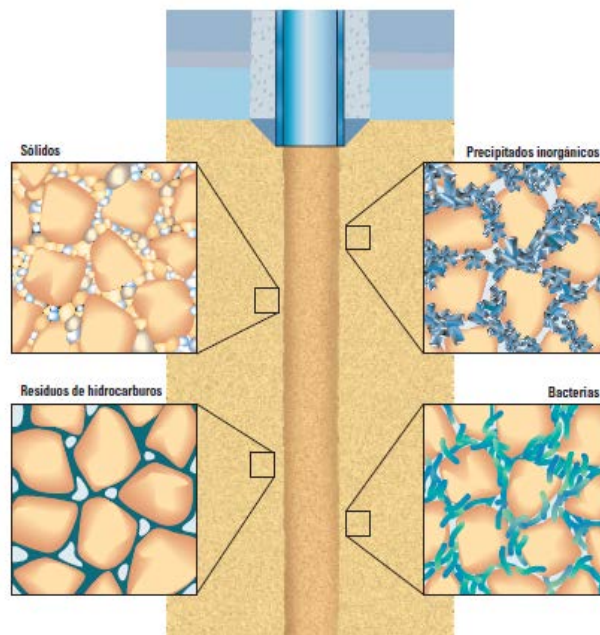


Figura 4.19 Tipos principales de daños en los pozos de yacimientos de almacenamiento de gas<sup>27</sup>.

Las acciones que se toman para restituir la pérdida de productividad, ya sea por remediación o mediante la perforación de pozos nuevos ascienden a un monto aproximado de 100 millones de dólares estadounidenses.

La ingente cantidad de pozos de almacenamiento de gas en los que se ha detectado una pérdida de productividad (15 000 solo en EUA), propició que el Instituto de Tecnología del Gas investigara los mecanismos de daño en pozos destinados esta actividad. Se identificaron cuatro tipos principales de daños:

- ❖ Bacterias
- ❖ Precipitados inorgánicos (entre los que hay compuestos ferrosos, sales, carbonato de calcio y sulfato de bario).
- ❖ Hidrocarburos, residuos orgánicos y productos químicos para producción
- ❖ Sólidos

Todos estos mecanismos de daño requieren diferentes métodos de estimulación para restituir la inyectividad y la productividad; y con los años, se ha adquirido vasta experiencia en cuanto al diagnóstico de los mecanismos de daño y el diseño de técnicas de estimulación.

Cabe señalar que en los pozos donde se efectuó el estudio, la producción de arena, la obstrucción mecánica, los problemas relacionados con los fluidos de terminación y estimulación, y los efectos de la permeabilidad relativa eran los problemas menos frecuentes.



El manejo de toda la cadena de suministro de gas implica la observación rutinaria y el control en el tiempo real del transporte de gas, desde la boca del pozo a través del gasoducto y de la cuadrícula de gas natural licuado hasta llegar a la punta del quemador del consumidor final, pasando por las instalaciones de almacenamiento.

#### 4.6.1 Localizaciones de Almacenamiento en Cavernas

La mayoría de las instalaciones de almacenamiento de gas se crean en las rocas porosas de yacimientos de gas agotados, que han estado en operación durante varias décadas, esto por que su desarrollo es menos costoso; ya que los pozos de drenaje y las cañerías de recolección existentes pueden convertirse para su utilización con fines de almacenamiento de gas.

Los yacimientos de gas muchas veces contienen el gas básico necesario para operar una instalación de almacenamiento, las instalaciones localizadas en formaciones con rocas porosas son aptas para el almacenamiento estacional y de reservas estratégicas.

Una de las más grandes en su tipo es la que se encuentra en Nuettermoor, Alemania, con las siguientes condiciones; sal de alta calidad, una ubicación favorable dentro de la red de transporte, extracción de agua dulce libre de problemas y eliminación final de la salmuera en el estuario Ems. Las dimensiones de las cavernas son 400 m de altura y 75 m de ancho, esta instalación consta de 18 cavernas que en su conjunto tendrá una capacidad de 1300 MMm<sup>3</sup>.

Instalación Huntorf, Alemania, creada por disolución en un domo salino Pérmico en 1975 y constituida por cuatro cavernas de almacenamiento de gas con capacidad para un volumen total 1.1 MMm<sup>3</sup>.

#### 4.6.2 Almacenamiento en el Subsuelo

##### Soluciones para Eliminar el Quemado y Venteo de Gas a la Atmósfera

En Medio Oriente las características geológicas obligan a los operadores a optar por geometrías de pozos altamente desviados u horizontales y penetran formaciones carbonatadas masivas. Se utilizan grandes cantidades de ácido para tratar las zonas, dando origen a largos períodos de limpieza de pozos y a un errático flujo inicial de mezclas de ácido, emulsiones, petróleo y gas. Tradicionalmente, los pozos se hacían fluir hasta que se produjera bastante petróleo a una presión suficiente como para enviarlo directamente al oleoducto. Esto requería quemar el petróleo hasta que se alcanzaran las condiciones señaladas.

Había que cuidar que el pH del fluido fuera lo suficientemente alto como para no causar problemas de corrosión.

Un método alternativo para evitar la quema y el venteo de gas se ha puesto en marcha en Medio Oriente; consiste en llevar a la práctica un programa de tres etapas para eliminar el quemado y al mismo tiempo resolver los problemas relacionados con las pruebas de pozos (fig.4 20).

En la primera etapa, el objetivo fue bombear separadamente el petróleo hacia el oleoducto desde el principio de la prueba, en lugar de quemarlo.

Para poder inyectar petróleo al oleoducto se requirieron bombas centrífugas especiales de empackado doble que funcionaran en serie para lograr la presión necesaria para.

Aún se quemaba el gas natural y se eliminaba el agua desechada. Las emulsiones residuales de petróleo y agua siguieron siendo un problema, pues un solo separador no era suficiente para romperlas.

En la segunda etapa, era imperativo el diseño de un sistema neutralizador y rompedor para el tratamiento de la emulsión antes de que el flujo ingresase al separador principal. El gas y el petróleo remanentes se hacían fluir luego hacia el separador. Se empleo un sistema desespumante y de inyección química para reducir el contenido de petróleo en la corriente de agua de 300 ppm a menos de 80 ppm, permitiendo la eliminación segura de toda el agua residual. El petróleo producido mediante la ruptura de la emulsión se bombeó a un tanque compensador y luego hacia la tubería de producción, recuperando petróleo adicional que de lo contrario habría sido desechado.

En la tercera etapa, la meta consiste en la eliminación total del quemado mediante el uso de tecnología avanzada de bombeo multifásico.

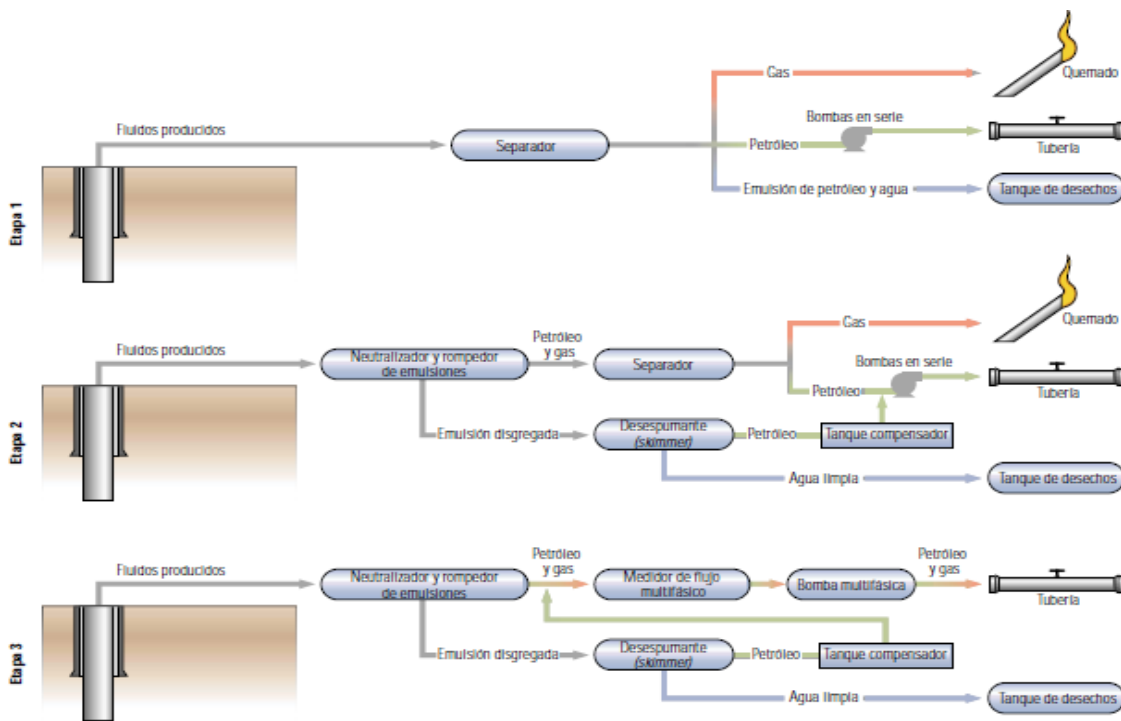


Fig.4.20 Programa de tres etapas usado en Medio Oriente para eliminar el quemado de hidrocarburos<sup>34</sup>.

Cuando la presión en boca de pozo es insuficiente para llevar el gas de regreso a la línea una vez que ha pasado a través del medidor multifásico, se puede introducir una bomba multifásica de empuje variable- que puede manejar una variedad de velocidades de flujo y presiones- de modo que tanto el gas como el petróleo se puedan inyectar en el oleoducto.

En el primer año de implementación de las etapas iniciales del proyecto, el operador pudo recuperar y vender 375 000 barriles adicionales de petróleo que de otro modo habrían sido quemados, generando un aumento de ingresos superior a los 11 millones de dólares estadounidenses.

#### 4.6.3 Pruebas Cero Emisiones

Una solución generalizada para los pozos de exploración y evaluación, donde no se dispone de un oleoducto. En estos casos, el desafío consiste en mejorar significativamente la tecnología de los quemadores. El objetivo es la eliminación de todas las emisiones, manteniendo los hidrocarburos producidos ya sea bajo superficie o en la línea de lodo, o en buques especiales de almacenamiento. Mediante el uso de avanzadas mediciones y herramientas de fondo de pozo, aún sería posible obtener muestras y datos de pruebas de alta calidad. Hay varios enfoques para el almacenamiento en el subsuelo. En particular, existen tres opciones que actualmente están siendo objeto de una intensa investigación.

La primera es la prueba en cámara cerrada (fig.4.21). Aquí, los fluidos de prueba fluyen desde la formación hacia una parte cerrada de una herramienta o sección de tubería.

Se logra un corto período de flujo mientras la cámara se llena y su contenido original se comprime. El flujo se detiene cuando la cámara alcanza el equilibrio, permitiendo el análisis del incremento de presión subsiguiente

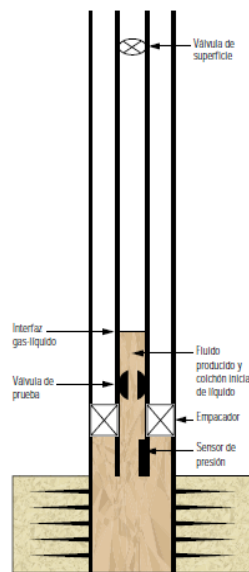


Fig.4.21 Prueba en cámara cerrada<sup>35</sup>.

Este método es aplicable para pozos de petróleo y de gas, es simple, y la corta duración de la prueba limita el tiempo de los equipos de perforación/terminación, en comparación con una prueba tradicional. Pero existen desventajas. Con sólo un pequeño volumen de flujo, debido a las limitaciones de capacidad de la sarta de pruebas o del pozo, sólo se puede evaluar un radio limitado de la vecindad del pozo. La falta de una limpieza completa tras las operaciones de disparos puede afectar potencialmente la calidad de las muestras obtenidas. Si la formación no es muy consolidada se puede producir un daño o colapso en el pozo debido a las altas velocidades del flujo entrante.

Un segundo método es la producción de una zona y la reinyección en la misma zona; conocido como prueba armónica (fig. 4.22). Aquí, el fluido se extrae de manera alternante de una sección de prueba y luego se bombea nuevamente dentro del yacimiento a una frecuencia periódica dada. La señal del yacimiento se determina punto por punto como una función de la frecuencia, mediante la variación de la misma durante las pruebas. La ventaja es que no se necesita una zona separada para la eliminación del fluido producido, pero la definición de la respuesta de presión puede requerir más tiempo que en una prueba convencional y puede no ser rentable. El procesamiento avanzado de señales puede posibilitar la reducción del tiempo necesario, pero aún así el proceso puede no ser económicamente viable.

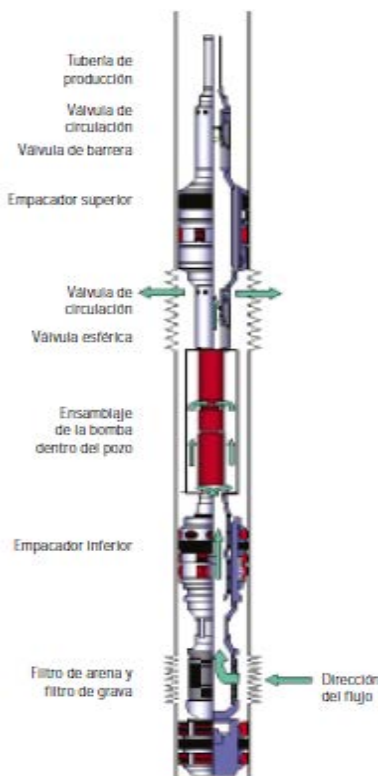


Fig.4.22 Herramienta diseñada especialmente para la producción y reinyección continuas<sup>36</sup>.

El tercer método es producir continuamente de una zona e inyectar en otra zona el fluido producido (fig. 4.23). Los fluidos del yacimiento nunca se llevan a la superficie, sino que son reinyectados utilizando una bomba de fondo de pozo. La caída de presión (período de flujo) se logra bombeando desde la zona de producción hacia la zona de desecho. El incremento de presión se logra cerrando la zona de producción y simultáneamente deteniendo la bomba de fondo de pozo. Si se puede mantener la inyectividad, este proceso continuo emula una prueba de pozo a plena escala. Se puede alcanzar un mayor radio de investigación debido al mayor volumen extraído, lo cual permitiría detectar compartimentalización e incluso límites de yacimiento. Un flujo más largo mejora la limpieza antes de la toma de muestras.

La presión y el flujo se miden en el fondo del pozo, permitiendo su análisis mediante métodos convencionales para flujo radial. Es posible tomar pequeñas muestras de calidad para el análisis de la relación presión, volumen y temperatura (PVT), y muestras más grandes de petróleo muerto en el fondo del pozo. Los inconvenientes de esta técnica en comparación con una prueba de pozo convencional incluyen una sección de herramienta algo compleja, la incapacidad de manejar cantidades significativas de gas y la dificultad para ahorrar tiempo. El factor clave es la disponibilidad de una zona de inyección adecuada que ofrezca suficiente aislamiento.

Se está investigando la posibilidad de contar con módulos montados en la cubierta de una embarcación flotante adecuada para almacenar los fluidos producidos durante las pruebas en áreas marinas. A bordo también habrían instalaciones de procesamiento de fluidos. Las áreas que se han fijado como objetivo son los grandes descubrimientos, los campos marginales y las prospecciones en aguas profundas. Se diseñarían equipos que puedan manejar una amplia gama de condiciones y duraciones de las pruebas.

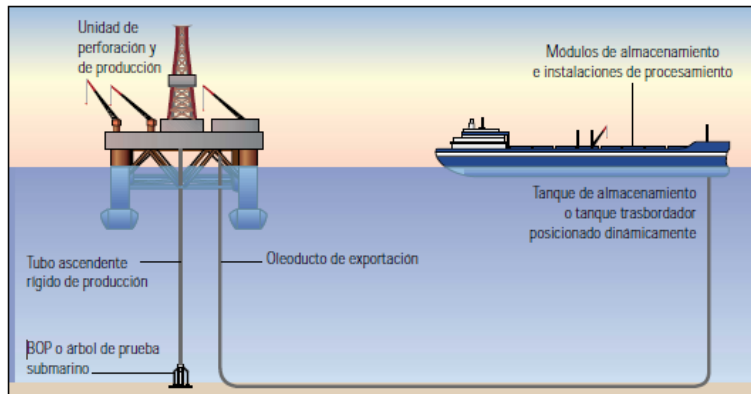


Fig.4.23 Concepto del módulo de almacenamiento en áreas marinas. Un buque para el almacenamiento y la descarga de fluidos durante las operaciones de prueba podría hacer posible la eliminación del quemado de hidrocarburos<sup>22</sup>.

El buque recibiría y almacenaría gas y líquidos, y descargaría el contenido al término de la prueba de pozo o a intervalos durante la prueba.

Este concepto podría eliminar totalmente la necesidad del quemado de hidrocarburos y generaría ingresos por la venta de fluidos producidos que de otra manera se perderían. Los procedimientos para manejar y almacenar líquidos ya han sido demostrados con éxito en extensas pruebas de pozos en campos como Marchar (de BP); se han probado tanto la factibilidad como la viabilidad financiera de este enfoque.

El manejo y el almacenamiento, sin embargo, plantean desafíos adicionales que probablemente requieran instalaciones de compresión y transferencia para crear gas natural comprimido. Esto es costoso y puede no ser económicamente viable a los precios actuales del gas.

Mientras tanto, las compañías de petróleo y gas, trabajando estrechamente con las compañías de servicios, seguirán asumiendo una actitud proactiva en el desarrollo de tecnologías y procedimientos operacionales para reducir las emisiones.

#### 4.7 Infraestructura de Producción

Las actividades petroleras relacionadas con el gas se han incrementado en gran parte del sector petrolero; y lo más importante es que han generado ingresos considerables para el estado. Por lo que el mantenimiento de suministros confiables de gas natural se ha convertido recientemente en una prioridad geopolítica en muchas partes del mundo.

Los pozos de almacenamiento de gas poseen una esperanza de vida larga; por consiguiente, el mantenimiento de la integridad del pozo y la integridad del yacimiento son aspectos cruciales del éxito de las operaciones.

La vida potencialmente larga de una instalación de almacenamiento, puede requerir prácticas de construcción de pozos que difieren de los pozos sin fines de almacenamiento. Los pozos de almacenamiento deben ser capaces de tolerar altas tasas de inyección, altas presiones de producción y ciclados frecuentes.

La reutilización de equipos de fondo de pozo y superficie existentes puede ser posible, pero es más común una combinación de pozos existentes con pozos recién perforados. No obstante, la operación de producción original puede dictaminar el posicionamiento del pozo y la localización de la instalación.

El componente más caro de una instalación de almacenamiento subterráneo de gas puede ser el gas colchón, el hecho de minimizar su volumen y conocer el yacimiento suficientemente bien para definir el rango de operación eficiente puede reducir el costo de operación eficiente para reducir el costo total de desarrollo de un proyecto de almacenamiento, además de mejorar en forma significativa la rentabilidad del proyecto.

La renovación de las instalaciones más antiguas, con equipos modernos para campos inteligentes, tiene un sentido financiero ya que incrementa el valor del activo existente.



Fig. 4.24 Red de Gasoductos en Noruega<sup>37</sup>.

Independientemente de los requerimientos de producción para cada uno de los recursos convencionales y no convencionales de gas, lo primordial es el equipo necesario para almacenar, procesar y transportar el gas asociado que se quema, que es el que nos causa más preocupación, dado que es el que podría recuperarse de forma más inmediata.

Un rasgo esencial de la producción del gas es que requiere mayor inversión en transporte. Los costos son considerables, pues implican principalmente la construcción de gasoductos en zonas donde se considere necesario o que entronque con alguna preexistente, para que los hallazgos potenciales de gas puedan ser transportados a través de la red de gasoductos.

La administración del sistema debe facilitar la eficiencia en todas las etapas de la cadena de valor del gas – exploración, desarrollo y transporte.

Las regulaciones gubernamentales, tales como la de la Unión Europea, han incidido en forma creciente en la forma en que opera la industria del almacenamiento de gas.

Por ejemplo, el gas noruego es importante para el suministro de energía en Europa, es exportado a los mayores países consumidores de Europa occidental y suministra aproximadamente entre el 25% y 30% del consumo total de gas europeo para Alemania, Reino Unido, Bélgica y Francia.

La capacidad del sistema de gasoductos del país nórdico es aproximadamente de 120 billones de m<sup>3</sup> (fig. 4.24) y cuenta con cuatro terminales receptoras en el continente: dos en Alemania, una en Bélgica y otra en Francia. También hay dos en el Reino Unido. El sistema de gasoductos noruego consiste en una red de distribución de más de 7800 km. Los convenios han sido desarrollados para dirigir los derechos y obligaciones entre Noruega y los países que reciben el gas.

La historia es parecida para los EUA, pues la industria del gas natural de ese país reconoció que la capacidad de las líneas de conducción de larga distancia no era suficiente; para suministrar gas natural a los grandes centros poblacionales durante los períodos de máxima demanda. Para equilibrar el ciclo de demanda de gas, se desarrolló una red de almacenamiento para inyectar gas en las instalaciones de almacenamiento subterráneo, cuando la demanda era baja, liberándolo durante los períodos de demanda alta. Esta regulación de la demanda se conoce como **recorte de la demanda de punta**.

La capacidad de las líneas de conducción comerciales, probablemente no sea la adecuada para suministrar cantidades suficientes de gas durante los períodos de mayor consumo- o para apartar el gas durante los períodos de baja demanda- pero las instalaciones de almacenamiento de gas pueden compensar la insuficiencia en ambos casos.

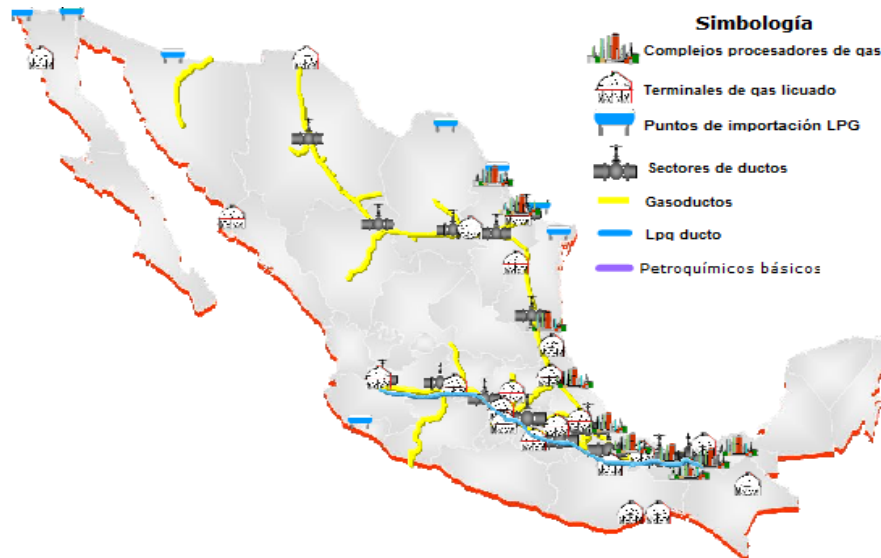


Fig.4.25 Infraestructura de PEMEX<sup>38</sup>.

En nuestro país, la infraestructura para el aprovechamiento del gas es poca (fig.4.25); si la comparamos con la magnitud del diseño de redes de gasoductos que las naciones europeas y EUA han construido para la distribución de este recurso.



Es evidente que se necesita un proyecto de integración que conecte los yacimientos productores de gas, las estaciones colectoras, las estaciones de gasoductos, los sitios de almacenamiento subterráneo de gas y las terminales de exportación de gas para alcanzar la meta principal: el máximo valor posible para los recursos petroleros, y así obtener el balance óptimo entre ambas producciones -gas y aceite.

Pemex Gas cuenta con diez complejos procesadores de gas (fig.4.26). De ellos, ocho están ubicados en la región sur-sureste del país (Chiapas, Tabasco y Veracruz) y dos en la región noreste (Tamaulipas). En dichos complejos existe un total de 71 plantas de distintos tipos, que tienen la capacidad instalada siguiente:

Endulzamiento de gas	4,503 MMpcd
Recuperación de líquidos	5,792 MMpcd
Recuperación de azufre	219 MMpcd (3,256 td)
Endulzamiento de condensados	144 Mbd
Fraccionamiento	587 Mbd
Eliminación de nitrógeno	630 MMpcd

Es conveniente mencionar, que el gas natural que Pemex Gas comercializa, está conformado por el generado en sus Complejos Procesadores de Gas, así como del gas seco de campos, que por sus características, no requiere de proceso y se inyecta directamente al Sistema Nacional de Gasoductos.



Fig.4.26 Planta procesadora e infraestructura perteneciente a PEMEX Gas<sup>39</sup>

Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex son los complejos más grandes. En ellos se lleva a cabo la mayoría (92%) del endulzamiento de gas amargo; 69% del procesamiento del gas dulce (recuperación de líquidos) y (96%) de la recuperación de azufre.

El proceso de absorción, con capacidad instalada de 350 mmpcd, se realiza en el complejo de Reynosa.

En el complejo Ciudad Pemex, el tren No. 1 de la Unidad de Eliminación de Nitrógeno entró en operación el 29 de marzo del 2008<sup>40</sup>.

En los próximos años se espera un incremento significativo en la disponibilidad de gas húmedo en la región norte del país. Por ello, Pemex Gas deberá contar con la infraestructura operativa y comercial necesaria para asegurar la generación de valor en este nuevo entorno.

En particular, ante el crecimiento esperado de la oferta de gas de la Cuenca de Burgos y el posible desarrollo del proyecto de Chicontepec, se deberán realizar los proyectos necesarios para ampliar la infraestructura de endulzamiento, recuperación y fraccionamiento de líquidos.

En lo que se refiere a los productos que comercializa la empresa, el crecimiento esperado de la demanda incrementará los requerimientos de transporte por ducto. En consecuencia, deberán realizarse proyectos que amplíen la capacidad y flexibilidad del sistema nacional, así como estrategias de comercialización en beneficio de los consumidores finales. Es aquí donde se nota la imperante necesidad de los llamados *corredores industriales*, que no son más que conjuntos de parques y ciudades industriales localizado a lo largo de vías de comunicación, pueden ser carreteras federales, estatales y/o vías de ferrocarril; que se establecen, por lo general, entre dos o más municipios, e incluso entre dos estados de la República y comprende zonas urbanas y rurales.

Y considerando el caso de un magnate de reservas probadas de gas como Rusia, que es poseedor de extensas líneas de conducción que llegan a Europa; y aún así tiene previsto construir líneas de conducción que se extiendan a china y otros países para ampliar su territorio mercantil.

Es más que obvio que el mercado del gas es una buena opción para invertir, si queremos aprovechar nuestros recursos gasíferos debemos preparar la infraestructura correspondiente.

A medida que crezca la demanda de gas natural, se desarrollarán nuevos métodos para su transporte, almacenamiento y suministro. Dado que el abastecimiento generalmente se encuentra muy lejos de la mayoría de los usuarios, las instalaciones de almacenamiento de gas constituyen un componente esencial para la provisión de una fuente de gas natural segura y estable, destinada al consumo industrial y doméstico.

Actualmente los equipos de perforación no solo están enfocados en los proyectos de aguas profundas; sino en la revisión de áreas en aguas más someras de la plataforma continental del Golfo de México, perforando allí a mucha mayor profundidad.

La sección de agua somera del Golfo de México, de menos de 300 m de profundidad, está salpicada de pozos y según el Servicio de Administración de Minerales del Departamento del Interior de EUA, puede haber unos 300 millones de m<sup>3</sup> de gas natural a profundidades mucho mayores, en la misma área, con la ventaja para las compañías que trabajan en el área; de que la infraestructura construida para descubrimientos en aguas someras a lo largo de los años sigue estando en su sitio. Los nuevos pozos profundos también pueden utilizar estas instalaciones, manteniendo bajos los costos.

Aunque las dificultades físicas que se suscitan cuando se encuentra gas en aguas profundas, son las mismas que surgen para hallar petróleo en aguas profundas, el desarrollo del campo de gas en el mercado a un precio razonable plantea problemas especiales; por que el gas natural se comercializa en el nivel regional o incluso local, y los precios varían sustancialmente según el lugar.

Los factores que limitan las posibilidades son:

- ❖ En primer lugar, la comercialización del GNL está dominada por contratos a largo plazo, lo que implica que la mayor parte del GNL es recomendado y no puede ser simplemente evitado en respuesta a los precios; a menos que los contratos se reestructuren sustancialmente.
- ❖ En segundo lugar, la determinación de precios no es transparente; sobre todo debido a la índole contractual del negocio.
- ❖ El tercer y principal factor; se requeriría realizar una gran inversión en infraestructura para que el comercio interregional fuese factible; habría que construir plantas de licuefacción para convertir el gas en líquido de baja temperatura y se necesitarían equipos de regasificación en los puertos de ingreso para transformar el GNL nuevamente en gas.

El gas natural puede ser abundante, no obstante más de un tercio de las reservas globales se clasifican como no desarrolladas<sup>9</sup>, lo anterior no es un obstáculo insalvable; pues actualmente las compañías con reservas no desarrolladas investigan formas de llevar el gas al mercado.

Para lo cual cuentan con dos opciones: montar instalaciones de GNL en una barcaza o utilizar unidades flotantes de GTL.

Una alternativa es convertir el gas no en GNL, sino directamente en productos líquidos de primera calidad mediante la tecnología GTL a bordo de una embarcación. Estos productos contarían con mercados locales y regionales disponibles.

Se está desarrollando una tecnología de conversión de gas a líquidos para convertir el gas natural en combustibles líquidos ultralimpios; este proceso llamado GTL (fig. 4.27) utiliza una versión moderna del proceso Fisher-Tropsch, desarrollado en la década de 1920 y que consta de tres pasos:

- 1.-Por oxidación parcial del material portador de carbono, conversión del gas natural en gas de síntesis, una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono.
- 2.-Producción de petróleo sintético a partir del gas de síntesis en un reactor Fisher-Tropsch.
- 3.-Mejoramiento del petróleo sintético para producir un producto final, tal como combustible diesel o gasolina con bajo contenido de azufre.

<sup>9</sup> Reservas no desarrolladas son aquellas que han sido descubiertas pero no desarrolladas por que se encuentran demasiado distantes o son demasiado pequeñas para justificar su explotación.

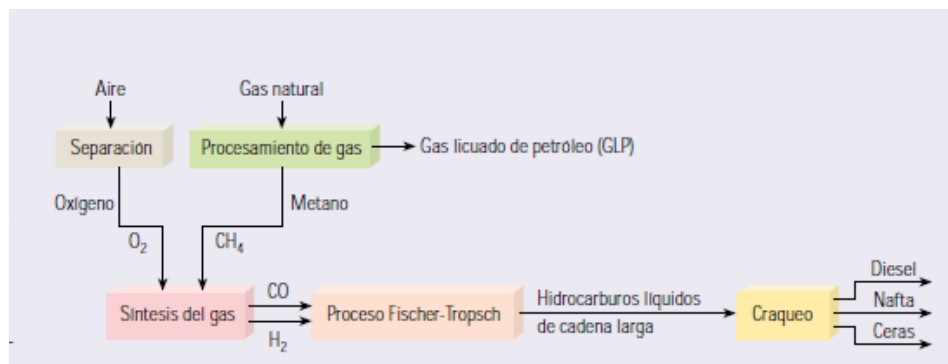


Fig.4.27 Química de la conversión de gas a líquidos<sup>41</sup>.

La alta pureza y el bajo contenido de azufre de los combustibles sintéticos GTL sobrepasa los rigurosos requisitos para los estándares de azufre del futuro. Los productos de la conversión de gas a líquidos pueden ser mezclados con destilados del crudo de mayor contenido de azufre, para producir combustibles que cumplan con las especificaciones ambientales actuales y futuras, además de la facilidad de producción y transporte del gas asociado que normalmente se quema<sup>42</sup>.

Actualmente las únicas dos plantas comerciales de GTL son la planta de Shell en Bintulu, Malasia, y la de PetroSA en Sudáfrica, con una capacidad combinada de 6760 m<sup>3</sup> /d [42,500 barriles/día] provenientes de fuentes de gas convencionales.

Algunas estimaciones sugieren que dentro de pocos años podría haber como mínimo 14 plantas en 10 países totalizando una capacidad de casi 111,300 m<sup>3</sup>/d [700 000 b/d].

Esta producción de hidrocarburos podría utilizarse directamente en vehículos o mezclarse con otros combustibles, pues cuando los combustibles convertidos por GTL se utilizan en motores convencionales sólo producen una fracción de las emisiones generadas por la gasolina común o los combustibles diesel.

Como el gas es difícil de transportar, casi el 80 % de la demanda actual de gas es satisfecha por suministros provenientes de pozos que se hallan dentro del propio país del consumidor final; empero si la demanda continúa creciendo con rapidez, esa situación cambiará; el gas deberá ser transportado a lo largo de mayores distancias y a través de las fronteras. Para el año 2030, según estimaciones, menos de la mitad de la demanda será satisfecha por suministros locales<sup>43</sup>.

Cada vez son más los países que pasan a ser productores importantes de GNL, incluyendo Egipto y Noruega, y es posible que se presenten nuevos proyectos de suministro de GNL en Angola, Irán y Venezuela. La diversificación de los suministros aumentará el atractivo del gas natural para los clientes. Se sentirán más seguros por que no dependerán de un solo proveedor.

Para que la comercialización del GNL constituya un mercado global viable, hay que desarrollar costosas cadenas de suministro, que insumen mucho tiempo y dinero.

#### 4.8 Infraestructura Doméstica e Industrial para su Aprovechamiento

La demanda del gas natural aumentó durante los primeros años del siglo XX, pero su empleo siguió siendo básicamente local hasta poco después de la Segunda Guerra Mundial. La tecnología de ingeniería desarrollada en esos momentos se utilizó para construir gasoductos de larga distancia, seguros y confiables, para el transporte del gas natural.

El consumo del gas para la energía tuvo su auge durante los últimos 25 años con la introducción de las turbinas de gas eficientes y el reconocimiento de los beneficios ambientales inherentes asociados al gas natural. Hoy, la generación de energía eléctrica representa más de la mitad del incremento experimentado en la demanda de gas.

La Administración de Información Energética de los EUA ha estimado que el consumo mundial de gas aumentará en un 70 % entre 2002 y 2025.

El gas natural es el combustible fósil de más baja contaminación. Los niveles potenciales de emisión de azufre, nitrógeno y sustancias en partículas, provenientes del gas natural, son varios órdenes de magnitud inferiores a los del petróleo o del carbón. Pese a que las refinerías y las centrales de energía pueden remover por completo gran parte de las emisiones provenientes del petróleo o del carbón, dicha remoción les insume una importante cantidad de energía y de capital. Las emisiones de dióxido de carbono producidas por la combustión del gas natural son un 40% inferior a las del petróleo y un 80% menor que las del carbón, según sea el contenido de energía.

En reconocimiento a sus características favorables en términos de emisiones, el gas natural se conoce como el combustible del futuro y en estos momentos su utilización como fuente de energía es equivalente a la del carbón. Esta posición debe ser sopesada con la disparidad que existe entre los lugares en que se halla el gas natural y dónde se lo consume.

En materia de recursos, entre el 60 y 70 % de las reservas de gas natural de todo el mundo se halla en seis países y más de la mitad de dichas reservas está ubicada en Irán y Rusia. Entre las zonas consumidoras, EUA y la Unión Europea representan casi el 50% del consumo del gas. Además del desajuste existente entre las localizaciones de reservas y de consumo, se considera que alrededor del 60% de las reservas son reservas descubiertas no desarrolladas. Las reservas de gas natural descubiertas pero no desarrolladas carecen de demanda local y el transporte por gasoductos resulta antieconómico.

Las localizaciones en las que el gas descubierto pero no desarrollado no puede ser transportado por gasoductos ofrecen escasas alternativas. Una opción está dada por la tecnología de conversión de gas a líquidos (GTL) en la que el gas natural es convertido hidrocarburos líquidos de alta calidad mediante la reacción de Fischer-Tropsch.

La química básica para este proceso fue desarrollada en Alemania a comienzos del siglo XX ha sido el tema central de una importante tarea de investigación orientada a mejorar los catalizadores y los reactores utilizados.

Si bien existen varias instalaciones GTL en funcionamiento, la tecnología es compleja, las plantas son costosas y los volúmenes de gas descubierto pero no desarrollado, utilizado como insumo, deben ser suficientemente grandes para justificar la erogación del capital.

El transporte marítimo en forma de gas natural comprimido (GNC) constituye otra opción. El GNC representa una solución para conectar reservas de gas pequeñas con mercados pequeños a lo largo de distancias intermedias. Si bien la tecnología GTL y el GNC van a satisfacer las necesidades en algunos mercados, hoy en día el GNL representa la solución más práctica para transportar volúmenes de gas grandes a través de distancias transoceánicas largas.

La razón para licuar el gas natural es simple. A presión atmosférica, a medida que se refrigera el gas natural para producir GNL, su volumen disminuye en un factor de alrededor de 600. Esta reducción de volumen hace que la licuación y el transporte del gas proveniente de grandes campos descubiertos pero no desarrollados, para entregarlo a consumidores lejanos resulten atractivos desde el punto de vista económico.

La característica que distingue al GNL de la mayoría de los otros líquidos de los campos petroleros, es el hecho de que sea frío- cerca de  $-160^{\circ}\text{C}$  en su punto de ebullición y a presión atmosférica. Esta forma líquida del gas natural es bombeada a transportadores marinos diseñados especialmente para el transporte hasta terminales que suelen hallarse a miles de kilómetros de distancia. La cadena de plantas de licuación y terminales de importación de diferentes partes del globo vinculadas por transporte marítimo recibe el nombre de cadena de valor del GNL<sup>44</sup>.

Los costos relacionados con cada parte de la cadena de valor son altos y, en el pasado, los proyectos de GNL sólo se relacionaban con contratos a largo plazo. El incremento de los precios energéticos está modificando el mercado del GNL. El surgimiento de mercaderías de contado y el movimiento de cargas a terminales de importación remotas, en vez de más cercanas, indican que el GNL se ha transformado en un producto básico global.

Grandes mentes de las ciencias exactas tales como Michael Faraday, Karl von Linde y David Boyle intervinieron con sus trabajos e investigaciones para lograr el proceso de licuación. En la última parte del siglo, Linde desarrolló un proceso para elaborar cantidades comerciales de oxígeno y nitrógeno líquidos.

El trabajo de estos primeros pioneros en la licuación del gas suscitó el interés en licuar el gas natural como método para almacenarlo en forma compacta. La primera instalación de GNL fue construida en 1912 en Virginia Oeste, EUA, y la primera planta comercial se erigió en Cleveland, Ohio, EUA, en el año de 1941. Las primeras plantas de GNL, tales como las de Cleveland, fueron utilizadas como plantas de neutralización de picos de consumo. Las compañías de servicios públicos utilizan plantas de neutralización de picos<sup>10</sup> de consumo para complementar el suministro de gas natural durante los períodos de gran demanda.

Las plantas de licuación construidas para procesar el gas proveniente de las reservas de gas natural descubiertas pero no desarrolladas se denominan plantas de carga base y actualmente constituyen el grueso de la capacidad de GNL.

<sup>10</sup> Las plantas de neutralización de picos de consumo de GNL combinan tres elementos: licuación, almacenamiento y regasificación.

El retroceso actual de los precios altos, la oferta restringida y el deseo de contar con combustibles limpios han incentivado el crecimiento de la capacidad de licuación del GNL.

A pesar de su costo y complejidad, las plantas de licuación no son más que grandes refrigeradores, y la refrigeración constituye la esencia del proceso de licuación del GNL. Se necesita eliminar suficiente calor del gas natural para llevarlo de condiciones ambiente a una temperatura de alrededor de  $-160^{\circ}\text{C}$ .

Las plantas de licuación de GNL son instalaciones de procesamiento amplias y complejas. Estas plantas incluyen tres áreas separadas; limpieza del gas de alimentación, licuación y almacenamiento y carga en embarcaciones. Debido a las temperaturas extremadamente bajas propias de la producción del GNL, el gas de gasoductos típicos debe someterse a un proceso extensivo de limpieza antes de la licuación. La eliminación de impurezas en una planta de GNL se realiza con el propósito de abordar tres problemas potenciales.

Primero: los contaminantes, como el agua y el dióxido de carbono, son eliminados con métodos agresivos para evitar el congelamiento durante la licuación, ya que dicho congelamiento podría provocar el taponamiento de líneas y otros equipos. En segundo lugar, el nitrógeno puede constituir una causa potencial de la estratificación en los tanques de GNL, y habitualmente su concentración se reduce a menos de 1% mol. Por último, el mercurio es eliminado hasta alcanzar un nivel inferior a  $0.01 \text{ Mg/m}^3$ . Los niveles de mercurio más elevados corroen el aluminio de los intercambiadores de calor de la licuefacción y finalmente causan su falla.

Las claves para la eficiencia de estas plantas residen en tres áreas: refrigerantes, compresores e intercambiadores de calor.

La clave final para la licuación eficiente del gas natural es la transferencia de calor efectiva. El empleo de equipos especializados de transferencia de calor asegura que la diferencia de temperatura entre el refrigerante y el gas natural que se está refrigerando se reduzca al mínimo.

La mayoría de los equipos de transferencia de calor utilizados en las plantas de licuación de GNL actuales ha surgido como resultado de otros esfuerzos realizados en el sector de la industria criogénica.

Es habitual que las plantas de GNL tengan líneas de procesamiento múltiples, o trenes para licuar el gas natural. Esto permite la expansión planificada de la planta. La producción proveniente de trenes simples o múltiples se envía a los tanques de almacenamiento aislados ubicados en las cercanías, donde el GNL permanece hasta que llega una embarcación para su carga y transporte a las terminales remotas.

#### **4.8.1 Transporte del Gas Natural en el Mar**

A medida que la utilización del gas natural dejó de ser local para convertirse en regional, sus aplicaciones se expandieron y se transformó de combustible doméstico en insumo petroquímico para la generación de energía eléctrica, de ahí que el transporte sea un aspecto crucial del mercado del gas.

Los transportes se han extendido en términos de cantidad, sofisticación; y tamaño. La cantidad de embarcaciones nuevas para el transporte de GNL ha aumentado rápidamente. En 1990, la flota mundial estaba integrada por 70 unidades, en tanto que la actual cuenta con 266 transportadores, de los que 126 son contratados.

Las embarcaciones de transporte de GNL requieren un período inicial de alrededor de cuatro años para su construcción e implican una alta erogación de capital; aproximadamente el doble del que cuesta construir una embarcación transportadora de crudo.

El diseño de las embarcaciones para transporte de GNL es guiado por diversos criterios determinados por las características físicas del GNL en sí.

En primer lugar, la baja densidad del GNL impone una embarcación grande, de casco doble, con lastre, poco calado y cubierta de francobordo alta. El casco doble sirve como característica de seguridad y brinda espacio para el lastre de agua.

En segundo lugar, la temperatura sumamente baja del GNL exige la utilización de aleaciones especiales para la construcción de los tanques. Según el tipo de tanque, es posible emplear aluminio, acero inoxidable y aleaciones de níquel-acero. Además, el alto grado de ciclado térmico existente en los tanques de almacenamiento a bordo requiere que se tenga un cuidado especial a diseñar la estructura de soporte.

Por último, se requiere de un buen aislamiento térmico, ya que el acero al carbono habitualmente utilizado en el caso es vulnerable a las temperaturas extremadamente bajas del GNL. En algunos diseños de tanques, el aislamiento debe ser capaz de soportar el peso del cargamento.

A medida que la industria se concentra en las emisiones y en los altos precios de la energía surgen nuevos conceptos en materia de sistemas de propulsión de embarcaciones.

Por tradición las embarcaciones para el transporte de GNL han utilizado sistemas de propulsión por turbinas de vapor que permiten una fácil disposición final del gas vaporizado del cargamento.

La industria ha comenzado a adoptar los motores Diesel para dos carburantes, cuya eficiencia oscila entre un 38 y 40% en comparación con las turbinas de vapor cuya eficiencia es del 28%. También se están considerando los sistemas de re-licuación a bordo, con turbina de gas y turbina de vapor combinadas y con re-inyección de gas vaporizado.

Todos estos conceptos nuevos en materia de propulsión, contención de cargamento y diseño de embarcaciones son impulsados por los altos costos de suministro y los elevados precios de la energía, así como por el deseo de reducir el nivel de emisiones.

Si bien el GNL constituye una forma eficiente de llevar al mercado el gas descubierto pero no desarrollado, existen combinaciones de dimensión de mercado, distancia de transporte marítimo y volumen de reservas en las que ni el GNL ni los gasoductos resultan económicos. Para estos mercados el gas natural comprimido (GNC) puede constituir una solución alternativa. La tecnología del GNC reduce el volumen del gas natural pero pone coto a la licuación; lo que disminuye sustancialmente los costos.



El último eslabón de la cadena de suministro de GNL es la terminal de importación (fig. 4.28). Estas terminales descargan el GNL desde la embarcación marítima y lo almacenan en tanques aislados hasta que está preparado para ser sometido al proceso de regasificación en el sistema de transmisión local.

Existen 60 terminales de importación de GNL en todo el mundo y otras 22 se hallan en etapa de construcción.

Los peligros para la seguridad son causados por las propiedades físicas del GNL en sí y del gas resultante, cuando se evapora. Estos peligros son las temperaturas criogénicas, y las características y la combustibilidad de la dispersión del gas. La necesidad de llevar el gas natural remoto a los mercados locales asegura que esta tecnología continuará desempeñando un rol significativo en el ámbito energético.

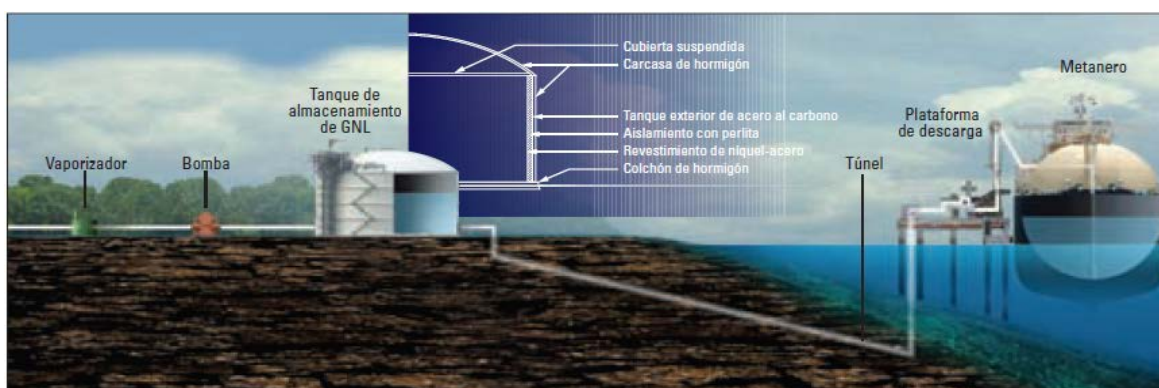


Fig. 4.28 Componentes de una terminal de importación. Con tanque de contención completa<sup>45</sup>.

La viabilidad económica del método de transporte de GNL depende del gas natural entrante de baja cotización, la instalación y la operación eficaz desde el punto de vista de los costos de la infraestructura de licuefacción y condensación, la accesibilidad a flotas de embarcaciones de transporte especiales, y el gas de alta cotización colocado en el mercado final.

Para reducir el quemado del gas asociado sin poner en peligro la producción de petróleo, se requieren soluciones para el transporte de gas desde localizaciones remotas y usualmente marinas. Es aquí donde la conversión de gas a líquidos promete marcar una gran diferencia, una vez que la industria pueda construir plantas de conversión suficientemente pequeñas para ser instaladas en plataformas flotantes o en embarcaciones.

Para una mayor difusión de la conversión de gas a líquidos, es preciso superar ciertos desafíos tecnológicos, tales como dimensión, costo y eficiencia de las plantas GTL. Las plantas de conversión de gas a líquidos actualmente en operación son instalaciones colosales que cubren grandes extensiones y requieren un volumen de reservas de gas de entrada de aproximadamente 37,200 millones de m<sup>3</sup>, de bajo costo, durante el curso de 20 años de operación para seguir siendo atractivas desde el punto de vista económico.

## 4.9 Aprovechamiento del Gas<sup>46</sup>

El desafío de suministrar energía a nivel global consiste en hacerlo de forma que no se aumente el nivel de emisiones de gases invernadero y mejor aún, encontrar la manera de disminuir las cantidades destinadas a la quema y el venteo. Un motivo para el aprovechamiento del gas es que las proyecciones de la demanda mundial de energía proveniente de los hidrocarburos se duplicarán en los próximos 50 años. La limpieza del gas lo convierte en una opción muy atractiva para los interesados en reducir al nivel mínimo posible, el impacto ambiental de la utilización de energía.

Actualmente Estados Unidos, Canadá y Europa consumen aproximadamente la mitad de la energía mundial, mientras la región del Pacífico Asiático utiliza una cuarta parte de la misma.

Según un estudio de British Petroleum, existen unos 156 trillones de m<sup>3</sup> de reservas comprobadas de gas, de los cuales Rusia posee un 31 %, Medio Oriente 36 % y la región del Pacífico Asiático 8 %. En un mundo donde la industrialización es el futuro que persiguen muchas naciones se encuentra implícito el uso intensivo de la energía.

Existen tres áreas de estudio en las que podrían enfocarse las compañías dedicadas al usufructo de estos recursos:

- a) Reducción de la quema del gas
- b) Conservación del gas
- c) Cero Quema

### 4.9.1 Reducción de la quema del Gas

Esta sección plantea la posibilidad de poner en práctica algunas ideas que pueden implementarse casi de inmediato, o en su caso hacer pequeñas modificaciones para reducir potencialmente las emisiones de gases contaminantes.

#### Condiciones del quemador

En algunos de los quemadores estudiados se ha detectado que queman una cantidad excesiva de gas debido al tipo de quemador, lo que tiene solución al reparar o en su defecto reemplazar las piezas correspondientes, haciendo las modificaciones se estima que puede salvarse un volumen que oscila entre 0.1 – 0.5 MMSCFD.

#### Substituir purgas HC por nitrógeno

Una práctica común para limpiar las líneas que conducen los hidrocarburos es la llamada purga; en la que se introduce un bache de gas a presión para limpiar la tubería, en el proceso se desperdicia una cantidad substancial de gas hidrocarburo que puede utilizarse de otra forma y ser reemplazado por una alternativa más limpia: el nitrógeno, que si está disponible puede salvar una cantidad estimada entre 0,05 y 0,03 MMPCD.

### **Substituir gas dulce HC por nitrógeno en gas de limpieza y tapones de gas**

Los procesos de limpieza de pozos incluyen los tapones de gas que se utilizan para desahogar a la línea productora de obstáculos al flujo y mantener un gasto adecuado, usualmente se utiliza gas hidrocarburo dulce<sup>11</sup> aunque lo recomendable sería substituir los tapones de hidrocarburos por tapones de nitrógeno ahorrando 0.2 MMPCD.

### **Reducir la producción de gas y aceite**

La reducción de la cantidad de gas quemado se relaciona directamente con imponer un límite a la producción de gas, que está vinculada con la producción de petróleo. En muchos campos petroleros con gas asociado, los límites estrictos sobre la producción de gas se traduce en límites sobre la producción del petróleo. Una forma de prevenir los cierres planeados o sin planear, es cerrando los pozos con alta RGA, aunque si no fuese suficiente podría recurrirse entonces a la disminución de la producción para lograr una menor cantidad de gas asociado que de lo contrario terminará siendo venteado o quemado.

### **Máxima capacidad de diseño**

La capacidad de diseño del equipo utilizado es de suma importancia ya que incide directamente en el manejo de la producción y su transporte eficaz de forma segura, además de contribuir a la seguridad del personal a cargo de realizar el trabajo diario con tales equipos. Usar equipos con una capacidad menor a la necesaria podría acarrear serios problemas de producción, y pérdidas del volumen de crudo recuperable debido a la incapacidad del equipo utilizado para responder al trabajo diario al que será sometido.

Cada una de las partes involucradas en el manejo de la producción, desde la extracción hasta el transporte debe corresponder a las necesidades específicas del campo de ahí que el diseño se torne tan importante<sup>47</sup>.

### **Tanques de almacenamiento con sistemas de recuperación de gas mediante succión de flujo**

El almacenamiento continúa siendo una de las etapas particularmente indispensable en el transporte y manejo de hidrocarburos, existe una gran variedad de tanques de almacenamiento; dependiendo del tipo de hidrocarburos que se quiera almacenar en ellos y las condiciones a las cuales deberá operar una vez puesto en funcionamiento.

Algunos tanques de almacenamiento son arreglados con cierto tipo de techos que requieren de un conjunto de presiones hasta cierto punto, refiriéndonos a los techos fijos y flotantes, siendo estos últimos los que cuentan con mayor aceptación por que en ellos es posible controlar el espacio disponible a los vapores, el tanque está conectado con el quemador, aquí se recomienda que sea instalado un sistema de recuperación del gas mediante succión, instalando este sistema en los techos arreglados de los tanques de almacenamiento, con esta medida podría recuperarse entre 0.5-0.8 MMSCF, dependiendo del tamaño de los tanques<sup>48</sup>.

<sup>11</sup> Es decir gas natural con un contenido mínimo de gases contaminantes como el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.

### **Sistema de reciclaje de gas inerte**

El uso de gases inertes es altamente recomendado para inyectarse en yacimientos de hidrocarburos pesados, con el objetivo de facilitar la extracción de las fracciones pesadas del gas y lograr que el gas al final del proceso pueda comprimirse nuevamente y así recuperar el condensado que de otro modo sería quemado.

Las propiedades de gases como el  $N_2$  y el  $CO_2$  son las razones primordiales por las cuales se les usa en tratamientos de estimulación. Una de las principales es su baja densidad, la cual tiende a reducir el gradiente hidrostático del fluido tratado, lo que a su vez reduce la cantidad de energía necesaria para producir el fluido en superficie. Otra característica útil es la capacidad para almacenar energía durante la compresión. Esta energía está disponible para ayudar al retorno del fluido tratado de la formación y el pozo durante el flujo de retorno después del tratamiento<sup>49</sup>.

La cantidad que se estima podría recuperarse está en los 3 MMSCF.

### **Modificar y substituir quemadores piloto**

Algunos pilotos de bengala no son seguros, para salvar el gas de la quema es recomendable reparar o reemplazarlos por otros más seguros. Con tal cambio se salvaría una cantidad oscilante entre los 0.1-0.5 MMSCF.

### **Comprimir e inyectar exceso de gas a las líneas**

Cuando la presión del depósito se reduce con el tiempo, el gas y condensado de producción se reduce en consecuencia. Para mantener una producción tan alta como sea posible y para producir suficientes cantidades de hidrocarburos de la reserva, será necesario para proporcionar el flujo y la energía a través de la compresión.

La compresión submarina se posiciona ventajosamente para las instalaciones costa afuera; pues las estaciones de compresión que más se acercan al embalse, tienen un mayor efecto potencia eficaz. La compresión submarina incluye una fuente de alimentación y la estación de compresión. Además, el gas no se levanta a la superficie, resultando en ahorro de energía en comparación con un compresor en la superficie.

En algunos campos remotos cierta cantidad del gas producido es separado para generar energía y el exceso de gas se quema. Los estudios muestran que con un pequeño compresor puede reinyectarse el excedente de gas a las líneas de aceite, donde al final puede separarse el gas en una terminal, salvando un volumen de 3 MMSCF<sup>50</sup>.

### **Plantas con sistema de recuperación de gas**

En la mayoría de las plantas las válvulas dejan escapar pequeñas cantidades de gas destinado a la quema, por lo cual con base en estudios previos se recomienda la instalación de un sistema de recuperación de gas antes del quemador, recomprimiendo todo el excedente de gas LP y devolviéndolo a la red (fig. 4.10).

Así como también se hace referencia a una estrategia que es la instalación de Unidades de Recuperación de Vapor (VRU) en tanques de almacenamiento o medidores de crudo, ya que los vapores que se desprenden del crudo en los tanques de almacenamiento normalmente se ventean a la atmósfera.

Las VRU recuperan dichos vapores para utilizarse como combustible o para incorporarlos al gas de venta (fig. 4.29). Estos tanques se usan para mantener el petróleo por cortos períodos de tiempo a fin de estabilizar el flujo entre los pozos y los gasoductos o instalaciones de transporte por carrotanque.

Durante el almacenamiento, se produce evaporación de los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo, entre ellos metano y otros compuestos orgánicos volátiles (VOC), el gas natural licuado, contaminantes del aire peligrosos (HAP) y algunos gases inertes, quedando retenidos en el espacio entre el líquido y el techo fijo del tanque. A medida que fluctúa el nivel de líquido en el tanque, estos vapores a menudo son liberados a la atmósfera.

Una manera de evitar las emisiones de estos gases y obtener un ahorro económico importante es instalar unidades de recuperación de vapores (VRU, siglas en inglés) en los tanques de almacenamiento de petróleo. Las unidades de recuperación de vapores son sistemas relativamente simples que pueden capturar aproximadamente 95 por ciento de los vapores con elevado poder calorífico (Btu) para venta o uso in situ como combustible<sup>51</sup>.

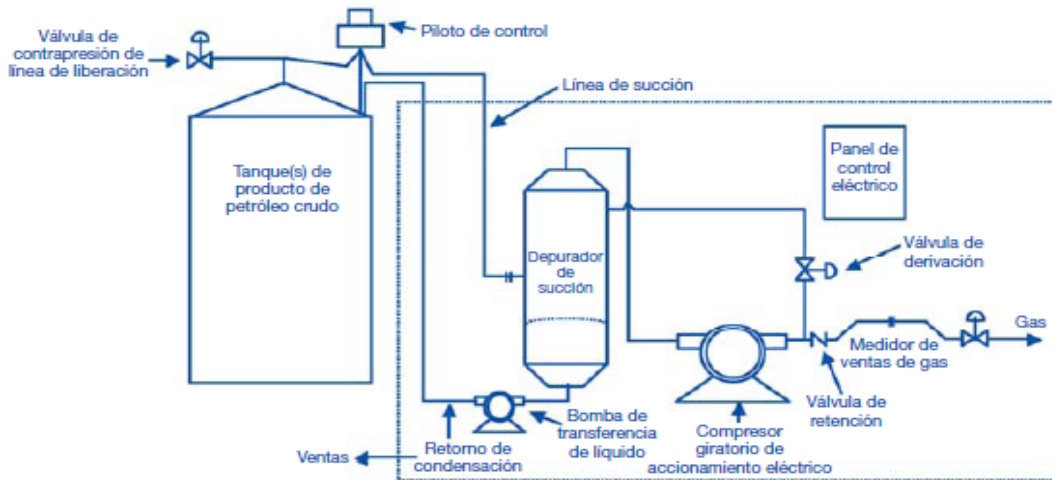


Figura 4.29 Sistema de recuperación de vapores en un tanque de producto estándar<sup>52</sup>.

### Reinyección de gas al yacimiento

En la actualidad la reinyección del gas producido al yacimiento nuevamente se ha establecido como un método de preservación del gas y recuperación de aceite de forma simultánea, manteniendo la presión del yacimiento, lo innovador es reinyectar gas con un porcentaje de 72% de H<sub>2</sub>S, lo anterior es un reto al yacimiento y a la ingeniería aunque de resultar podría salvarse un volumen de 10 MMSCF.

### Cambiar condiciones de operación de la planta

Con el fin de prevenir la quema, algunas compañías han optado por elevar la presión de separación a expensas de ciertas pérdidas en la producción con un volumen aproximado de gas salvado de 1.0 MMSCF.

### Introducción del medidor de flujo multifásico

Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad<sup>53</sup>. En la industria petrolera la medición de la producción se traduce en un mejor control de la misma, la capacidad de medir el fluido multifásico en tiempo real aumenta la eficiencia operacional con el consiguiente ahorro de tiempo y dinero.

Entre los medidores mayormente empleados podemos encontrar los de tipo diferencial, y medidores que funcionan con diferentes principios como los medidores de desplazamiento positivo, turbomedidores y los computadores de aceite y contenido de agua. Para medición de gas existen los medidores de flujo ultrasónicos (el cual se describirá más ampliamente en la sección 4.9.2 del presente trabajo) y los medidores tipo coriolis.

Actualmente es posible asignar la producción sin la separación convencional de fases y superar las restricciones de procesamiento, que suelen darse en las instalaciones superficiales. La cuantificación exacta del flujo de cada una de las fases de fluidos de una corriente de producción permite a los operadores tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos. Con un medidor de flujo multifásico los ingenieros están más capacitados para identificar, comprender y remediar mejor los problemas asociados con el flujo múltiple, optimizar las operaciones de levantamiento artificial y construir mejores modelos dinámicos de los yacimientos.

A diferencia de los medidores convencionales los medidores de flujo multifásico miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin separar físicamente la corriente de flujo en fases de fluidos individuales, es decir reciben los fluidos trifásicos directamente de una línea de flujo, realizan las mediciones e inmediatamente devuelven los fluidos a la línea de flujo con la ventaja de presentar los resultados de las mediciones en pocos minutos, además de tener una caída de presión significativamente menor a la que se da en los medidores convencionales. A lo anterior hay que sumar el hecho de que las condiciones a las que se realiza el muestreo son muy similares a las reales, el equipo ocupa poco espacio algo muy conveniente en instalaciones marinas.

Y lo en lo concerniente a las implicaciones ambientales es muy recomendable su uso debido a que se evita el almacenamiento de volúmenes sustanciales de hidrocarburos en condiciones potencialmente inestables de los separadores de prueba y no existen problemas de disposición de fluidos asociados a este tipo de medidores<sup>54</sup>.

Los medidores de flujo multifásico ya han sido probados por varias compañías con resultados satisfactorios al reemplazar a los convencionales probadores de separadores y previniendo quemaduras durante pruebas con el pozo fluyendo. Dependiendo del gasto de producción el volumen de gas recuperado está entre 0.5-2 MMSCF

#### **Introducción de bombas multifásicas**

El objetivo del bombeo multifásico consiste en bombear fluidos inestables, mezclas de hidrocarburos y sedimentos provenientes de los pozos, sin que hayan sido separados por un oleoducto hacia un centro principal de separación y tratamiento de fluidos. Con esta tecnología se puede recoger la producción proveniente de pozos que fluyen libremente, pozos que son producidos levantamiento artificial o bien por estimulación del yacimiento mediante inyección de vapor y/o gas<sup>55</sup>.

Existe un límite en la presión de operación al cual pueden operar los separadores, sin embargo si se instala una bomba multifásica para tres fases, el flujo puede producirse sin tener que separar el gas que normalmente se quema. Logrando salvar 2 MMSCF.

#### **Alternativas para excedentes del gas**

Las nuevas tecnologías pueden ayudar a transformar el gas de pasivo a activo vendible, en numerosos estudios se ha hecho patente que resulta viable económica y ambientalmente, exportar los excedentes de gas a la planta de gas más cercana. El almacenamiento del gas ya sea mediante su captura y licuefacción, almacenamiento subterráneo, mitigación por sumideros o reinyección; o su uso en diferentes métodos de recuperación de hidrocarburos representan las alternativas óptimas.

#### **Modificar planta de tuberías donde sea posible (posibles fallas de diseño en compresores y tuberías)**

Es necesario un sistema de recolección de gas como parte integral de la infraestructura de los campos, ya sea para transportarlo de los pozos o los separadores a las plantas de extracción de componentes ligeros o a plantas compresoras para su transmisión a gasoductos o para la reinyección al yacimiento o máquinas que funcionan con gas como combustible para accionar equipos de bombeo o generadores de energía<sup>56</sup>. Por tal motivo se usan tuberías de tamaño apropiado diseñadas con la capacidad para transportar volúmenes de gas a una presión deseada. El diseño incide directamente sobre la eficiencia y desempeño de la tubería a lo largo de su vida útil y si existen pequeñas fallas de diseño, se contribuye al desperdicio de considerables volúmenes de gas, estas pérdidas pueden prevenirse con pequeñas modificaciones en las tuberías dentro de las plantas, redirigiendo el gas de los quemadores a los compresores.

#### **Uso racional de los quemadores existentes**

Entre el 20 y 40 % del total del volumen quemado se debe a la quema continua, mientras que el resto de las emisiones se relaciona con los eventos individuales para asegurar las condiciones de seguridad y funcionamiento.

En algunas áreas hay un gran número de quemadores que han sido instalados con el tiempo, sería conveniente optimizar el número de quemadores en existencia ya que los estudios han demostrado que podrían salvarse hasta 22 MMSCF.

Para lograr mayores reducciones en las emisiones asociadas con la quema deberán centrarse en los procedimientos de operación y procedimientos de cierre de las instalaciones

#### 4.9.2 Conservación del Gas

##### Revisión de la eficiencia de las unidades de las turbinas

Para la generación de energía y las emisiones, se distinguen diferentes tipos de turbinas de gas. Principalmente se clasifican en las que tienen un solo combustible (gas) y las de doble combustible, que pueden quemar tanto diesel como gas.

El diesel se utiliza sólo como suplemento del gas, pues normalmente es tomado del gas del proceso y no está disponible desde el inicio. Una turbina de gas simplificada consiste en un generador de gas (compresor y la cámara de combustión) y la sección de la turbina.

El compresor aumenta la presión del aire atmosférico y envía este aire a la cámara de combustión caliente y parte de ella se convierte en energía mecánica para la operación de los generadores, compresores o bombas.

Otra clasificación de los tipos de turbinas es la que se hace respecto a la tecnología de baja emisión de NOx, la diferencia entre estas turbinas y las convencionales consiste en adaptar el proceso de combustión en la cámara de combustión de la turbina para generar menos NOx, esto es para las de un solo combustible.

Una revisión de las turbinas disponibles ha identificado que algunas unidades son deficientes, por lo que con base en los estudios preliminares se recomienda la modificación de estas unidades para mejorar su desempeño cuando se considere que es viable hacerlo, en otros casos deberán reemplazarse completamente. Dependiendo de las necesidades de cada campo pues en algunos campos la presión es tan alta que requieren el uso de turbinas de etapas múltiples o multifásicas, que pueden reemplazar una o más etapas de separación, lo que resulta muy conveniente si se trata de instalaciones costa afuera, ya que la demanda de potencia se reduce. la tecnología aun se encuentra en desarrollo.<sup>57</sup>

##### Optimizar el número de unidades de red.

Diversos estudios han revelado que en algunas áreas operativas puede optimizarse el desempeño de unidades de trabajo mediante disminuir el número de unidades en ejecución, con un volumen de gas entre el 10 y 12 % del total consumido dependiendo del tamaño de la unidad que se cierre proporcional.



### **Instalar cables de alto voltaje**

En un esfuerzo por conservar el gas e incrementar la rentabilidad de las operaciones, varios campos urbanos han sido unidos con cables de alto voltaje a las estaciones de energía principales en vez de generadores pequeños e ineficientes. Se ha logrado conservar un 15% del total del gas consumido.

### **Operar bombas con energía solar**

Tal y como se han implementado proyectos fotovoltaicos en ciertas partes del país, esto se refiere específicamente al programa llamado hipotecas verdes puesto en marcha en Mexicali, Baja California, donde existe un proyecto piloto de viviendas ecológicas con energía obtenida por paneles fotovoltaicos; de igual manera podemos adaptar la energía solar para usarla en los equipos petroleros que requieren dicho suministro de energía, por lo menos en instalaciones terrestres, pues en algunos campos con inyección de químicos las bombas fueron operadas usando gas, y para conservar este gas la recomendación fue aumentar la potencia de las bombas con energía solar, obteniendo una recuperación del 100 % del gas consumido.

### **Sustituir viejos controladores de turbina con motor eléctrico**

Para conservar cierta energía y mejorar la fiabilidad de las operaciones es recomendable reemplazar los controladores de turbinas por motores eléctricos y se conserva entre el 2 y el 5 % del gas consumido.

### **Instalación de un sub-enfriador de gas propano en el sistema de refrigeración**

Para conservar energía en el sistema de refrigeración de propano se recomienda introducir un sub-enfriador para quitar alguna carga del sistema de refrigeración y así conservar energía, salvando desde 1 – 5 % del gas.

### **Mejorar sistema de levantamiento de compresores de gas.**

En ciertas áreas se encontró que el sistema de levantamiento del compresor reciclaba gas continuamente, lo que se soluciona al modificar el sistema de levantamiento del compresor, tras las modificaciones se conserva algo de la potencia, logrando la conservación de 1-2 % del gas consumido.

### **Sistema de recuperación de flujo de gas caliente.**

Una gran cantidad de energía proveniente de las turbinas y los generadores de energía es emitida y perdida, cuando podría utilizarse en el sistema de calentamiento de aceite que usualmente se calienta con calentadores de gas. Con este cambio podrían conservarse unos 7.0 MMSCF.

### Instalación de medidores de flujo

El término ultrasónico hace referencia a las ondas sonoras a frecuencias más altas que las que quedan dentro del alcance del oído humano, es decir, a frecuencias superiores a los 18 KHz. aproximadamente.

Un sistema de medición ultrasónico puede instalarse en el exterior de las tuberías ya que las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin dificultad las paredes metálicas, lo cual resulta muy conveniente cuando se están tratando fluidos hostiles, es decir, aquellos con propiedades corrosivas, radioactivas, explosivas o inflamables<sup>58</sup>.

El equipo ultrasónico es sencillo y práctico (fig.4.30), debido a que su instalación es sencilla y se puede aplicar en cualquier punto del sistema, además, permite medir el flujo sin tener que detener la operación de la línea.



Fig. 4.30 Medidor de flujo ultrasónico<sup>59</sup>

Una manera de cuantificar y conservar el gas que se destina a la quema es mediante la instalación de este tipo de medidores, aunque deben colocarse en posiciones específicas debido a su alto costo.

### Horno/eficiencia de la caldera.

Una revisión de la eficiencia de los hornos y calderas disponibles ha identificado que algunas de estas unidades son viejas e ineficientes, lo que sólo deja la opción de reemplazo total. Con un volumen rescatable de entre el 3 y 5 % del total del gas consumido.

### Reemplazar bache de gas compresor HC por nitrógeno.

Los estudios realizados han demostrado que algunos sellos compresores de gas pueden reemplazarse por nitrógeno para conservar el gas. Al realizar el cambio puede conservarse el 100 % del total del gas consumido.

### 4.9.3 Cero Quema

Es un concepto nuevo que ha comenzado a usarse en la industria petrolera, lo novedoso es que se vuelve posible el manejo de las antorchas (Flare stacks quemadores). La idea de reducir el volumen de gas que es desperdiciado al destinarse a la quema y venteo surgió por primera vez en 1992, por STATOIL en respuesta a la introducción por el gobierno noruego de un impuesto que gravaba la cantidad de gas quemado. El primer intento que se realizó para lograr cero quemas, es decir literalmente eliminando el gas se hizo en 1995.

Actualmente el único inconveniente es que el sistema de ignición no funciona si la distancia de la llamarada supera los 150 [m] de distancia, cuestión que se agrava cuando se extrapola a un escenario en altamar (fig.4.31).

El principio de operación del sistema comprende tres partes:

#### ❖ Sistema de encendido de la llama

Este es el sistema que elimina el uso de un piloto de bengala (llama de bengala), la presión alta de las botellas de almacenamiento empuja una bolita al recibir una señal iniciada por una liberación de gas, hacia una placa delantera a través de una trayectoria guiada con la tubería conductora. Una vez que la pelotita impacta la placa se produce una chispa que enciende de inmediato la bengala.

#### ❖ Sistema de recuperación del gas quemado

El sistema captura el gas que se escapa de las plantas y lo recomprime para regresarlo a la red. Se instala una válvula de acción rápida en la línea de brote principal. Otra línea de derivación se equipa con una serie de válvulas o un disco de ruptura en caso de que falle la válvula de acción rápida, en pocas palabras; todo el gas LP que usualmente debería quemarse ahora será redirigido a un pequeño compresor de succión y será devuelto a la red, y en caso de que ocurra una liberación de gas las válvulas de acción rápida permitirán al gas liberarse al quemador (antorcha).

Existen tres empresas en el mundo que ofrecen la manufactura de estos sistemas, dos de ellas con sede en Noruega y una en Canadá.

#### ❖ Paquete de purga de nitrógeno

Para eliminar la purga de gas hidrocarburo es necesario mantener una presión positiva en las líneas de quema y prevenir la entrada de aire al sistema de quema (antorcha), las purgas de nitrógeno se usan como una alternativa.

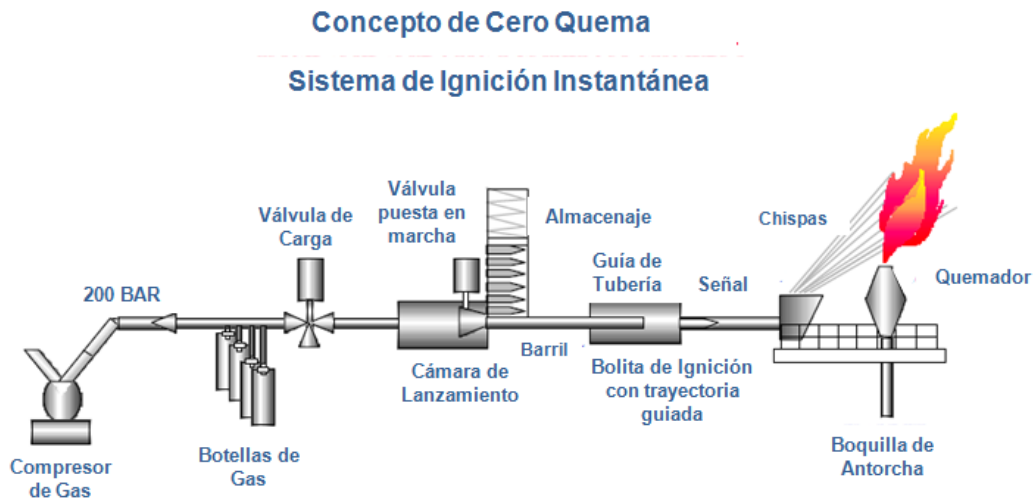


Fig. 4.31 Esquema de un arreglo de un sistema de ignición instantáneo<sup>60</sup>.

## Conclusiones y Recomendaciones

Todos conocemos la forma más rápida y barata de frenar el cambio climático: usar energía de forma más eficiente<sup>61</sup>. Y aunque lo anterior pudiese parecer fácil para un escenario personal, las cosas se complican un poco si queremos extrapolar nuestras intenciones a un escenario nacional. Dada nuestra relación simbiótica con el oro negro, el panorama económico no es muy favorecedor para implementar una dieta de carbono.

México no es el único país con problemas a la hora de ceñirse al régimen en la dieta de carbono, sin embargo lo anterior no nos exime de la enorme responsabilidad y compromiso con la comunidad mundial; pues ostentar un vergonzoso primer lugar en emisiones de bióxido de carbono en el año 2006, atrajo la atención de los demás países en la Conferencia de Cambio Climático llevada a cabo en Polonia en el año 2009, así que el gobierno mexicano se comprometió a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 50% para 2050<sup>62</sup>.

Se declaró que para alcanzar el objetivo de reducción en las emisiones se partiría de tres premisas:

- La participación de todos los países
- Las nuevas tecnologías
- El financiamiento internacional

“Con estas condiciones podríamos terminar de sustituir el combustóleo por el gas natural, mejorar la industria petroquímica, la generación de energía, el transporte y todos los rubros que contempla la Estrategia Nacional de Cambio Climático”<sup>63</sup>.

El presente trabajo hace hincapié en la segunda premisa; y en algunas alternativas que de ser llevadas a cabo en un período de tiempo corto en la industria petrolera nacional, podrían lograr un impacto importante en las cifras de emisiones de gases invernadero pertenecientes a nuestro país.

La eficiencia es lucrativa, así lo han demostrado las corporaciones internacionales Dow y DuPont. No obstante, la eficiencia sólo puede llevarnos hasta cierto punto, para alcanzar mayores niveles de reducciones es imperativo reemplazar nuestro consumo de combustibles fósiles por energías renovables, mejorar las prácticas e instalaciones petroleras- ya que este rubro es el que nos posiciona tan alto en ese ámbito, es necesario invertir en la infraestructura que nos permita solventar nuestro deber ecológico y convertir en un activo el gas desperdiciado en prácticas como la quema y el venteo, desarrollar tecnologías o adoptar enfoques ya existentes en otros lugares del globo terráqueo para capturar y enterrar el dióxido de carbono.

Entre las opciones que a lo largo de este trabajo se exhiben para amortiguar nuestra huella ecológica, se postulan las siguientes:

### ***La explotación de fuentes alterna de gas***

La preocupación en torno a los efectos medioambientales de la combustión de los combustibles fósiles ha llevado a las organizaciones globales a incentivar los esfuerzos por reducir las emisiones relacionadas con la industria y el transporte, los objetivos son la alta pureza y el bajo contenido de contaminantes de los combustibles sintéticos; que sobrepasen los requisitos rigurosos establecidos para los estándares internacionales del futuro.

En algún momento dentro de los próximos 25 años, el mundo podría empezar a consumir más gas que petróleo. Sin embargo, desarrollar todo el potencial del gas requerirá gran imaginación tecnológica y un esfuerzo constante para hallar formas de reducir los costos de producción y transporte. Es aquí donde podemos recurrir a la explotación de fuentes alternas de gas.

***El Gas lutita*** actualmente es escasamente explotado fuera de Estado Unidos, esto puede deberse a la existencia de tasas de flujo antieconómicas y tiempos extendidos de recuperación de la inversión en pozos, más que a una ausencia real de cuencas de gas de lutitas productivas. La ejecución de nuevos tratamientos de fracturamiento, en pozos originalmente terminados con fluidos gelificados ha resultado altamente exitosa. Además del aumento de los precios del gas y el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal, el desarrollo de prácticas de estimulación económicas y eficaces son la clave para el éxito comercial de los pozos de gas de lutitas.

No obstante la experiencia adquirida en las cuencas de Norteamérica inevitablemente ayudará a los operadores de todo el mundo a explotar los recursos de lutitas a medida que la producción proveniente de los recursos convencionales alcance la etapa de madurez.

***Los depósitos de hidratos de gas*** alojan volúmenes copiosos de hidrocarburos. Las estimaciones oscilan a través de varios órdenes de magnitud; pero el volumen de gas contenido en las acumulaciones de hidratos de gas se considera mayor que el que contienen las reservas conocidas de gas de todo el mundo. Estas acumulaciones a menudo se encuentran en lugares del mundo que carecen de reservas convencionales, lo cual genera potencialmente un nivel de auto-suficiencia en países que dependen de importaciones de petróleo y gas.

El estado actual de conocimiento de la productibilidad de gas a partir de hidratos, es análogo al que exhibían el metano contenido en capas de carbón y las arenas con petróleo pesado hace unas tres décadas. Si bien el proceso de recuperación tanto en las formaciones con metano en capas de carbón como de las arenas bituminosas requirió varios años para volverse comercialmente viable, es demasiado temprano para determinar el horizonte de desarrollo de los recursos de hidratos de gas.

Es posible encontrar múltiples usos para el conocimiento adquirido acerca de la formación de hidratos, entre las aplicaciones pueden mencionarse las siguientes:

- El gas producido en los campos petroleros podría convertirse en hidrato de gas sólido, y ser transportado en tanques o mezclarse con petróleo crudo refrigerado y transportarse como pasta aguada en tanques de transporte o en tuberías.
- El hidrato congelado, así como el gas natural líquido, puede transportarse a través de grandes distancias sin necesidad de ductos.

Puede almacenarse gas natural convertido en hidratos.

- El nitrógeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno pueden separarse del metano mediante la formación de hidratos.
- Las sales y los materiales biológicos pueden separarse del agua mediante el proceso de formación de hidratos.
- El dióxido de carbono puede ser almacenado en forma de hidrato sólido y ser transportado y eliminado en aguas profundas.

En lo que respecta al suministro y el acceso al recurso, muchos países se muestran optimistas en cuanto al potencial de esta fuente alterna de gas para satisfacer las necesidades energéticas del futuro. Países como Japón, India, China y Corea del Sur han lanzado programas, para explorar las posibilidades de extraer el metano del enrejado que conforman los hidratos. Como sucede con otros recursos no convencionales, el desarrollo de las reservas de hidratos sin lugar a dudas se beneficiará con las tecnologías diseñadas originalmente para operaciones convencionales de exploración y producción de hidrocarburos.

**La explotación de los recursos de Gas Grisú** está progresando a pasos firmes. En los Estados Unidos, los precios del gas natural han hecho más atractivas muchas áreas, en lo que respecta a la explotación del CBM, si bien algunas de ellas todavía no producen volúmenes significativos de gas natural. Los métodos de evaluación de formaciones junto con los datos de núcleos de diámetro completo están ayudando a la industria a conocer los yacimientos de carbón. Las técnicas de procesamiento de registros aportan datos detallados de litología, análisis preliminar de las principales fracciones y permeabilidad.

A través de la utilización de técnicas de generación de imágenes de la pared del pozo, se estudian los sistemas de diaclasas y fracturas, junto con importante información de los esfuerzos locales, para apreciar en forma más exhaustiva la permeabilidad en las capas de carbón. La permeabilidad en las capas de carbón, controlada por los eventos acaecidos durante la sedimentación, la madurez y el tectonismo aparece como el factor más importante en la producción de CBM.

Los sistemas de fracturas del carbón deben ser conectados con éxito al pozo a través de métodos de estimulación que no produzca daños. Si bien el conocimiento que tiene la industria acerca del carbón es vasto y cada vez más exhaustivo, el modelado del comportamiento de los yacimientos de CBM plantea verdaderos desafíos.

La naturaleza del desarrollo de los yacimientos de CBM demanda una cuidadosa consideración económica. Las soluciones de bajo costo pueden ser de utilidad, pero los avances tecnológicos en materia de perforación, evaluación de formaciones, terminación, estimulación, producción y modelado de yacimientos tendrán un impacto mucho mayor. Con el enorme volumen de reservas mundiales y una infraestructura creciente para explotarlas en forma económica, el carbón ocupa un lugar destacado en la breve lista de combustibles no convencionales que esperan ser desarrollados en el futuro.

Es necesario tener en consideración todos los aspectos en los que podamos hacer modificaciones, en cada uno de los procesos vinculados con el aprovechamiento de los recursos petroleros existen fisuras que deben ser cuidadosamente estudiadas.

Innovaciones tecnológicas y prototipos de equipos diseñados para la exploración y explotación de los recursos con un menor impacto en los ecosistemas circundantes, que optimizan las prácticas de explotación de hidrocarburos que de comercializarse podrían revolucionar el comportamiento de la industria del oro negro, pues no solamente evitan la contaminación sino que además reducen costos de producción significativamente.

En la etapa de explotación es posible aplicar métodos usados en pocas zonas petroleras como el bombeo neumático autoabastecido, modificaciones a la infraestructura existente e inversión en equipo de separación de gases para la recuperación de gases y su posterior utilización en los campos o para comercialización.

Aquí se presentan varios métodos de almacenamiento, que han sido estudiados y desarrollados por operadores petroleros e instituciones relacionadas con esta industria a nivel mundial, con el único fin de proveer una solución a las exigencias gubernamentales sobre las emisiones de gases invernadero sin comprometer la producción de hidrocarburos.

Entre ellas figura el almacenamiento en formaciones salinas, rocas porosas (yacimientos agotados) y minas abandonadas.

**El almacenamiento subterráneo de gas** es sólo una de las industrias que se están desarrollando para satisfacer las crecientes y fluctuantes demandas energéticas mundiales.

El manejo de toda la cadena de suministro de gas, implica la observación rutinaria y el control en tiempo real del transporte del gas desde la boca del pozo a través del gasoducto y de la cuadrícula de gas natural licuado hasta llegar a la punta del quemador del consumidor final, pasando por instalaciones de almacenamiento.

Cada proyecto necesita un estudio de caracterización petrofísica y mecánica de la ubicación propuesta en el subsuelo, con el propósito de asegurar que las propiedades de la formación sean adecuadas para el almacenamiento de gas a largo plazo. La construcción de las zonas destinadas para almacenamiento es de unos tres o cuatro años. Es una forma de ahorrar el gas al separarlo del flujo proveniente del pozo desviándolo hacia equipo de separación para su almacenamiento.

Hasta hace poco, había sólo dos formas prácticas de transportar gas natural: hacerlo circular a través de un gasoducto en estado gaseoso o enfriarlo y transportarlo como gas natural licuado (GNL). Una tercera opción, la tecnología de conversión de gas a líquidos, transforma químicamente el gas natural en productos líquidos, de combustión limpia, que pueden ser fácilmente despachados al mercado.

La tecnología está contribuyendo a que el gas se torne aún más amigable con el medio ambiente, se está desarrollando una tecnología de **conversión de gas a líquidos (GTL)** para convertir el gas natural en combustibles líquidos ultralimpios.



Cuando los combustibles convertidos por GTL se utilizan en motores convencionales, sólo producen una fracción de las emisiones generadas por la gasolina común o los combustibles diesel. La producción de hidrocarburos líquidos podría utilizarse directamente en vehículos o mezclarse con otros combustibles.

El futuro de la industria del GNL tiene en perspectiva grandes oportunidades para la aplicación de tecnología. Al comienzo de la cadena del GNL, las plantas de licuefacción nuevas siguen impulsando la implementación de mejoras en términos de eficiencia que reducen los costos operativos.

Las plantas de licuefacción no son la única parte de la cadena del GNL que ha experimentado mejoras; dichas tendencias también están presentes en el transporte marítimo, donde las mejoras logradas abarcan desde nuevos diseños de tanques, cascos de poco calado, transportadores de doble hélice y sistemas de propulsión más eficientes.

Finalmente, se están considerando embarcaciones en forma de rompehielos para llevar a los consumidores el GNL proveniente del gas descubierto pero no desarrollado de los ambientes árticos. Todas estas mejoras perfeccionarán y expandirán la red actual de transporte marítimo global del GNL. Es probable que la última parte de la cadena del GNL- las terminales de importación-experimenten los cambios más importantes en cuanto a tecnología. Los transportadores grandes, con su necesidad de canales profundos y de instalaciones de amarre- además de cuestiones referidas a la seguridad- hacen que las instalaciones marinas de GNL resulten atractivas.

El concepto de instalaciones de GNL marítimas o flotantes no es nuevo; han sido propuestas y analizadas durante más de 30 años. Estas propuestas incluyen las terminales de importación y toda la gama de instalaciones de GNL, desde la licuación hasta la regasificación. Tal vez el cambio más profundo a lo largo de la cadena GNL implicará una innovación de índole comercial más que tecnológica.

Otros beneficios ambientales adicionales de esta tecnología de conversión; surgen de la mayor facilidad de producción y transporte del gas asociado que normalmente se quema.

Para reducir el quemado del gas asociado sin poner en peligro la producción del petróleo, se requieren soluciones para el transporte del gas desde localizaciones remotas y usualmente marinas.

Es preciso superar los desafíos tecnológicos tales como dimensión, costo y eficiencia de cada una de las alternativas de corto, mediano y largo plazo disponibles para mitigar las consecuencias de la explotación desmesurada de los recursos no renovables.

La recomendación que podría resultar adecuada para aplicarse en un corto plazo sería hacer las modificaciones, innovaciones y sustituciones de equipos que con el tiempo han quedado obsoletos, lo que está por demás decir sucede muy a menudo en México ya que gran parte de los ingresos de PEMEX se destinan al sector social más que a las necesidades de la empresa; en la última sección se presentan algunas soluciones que por experiencia de empresas líderes en el ramo han logrado el objetivo de cero emisiones a la atmósfera y que son el modelo a seguir.

---

Al invertir en tecnología nueva o adoptar enfoques ya existentes el dinero ahorrado por la eficiencia en el uso de la energía podría ayudar a pagar las mejoras sobre cómo se genera energía.

Convendría aplicarnos al diseño de infraestructura de primera, desde los estudios preliminares para la construcción de zonas de almacenamiento adecuadas a cada zona, hasta los equipos de separación y redes de distribución a sectores como el doméstico e industrial, pues los requerimientos de cada sector son distintos.

Mientras cambiamos nuestro comportamiento de consumo hacia los combustibles fósiles y nuestra política energética, para disminuir nuestra dependencia- en todos los aspectos- del petróleo.

---

## Bibliografía

---

<sup>1</sup> **Andersen**, Mark, Lisa Stewart: Aspectos destacados de una encuesta a lectores, Oilfield Review Otoño 2004, p.8.

<sup>2</sup> **Alsos**, Trine, Alfhid Eide, Donatella Astratti, Stephen Pickering y otros: Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento, Oilfield Review Otoño 2002, pp. 54-71.

<sup>3</sup> **Brady**, James, Tracy Campbell, Alastair Fenwick, Marcus Ganz, Stewart K. Sandberg y otros: Sondeos electromagnéticos para la exploración de petróleo y gas, Oilfield Review Primavera 2009, pp.4-19.

<sup>4</sup> **Ibid.**

<sup>5</sup> **Fuente:** DNV

<sup>6</sup> **Fuente:** *www.bxpl.com*

<sup>7</sup> <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=11038> (consulta 23 de junio de 2011).

<sup>8</sup> <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=11038> (consulta 23 de junio de 2011).

<sup>9</sup> <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=11038> consulta 23 de junio de 2011.

<sup>10</sup> **Aguilar**, Villalobos Manuel: Administración integral de yacimientos aplicada a campos maduros, tesis licenciatura (Ingeniero Petrolero)-UNAM, Facultad de Ingeniería, p. 110.

<sup>11</sup> **Amin**, Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Smedstad, John Ratulowski: Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso, Oilfield Review verano 2005, p. 7.

<sup>12</sup> <http://tandem-terminal.ru/topics/drilling/oil/index.htm>

<sup>13</sup> **Villegas** Javier, María I., Curso Bombeo Neumático 2009-1, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.

<sup>14</sup> **Ramos**, Ariel, Douglas Tenias: Proyecto Bombeo Neumático Autoabastecido, PEMEX Exploración y producción.

<sup>15</sup> **Sebastian**, H.M., Wenger, R.S., and Renner, T.A.: Correlación de la presión mínima de miscibilidad para corrientes impuras de CO<sub>2</sub>. JPet Technol 37. 1984.

<sup>16</sup> **Belhaj**, H., H. Abdulwahab : CO<sub>2</sub> Breakthrough vs. Gas processing Facilities: Qualitative Appraisal, Journal of Canadian Petroleum Technology, 2011, pp.61-66.

<sup>17</sup> **Belhaj**, H., H. Abdulwahab : CO<sub>2</sub> Breakthrough vs. Gas processing Facilities: Qualitative Appraisal, Journal of Canadian Petroleum Technology, 2011, p.64.

<sup>18</sup> **Ibid.**

- 
- <sup>19</sup> **Belhaj**, H., H. Abdulwahab, op.cit.,p. 65.
- <sup>20</sup> **Belhaj**, H., H. Abdulwahab, op.cit.,p. 63.
- <sup>21</sup> **Belhaj**, H., H. Abdulwahab, op.cit.,p. 65.
- <sup>22</sup> **Belhaj**, H., H. Abdulwahab, op.cit.,p. 66.
- <sup>23</sup> **Schendel**, R.: El uso de membranas para la separación de gases ácidos e hidrocarburos, Ingeniería Química Prog. 80. 1984, pp. 39-43.
- <sup>24</sup> **Gachuz-Muro**, Herón, Nemesio Miguel Hernández y otros: Experimental Investigations of DDP and SWCD in a Naturally Fractured Reservoir, HP/HT, Society of Petroleum Engineers 142853, pp.1-10.
- <sup>25</sup> **Lepski**, B, Z. Bassiouni, J.M. Wolcott: Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Gas Injection, Society of Petroleum Engineers 39659, p.61.
- <sup>26</sup> **Pérez García**, Tomás: Curso de Recuperación Secundaria y Mejorada, 2009-1, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
- <sup>27</sup> **Canell**, Melvin, Jim Filas, y otros: El calentamiento global y la industria de la exploración y la producción, Oilfield Review invierno 2001/2002, p.54.
- <sup>28</sup> <http://www.npd.no/en/Topics/Environment/Temaartikler/Myths-and-facts-about-CO2-storage/>
- <sup>29</sup> <http://www.npd.no/no/Tema/Miljo/Temaartikler/Myter-og-fakta-om-CO2-lagring/> fecha 22 junio 2011
- <sup>30</sup> **Cannell**, Melvin, op. Cit.,pp.53-55.
- <sup>31</sup> **Cannell**, Melvin, op. Cit.,p.59.
- <sup>32</sup> Este apartado ha sido tomado en su totalidad de la información contenida en un artículo titulado homónimamente que aparece en la referencia bibliográfica siguiente:
- Bary**, Alexander, Fritz Crotofino, Bernhard Prevedel y otros: Almacenamiento Subterráneo de gas natural, Oilfield Review otoño 2002, vol.14, núm.2, pp.2-19.
- <sup>33</sup> **Idem**, p.17.
- <sup>34</sup> **Cannell**, Melvin, op. Cit.,p.57.
- <sup>35</sup> **Cannell**, Melvin, op. Cit.,p.58.
- <sup>36</sup> **Cannell**, Melvin, op. Cit.,pp.58.
- <sup>37</sup> <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Faktahefter/Fakta-2010/Kap-15/>
- <sup>38</sup> <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/>
- <sup>39</sup> <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/>
-

---

<sup>40</sup><http://www.gas.pemex.com/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos+procesadores+de+gas+%28CPG%29/>

<sup>41</sup> **Anderson**, John, Andrew Carnegie: Conversión de gas natural a líquidos, Oilfield Review Invierno, vol.15, núm.3 2003/2004, p.37.

<sup>42</sup> **Idem**, pp. 34-41.

<sup>43</sup> **Watts**, P: "Building Bridges-Fulfilling the Potential for the Gas in the 21<sup>st</sup> Century", ponencia presentada en el Congreso Mundial del Gas, Tokio, Japón, 3 de junio de 2003, [www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf](http://www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf).

<sup>44</sup> **McIntosh** Andrew, Peter G.Noble, Jim Rockwell, Carl C. Ramlakhan: El transporte de gas natural a través de los océanos, Oilfield Review Otoño 2008, pp.50-63.

<sup>45</sup> **Idem**, p.61.

<sup>46</sup> Este subtema se basa casi íntegramente en la siguiente bibliografía: **Tarmoom**, Othman Ihab: Gas conservation and Flaring Minimisation, SPE 53321, 1999, pp. 1-13.

<sup>47</sup> **Gómez** Cabrera Miguel Ángel: Apuntes de Manejo de la Producción en superficie

<sup>48</sup> **Tarmoom**, Othman Ihab: Gas conservation and Flaring Minimisation, SPE 53321, 1999, pp. 1-13.

<sup>49</sup> **Ward**, L. Victor: N<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> in the Oil Field: Stimulation and Completion Applications, SPE Production Engineering, 1986, p.275.

<sup>50</sup> **Tarmoom**, Othman Ihab, op. cit.p.4

<sup>51</sup> **Bigelow**, Tom, Renee Wash, Dianbin Liu , J.V. Meanchen, Donald Lucas, David Littlejohn: Instalación de unidades de recuperación de vapor en tanques de almacenamiento de petróleo, Ediciones Natural Gas EPA Pollution Preventer, 2003, pp.1-12.

<sup>52</sup> **Ibid.**

<sup>53</sup> **Loc.cit**

<sup>54</sup> **Atkinson**, Ian.: Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico, Oilfield Review Spanish 2007

<sup>55</sup> <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/bombeo-multifasico.html> (consulta 22 junio 2011)

<sup>56</sup> **Tarmoom**, Othman Ihab, op.cit.p.4.

<sup>57</sup> <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/Miljoteknologi/5-Utslipp-til-luft/>(consulta: 22 junio 2011)

<sup>58</sup> <http://www.eindustria.com/articulos/los-medidores-ultrasonicos-de-flujo-o-caudal-10519.htm> (consulta 26 de octubre de 2011)

---

<sup>59</sup> <http://www.eindustria.com/articulos/los-medidores-ultrasonicos-de-flujo-o-caudal-10519.htm>  
(consulta 26 de octubre de 2011)

<sup>60</sup> **Tarmoom**, Othman Ihab, op.cit.,p.11

<sup>61</sup> **Miller**, Peter: Ahorra Energía Ayuda a Detener el Calentamiento Global, National Geographic en Español (marzo de 2009), pp.1-23.

<sup>62</sup> **López Vergara**, Omar: "A Dieta en Tierra Caliente", National Geographic en Español (marzo de 2009), pp.24-31.

<sup>63</sup> **Idem**, p. 26.

### Artículos electrónicos.

<sup>63</sup> <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=11038> (consulta 23 de junio de 2011).

<sup>63</sup> <http://www.npd.no/en/Topics/Environment/Temaartikler/Myths-and-facts-about-CO2-storage/>

<sup>63</sup> <http://www.npd.no/no/Tema/Miljo/Temaartikler/Myter-og-fakta-om-CO2-lagring/> fecha 22 junio 2011

<sup>63</sup> <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/>

<sup>63</sup> <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos+procesadores+de+gas+%28CPG%29/>

<sup>63</sup> <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/>

<sup>63</sup> <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/bombeo-multifasico.html> (consulta 22 junio 2011)

<sup>63</sup> <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/Miljoteknologi/5-Utslipp-til-luft/>(consulta: 22 junio 2011)

<sup>63</sup> <http://www.eindustria.com/articulos/los-medidores-ultrasonicos-de-flujo-o-caudal-10519.htm>  
(consulta 26 de octubre de 2011)

<sup>63</sup> <http://www.eindustria.com/articulos/los-medidores-ultrasonicos-de-flujo-o-caudal-10519.htm>  
(consulta 26 de octubre de 2011)